

SHU SU YEN

SÔBRE A BUSCA DA SOLUÇÃO MAIS ECONÔMICA PARA A EXPANSÃO
DE UM SISTEMA GERADOR DE ENERGIA ELÉTRICA,
MEDIANTE CENTRAIS TÉRMICAS DE DIFERENTES GÊNEROS

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de "Mestre em Engenharia".

São Paulo, 1970



AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Dr. Luiz Cintra do Prado, pela boa vontade com que orientou, discutiu e criticou o trabalho.

Ao Prof. Pedro Bento de Camargo, Chefe da Divisão de Engenharia Nuclear do Instituto de Energia Atômica, pela orientação e acompanhamento de meus trabalhos desde o meu ingresso no IEA.

Ao Prof. Dr. Rômulo Ribeiro Pieroni, Diretor do IEA, por haver permitido a realização deste trabalho.

Ao Dr. H. Krämer pela sua valiosa discussão no período das conferências que assisti no Instituto de Pesquisas Radioativas, em Belo Horizonte, em Julho-Agosto de 1970.

Aos colegas do Serviço de Computação • Analógico e Digital (SCAD), do IEA, especialmente Sra. Lúcia Faria Silva pela colaboração no estudo das subrotinas do programa.

À Srta. Odette Regina Delion, pela datilografia.

A todos que colaboraram direta ou indiretamente na realização deste trabalho.

ÍNDICE

	<u>Pág.</u>
I - Introdução	1
II - Avaliação Econômica de Reatores Térmicos	2
II.1 - Hipóteses na Avaliação	2
II.2 - Estudo dos Custos Fixos e dos Custos Variáveis	3
II.3 - Custo Médio de um Sistema Elétrico	9
II.4 - Otimização da Distribuição das Capacidades das Centrais	10
II.5 - Aplicação Numérica	16
III - Comentários Finais	23

Apêndice:

API - Custos da Energia Elétrica de Origem Nuclear

 API.1 - Custo de Capital

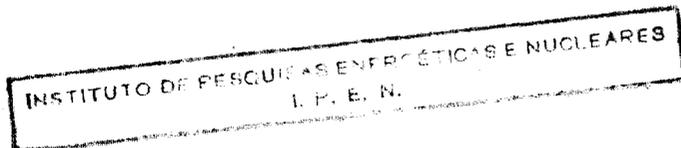
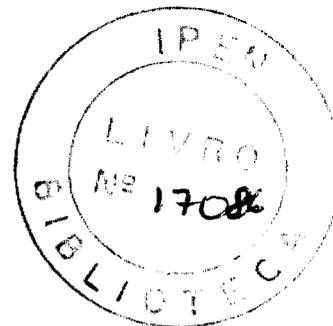
 API.2 - Custo de Operação e de Manutenção

 API.3 - Custo de Combustível

APII - Diagrama de Blocos

APIII - Resultados Obtidos

Bibliografia



I. Introdução

Com o avanço da tecnologia nuclear e o crescimento da indústria, os reatores nucleares se tornam cada vez mais econômicos na produção de energia elétrica.

No presente estudo o nosso objetivo é otimizar a distribuição das capacidades de centrais térmicas que são supostos os únicos tipos existentes e disponíveis para a expansão de um sistema gerador. O objetivo em vista é duplo: atender ao crescimento da demanda de energia elétrica e obter o menor custo possível para a energia produzida pelo novo conjunto de centrais.

Realmente, esta hipótese é a que deve ser aplicada para um país em que não haja recursos hidráulicos mas o método de avaliação apresentado pode ser estendido aos casos em que existem ainda potências hidráulicas a aproveitar, ou também aos casos em que serão admitidos novos tipos de centrais nucleares (por exemplo: com reatores rápidos): o que se terá de fazer é, evidentemente, acrescentar mais restrições convenientemente definidas.

A otimização da distribuição das capacidades das centrais térmicas foi feita pela programação linear. Para cada série de dados, o tempo gasto na computação pelo computador IBM-Mod.1620 foi de doze minutos aproximadamente.

Em Apêndice ofereço uma recapitulação das despesas ligadas à produção da energia em uma central nuclear e que podem ser separadas em três termos: custo de capital, custo de operação e de manutenção, e custo de combustível.

II. Avaliação Econômica de Reatores Térmicos

II.1 - Hipóteses na Avaliação

(1) A demanda de energia elétrica cresce rapidamente de maneira que a construção contínua de novas centrais geradoras é necessária. Como consequência, o aproveitamento de energia produzida pelas novas usinas será imediato e contínuo. Logo, a determinação e o cálculo de eventuais expansões devem ser feitos para cada ano.

(2) Para a avaliação, não levaremos em conta a parte referente à localização das usinas e à transmissão da energia gerada.

(3) Ao se fazer uma comparação entre várias alternativas a taxa de juros apresenta um papel muito importante. Em certos países, o Brasil, por exemplo, é difícil determinar a taxa real de juro, por motivo dos problemas de inflação e de certas imposições do governo. Logo, para fazer uma comparação simples e real entre várias centrais, adota-se em geral o sistema monetário em dólar e não se considera a inflação.

(4) Entendemos a vida útil de uma usina como a sua vida mais provável. A obsolescência técnica de uma usina é mais provável do que o envelhecimento físico da mesma. Portanto, embora uma vida física mais longa seja possível para qualquer usina, na prática, especialmente para fins de comparação a vida média útil é que se afigura realmente importante.

(5) Normalmente, quanto maior a usina, menor será o custo unitário de capital, porque geralmente as usinas maiores já possuem o maior desenvolvimento tecnológico e a padronização industrial. Por outro lado, para instalações maiores a proporção de número de funcionários tende também a diminuir. No presente estudo, admitirei, porém, a linearidade de custos em relação ao tamanho das instalações e aditividade de custos individuais de várias centrais.

(6) Suporei também que não haja limitações em quantidades disponíveis de combustível nuclear nem restrições políticas ou econômicas com respeito ao urânio enriquecido.

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
I. P. E. N.

./.

II.2 - Estudo dos Custos Fixos e dos Custos Variáveis da Usina

Para uma análise econômica costuma-se considerar o custo "específico" anual de cada usina, a saber, o custo anual da usina referido à unidade de potência instalada (e expresso, por exemplo, em US\$/kW.ano); esse custo pode-se dividir em dois termos: fixo e variável.

O termo fixo é a parte suposta independente do fator de utilização e o termo variável é aquele que varia linearmente com o fator de utilização.

O custo relativo ao capital investido na construção (ou instalação) da usina é, evidentemente, um custo fixo.

Para o custo de operação e de manutenção pode-se visualizar a fração relativa a cada componente, em porcentagem aproximada conforme os números da seguinte tabela, que se aplica somente às centrais equipadas com reatores térmicos, e que, deste grupo, exclui os reatores de tipo orgânico: Ref.14).

<u>Componente</u>	<u>Parte Fixa</u>	<u>Parte Variável</u>
- Pagamento aos funcionários	100%	0
- Substituição de equipamentos e materiais consumíveis	50%	50%
- Substituição de moderador e de refrigerante	100%	0
- Seguro	100%	0
- Custos diversos - (treinamento e reclassificação do pessoal, taxas para licenciamento, viagens, etc.)	100%	0

Vê-se, assim, que a parte variável é relativamente pequena em comparação com o custo total de operação e de manutenção. Portanto, pode-se considerar o custo de operação e de manutenção como um custo fixo.

Para o custo de combustível, pode-se considerar o financiamento de carga inicial como um custo fixo, e a parcela de carga que se consome como um custo variável.

Evidentemente, na análise do custo do produto, isto é o custo de energia produzida, a variabilidade das parcelas se inverte, a saber: o termo fixo dá origem a uma parcela que varia com a utilização da usina e o termo variável dá origem a uma outra parcela que ficará constante.

Custos fixos da usina (K_f)

Podem ser decompostos em quatro termos, todos êles unitários e anuais, a saber: referidos à unidade de potência instalada (isto é, por kW de potência elétrica efetiva ou "líquida") e por ano. Podem todos ser expressos em US\$/kW.ano.

