

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TRANSFORMAÇÃO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO CIRCUITO  
DUPLO TRIFÁSICA EM LINHA DE TRANSMISSÃO HEXAFÁSICA

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA A UNIVERSIDADE FEDERAL  
DE SANTA CATARINA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE  
MESTRE EM ENGENHARIA

JOSÉ ISSICABA

FLORIANÓPOLIS

1988

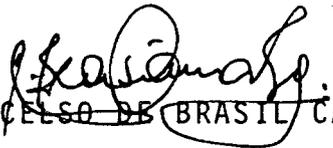
# TRANSFORMAÇÃO DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO CIRCUITO DUPLO TRIFÁSICA EM LINHA DE TRANSMISSÃO HEXAFÁSICA

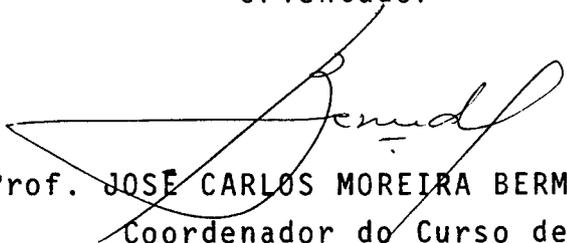
JOSE ISSICABA

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO  
DO TÍTULO DE

MESTRE EM ENGENHARIA

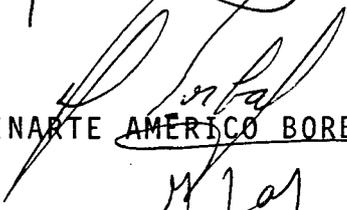
NA ESPECIALIDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA  
EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO.

  
Prof. C. CELSO DE BRASIL CAMARGO - M.Sc  
Orientador

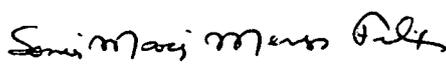
  
Prof. JOSÉ CARLOS MOREIRA BERMUDEZ - Ph.D  
Coordenador do Curso de Pós  
Graduação em Eng. Elétrica

BANCA EXAMINADORA :

  
Prof. C. CELSO DE BRASIL CAMARGO - M.Sc

  
Prof. DINARTE AMÉRICO BORBA - M.Sc

  
Prof. LUIZ GONZAGA DE SOUZA FONSECA - D.Sc

  
Eng<sup>a</sup> SONIA MARIA MENEZES FELIX - M.Sc

À minha esposa BENI e  
aos meus filhos  
DIEGO e IGOR

## AGRADECIMENTOS

Desejo expressar meus agradecimentos

Ao professor C.CELSO DE BRASIL CAMARGO pela orientação e pelo apoio dispensado em todas as fases da elaboração deste trabalho.

Ao amigo RICARDO ALEXANDRINO pelo incentivo e ajuda na escolha do tema.

Aos amigos da DELT-Divisão de Engenharia de Linhas de Transmissão, da ELETROSUL, pela amizade e incentivo demonstrados. Agradecimento especial ao amigo OLÍVIO J.MAGANIM pelas substituições nos meus impedimentos, durante a realização deste trabalho.

Aos senhores membros da Banca Examinadora, cujos comentários e sugestões tornaram melhor este trabalho e me levaram a pensar em outros, para o futuro.

A todos que me incentivaram e que, de uma forma ou de outra, contribuíram para a realização deste trabalho.

## R E S U M O

O objetivo principal deste trabalho é a transformação de uma linha de transmissão 138 kV trifásica circuito duplo em linha de transmissão 138 kV circuito simples hexafásica, visando solucionar questões de elevada perda em linhas sobrecarregadas e criando a possibilidade de uma elevação na capacidade de transporte de potência.

A alternativa de se transformar o sistema para hexafásico é especialmente indicado para aquelas regiões onde o custo de terrenos para faixas de segurança é excessivamente elevado ou já não existam esses corredores para passagem de novas linhas.

No desenvolvimento do trabalho foi estudada a viabilidade técnica e econômica da transformação. Nesse sentido foi realizado, como primeiro passo, um estudo teórico com abordagens sobre os seguintes pontos :

- primeiros conceitos sobre linhas multifásicas;
- parâmetros de linhas de transmissão, teoria de compo-nentes simétricas e cálculos de curto circuitos;

- primeiras idéias sobre o esquema de proteção;
- transformação trifásica/hexafásica ou vice-versa e os tipos de enrolamentos possíveis de se aplicar nesta transformação;
- análise comparativa entre a alternativa hexafásica e a elevação de tensão no sistema trifásico do ponto de vista de impacto ao meio ambiente;
- desempenho da cadeia de isoladores na tensão transformada;
- aspectos de construção, na transformação hexafásica;
- estudo econômico, incluindo custos de perdas de potência e custos da transformação, na linha e nas subestações.
- desenvolvimento de um programa digital em linguagem FORTRAN para servir de ferramenta no cálculo do desempenho da linha de transmissão hexafásica, quanto ao impacto ao meio ambiente.

Um segundo passo seria realizar medições no campo para efeito de comparação entre a situação na prática e a teoria

desenvolvida. No entanto, não foi dado este enfoque ao estudo, da  
das as dificuldades inerentes a esta realização.

## A B S T R A C T

The main purpose of this study is related to changing a 138 kV double circuit transmission line, three phases, into a 138 kV single circuit six phases, trying to solve questions like level of losses in overloaded transmission lines, thus creating the possibility of more power transmission.

The three phase-six phase conversion is mainly adequated for sites where right of way costs is very high or where no more land is available for transmission lines corridors. It was thus, studied the feasibility of such conversion both from technical and economic point of view.

The analysis covers the following itens :

- background about high-phase order transmission lines;
- transmission lines parameters, symmetrical components analysis, short-circuit calculations;
- first ideas about protection schemes;

- three phase to six phase conversion and the types of windings used;
- comparing three phase voltage versus six phase alternative from the point of view of ecological analysis;
- insulators performance;
- construction overview;
- economic studies, including losses and transformers costs;
- development of software for analysis of six phase performance regarding to RI, audible noise, electrical field (ecological impact).

As a second step it would be adequate to make field measurements, but this was not our main purpose owing to many difficulties.