(1) - Termo K_{f_1}

Destina-se a recuperação do capital investido até o fim da vida útil da central e ao pagamento dos juros do investimento não depreciável.

$$K_{f_1} = K_p \cdot a$$

onde

- K_p é o custo (unitário) do capital no valor presente (por ex. US\$/kW)
- a é um fator que considera a depreciação (*)

(2) - Termo K_{f_2}

Inclui-se, neste termo, a parte de operação e de manutenção

$$K_{f_2} = K_{op} + A \cdot i'$$

(*)

$$a = \frac{i}{1 - (1+i)^{-t}}$$

onde i é a taxa efetiva de juro mais a taxa necessária de imposto por ano, t é a vida útil da central

onde

- K_{op} é a parcela que cobre as despesas diretas de operação e manutenção durante o ano.
- A é o capital unitário (capital necessário à operação dividido pela potência instalada).
- i' é um fator que considera os juros e os impostos (supõe-se expresso em fração ou porcentagem por ano)

(3) - Térmo K_{f_3} para centrais nucleares

Neste termo consideramos o pagamento de juro sobre o combustível inicial necessário para que o reator esteja nas condições de funcionamento.

$$K_{f_3} = \left[(F_{fr} + F_{sp}) : 2 \right] / R \cdot \eta$$

com

$$F_{fr} = \sum_i X_i V_i \mathcal{L}_{Fab.} + F_{Fab.}$$

$$F_{sp} = \sum_i X_i V_i \mathcal{L}_{Rep.} - F_{Rep.}$$

onde:

- F_{fr} é o custo por unidade de massa do combustível fresco no valor presente (expresso por exemplo em US\$/kg)
- F_{sp} é o custo por unidade de massa do combustível gasto no valor presente (pode ser expresso em US\$/kg)
- R é a potência específica que indica a potência térmica gerada por unidade de massa de material presente no combustível nuclear
- η é a eficiência global da central (a relação entre a potência elétrica efetiva e a potência térmica gerada, simultaneamente, no combustível nuclear)
- X_i é a proporção do isótopo de tipo i
- V_i é o valor do isótopo de tipo i

- $\mathcal{L}_{Fab.}$ é um coeficiente que considera as perdas na fabricação
- $F_{Fab.}$ é o custo de fabricação do combustível nuclear
- $\mathcal{L}_{Rep.}$ é um coeficiente que considera as perdas no reprocessamento
- $F_{Rep.}$ é o custo de reprocessamento do combustível nuclear
- $\frac{F_{fr} + F_{sp}}{2}$ é o custo médio do combustível nuclear.

Observação: Este termo é devido à exigência de massa crítica das centrais nucleares. Para as centrais convencionais não consideramos este termo.

(4-a) - Térmo K_{f_4} para centrais nucleares

Considerando-se, neste termo, a parte de "Stand-by" do combustível nuclear.

$$K_{f_4} = \left[F_{fr.} (\mathcal{L}_{st.by} - 1) + F_{sp} (\mathcal{L}'_{st.by} - 1) \right] \cdot (i/R\eta)$$

onde:

- $\mathcal{L}_{st.by}$ é o coeficiente de "stand-by" do combustível fresco
- $\mathcal{L}'_{st.by}$ é o coeficiente de "stand-by" do combustível gasto.

(4-b) - Térmo K_{f_4} para centrais convencionais

$$K_{f_4} = X \cdot i \cdot \beta / R \cdot \eta$$

onde:

- X é o custo por unidade de massa no valor presente, expresso por exemplo em US\$/kg
- R é a potência específica do combustível (pode ser expresso, por exemplo, em kW/kg)
- β é um fator que considera o combustível estocado.

Concluindo o custo unitário fixo K_f :

$$K_f = K_{f_1} + K_{f_2} + K_{f_3} + K_{f_4}$$

1º Centrais Nucleares

$$K_f = K_p \cdot a + K_{op} + A \cdot i' + \sum_j a_j \left\{ (F_{fr} + F_{sp}) \frac{i}{2R\eta} + \left[F_{fr} (\mathcal{L}_{st.by} - 1) + F_{sp} (\mathcal{L}'_{st.by} - 1) \right] \frac{i}{R\eta} \right\}$$

onde:

- a_j é a proporção de produção de potência, isto é, considera-se a proporção de energia produzida por tôdas as parcelas (por exemplo, seed, blanket)

2º Centrais convencionais

$$K_f = K_p \cdot a + K_{op} + A \cdot i' + X_{ad} \beta / R \cdot \eta$$

Custo Anual Variável

Este, como já dito, produz a parcela constante do custo da energia:

1º Centrais Nucleares

$$C_v = (F_{fr} - F_{sp}) / B \eta$$

onde:

- B é "Burn up" ou taxa de queima, a saber, energia térmica gerada, na operação do reator, por unidade de massa do combustível nuclear

Nota - Supondo que sejam adotadas as seguintes unidades:

- Energia elétrica em kWh
- Custo do combustível em US\$/kg
- "Burn up" em MWd/t (ou kWd/kg)

nessa hipótese (de unidades não coerentes), a fórmula supra deverá ser escrita com o coeficiente numérico 24 (horas/dia):

$$C_v = \frac{F_{fr} - F_{sp}}{B \cdot \eta \cdot 24}$$

- e esta fórmula dará o custo da energia em US\$/kWh, passando-se imediatamente depois ao seu valor em mills/kWh.

29 - Centrais convencionais

Analogamente:

$$C_v = X/H \cdot \eta$$

em que: X é o custo por unidade de massa no valor presente (pode ser expresso em US\$/kg)

H é o poder energético do combustível (pode ser expresso em kWh/kg)

Custo anual da central

Pode-se agora combinar o custo fixo e custo variável para determinar o custo anual K de uma usina, referido à unidade de potência instalada (US\$/kW.ano):

$$K = K_f + K_v = K_f + C_v (E/P)$$

Custo da energia produzida

O custo da energia produzida, como já foi dito, admite duas parcelas:

19 - Parcela relacionada com o custo fixo anual da usina

O fator de utilização (f) define-se como a relação entre a energia (E) efetivamente produzida durante o ano, e a energia máxima possível (E_o) para o funcionamento contínuo da central com sua potência nominal (P). Sendo 8760 o número de horas durante o ano, P expressa em kW e as energias (E, E_o) em kWh, tem-se:

$$f = E/E_o = E/8760P \quad \therefore E = f \cdot 8760P \quad (1)$$

O encargo fixo anual para o custeio da central evidentemente é PK_f , em virtude do próprio conceito de K_f . Logo,

$$C_f = PK_f/E \quad (2)$$

Combinando as duas últimas equações e tendo em vis
ta as unidades geralmente adotadas, tem-se:

$$C_f(\text{US\$/kWh}) = K_f(\text{US\$/kW.ano})/8760 \text{ (h/ano)}. f$$

$$C_f(\text{mills/kWh}) = K_f(\text{US\$/kW.ano})/8,76(\text{milihares h/ano}). f$$

29 - Parcela relacionada com o custo variável da central

É o custo C_v de que se falou há pouco.

39 - Portanto, o custo da energia produzida será:

$$C = C_f + C_v$$

II.3 - Custo médio da energia gerada por um sistema elétrico

O custo médio anual da energia elétrica gerada pe
lo conjunto das centrais que compõem um sistema elétrico pode ser cal
culado pela seguinte expressão:

$$\bar{C}_{\text{sistema}} = \sum_n (C_{f_n} + C_{v_n}) E_n / \sum_n E_n$$

com

$$C_{f_n} = K_{f_n} / 8760. f_n$$

Quando K_f é expresso em US\$/kW.ano, o termo C_{f_n}
ficará em mills/kWh pela relação $C_{f_n} = K_{f_n} / 8,76 f_n$

onde:

- \bar{C}_{sistema} é o custo médio da energia para o sistema elétrico
- n é o número total de tipos de centrais do sistema

- C_{f_n} é a parcela do custo da energia, que corresponde ao custo fixo anual (K_f), para a central do tipo n
- C_{v_n} é a parcela do custo da energia que corresponde ao custo variável anual
- E_n é a energia gerada pela central do tipo n
- f_n é o fator de utilização para a central do tipo n.

II. 4 - Otimização da distribuição das capacidades das centrais

Suponhamos que num determinado ano tenhamos os seguintes dados:

- (1) - Valor da potência adicional a ser instalada, em virtude do crescimento da demanda: A.
- (2) - Quantidade total de potência a ser substituída devido ao envelhecimento das centrais existentes: B. Consequentemente, a quantidade total de potência a ser instalada: A+B
- (3) - Valor da potência das centrais já existentes e que continuam em perfeito funcionamento: J

Portanto, a capacidade total do sistema elétrico, no ano em estudo, será A+B+J.

O nosso objetivo é determinar a distribuição ótima de capacidades de N tipos de centrais tal que satisfaça as condições acima.

Sabemos que:

$$\bar{C}_{\text{ sistema }} = \sum_{n=1}^N (C_{f_n} + C_{v_n}) E_n \frac{1}{E_{\text{ total }}}}$$

Dada a curva de permanência de carga, será ele dividido em M regiões.

As centrais serão distribuídas na curva de carga segundo a seguinte ordem: as centrais com o custo variável mais baixo ficarão na base; e serão deslocadas para a ponta as centrais com o custo variável mais elevado. Assim, podemos escrever:

$$\bar{C}_{\text{sistema}} = Z_1 + Z_2 + Z_3 + \dots + Z_M$$

com

$$Z_1 = \sum_n (C_{f_n} P_{n,1} + C_{v_n} E_{n,1}) (1/E_{\text{total}})$$

$$Z_2 = \sum_n (C_{f_n} P_{n,2} + C_{v_n} E_{n,2}) (1/E_{\text{total}})$$

$$Z_M = \sum_n (C_{f_n} P_{n,M} + C_{v_n} E_{n,M}) (1/E_{\text{total}})$$

onde

$E_{n,m}$ significa a energia gerada pela central n na região m da curva anual.

$$\bar{C}_{\text{sistema}} = \sum_n \sum_m (C_{f_n} + C_{v_n}) E_{n,m} / E_{\text{total}}$$

em que:

$$E_{n,m} = f_m \cdot P_{n,m} \cdot 8760$$

$$E_{\text{total}} = W \cdot 8760 \cdot P_{\text{total}}$$

onde:

- f_m é o fator de utilização na região m da curva anual de permanência de carga
- $P_{n,m}$ é a capacidade da central n na região m da curva anual
- W é a área hachurada na Fig. 2 (proporciona a energia total gerada pelo sistema elétrico)

logo,

$$\bar{C}_{\text{sistema}} = \sum_n \sum_m D_{n,m} P_{n,m}$$

./.

com

$$D_{n,m} = (C_{f_n} \cdot f_m + C_{v_n} \cdot f_m) / W \cdot P_{total}$$

O nosso problema é minimizar o custo médio total do sistema $\bar{C}_{sistema}$ e está sujeito às seguintes restrições.

- (1) - A soma de capacidades de todas as centrais é igual à capacidade total do sistema, isto é:

$$\sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N P_{n,m} = P_{total}$$

- (2) - As centrais já construídas têm que ser utilizadas:

$$\sum_{m=1}^M P_{n,m} \geq J_n, \quad n = 1, 2, \dots, N$$

onde J_n é a capacidade da central n já existente e que pode continuar em funcionamento. Evidentemente,

$$\sum_{n=1}^N J_n = J.$$

- (3) - Satisfazer as condições na curva de carga:

$$\sum_{n=1}^N P_{n,1} \geq P_{total} \cdot r_1 \%$$

$$\sum_{n=1}^N P_{n,2} \geq P_{total} \cdot r_2 \%$$

⋮

$$\sum_{n=1}^N P_{n,M} \geq P_{total} \cdot r_M \%$$

onde $r_i\%$ é a porcentagem das capacidades na região i em relação à capacidade total do sistema.

- (4) - Devido à limitação da capacidade produtora das indústrias, é impossível aumentar bruscamente a produção de um ano para o outro, o que equivale dizer que há uma limitação superior nas capacidades das centrais, ou seja:

$$\sum_{m=1}^M P_{n,m} \leq L_n \quad n=1, 2, \dots, N$$

onde:

L_n é a capacidade máxima permissível do tipo n .

- (5) - As centrais com o custo variável mais baixo têm de operar na base, deslocando-se para a ponta as centrais com o custo variável mais elevado, ou seja,

$$f_{m+1} < f_m \Rightarrow C_{v_{n,m+1}} \geq C_{v_{n',m}}$$

Este problema de otimização pode ser resolvido pela programação linear:

Considerando que $f_{m+1} < f_m \Rightarrow C_{v_{n,m+1}} \geq C_{v_{n',m}}$ temos então um número finito de distribuições possíveis de N tipos de centrais em M regiões na curva de carga.

Para uma determinada distribuição na curva de carga temos de minimizar \bar{C}_{sistema} , a saber:

$$\bar{C}_{\text{sistema}} = \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N D_{n,m} P_{n,m}$$

onde:

$D_{n,m} \rightarrow \infty$ para a central do tipo n que não fica na região da curva anual.

Está sujeito às seguintes restrições:

$$(1) \quad \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N P_{n,m} = \bar{P}_{total}$$

$$(2) \quad \sum_{m=1}^M P_{n,m} \geq G_n, \quad n=1, 2, \dots, N$$

$$(3) \quad \sum_{n=1}^N P_{n,m} \geq P_{total} \cdot r_m\%, \quad m=1, 2, \dots, M$$

$$(4) \quad \sum_{m=1}^M P_{n,m} \leq L_n, \quad n=1, 2, \dots, N,$$

O resultado final será o mínimo de $\bar{C}_{sistema}$ entre todas as distribuições possíveis.

Introduzindo as variáveis residuais, temos:

$$(1) \quad \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N P_{n,m} = P_{total} \Rightarrow \begin{matrix} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N P_{n,m} \leq P_{total} \\ e \\ \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N P_{n,m} \geq P_{total} \end{matrix}$$

ou seja:

$$\sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N P_{n,m} + R_1 = P_{total}$$

$$\sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N P_{n,m} - R_2 = P_{total}$$

./.

$$(2) \quad \sum_{m=1}^M P_{1,m} - R_3 = G_1$$

$$\sum_{m=1}^M P_{2,m} - R_4 = G_2$$

⋮

$$\sum_{m=1}^M P_{n,m} - R_{n+2} = G_n$$

$$(3) \quad \sum_{n=1}^N P_{n,1} - R_{n+3} = P_{\text{total}} \cdot r_1\%$$

$$\sum_{n=1}^N P_{n,2} - R_{n+4} = P_{\text{total}} \cdot r_2\%$$

⋮

$$\sum_{n=1}^N P_{n,m} - R_{n+M+2} = P_{\text{total}} \cdot r_M\%$$

$$(4) \quad \sum_{m=1}^M P_{1,m} + R_{n+M+3} = L_1$$

$$\sum_{m=1}^M P_{2,m} + R_{n+M+4} = L_2$$

⋮

$$\sum_{m=1}^M P_{n,m} + R_{2n+M+2} = L_n$$

II.5 - Aplicação Numérica

Para uma avaliação econômica exata, os dados reais e os custos recentes são essenciais. Infelizmente alguns dos dados pertencentes aos fabricantes não são publicados devido à concorrência e outras informações que foram publicadas têm variado rapidamente com o desenvolvimento tecnológico.

No presente estudo, escolhemos os dados mais recentes possíveis e a avaliação é feita a partir de custos fixos e variáveis de cada central térmica:

TABELA I

<u>Tipo da Central</u>	<u>Custo fixo K_f</u> (US\$/kW.ano)	<u>Custo variável C_v</u> (mills/kWh)	<u>Referência</u>
Reator BWR	23.5	0,93	(3)
Reator AGR	24.3	1,17	(3)
Reator H.T.G.R.	26.5	1.23	(3)
Reator PWR	20.7	1.32	(3)
Óleo	14.2	4.18	(7)

O custo C_v pode ser assumido como independente da capacidade de cada central. O mesmo não acontece com o custo fixo: os valores de K_f indicados na tabela referem-se a uma central de 500 MW - (potência elétrica). A solução que será obtida por esse primeiro cálculo constitui uma primeira aproximação. Se nos resultados desse primeiro cálculo surgirem valores de $P_{n,m}$ muito abaixo de 500 MW ou muito acima de 1.500 MW (I sendo inteiro = 1, 2, ...), será preciso refazer os cálculos levando em conta a variação de K_f (ou de C_f) com a capacidade P.

Esse estudo mais rigoroso consiste em obter, para um determinado tipo de central, a variação da parcela C_f do custo de energia, que corresponde ao custo fixo anual K_f , em função da porte da central, a saber:

$$\frac{C_f}{C_{f_0}} = \left(\frac{P_0}{P}\right)^v$$

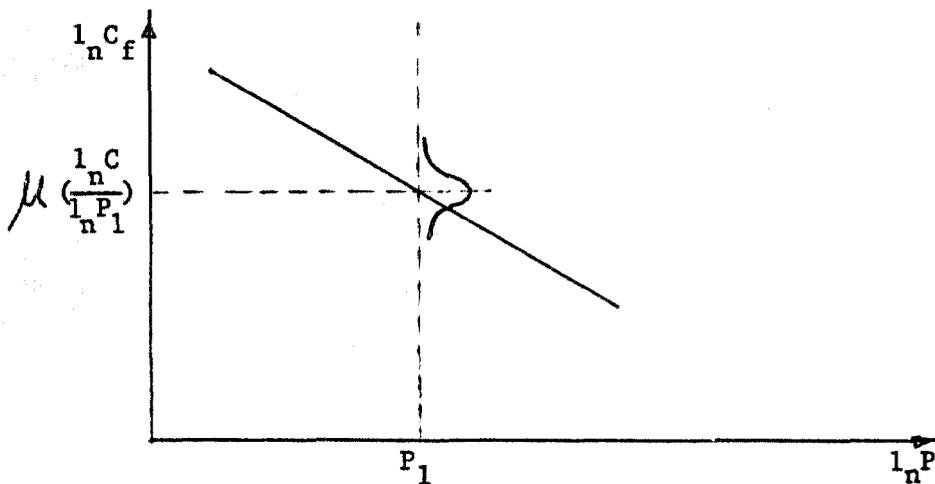
onde:

- C_{f_0} é o custo C_f correspondente à potência de referência P_0 .
- P_0 é a potência de referência (500 MW, por exemplo).
- v é um expoente que considera a economia da dimensão das centrais em todas as parcelas do custo fixo.