# S U M A R I O

DESCRIÇÃO	PÁGINA
INTRODUÇÃO . . . . .	1
CAPITULO 1 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA . . . . .	6
1.1- GENERALIDADES . . . . .	6
1.2- CÁLCULO GERAL DAS CONSTANTES DE UMA LINHA, GRADIENTES E DENSIDADE DE POTÊNCIA . . . . .	10
1.2.1- Coeficiente de Potencial . . . . .	10
1.2.2- Gradiente na superfície do condutor . . . . .	12
1.2.3- Impedância de Surto e limite térmico de potên cia . . . . .	14
1.2.4- Gradiente na superfície do solo . . . . .	15
1.3- CONFIGURAÇÃO HEXAFÁSICA . . . . .	18
1.4- COMENTÁRIOS . . . . .	21
CAPITULO 2 - ASPECTOS DE ENGENHARIA . . . . .	23
2.1- CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES . . . . .	23
2.2- PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO . . . . .	24
2.2.1- Matriz de Impedância Série . . . . .	25
2.2.2- Matriz de Admitância Shunt . . . . .	29
2.3- COMPONENTES SIMÉTRICAS . . . . .	31
2.4- ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITOS . . . . .	37
2.4.1- Análise de alguns tipos de curto-circuitos sim ples . . . . .	44
2.5- TRANSPOSIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO HEXAFÁSICAS . .	56
2.6- PROTEÇÃO . . . . .	63
2.7- TRANSFORMADORES . . . . .	68
2.7.1- Conversão trifásico/hexafásico . . . . .	68

2.7.2-	Conversão hexafásico/Trifásico. . . . .	70
2.7.3-	Análise de projeto de transformadores . . . . .	76
2.8-	VIABILIDADE TÉCNICA DA TRANSFORMAÇÃO, DE TRIFÁSICA PARA HEXAFÁSICA. . . . .	80
2.8.1-	Critérios de aceitação. . . . .	81
2.8.2-	Características da linha de transmissão hipoté- tica. . . . .	84
2.8.3-	Cálculo do campo elétrico . . . . .	86
2.8.4-	Cálculo da Radio-Interferência. . . . .	89
2.8.5-	Cálculo do Ruído Audível. . . . .	96
2.8.6-	Programa digital . . . . .	99
2.9-	REQUISITOS DE ISOLAMENTO. . . . .	120
2.9.1-	Desempenho a surtos de manobra . . . . .	121
2.9.2-	Desempenho a descargas atmosféricas. . . . .	126
2.9.3-	Desempenho a 60 Hz - regime permanente. . . . .	131
2.10-	DISTÂNCIAS MÍNIMAS DE SEGURANÇA. . . . .	139
CAPITULO 3 - ASPECTOS DE CONSTRUÇÃO . . . . .		142
CAPITULO 4 - ASPECTOS ECONÔMICOS. . . . .		147
4.1-	CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES. . . . .	147
4.2-	CÁLCULO DOS CUSTOS. . . . .	148
4.2.1-	Custos decorrentes da conversão para hexafásica, na linha. . . . .	148
4.2.2-	Custos devidos às perdas na linha . . . . .	150
4.2.3-	Custos da conversão para hexafásica, na subes- tação. . . . .	154
4.3-	ANÁLISE ECONÔMICA. . . . .	157
4.3.1-	Cálculo dos valores atuais. . . . .	157
4.3.2-	Análise comparativa . . . . .	159
CAPITULO 5 - CONCLUSÕES. . . . .		161
TEMAS PARA FUTUROS TRABALHOS . . . . .		166

APÊNDICE 1 - PROGRAMA DIGITAL (DESCRIÇÃO). . . . .	167
APÊNDICE 2 - INSTRUÇÕES PARA ENTRADA DE DADOS . . . . .	171
APÊNDICE 3 - LISTAGEM DO PROGRAMA. . . . .	178
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS. . . . .	205

...

## I N T R O D U C A O

A primeira idéia sobre transmissão de energia elétrica surgiu no período de 1602-1686<sup>(1)</sup>, quando Otto von Guericke descobriu que uma atração elétrica aparecia numa extremidade distante, de um fio torcido. Desde então, desencadeou-se uma sequência de descobertas feitas através de experiências realizadas com a eletricidade.

Numa dessas experiências, realizada por Hippolyte Fontaine em 1873 sobre a reversibilidade da máquina<sup>(1,2)</sup>, surge o primeiro conceito de transporte de energia a longa distância por meio de um cabo metálico. A produção de energia elétrica em quantidades razoáveis já era possível então.

Com Thomas A. Edison e sua invenção - a lâmpada incandescente (1879-80) a energia elétrica teve seu grande impulso<sup>(3,4)</sup> e a partir daí entram em funcionamento os primeiros sistemas comerciais de eletricidade, já em vários países.

Desde então os avanços vêm se somando, contribuindo

com o desenvolvimento do sistema elétrico. Foi assim com a invenção do transformador<sup>(4, 5)</sup> em 1884-85, que revolucionou a indústria tornando possível a transmissão a longa distância em alta tensão e em corrente alternada. Depois, com a invenção dos motores de indução em 1885-88 desenvolveu-se a corrente alternada<sup>(4)</sup> e ficou resolvida a controvérsia que havia em torno da padronização das indústrias.

Mas foi neste século que a geração e transmissão de energia elétrica desenvolveram-se a passos realmente largos. Como, afinal, as outras áreas do conhecimento. Primeiro reconheceu-se a coexistência entre corrente alternada e corrente contínua considerando-se, já seriamente, a possibilidade da geração em corrente alternada, conversão em corrente contínua para a transmissão e nova conversão para corrente alternada. Isto foi possível, graças ao aparecimento em 1901 do retificador a vapor de mercúrio; mais tarde, em 1928, surgiu a "grade de controle" que possibilitou o controle da retificação e inversão e, tendo sido aplicada na construção de importantes linhas em vários países constituiu as bases da tecnologia moderna de transmissão e corrente contínua e alta tensão.

Em 1939 foi inventado o sistema de eletrodo de grade, com a construção da válvula monofásica, que revolucionou a tecnologia de corrente contínua, e a partir de 1954 já era possível sua aplicação comercial em alta tensão.

O aparecimento do Tiristor, na década de 1950, teve um impacto surpreendente na tecnologia dos conversores estáticos não só pelo aspecto econômico, como também pela simplificação induzida nos "lay-out" das estações conversoras.

No que se refere às perspectivas futuras, de sistemas em corrente alternada, cabe realçar as vantagens oferecidas pela transmissão em UAT : transporte de grandes blocos de energia a longa distância com aproveitamento de fontes de geração em locais remotos e utilização de um menor número de corredores de linhas.

No entanto, a crescente expansão demográfica e, conseqüentemente, a valorização dos preços das faixas de passagens, aliada ainda às restrições impostas ao meio ambiente pela instalação das linhas, têm sugerido aos planejadores de sistemas que se estudem novas alternativas de transmissão de energia elétrica.

É assim, a mesma utilização crescente da energia elétrica que impôs um aumento nas potências geradas pelas Centrais Elétricas existentes no início deste século, motiva agora os pesquisadores a descobrirem novos caminhos.

Neste sentido, uma das soluções adotadas é a técnica da compactação que, com o desenvolvimento de novos materiais de isolamento, tornou possível a utilização mais eficaz das faixas ocupadas pelas linhas de transmissão<sup>(17)</sup>.

Paralelamente ao progresso das pesquisas sobre as linhas compactas, a transmissão multifásica (mais de três fases) surge na década de 1970 como uma outra possibilidade viável para minimizar os problemas apontados anteriormente.