A expressão acima pode ser linearizada:

$$\ln C_f - \ln C_{f_0} = v \ln \frac{P}{P_0}$$

Para cada tipo de central, com número suficiente de dados, podemos obter, pelo método dos mínimos quadrados, a linha de regressão de $\ln C_f$ sobre $\ln P$:



Onde $\mu(\ln C_f / \ln P_1)$ é a expectativa de $\ln C_f$ para um valor particular dado $\ln P_1$.

Daí, podemos obter os valores de v e de C_{f_0} (para um dado P_0).

Geralmente neste tipo de estudo surgem as seguintes dificuldades:

- (1) - faltam dados suficientes e coerentes referentes a todos os tipos de centrais
- (2) - a incerteza de haver convergência em cada iteração na programação.

Portanto, para uma avaliação mais precisa, parece-me preferível utilizar outro método como o do Gomery que emprega a programação linear com números inteiros.

Exemplo particular - Para proceder à aplicação numérica, imaginaremos um determinado sistema, que, num determinado ano, deve fornecer uma potência elétrica de 5 GW, e cuja potência instalada, no ano anterior, já atingiu 3,5 GW. Suporemos também que a distribuição de potência entre as várias centrais elétricas térmicas já existentes e as capacidades máximas admissíveis nas correspondentes centrais no ano em estudo tenham os valores indicados na seguinte tabela:

TABELA II

Central	Potência já instalada (em GW)	Potência máxima admissível (em GW)
Reator BWR	0,5	4
Reator AGR	0,5	3
Reator HTGR	0,0	3
Reator PWR	0,5	4
Óleo	2,0	4

Suporemos, por outro lado, que a curva de permanência da carga do sistema seja a linha dada na Figura 2, que é uma simplificação da curva real. Para quatro regiões distintas na curva anual, temos:

$$f_1 = 98.4 \%$$

$$f_2 = 60.0 \%$$

$$f_3 = 10.7 \%$$

Finalmente, a capacidade de reserva do sistema (região m=4) foi suposta de 10% ou seja, 0,5 GW.

Desenvolvimento da solução

O nosso problema é minimizar:

$$\bar{C}_{\text{sistema}} = \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^5 D_{n,m} P_{n,m}$$

ou seja:

$$\text{Maximizar } (-\bar{C}_{\text{sistema}}) = - \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^5 D_{n,m} P_{n,m}$$

onde:

$$D_{n,m} = \left(\frac{K_{f_n}}{8,76} + C_{v_n} f_m \right) \frac{1}{W.P_{\text{total}}}$$

com

$$C_{f_n} = \frac{K_{f_n}}{8,76 f}$$

Os valores de $D_{n,m}$ calculados e são dados na seguinte tabela em Mill/kWh. (10^{-1} GW).

TABELA III

	n	1	2	3	4	5
m						
1		0,14	0,16	0,17	0,14	0,23
2		0,13	0,14	0,15	0,12	0,16
3		0,11	0,11	0,13	0,10	0,08
4		0,11	0,11	0,12	0,09	0,06

Está sujeito às seguintes restrições (valores numéricos de $P_{n,m}$ que são medidos em décimos de gigawatts (10^{-1} GW)).

$$(1) \quad \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^5 P_{n,m} = 50, \text{ ou seja,}$$

$$(1-a) \quad \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^5 P_{n,m} + R_1 = 50$$

$$(1-b) \quad \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^5 P_{n,m} - R_2 = 50$$

$$(2) \quad \sum_{m=1}^4 P_{1,m} \geq 5 \rightarrow \sum_{m=1}^4 P_{1,m} - R_3 = 5$$

$$(3) \quad \sum_{m=1}^4 P_{2,m} \geq 5 \rightarrow \sum_{m=1}^4 P_{2,m} - R_4 = 5$$

$$(4) \quad \sum_{m=1}^4 P_{3,m} \geq 0 \rightarrow \sum_{m=1}^4 P_{3,m} - R_5 = 0$$

$$(5) \quad \sum_{m=1}^4 P_{4,m} \geq 5 \rightarrow \sum_{m=1}^4 P_{4,m} - R_6 = 5$$

$$(6) \quad \sum_{m=1}^4 P_{5,m} \geq 20 \rightarrow \sum_{m=1}^4 P_{5,m} - R_7 = 20$$

$$(7) \quad \sum_{n=1}^4 P_{n,1} \geq 15 \rightarrow \sum_{n=1}^5 P_{n,1} - R_8 = 15$$

$$(8) \quad \sum_{n=1}^5 P_{n,2} \geq 15 \rightarrow \sum_{n=1}^5 P_{n,2} - R_9 = 15$$

$$(9) \quad \sum_{n=1}^5 P_{n,3} \geq 15 \rightarrow \sum_{n=1}^5 P_{n,3} - R_{10} = 15$$

$$(10) \quad \sum_{n=1}^5 P_{n,4} \geq 5 \rightarrow \sum_{n=1}^5 P_{n,4} - R_{11} = 5$$

$$(11) \quad \sum_{m=1}^4 P_{1,m} \leq 40 \rightarrow \sum_{m=1}^4 P_{1,m} + R_{12} = 40$$

$$(12) \quad \sum_{m=1}^4 P_{2,m} \leq 30 \rightarrow \sum_{m=1}^4 P_{2,m} + R_{13} = 30$$

$$(13) \quad \sum_{m=1}^4 P_{3,m} \leq 30 \rightarrow \sum_{m=1}^4 P_{3,m} + R_{14} = 30$$

$$(14) \quad \sum_{m=1}^4 P_{4,m} \leq 40 \longrightarrow \sum_{m=1}^4 P_{4,m} + R_{15} = 40$$

$$(15) \quad \sum_{m=1}^4 P_{5,m} \leq 40 \longrightarrow \sum_{m=1}^4 P_{5,m} + R_{16} = 40$$

Os valores da matriz inicial podem ser encontrados na tabela IV na qual, por motivo da facilidade e clareza na apresentação, foram omitidos os símbolos 0 (zero) nas 20 primeiras colunas e foi dada uma forma simplificada à matriz das variáveis residuais - (correspondendo às 16 últimas colunas).

Para efeitos de cálculo pelo computador, transformamos a tabela IV na seguinte forma:

E(1,1)	E(1,2)	E(1,3)	E(1,37)
E(2,1)	E(2,2)	E(2,3)	E(2,37)
E(17,1)	E(17,2)	E(17,3)	E(17,37)

FIGURA 2 (pág. 21-A)

e

TABELA IV (pág. 21-B)

Solução obtida

Pelos resultados obtidos podemos concluir que a distribuição ótima dos tipos de centrais térmicas nas 4 regiões da curva de permanência de carga é:

Região 1: 15 GW com centrais nucleares BWR

Região 2: 0,5 GW com centrais nucleares AGR
10 GW com centrais nucleares PWR

Região 3: 15 GW com centrais térmicas a óleo

Região 4: 0,5 GW com centrais térmicas a óleo

Observação:- Há 19 possibilidades diferentes para a distribuição com o mesmo valor ótimo de custo médio de energia elétrica produzida pelo sistema.

./.

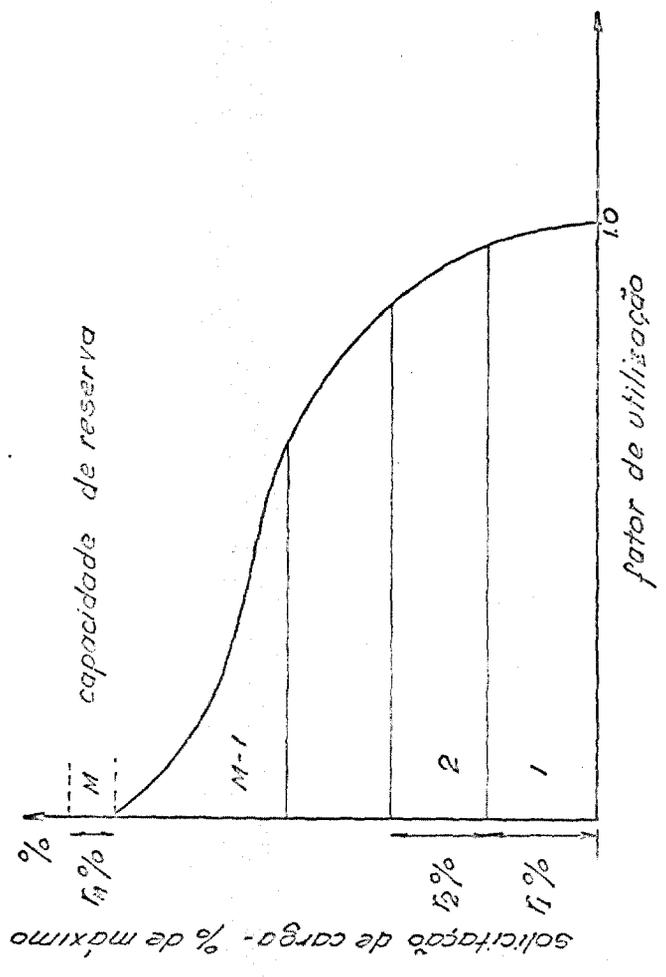


FIG. 1

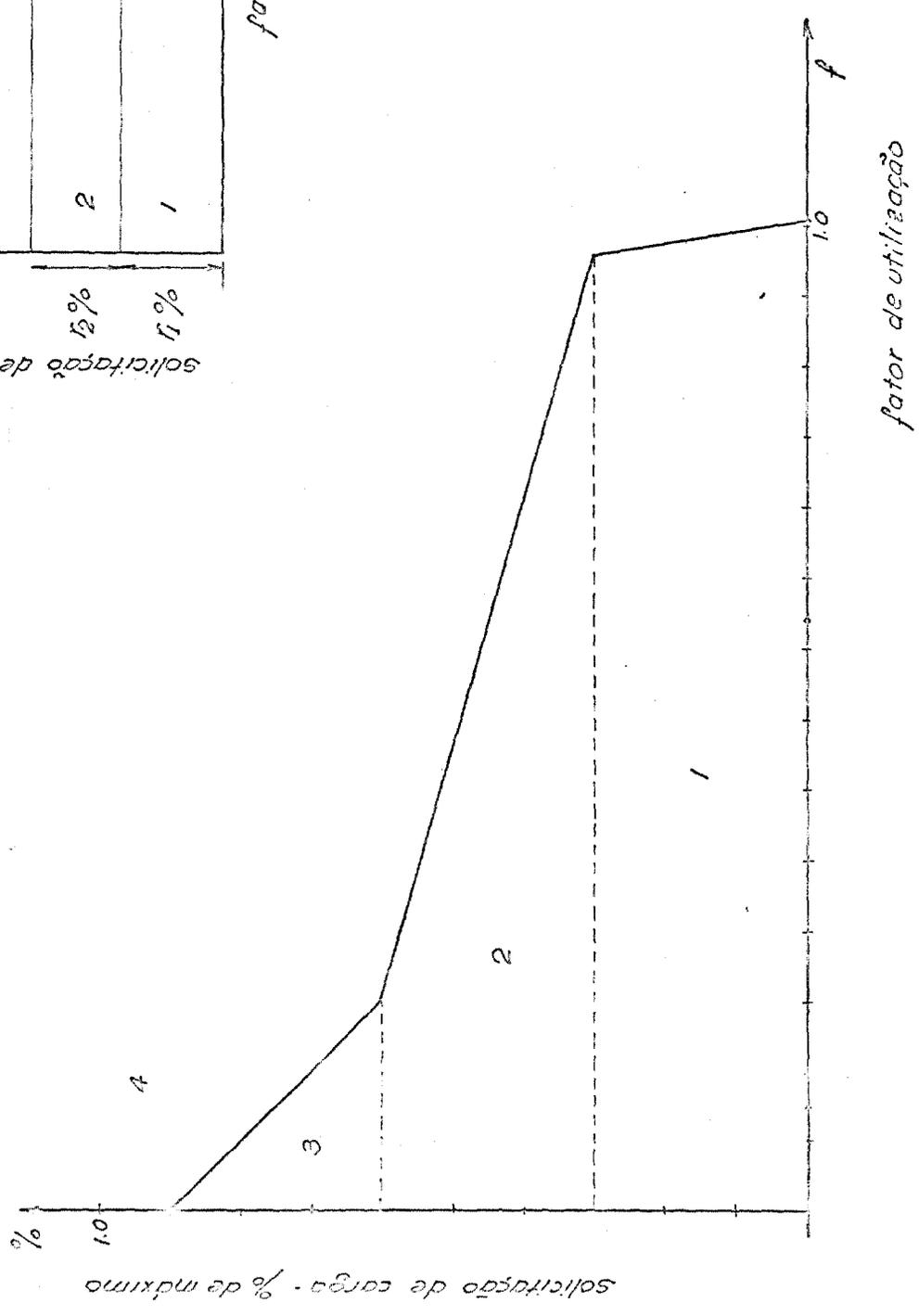


FIG. 2

CURVA DE MANTENÊNCIA DE CARGA

Os valores relativamente altos dos dados fazem surgir números inteiros, como resultado, o que dispensa a "segunda" aproximação à qual foi feita referência a propósito dos volumes de K_f adotados (Tabela I).

III. Comentários Finais

Como vimos, a programação linear é realmente um mtodo eficiente na busca da solução mais econômica na distribuição de capacidade de várias centrais térmicas, principalmente no caso em que o número de tipos de centrais é relativamente elevado.

Quando o número de tipos de centrais é grande e há muitas regiões na curva anual de permanência de carga, podemos, para economizar espaço na memória do computador, utilizar o método de simplex revisado em que é necessário guardar somente a tabela inicial e em cada iteração gerar somente os dados que são realmente necessários para fazer decisões.

No presente estudo, preocupamo-nos com a obtenção da distribuição ótima das porcentagens dos vários tipos de centrais - térmicas em relação à potência total do sistema. Outro método também interessante para avaliação é o método de Gomory para resolver os problemas de programação linear com números inteiros, isto é, determina-se o número de unidades dos vários tipos de centrais. Evidentemente, o método de Gomory é um pouco mais complexo devido à não validade do teorema fundamental da programação linear.

API - Custos da Energia Elétrica de Origem Nuclear

As despesas ligadas à produção de energia elétrica em uma central nuclear podem ser divididas em 3 itens:

- (1) - Custo de Capital
- (2) - Custo de Operação e de Manutenção
- (3) - Custo de Combustível

Analiseemos, a seguir, cada item.

API.1 - Custo de Capital de Uma Central Elétrica

É o custo total da construção da mesma bem como de colocá-la em estado de operação comercial, podemos dividir arbitrariamente este custo em termos diretos e indiretos.

São considerados custos diretos os custos que estão associados aos equipamentos e estruturas necessárias para a central, considerando também o terreno, e os materiais utilizados como refrigerante e moderador.

São considerados custos indiretos os custos que consistem em despesas para o serviço, treinamento do pessoal, taxas para a construção e os juros durante a construção.

Assim, podemos discriminar os custos diretos e indiretos:

Custos Diretos

(a) - Terreno:

É um investimento não depreciável.

(b) - Construções e os melhoramentos necessários do local:

Inclui as despesas de instalação do reator, da turbina e outras instalações necessárias para que a central fique em condições de funcionamento.

(c) - Equipamentos propriamente ditos:

Incluem o reator, a turbina e os seus acessórios, os equipamentos elétricos e os outros equipamentos e instrumentos necessá

rios para um funcionamento perfeito e seguro.

(d) - Materiais especiais:

Refere-se ao moderador, materiais de refletor e fluidos para a transferência de calor e outros materiais especiais.

(e) - Equipamentos diversos:

Consideram-se, neste termo, os equipamentos de transporte, de comunicação e de outros materiais e equipamentos (incluem os equipamentos e materiais que têm que ser substituídos em períodos não previsíveis).

(f) - Seguro em geral (exceto a parte referente à operação) e a despesa para o início do funcionamento.

Custos Indiretos

(a) Eventuais:

Representam as despesas possíveis mas não com certeza absoluta de ocorrer, apresentam a incerteza dos custos futuros, podemos estimar o seu valor como 15% do custo direto.

(b) - Engenharia:

Representa todas as despesas associadas às atividades de engenharia, abrangendo os estudos preliminares, serviços de consultoria, projeto detalhado e a supervisão da construção da central. Normalmente, este custo apresenta o valor aproximadamente de 8% do custo direto.

(c) - Juros durante a construção:

Devido a necessidade contrair uma dívida antes da data em que a central começa a funcionar.

API.2 - Custo de Operação e de Manutenção

(a) Pagamento aos funcionários:

Este termo inclui o salário geral, os prêmios e a despesa devida aos serviços extras.

(b) - Substituição de equipamentos e materiais con-
sumíveis:

Consideram-se a substituição de materiais, em pe-
rìodos regulares e previsíveis, devido ao estrago sob o efeito quími-
co e radioativo.

(c) - Substituição do moderador e do refrigerante:

É o custo das quantidades necessárias de fluidos-
para compensar a decomposição química e as perdas devidas a fugas.

(d) - Seguro

(e) - Custos diversos

Incluem o treinamento do pessoal, relações públi-
cas e as despesas em geral (taxas de telefone, de água, gasolina para-
veículos, limpeza, etc).