Entre as linhas multifásicas foi, especificamente, para a hexafásica que se voltaram os pesquisadores pela facilidade de adaptação da teoria a partir da transmissão convencional.

O presente estudo analisa a viabilidade econômica e técnica da transformação de uma linha de transmissão trifásica 138 kV em hexafásica.

Procuramos analisar os conceitos teóricos, as implicações decorrentes dessa transformação e os procedimentos a serem adotados para viabilizá-la. No estudo econômico estão envolvidos a redução de perdas, a elevação da capacidade de transporte da linha e custos decorrentes das adaptações - na linha e nas subestações.

Para conhecer melhor os efeitos ambientais causados pela possível linha de transmissão transformada, elaboramos um programa digital que serve como ferramenta na avaliação de fatores como níveis de campo elétrico, radio-interferência, etc.

Assim, pretendemos reunir num sô volume conceitos, dados, opiniões e resultados, encontrados de certa forma dispersos na literatura e oferecer a planejadores e interessados um roteiro para se desenvolver a mencionada análise de viabilidade e que, ao mesmo tempo, poderá servir de ponto de partida para novos estudos.

## FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

## 1.1- GENERALIDADES

Em 1972 foi apresentado pelo Comitê de Estudos nº 31 do CIGRÉ (Conférence Internationale des Grands Reseaux Électriques à Haute Tension) o trabalho intitulado "High Phase Order Power Transmission" (transmissão multifásica de potência), de autoria de Lionel O. Barthold e H.C. Barnes (9).

Barthold e Barnes tinham como objetivo rever alguns princípios fundamentais da transmissão aérea de energia elétrica e direcionar a atenção dos projetistas e planejadores no sentido de se fazer um uso mais eficaz dos corredores de faixas de segurança das linhas existentes, para minimizar os efeitos dos impactos estéticos e ecológicos causados pelos sistemas de transmissão.

Foi o primeiro trabalho a abordar de forma profunda a possibilidade de transmissão de energia elétrica utilizando-se, em lugar do sistema trifásico convencional, linhas com até 36 (trinta e seis) fases. Toda a teoria envolvida nesta concepção está

embasada no fenômeno do deslocamento da energia elétrica através de ondas de campo magnético que envolvem os condutores. A distribuição dessa energia no espaço não é uniforme, mas apresenta densidade volumétrica de potência que se altera segundo as variações sofridas pelos campos elétrico e magnético<sup>(3)</sup>. A formulação matemática do fenômeno é descrita pelo vetor Poynting (PY).

$$PY = E \times H \quad W/m^2 \quad (1)$$

onde:

E = intensidade de campo elétrico (V/m)

H = intensidade de campo magnético (A/m)

Considerando as equações de Maxwell, o módulo do vetor P pode ser expresso em termos de campo elétrico (E) e da impedância do meio transmissor ( $Z'$ ), como segue :

$$|PY| = \frac{|E|^2}{Z'} \quad W/m^2 \quad (2)$$

Sabe-se que  $Z'$  típico (condutor-ar) vale  $377\Omega$  e, considerando 30kV/cm como limite de capacidade disruptiva do ar (valor de pico) a densidade de potência será da ordem de  $12.000 MW/m^2$  valor este que, segundo cálculos existentes, somente será conseguido próximo à superfície dos condutores das linhas atualmente construídas.

Nos estudos de Barthold e Barnes foi estimado que mais de 95% (noventa e cinco por cento) da energia armazenada no campo que circunda o condutor num sistema trifásico, estão contidos num raio igual a 5% (cinco por cento) da distância entre fases. Portanto, uma melhoria significativa no aproveitamento de uma faixa de segurança só será possível se houver mudança na configuração geométrica dos condutores ou no número de fases.

O desenvolvimento teórico desse assunto foi baseado numa configuração circular onde os condutores são dispostos nos vértices de um polígono regular tal que o ângulo entre dois condutores adjacentes seja de  $360^\circ/N$ , sendo  $N$  o número de fases su posto.

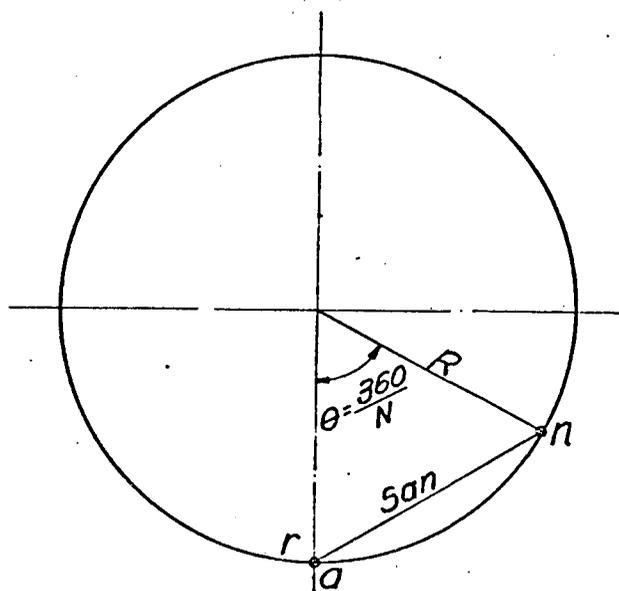


FIGURA 1- Configuração Circular das Fases. (9)

Desta forma, a distribuição física dos condutores poderá ser associada a um diagrama fasorial de tensões, tendo-se então :

$$V_{ff} = 2 V_{ft} \operatorname{Sen} \frac{\theta}{2} \quad (3)$$

onde:

$V_{ff}$  = tensão fase-fase em kV

$V_{ft}$  = tensão fase-terra em kV

$\theta = \frac{360^\circ}{N}$  = ângulo entre fases, em graus.

A tabela a seguir apresenta a tensão fase-fase ( $V_{ff}$ ) entre duas fases adjacentes, partindo-se de valores usuais de  $V_{ff}$  para linhas de transmissão trifásicas e tomando-se como referência a tensão fase-terra ( $V_{ft}$ ) :

TABELA 1

$V_{ft}$ (kV)	$V_{ff}$ (kV)				
	n=3	n=6	n=12	n=24	n=36
80	138	80	41	21	14
133	230	133	69	35	23
199	345	199	103	52	35
289	500	289	149	75	50
433	750	433	224	113	75

Fonte: Informe Técnico da Eletrobras, Nov.1984.

Pela tabela acima pode-se observar que a partir de 6 (seis) fases a tensão fase-terra será sempre maior que a tensão fase-fase e por esse motivo o sistema multifásico toma como referência a tensão fase-terra, ao contrário do que é convencional para sistemas trifásicos.