(f) - Capital necessário para a operação e manu -
tenção:

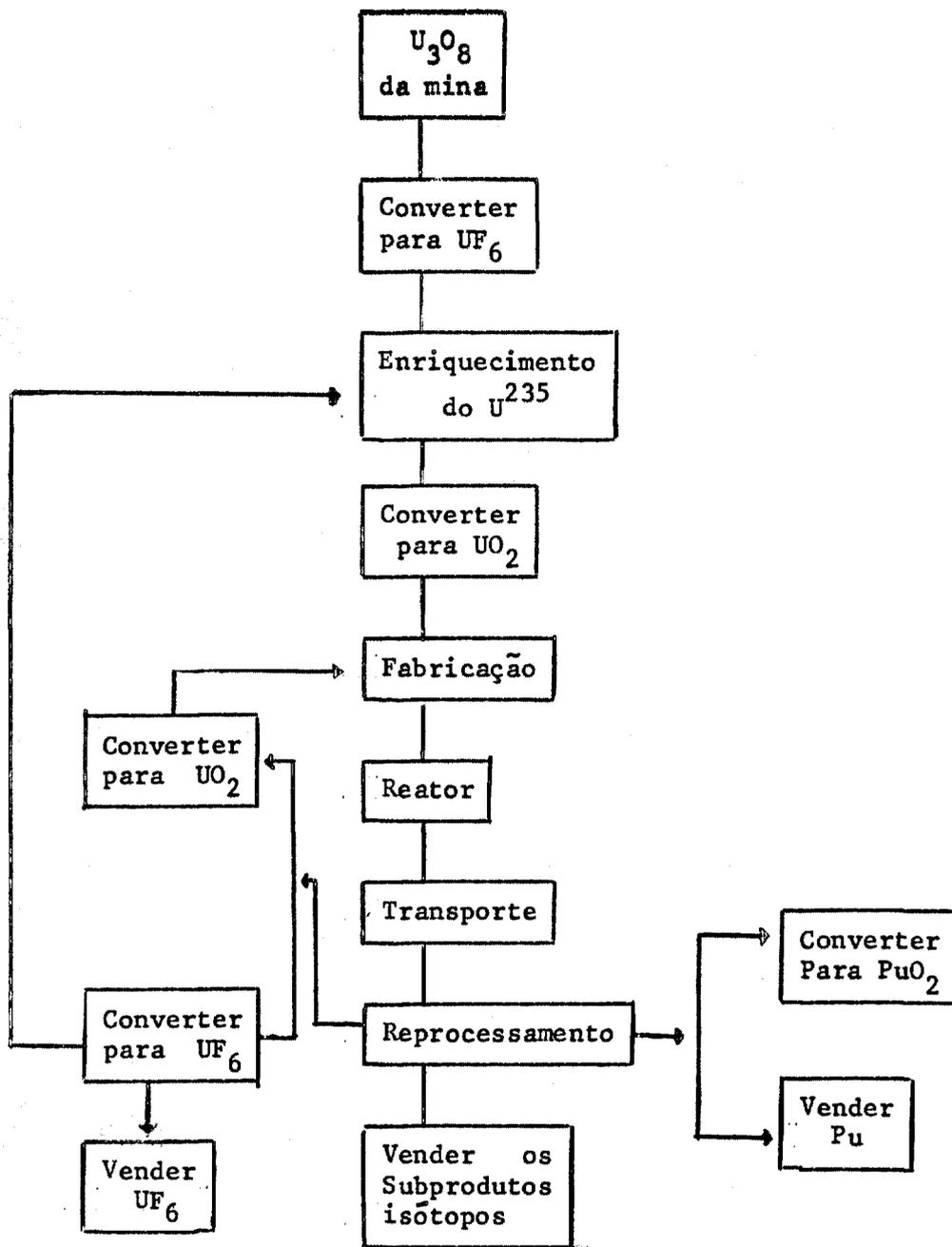
É um investimento não depreciável.

API.3 - Custo de Combustível

Podemos visualizar as várias etapas de combustí -
vel nuclear pela seguinte figura:

./.

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
I. P. E. N.



(a) - Quantidade líquida de materiais nucleares:

É a diferença entre materiais nucleares iniciais e finais (gastos).

(b) - Fabricação:

Consideram-se neste item os diversos processos de fabricação, as diversas formas do combustível, bem como o tempo, o volume e o custo de vários estágios necessários para preparar o combustível.

(c) - Transporte:

Refere-se às despesas de transporte propriamente dito, serviços de carga e de descarga, testes, taxas de seguro, e outros serviços.

(d) - Reprocessamento:

Inclui as despesas de reprocessamento do combustível gasto e de conversão química adicional (se for necessário).

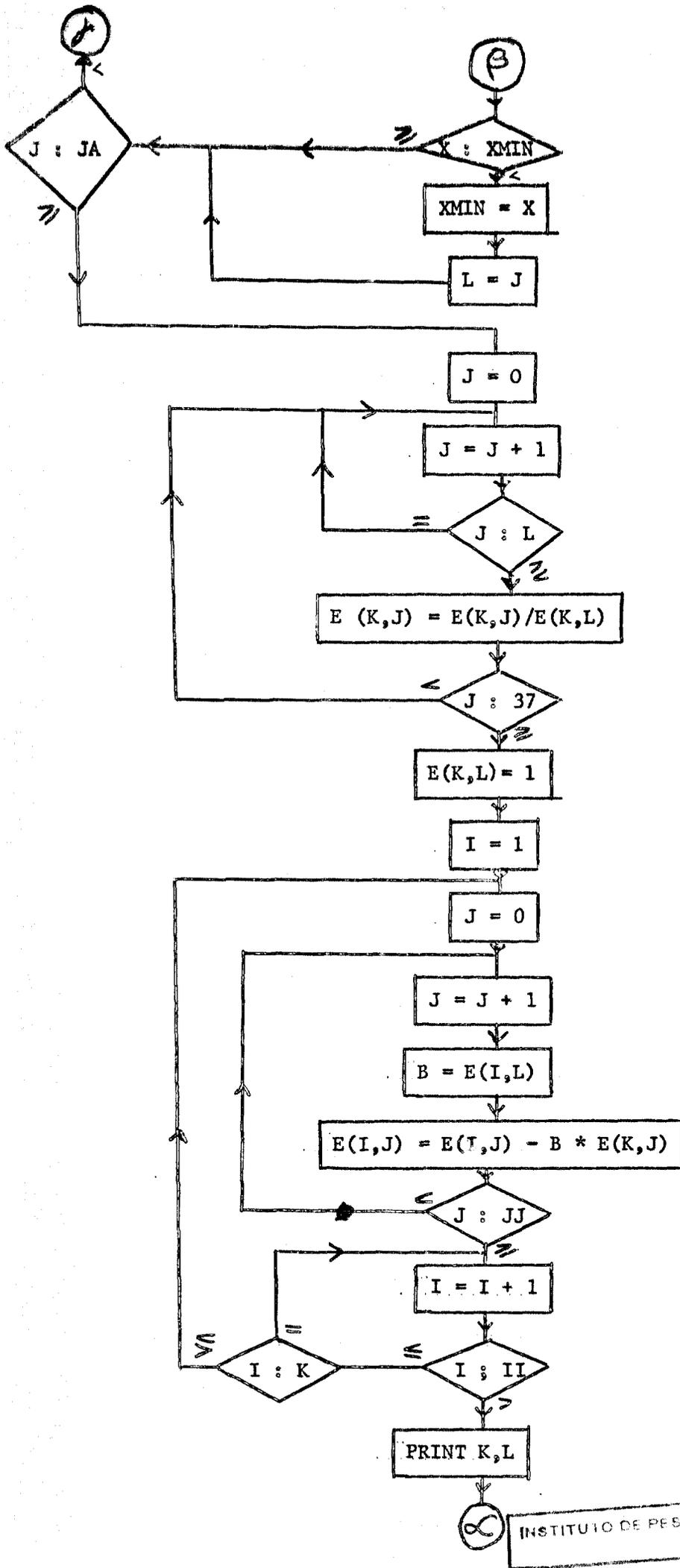
(e) - Despesas devidas ao tempo de separação entre o investimento feito para obter o combustível e a recuperação do mesmo investimento, e que dependem assim de taxas de juro, de impostos, e de outros custos associados com o tempo.

Na avaliação, expressamos o custo de combustível em duas partes:

(a) - o investimento inicial em combustível para que o reator fique no estado de operação comercial.

(b) - o consumo de combustível para a produção de energia elétrica.

Nota: - Todas as considerações feitas ao presente Apêndice sobre os custos, de várias naturezas, referentes a centrais térmicas nucleares, poderão ser adaptadas "mutatis mutandis" às centrais térmicas convencionais, em relação às quais aliás os problemas de custos são geralmente mais simples."