## 1.2- CÁLCULO GERAL DAS CONSTANTES DE UMA LINHA, GRADIENTES E DENSIDADES DE POTÊNCIA

### 1.2.1- Coefficiente de Potencial (P)

O coeficiente de potencial, com base na configuração indicada na figura 1, está relacionado com o potencial da fase "a" tomado como referência, através da expressão :

$$V_a = Q_a \frac{1}{2\pi\epsilon} \left\{ \ln \frac{R}{r} + \sum_{i=1}^{n-N-1} \cos\left(\frac{2\pi n}{N} i\right) \ln\left(\frac{1}{2} \operatorname{cosec}\left(\frac{\pi \cdot n}{N}\right)\right) \right\} \quad (4)$$

onde :

$Q_a$  = carga na fase "a"

$R$  = raio do círculo que inscreve as  $n$  fases

$r$  = raio do condutor

$\epsilon = \epsilon_0$  = permissividade do vácuo

Esta expressão representa o produto da carga da fase "a" e o coeficiente de potencial de seqüência positiva de um feixe de  $n$  fases. A representação gráfica mostrada a

seguir, é composta do termo próprio que depende da relação  $R/r$  e de um termo mútuo função do número de fases.

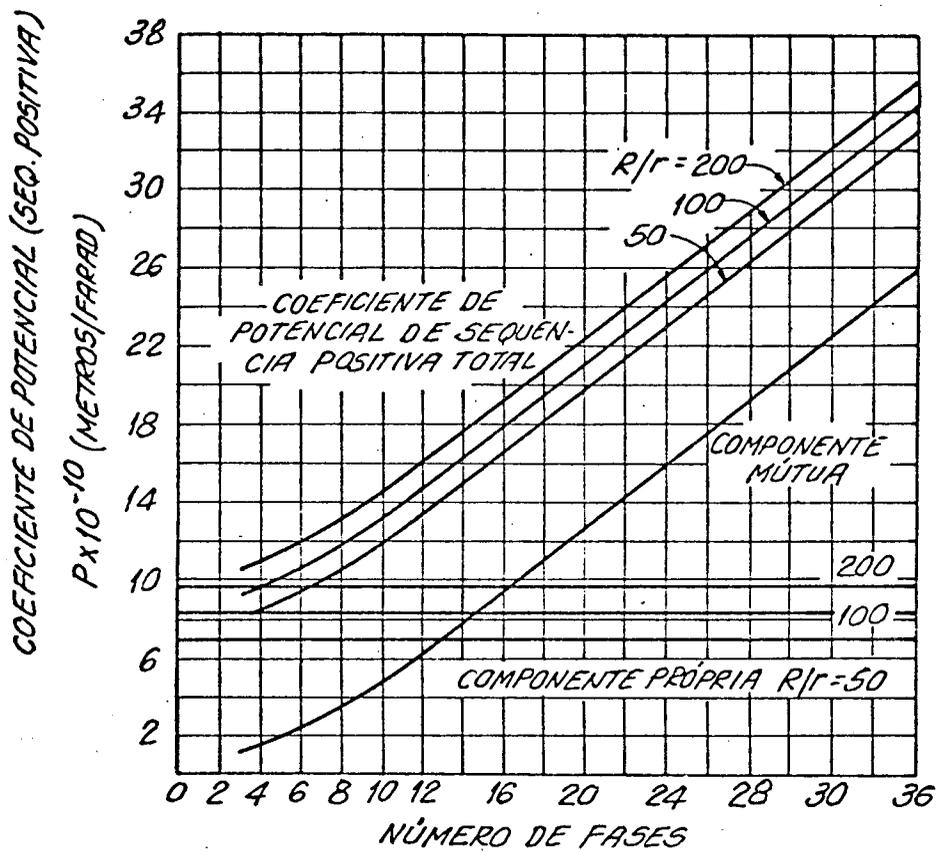


FIGURA 2- Coeficiente de Potencial em Função do Número de Fases (°)

### 1.2.2- Gradiente na Superfície do Condutor

O gradiente na superfície do condutor é dado por :

$$G_n = \frac{Q_n}{2\pi \cdot \epsilon \cdot r} \quad (5)$$

onde:

$Q_n$  = carga na fase "n"

$r$  = raio do condutor

Em termos de Coeficiente de Potencial e de tensão,

$$G_n = \frac{U_n}{r \cdot P_n} \quad (6)$$

onde:

$U_n$  = tensão fase-fase

$P_n$  = coeficiente de potencial próprio

O gráfico da figura 3 mostra o gradiente para  $l_i$  linhas de transmissão de  $n$  fases por unidade de gradiente que ocorre na configuração trifásica.

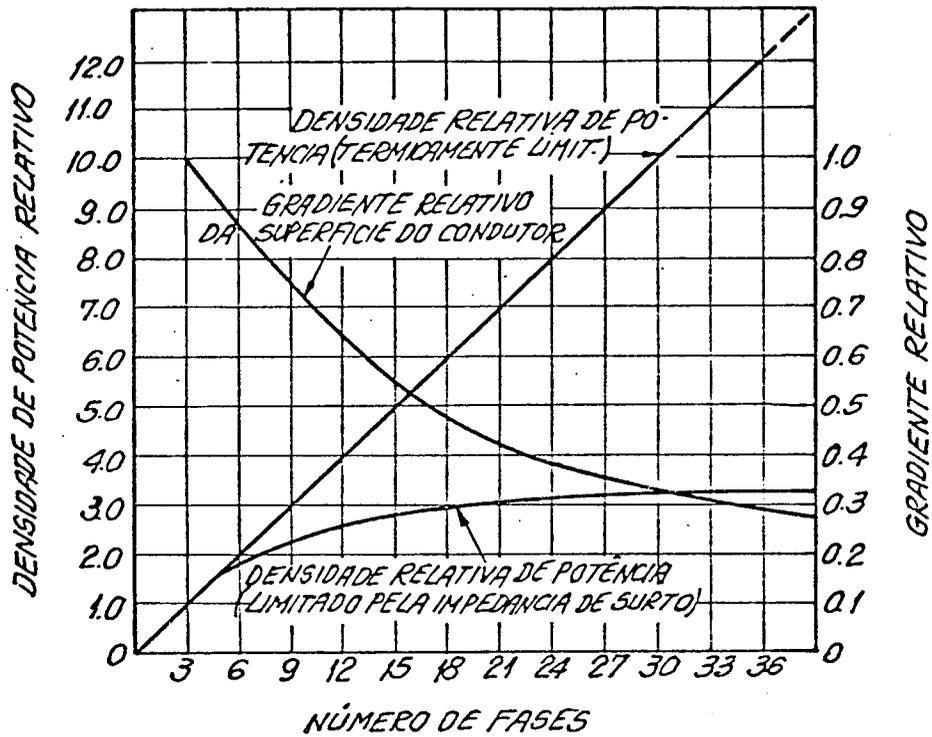


FIGURA 3- Comportamento da Densidade de Potência, e Gradientes Relativos em Função do Número de Fases (9)

Pela curva da fig. 3, acima, verifica-se que há um de crêscimo do gradiente  $\tilde{a}$  medida em que aumentamos o número de fases e este fato pode representar um dos fatores que contribuem para a redução dos níveis de ruído audível e rádio-interferência, apesar de outros fatores também serem importantes.

### 1.2.3- Impedância de Surto e Limite Térmico de Potência

A impedância de surto pode ser calculada diretamente do coeficiente de potencial.

$$Z_s = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{\mu}{\epsilon} \cdot P} \quad (7)$$

onde  $\mu$  = permeabilidade do ar

A carga de impedância de surto  $\tilde{e}$  diretamente proporcional ao número de fases :

$$P_s = \frac{NV^2}{Z_s} = \frac{2\pi \cdot N \cdot V^2}{\sqrt{\frac{\mu}{\epsilon} \cdot P}} \quad (8)$$

onde  $V$  = tensão fase-terra

A representação gráfica (figura 3) mostra  $P_s$  em pu de carga de impedância de surto na configuração trifásica.

#### 1.2.4- Gradiente na Superfície do Solo

Mantendo-se fixa a altura do centro da configuração circular e variando-se o número de fases, foram obtidas as curvas mostradas na figura 4, abaixo.

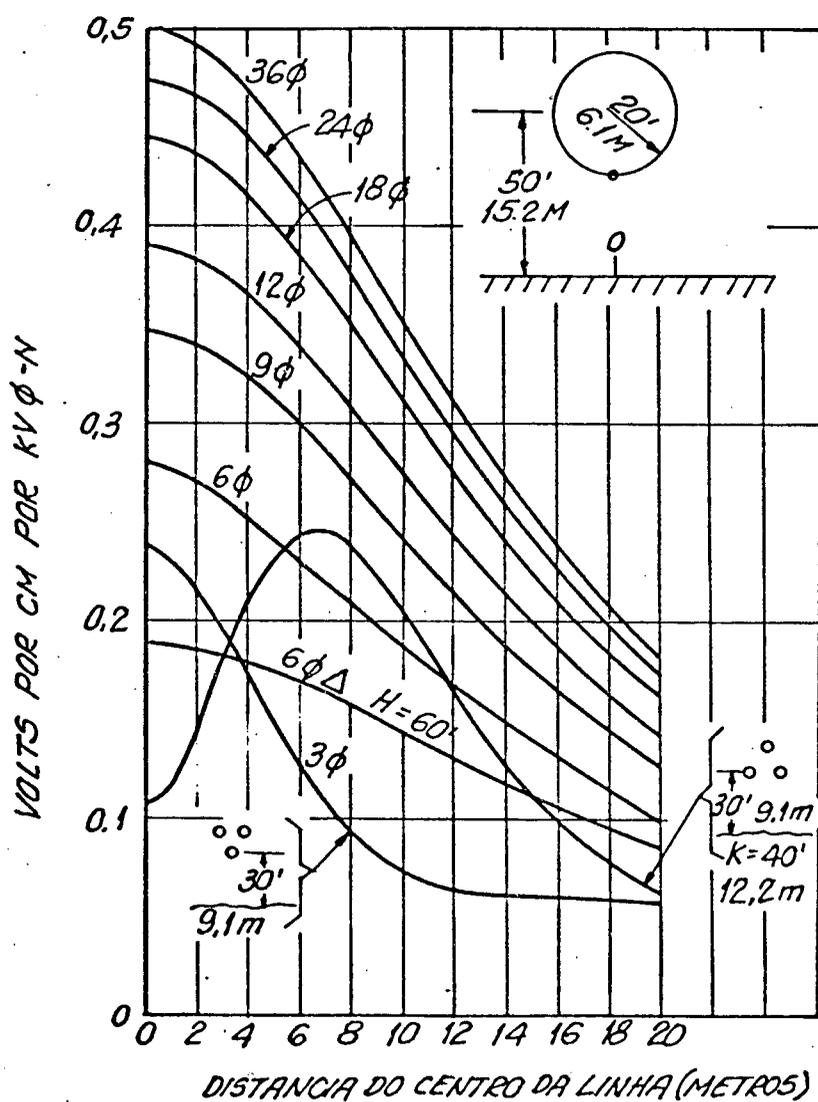


FIGURA 4 - Comportamento do Gradiente em Função da Distância Lateral (9)

Observa-se que o campo elêtrico máximo, ao nível do solo,  20% (vinte por cento) maior para o sistema hexafásico e 50% (cinquenta por cento) mais elevado para o sistema de nove fases em comparação com o sistema trifásico em delta invertido. O gradiente no eixo da linha de transmissão, ao nível do solo, em função da variação da altura do feixe de  $n$  fases é mostrado a seguir.

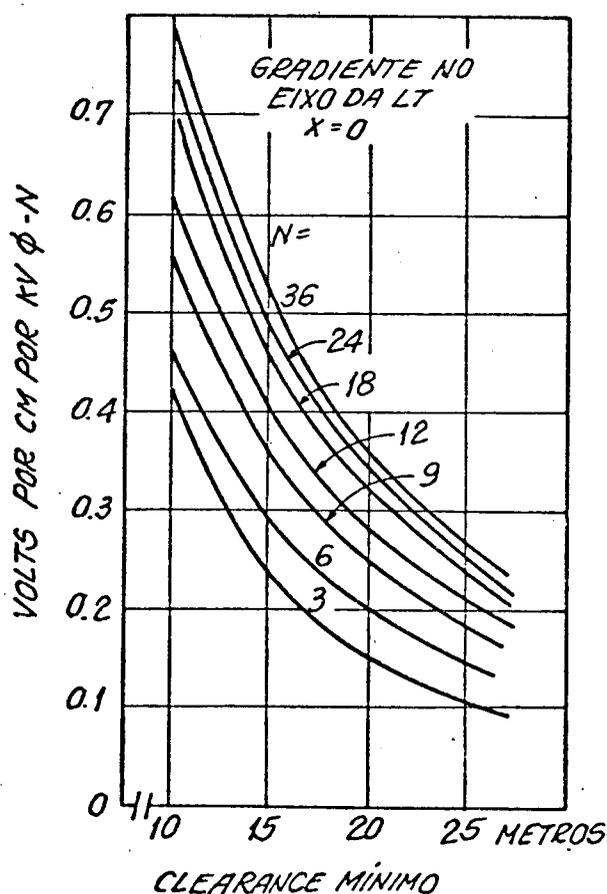


FIGURA 5- Variação do Gradiente no Eixo da LT (9)

Verifica-se, portanto, que o valor mínimo do campo elétrico ao nível do solo poderá ser uma das restrições do sistema multifásico.

Este aspecto é reforçado se levarmos em conta os trabalhos de pesquisa realizados em linha de Ultra Alta Tensão (UAT), de 1.000 a 1.500 KV, onde se alerta para os efeitos eletrostáticos nas faixas de segurança de futuras linhas de transmissão <sup>(10)</sup>. Foram investigados os efeitos do gradiente ao nível do solo em seres humanos, com a finalidade de se detectar os limites de sensação e o seu grau de suportabilidade.