APIII - Resultados Obtidos

```

C   DETERMINAR A SOLUCAO OPTIMA DE UM SISTEMA DE POTENCIA
C   II E O NUMERO DE LINHAS DA MATRIZ
C   JJ E O NUMERO DE COLUNAS DA MATRIZ
C   KKK E O NUMERO DE POSSIBILIDADES DA DISTRIBUICAO DAS CENTRAIS
C   NA CURVA DE PERMANENCIA DE CARGA
C   NR E O NUMERO DE REGIOES NA CURVA DE CARGA
C   NI E O NUMERO DE TIPOS DE CENTRAIS
C   DIMENSION E(17,37),T(17,37),TF(17,37)
C   DIMENSION IH(10,10)
C   KONT=0
C   II=17
C   JJ=37
C   NR=4
C   TF(1,JJ)=.999E90
C   NI=5
C   DO 5 I=1,II
C   5 READ 10,(E(I,J),J=1,JJ)
C   10 FORMAT(10(F6.2,2X))
C   READ 995, KKK
C   995 FORMAT (I4)
C   DO 245 I=1,II
C   DO 245 J=1,JJ
C   245 T(I,J)=E(I,J)
C   AII=II
C   AJ=JJ-1
C   JA=JJ-1
C   195 DO 190 I=1,II
C   DO 190 J=1,JJ
C   190 E(I,J)=T(I,J)
C   JN=0
C   READ 910,((IH(KL,KI),KI=1,NI),KL=1,NR)
C   I=1
C   910 FORMAT (20I2)
C   KONT=KONT+1
C   200 J=0
C   205 J=J+1
C   JN=JN+1
C   IF(IH(I,J))210,215,210
C   215 E(1,JN)=.999E20
C   210 IF(J-NI)205,220,220
C   220 JI=JJ-II
C   IF(JN-JI)225,1000,1000
C   225 I=I+1
C   GO TO 200
C   1000 PRINT 185
C   185 FORMAT(9X,5HLINHA,3X,6HCOLUNA/)
C   135 I=1
C   W=0
C   Q=2
C   45 I=I+1
C   IF(I-II)20,20,25
C   20 IF(E(I,JJ))30,35,35

```

```

30 IF(W-E(I, JJ))45,45,40
40 W=E(I, JJ)
   K=I
   GO TO 45
35 IF(Q-AII)55,15,15
55 Q=Q+1.
   GO TO 45
25 XMIN=.999E90
   M=1
   J=0
60 J=J+1
   IF(E(K, J))70,65,65
65 IF(M-JA)80,150,150
150 PRINT 155
155 FORMAT(1H0,8HINVIABEL)
   GO TO 195
80 M=M+1
   GO TO 85
70 X=E(1, J)/(-E(K, J))
   IF(X-XMIN)90,85,85
85 IF(J-JA)60,95,95
90 XMIN=X
   L=J
   GO TO 85
95 J=0
100 J=J+1
   IF(J-L)105,100,105
105 E(K, J)=E(K, J)/E(K, L)
   IF(J-JJ)100,110,110
110 E(K, L)=1
   I=1
115 J=0
   B=E(I, L)
120 J=J+1
   E(I, J)=E(I, J)-B*E(K, J)
   IF(J-JJ)120,125,125
125 I=I+1
   IF(I-II)130,130,140
140 PRINT 145, K, L
145 FORMAT(3X, 2(6X, 13)/)
   GO TO 135
130 IF(I-K)115,125,115
15 PRINT 2000, E(1, JJ), TF(1, JJ)
2000 FORMAT(2(2X, E14.8))
   IF(ABS(E(1, JJ))-ABS(TF(1, JJ)))230,235,235
230 DO 240 I=1, II
   DO 240 J=1, JJ
240 TF(I, J)=E(I, J)
800 PRINT 805
805 FORMAT (9X, 6HVALIDO)
235 IF(KONT-KKK )195,250,250
250 PRINT 160
160 FORMAT(1H1,30X,13H MATRIZ FINAL)

```

```
DO 165 I=1,II
PRINT 170,I
170 FORMAT(//2X,6H LINHA,I3/)
165 PRINT175,(TF(I,J),J=1,JJ)
175 FORMAT(6(2X,E10.4))
180 STOP
END
```

LINHA COLUNA

3 20

9 1

10 9

11 15

5 7

-.55000000E+01 .99900000E+90

INSTITUTO DE PESQUISAS EM FÍSICA DE NUCLEARES
I. P. E. N.

VALIDO

MATRIZ FINAL

LINHA 1

.0000E-99	.9990E+20	.9990E+20	.9990E+20	.9990E+20	.1000E-01
.0000E-99	.3000E-01	.0000E-99	.4000E-01	.9990E+20	.9990E+20
.9990E+20	.9990E+20	.0000E-99	.9990E+20	.9990E+20	.9990E+20
.9990E+20	.0000E-99	.0000E-99	.6000E-01	.0000E-99	.2000E-01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.8000E-01	.6000E-01	.2000E-01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
-.5500E+01					

LINHA 2

.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99

LINHA 3

.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.1000E+01	.1000E+01
.1000E+01	.1000E+01	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.1000E+01	.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.5000E+01					

LINHA 4

.0000E-99	.1000E+01	.1000E+01	.1000E+01	.1000E+01	-.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.1000E+02					

LINHA 5

.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.5000E+01					

LINHA 6

.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99					

LINHA 7

.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.1000E+01
.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	-.1000E+01
.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99
-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01
.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.5000E+01					

LINHA 8

.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.1000E+01	.1000E+01
.1000E+01	.1000E+01	.0000E-99	.1000E+01	.1000E+01	.1000E+01
.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.1000E+01	.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99					

LINHA 13

.0000E-99	-.1000E+01	-.1000E+01	-.1000E+01	-.1000E+01	.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.3500E+02					

LINHA 14

.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.4500E+02					

LINHA 15

.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.5000E+02					

LINHA 16

.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	-.1000E+01
.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	-.1000E+01	.0000E-99	.1000E+01
.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99
.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99
.4000E+02					

LINHA 17

.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	-.1000E+01	-.1000E+01
-.1000E+01	-.1000E+01	.0000E-99	-.1000E+01	-.1000E+01	-.1000E+01
-.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01	.0000E-99	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	-.1000E+01	-.1000E+01	.0000E-99
.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.0000E-99	.1000E+01
.3000E+02					

STOP

1 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 1
1 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 1
1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1
1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1
1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1
1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1
1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1
1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1
1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1
1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 1

SUBROUTINE COMBRE (N, NR, IH, FIRST)
NR NUMERO DE REGIOES
N - NUMERO DE ELEMENTOS POSSIVEIS NA PRIMEIRA REGIAO
A PRIMEIRA REGIAO SO PODE COMECAR COM 1
A REGIAO K PODE COMECAR COM O ULTIMO NUMERO DA REGIAO K-1, OU
COM O NUMERO SEGUINTE AO ULTIMO DA REGIAO K-1
OS NUMEROS CORRESPONDENTES A UMA CERTA REGIAO DEVEM SER CONSEC.

DIMENSION JMAX(10),KMAX(10,10),IA(10,10,10),MP(19),MG(19),IND(10)
DIMENSION IR(10),MAXIR(10),IIB(10),IAUX(10)
DIMENSION IH(10,10)
COMMON M, LAST, TOTAL, IND, IIA, IR
IF(FIRST) 200, 201, 200

201 KONT=2

GO TO 203

200 KONT =1

TOTAL =0

LAST=1

203 N1=N-1

DO 500 I=1,N

DO 600 L=1, NR

IH(L, I)=0

600 CONTINUE

500 CONTINUE

DO 2 I=1, N1

JMAX(I)=N-I+1

JMAXI=JMAX(I)

IA(I,1,1)=I

KMAX(I,1)=I

DO 3 J=2, JMAXI

KMAX(I,J)=I+J-1

KMAXIJ=KMAX(I,J)

KMAXI1=KMAXIJ-I+1

IA(I,J,1)=I

DO 4 K=2, KMAXI1

IA(I,J,K)=IA(I,J,K-1)+1

4 CONTINUE

3 CONTINUE

2 CONTINUE

JMAX(N)=1

IA(N,1,1)=N

KMAX(N,1)=N

NT=N+N-1

DO 5 I=1,NT

MP(I)=NR

MG(I)=I

5 CONTINUE

NP=NR*NT

GO TO (10, 204, 7), KONT

204 CALL PERR (NR, IR, M, LAST, IIB)

IF(LAST) 205, 206, 205

206 KONT=3

GO TO 203

205 KONT=1

DO 650 I=1, NR

J=NR-I+1

IR(I)=IIB(J)