A pesquisa envolveu vinte e sete pessoas que anotaram suas sensações durante a caminhada sob a linha de teste de UAT em diferentes ocasiões.

A análise das respostas mostra que :

- a sensação mais comum foi o arrepio dos cabelos (50% dos casos;
- as mini-descargas entre o corpo e a roupa ocorreram em 64% dos casos;
- os casos insuportáveis ocorreram em tempo úmido com

descargas entre a cabeça e o chapéu; os pés e sapatos; as pernas e as botas, com pequena frequência.

### 1.3- CONFIGURAÇÃO HEXAFÁSICA

Os primeiros cálculos de ordem prática, visando a aplicação dos conceitos estudados por Barthold e Barnes, foram feitos para o sistema hexafásico com configurações de dois circuitos plano-horizontais, conforme mostra a figura 6, abaixo.

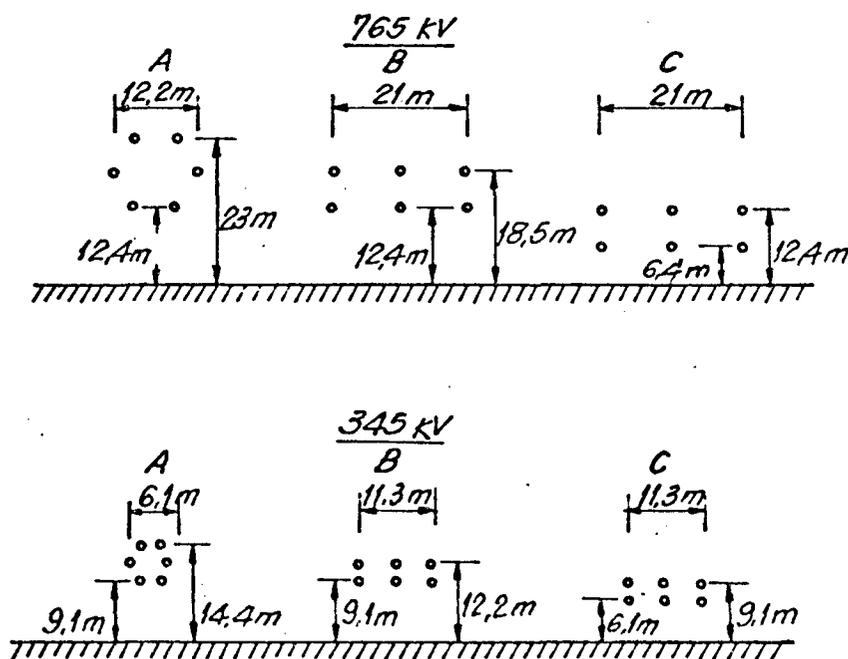


FIGURA 6 - Configurações A, B e C<sup>(9)</sup>

A configuração A é introduzida para efeito de comparação. A configuração B representa o projeto de uma nova linha de transmissão com o espaçamento condutor-solo igual aos padrões das linhas trifásicas. Na configuração C um novo circuito com disposição plano-horizontal foi introduzido na parte inferior da estrutura existente, convertendo-a em uma linha de transmissão hexafásica.

As tabelas 2 e 3, a seguir, apresentam os valores dos gradientes, reatâncias e impedância de surto nas configurações A, B e C.

TABELA 2- Comparação dos Gradientes no Condutor e no Solo

Tensão do Sistema	Configuração	Gradiente no Condutor		Gradiente no Solo	
		kV/cm	P.U.	V/cm	P.U.
345 kV	A	20.7	1.00	66	1.00
345kV	B	23.4	1.14	57	.87
345 kV	C	23.4	1.14	105	1.60
765 kV	A	25.0	1.00	141	1.00
765 kV	B	27.7	1.11	120	.85
765 kV	C	28.9	1.16	312	2.20

TABELA 3 - Reatância de Sequência Positiva e Impedância de Surto -

Tensão do Sistema	Configuração	$X_{11}$ $\Omega/\text{km}$	$Z_s$
345 kV	A	0.308	245
345 kV	B	0.334	265
345 kV	C	0.331	263
765 kV	A	0.284	226
765 kV	B	0.308	245
765	C	0.308	245

Os casos aqui descritos e analisados estão contidos, como já dissemos, em pesquisas realizadas por L.O.Barthold e H.C.Barnes. Foram estudados tendo como base as características de linhas de transmissão existentes, pertencentes à empresa "American Electrical Power".

O condutor com diâmetro de 1,165 polegadas compõe um feixe de quatro subcondutores por fase para a linha de 765 kV e de dois subcondutores por fase para a de 345 kV, com espaçamento entre subcondutores de 18 (dezoito) polegadas.

Verifica-se pela tabela 2, que o gradiente na superfície

do condutor  $\bar{e}$  sempre menor para o caso de uma linha hexafásica com a configuração A. O mesmo não acontece para o gradiente ao nível do solo onde, na configuração A, o valor  $\bar{e}$  maior. E apesar de os pesquisadores não tecerem considerações sobre o valor do gradiente para a configuração C, pode-se inferir que a redução no "clearance" condutor/solo tenha influenciado para que o valor fosse superior ao da configuração A.

Sobre a tabela 3,  $\bar{e}$  registrado como fato de interesse principal a existência da matriz de transformação para  $n$  fases, com o operador  $\alpha = 1 \sqrt[360^\circ]{n}$  de forma similar ao caso trifásico onde a dimensão da matriz  $\bar{e}$   $3 \times 3$  e  $\alpha = 1 \sqrt[120^\circ]$ .

As impedâncias de surto são sempre menores para a configuração A, o que implica num valor de carga de impedância de surto (SIL) sempre maior.

#### 1.4- COMENTÁRIOS

A apresentação desta teoria e os resultados obtidos repercutiram favoravelmente nos estudos de alternativas para solucionar os problemas de aquisição de novas faixas de segu

rança que algumas empresas concessionárias começavam a enfrentar. Uma delas, a concessionária americana Allegheny Power System (APS), possuindo mais de seiscentos quilômetros de linha de transmissão em 138 kV circuito duplo iniciou, por volta de 1976, profundas investigações técnicas sobre a viabilidade de conversão de suas linhas trifásicas 138 kV, em alternativa ao sistema 230 kV circuito duplo.

Em consequência, foram publicados vários trabalhos com enfoque teórico, além de motivar a realização de novos estudos por outros pesquisadores, cujos resultados estão se acumulando para formar a base de projeto deste novo sistema de transmissão de energia elétrica.

## ASPECTOS DE ENGENHARIA

## 2.1- CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

O sistema multifásico é uma das alternativas à elevação de tensão de uma dada linha de transmissão e assim aumentar-se a capacidade de transporte de potência em uma mesma faixa de segurança.