650 CONTINUE

GO TO 203

```

10 CALL COMB2 (MP, MG, NP, NR, NT, IR, TOTAL, FIRST, IND)
   IF (IR(1)-N) 128, 128, 60
60 FIRST=1
   RETURN
128 DO 900 I=1, NR
   IAUX(I)=IR(I)
900 CONTINUE
   DO 901 I=1, NR
   J=NR-I+1
   IR(I)=IAUX(J)
901 CONTINUE
118 IF (FIRST) 6, 204, 6
   MAXIR(1)=JMAX(1)
   K=IR(1)
   IF (K-N) 115, 115, 204
115 KK=KMAX(1, K)
   I=2
   MAXIR(I)=0
   GO TO 100
101 DO 8 I=3, NR
   MAXIR(I)=0
   K=IR(I-1)
93 K1=K-JMAX(KK)
   IF (K1) 91, 91, 92
92 KK=KK+1
   K=K1
   GO TO 93
91 KK=KMAX(KK, K)
100 KK1=KK+1
   IF (KK-N) 104, 105, 105
105 KK1=KK
104 DO 9 J=KK, KK1
   MAXIR(I)=MAXIR(I)+JMAX(J)
9 CONTINUE
   IF (MAXIR(I)-IR(I)) 204, 8, 8
8 CONTINUE
   IF (I-2) 101, 101, 102
102 INC1=IR(1)
   INC1=IR(1)
   DO 11 I=1, N
   INC2=INC1-JMAX(I)
   IF (INC2) 12, 12, 13
13 INC1=INC2
11 CONTINUE
12 J=JMAX(I)+INC2
   KMAXIJ=KMAX(I, J)
   DO 14 KK=1, KMAXIJ
   IBIII =IA(I, J, KK)
   IH(1, IBIII)=1
14 CONTINUE
   DO 16 I=2, NR
   IRI=IR(I)
   IK=KMAXIJ
110 IRI1=IRI-JMAX(IK)
   IF (IRI1) 108, 108, 109
109 IK=IK+1
   KMAXIJ=IK
   IRI=IRI1
   GO TO 110
108 DO 17 K=1, IRI

```

```
      IBIII =IA(KHAXIJ, IPI, K)  
      IH( I, IBIII)=1  
17 CONTINUE  
      KHAXIJ=KEAX(KHAXIJ, IPI)  
16 CONTINUE  
      RETURN  
      END
```

SUBROUTINE COMB2 (MP, MG, NP, NR, NT, IR, TOTAL, FIRST, I)

COMBINACAO DE NP ELEMENTOS NR A NR

MP(1) ELEMENTOS IGUAIS A MG(1)

MP(2) ELEMENTOS IGUAIS A MG(2)

...
MP(NT) ELEMENTOS IGUAIS A MG(NT)

NP=MP(1)+MP(2)+MP(3)...+MP(NT)

A VARIAVEL TOTAL DEVE SER IGUAL A ZERO

IR - CORRESPONDE A COMBINACAO PROCURADA

TOTAL E INCREMENTADO DE 1 DEPOIS QUE UMA COMBINACAO E GERADA

A VARIAVEL FIRST SERVE PARA TESTE

FIRST=0 - NAO TERMINARAM AS COMBINACOES. FIRST=1 - TERMINARAM

DIMENSION I(10), MP(19), MG(19), JG(550), IR(10)

IF(TOTAL)1,2,1

2 IT=1

IP=0

DO 3 J=1,NT

IP=IP+MP(J)

DO 4 II=IT,IP

JG(II)=MG(J)

IT=IT+1

4 CONTINUE

3 CONTINUE

FIRST=1

1 CALL COMB1 (NP, NR, FIRST, I)

IF(FIRST)5,6,5

6 IF(I(1)-1)7,8,7

7 I1=I(1)

IF(JG(I1)-JG(I1-1))8,1,8

8 DO 9 J=2, NR

IJ=I(J)

IF(JG(IJ)-JG(IJ-1)) 9,10,9

10 IF(IJ-I(J-1)-1)9,9,1

9 CONTINUE

11 DO 12 J=1, NR

IJ=I(J)

IR(J)=JG(IJ)

12 CONTINUE

TOTAL=TOTAL+1.

5 RETURN

END

SUBROUTINE PERR (N,IA,M,LAST,IB)

PERMUTACAO COM REPETICAO

O CONJUNTO IA A SER PERMUTADO DEVE ENTRAR EM ORDEM DECRESCENTE

LAST=1 ,NA PRIMEIRA CHAMADA

DIMENSION IA(10),IB(10)

IF (LAST)1,2,1

1 LAST=0

DO 3 I=1, N

IB(I)=IA(I)

3 CONTINUE

IP=IB(N)

DO 4 II=1, N

I=N-II+1

IF (IP-IB(I)) 6,5,6

5 M=0

4 CONTINUE

RETURN

6 M=I

RETURN

2 IF (M)8,7,8

8 IP=IB(M)

IQ=M

IR=0

9 I=M

10 IF(IA(I)-IP) 11,12,13

11 IR=I

13 I=I-1

GO TO 10

12 IA(I)=IB(N)-1

IF(IR)14,15,14

15 IQ=IQ-1

IF(IQ)16,7,16

16 IF(IB(IQ)-IP)17,13,17

17 IP=IB(IQ)

GO TO 9

14 IA(IR)=IP

IQ=IQ+1

20 IR=IR+1

IF(IR-N)18,18,19

18 IF(IA(IR)-IP)19,19,20

19 IF(IB(IQ)-IP) 21,14,21

21 IR=0

22 IR=IR+1

IF (IA(IR)-IP)23,22,22

23 IA(IR)=IB(IQ)

IF(IQ-N) 25,24,25

24 LAST=0

RETURN

25 IQ=IQ+1

GO TO 22

7 LAST=1

RETURN

END

SUBROUTINE COMBI (NP, NR, FIRST, I)
COMBINACAO DE NP ELEMENTOS NR A NR.
A VARIAVEL FIRST DEVE SER = 1, NA PRIMEIRA CHAMADA.
O CONJUNTO I NA PRIMEIRA VEZ NAO PRECISA SER DEFINIDO.
I - CORRESPONDE A COMBINACAO CALCULADA E SERVE DE ENTRADA PARA
O PROXIMO CALCULO.
A VARIAVEL FIRST SERVE PARA TESTE. FIRST=0 - NAO TERMINARAM AS
COMBINACOES. FIRST=1 - TERMINARAM AS COMBINACOES

```
DIMENSION I(10)
IF(FIRST) 2, 1, 2
1 IF(I(NR)-NP)3,4,4
4 DO 5 JJ=2, NR
  J=NR-JJ+2
  IF(I(J-1)-(NP-NR+J-1))6,5,5
6 I(J-1)=I(J-1)+1
  DO 8 IS=J, NR
8 I(IS)=I(J-1)+IS-(J-1)
  RETURN
5 CONTINUE
  FIRST=1
  RETURN
3 I(NR)=I(NR)+1
  RETURN
2 DO 7 J=1, NR
  I(J)=J
7 CONTINUE
  FIRST=0
  RETURN
END
```

Bibliografia

- (1) - Canambra Engineering Consultants Limited
Report on Nuclear Power Plant Costs and Operation Power
Study of South Central Brazil - Junho 1965.
- (2) - Cintra do Prado, L.
Competividade entre Fontes de Energia Elétrica
Engenharia (Revista do Instituto de Engenharia) nº 264, Julho 1965.
- (3) - Cintra do Prado, L.
Competitiveness and Integration of Nuclear Power Plants in Systems
Mostly Hydro-Electric, IAEA, SM-139/42, Vienna, Outubro 1970.
- (4) - Dantzig, G.B.
Linear Programming and Extensions
Princeton University Press, Princeton, N.J., 1963.
- (5) - Gass, Saul L.
Linear Programming
McGraw - Hill Book Company Inc. 1954.
- (6) - Glasstone, Samuel and Alexander Sesonske
Nuclear Reator Engineering
Princeton, N.J., Van Nostrand, 1962
- (7) - IAEA-CNEN, Study Team
Study of Nuclear Power for South Central Brazil
TA Report nº 412, WP/5/412, IAEA, Vienna, Novembro 1968.
- (8) - Iliffe, C.E.
Techniques for Analysis of Nuclear Power Costs
IAEA, International Survey Course, Vienna, setembro 1969.
- (9) - Iliffe, C.E.
Assessing the Economics of Nuclear Power Stations in an
Electricity Generating System
IAEA, SM - 139/32, Vienna, outubro 1970.
- (10) - Kaiser Engineers
Guide to Nuclear Power Cost Evaluation
TID-7025 (Vol. I, II, III, IV, V)
Oakland, California, Maio 1962.

- (11) - Kasten, Paul R,
The Role of Thorium in Power Reactor Development
IAEA - Vienna, Atomic Energy Review, vol. 8, n° 3, 473-534, 1970.
- (12) - King, C.D. Gregg
Nuclear Power Systems
N.Y. MacMillan, 1964
- (13) - Martensson, M.
A Statistical Analysis of the Construction Costs of Nuclear Power
Plants (SM-100/16), Proc. Symp. International Comparison of Nuclear
Power Costs
IAEA, Vienna, 1968.
- (14) - Nuclear Utility Services Corporation
Reactor Plant Design - NUS-531, 1969
- (15) - Pickard, Warren, Lowe & McLain
Power Reactor Technology
Princeton, Van Nostrand, 1961
- (16) - Rosenthal, M.W. e outros
A Comparative Evaluation of Advanced Converters
ORNL-3686 - Oak Ridge - National Laboratory - 1965.