Conforme ficou entendido no Capítulo anterior, o ponto de partida é a transmissão convencional, de forma que há necessidade tão somente da adaptação dos conceitos teóricos para o número de fases do sistema a ser estudado. Face as características elétricas de um sistema de seis fases (tensão fase-terra igual à tensão fase-fase) e considerando que, em sua maioria, as linhas de zona urbana são do tipo circuito duplo, a atenção se volta para esse sistema, pois a transformação para linha de transmissão hexafásica já se encontra naturalmente facilitada. Basta que se faça a análise da viabilidade dessa transformação.

O que se pretende nas seções iniciais deste Capítulo é ressaltar a teoria envolvida no estudo da viabilidade de transformação. Na seção 2.8 sugere-se como estudar a viabilidade técnica de transformação para hexafásica, comparativamente com a elevação da tensão para 230 kV circuito duplo trifásico. No final do capítulo é apresentado um ensaio que, de certa forma, poderá servir de roteiro para o estudo da viabilidade técnica de transformação de uma linha de transmissão circuito duplo trifásico para o sistema hexafásico.

## 2.2- PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

O uso dos parâmetros de linhas de transmissão aéreas é de fundamental importância posto que qualquer análise, simples ou detalhada, de fenômenos que ocorram em linhas de transmissão é realizada utilizando-se sempre os parâmetros da respectiva linha. Os mais simples destes, as impedâncias e admitâncias Shunt de sequência industrial são elementos fundamentais para estudos de fluxo de carga. Já para os curto-circuitos, de cálculo menos simples, necessita-se também dos parâmetros de sequência.

Nos problemas como o desequilíbrio de corrente e tensão de uma linha de transmissão não transposta ou o cálculo de tensões e correntes induzidas em circuitos desenergizados paralelos a outro circuito energizado, faz-se uso dos parâmetros em regime permanente.

Nos estudos de harmônicos de linhas de corrente contínua e das interferências por eles causadas em linhas de comunicação, estão presentes os parâmetros ainda em regime permanente, porém a frequências elevadas.

Nos regimes transitórios, os surtos de manobra e atmosféricos e os meios de reduzi-los através de para-raios, gaps de proteção, inserção de resistores em disjuntores, são também realizados com a utilização dos parâmetros de linha de linhas de transmissão.

### 2.2.1- Matriz de Impedância Série

A queda de tensão ao longo de uma linha de transmissão, expressa na forma de equação diferencial parcial, é dada na notação matricial por :

$$\begin{bmatrix} \frac{d\bar{V}_1}{dx} \\ \frac{d\bar{V}_2}{dx} \\ \vdots \\ \frac{d\bar{V}_i}{dx} \\ \vdots \\ \frac{d\bar{V}_n}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{1i} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{2i} & \cdots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ Z_{i1} & Z_{i2} & Z_{ii} & \cdots & Z_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & Z_{ni} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_i \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} \quad (9)$$

onde:  $\bar{V}_i$  = fasor tensão do condutor  $\underline{i}$  a terra

$\bar{I}_i$  = fasor corrente no condutor  $\underline{i}$

ou,

$$\text{em notação compacta: } - \frac{d\bar{V}}{dx} = |Z| |I| \quad (10)$$

$|Z|$  representa a matriz de impedância série simétrica, com elementos complexos onde o elemento da diagonal  $Z_{ii} = R_{ij} + j\omega L_{ij}$  representa a impedância própria série por unidade de comprimento do loop formado pelo condutor  $\underline{i}$  e o retorno pelo solo; o elemento fora da diagonal,  $Z_{ij} = R_{ij} + j\omega L_{ij}$  é a impedância mútua série por unidade de comprimento, entre os condutores  $\underline{i}$  e  $\underline{j}$  que determina a tensão induzida no condutor  $\underline{j}$  quando flui uma corrente no condutor  $\underline{i}$ .

As expressões para o cálculo de  $Z_{ii}$  e  $Z_{ij}$ , com base na geometria de configuração da torre (figura 7) e características dos condutores, segundo Carson (6), são dadas por:

$$Z_{ii} = R_{ii} + 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot f \left( j \cdot \ln \frac{2h_i}{RMG_i} + 2(T+jQ) \right) \quad \Omega/m \quad (11)$$

e

$$Z_{ij} = Z_{ji} = 4\pi \cdot f \cdot 10^{-7} \left( j \cdot \ln \frac{D_{ij}}{d_{ij}} + 2(T+jQ) \right) \quad \Omega/m \quad (12)$$

onde:

$R_{ii}$  = resistência em corrente alternada do condutor i  
em  $\Omega/m$

$RMG_i$  = raio médio geométrico do condutor i, em metros

$h_i$  = altura média do condutor i, em metros

$d_{ij}$  = distância entre os condutores i e j, em metros

$D_{ij}$  = distância entre o condutor i e a imagem do condutor j, em metros

$T, Q$  = termos de correção de Carson para efeito de retorno pelo solo.

Os termos T e Q são funções do ângulo  $\theta$  ( $\theta=0$  para impedância própria e  $\theta=\theta_{ij}$  para impedância mútua) e do parâmetro k.

onde :

$$k = 2,81 \cdot 10^{-3} \cdot D \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad (13)$$

$$\theta_{ij} = \arcseno \left( \frac{H_{ij}}{D_{ij}} \right)$$

$H_{ij}$  = distância horizontal entre o cond. i e j

$D_{ij}$  = distância conforme a figura 7

$D = 2hi$  em metros para impedância própria

=  $D_{ij}$ , em metros para impedância mútua

f = frequência, em Hertz

$\rho$  = resistividade do solo, em  $\Omega \cdot m$

$$T = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3 \cdot \sqrt{2}} k \cdot \cos \theta + \frac{k^2}{16} \cos 2\theta \left( 0,6728 + \ln \frac{2}{r} \right) +$$

$$+ \frac{k^2}{16} \theta \text{ Sen } 2\theta + \frac{k^3 \cos 3\theta}{45 \sqrt{2}} - \frac{k^4 \pi \cos 4\theta}{1536} \quad (14)$$

$$Q = - 0,0386 + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{k} + \frac{1}{3 \sqrt{2}} k \cdot \cos \theta - \frac{\pi k^2}{64} \cos 2\theta +$$

$$+ \frac{k^3 \cos 3\theta}{45 \sqrt{2}} - \frac{k^4}{384} \text{ Sen } 4\theta - \frac{k^4 \cos 4\theta}{384} \times$$

$$\times \left( \ln \frac{2}{k} + 1,0895 \right) \quad (15)$$

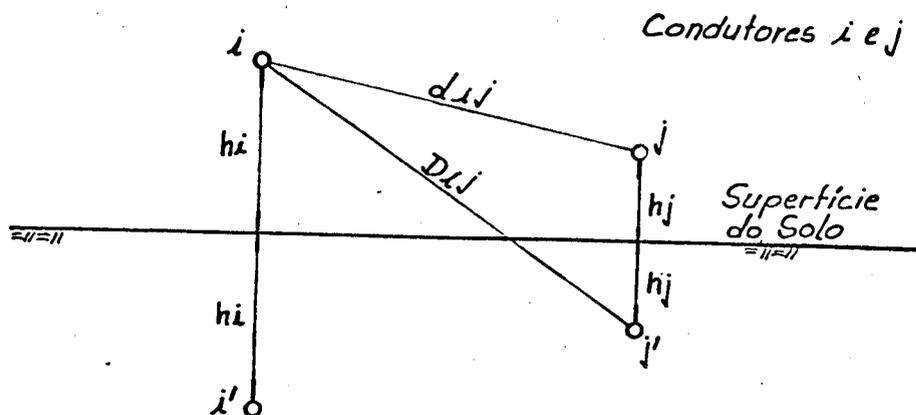


FIGURA 7 - Geometria para Cálculo dos Parâmetros

### 2.2.2- Matriz de Admitância Shunt

As tensões em cada condutor de uma linha de transmissão são funções das cargas existentes e sua relação vale :

$$|V| = |P| |Q| \quad |Q| = |P|^{-1} |V| \quad (16)$$

$|P|$  é a matriz de coeficiente de potencial de Maxwell, real e simétrica. Com base na figura 7, podemos calcular : o elemento da diagonal, dado por

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_i} \quad \text{km/F} \quad (17)$$

onde  $r_i$  = raio do condutor

e o elemento fora da diagonal, dado por

$$P_{ij} = P_{ji} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D_{ij}}{d_{ij}} \quad \text{km/F} \quad (18)$$

A matriz inversa da expressão (16) dá como resultado a matriz de capacitância Shunt  $|C| = |P|^{-1}$  (19). Portanto a matriz admitância Shunt; ou, se considerarmos desprezíveis as condutâncias, teremos a matriz susceptância Shunt através de  $|B| = w |C|$  (19)

### 2.3- COMPONENTES SIMÉTRICAS

A aplicação dos relés de proteção em sistema de potência, requer o conhecimento prévio das condições existentes no sistema durante as faltas. O conhecimento do valor das correntes de curto-circuitos e das condições de tensão existentes em todas as subestações envolvidas, proporcionará a escolha correta do tipo de relés para a proteção de todas as partes do sistema no mínimo espaço de tempo.

As informações de curto-circuito são geralmente obtidas através do método de cálculo analítico, que no caso de curtos simétricos as análises não apresentam dificuldades. Por outro lado, nos casos de curtos fase-terra, que são do tipo assimétrico e de maior probabilidade de ocorrência, o método de componentes simétricas simplifica grandemente o processo de cálculo.

O professor Venkata da Universidade de Virgínia e sua equipe <sup>(12)</sup> foram os primeiros pesquisadores a desenvolver a teoria de Componentes Simétricas aplicada ao sistema hexafásico

para cálculo de curto-circuitos. Seus estudos foram baseados na teoria de Fortescue que postula a viabilidade de aplicação desse método a qualquer sistema de  $n$  fases. Não foram encontradas na literatura outras discussões sobre a aplicação desse método para sistemas hexafásicos, exceptuando-se Clark <sup>(13)</sup>, que aborda o assunto de maneira genérica.

No que diz respeito às linhas hexafásicas o teorema de Fortescue estabelece que seis fasores desequilibrados (corrente ou tensão), podem ser transformados em um sistema de seis fasores equilibrados de acordo com as seguintes componentes :

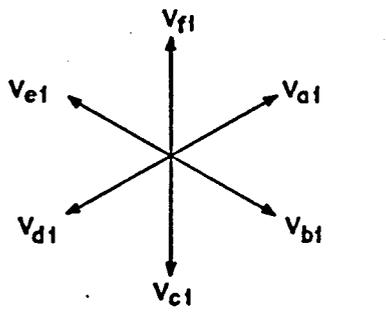
- 1) Componente de seqüência primeira (positiva)
- 2) " " " segunda
- 3) " " " terceira
- 4) " " " quarta
- 5) " " " quinta (negativa)
- 6) " " " sexta (zero)

Portanto, sendo  $V_a, V_b, V_c, V_d, V_e, V_f$ , tensões de sequilibradas, pode-se expressar em termos de suas componentes através das seguintes equações :

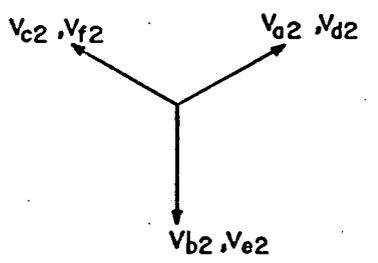
$$\begin{aligned}
 V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a3} + V_{a4} + V_{a5} + V_{a0} \\
 V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b3} + V_{b4} + V_{b5} + V_{b0} \\
 V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c3} + V_{c4} + V_{c5} + V_{c0} \\
 V_d &= V_{d1} + V_{d2} + V_{d3} + V_{d4} + V_{d5} + V_{d0} \\
 V_e &= V_{e1} + V_{e2} + V_{e3} + V_{e4} + V_{e5} + V_{e0} \\
 V_f &= V_{f1} + V_{f2} + V_{f3} + V_{f4} + V_{f5} + V_{f0}
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

Na figura 8 estão indicados vetorialmente os conjun

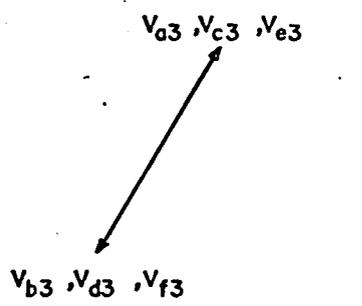
tos das componentes equilibradas :



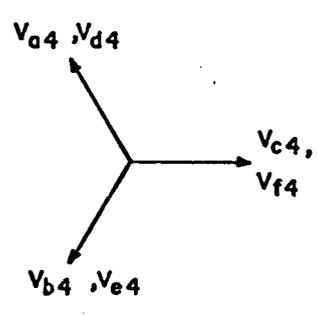
Componentes de Seqüência Primeira. (Positiva)



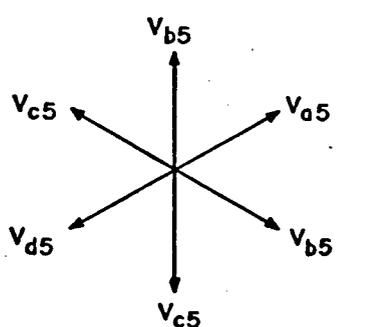
Componentes de Seqüência Segunda



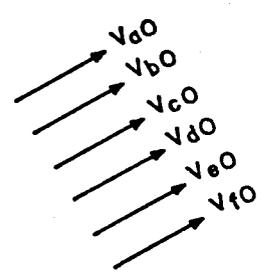
Componentes de Seqüência Terceira



Componentes de Seqüência Quarta



Componentes de Seqüência Quinta. (Negativa)



Componentes de Seqüência Sexta. (Zero)

FIGURA 8 - Conjuntos de Fasores Equilibrados (14)

Para facilitar a compreensão define-se o operador hexafásico "b".

$$\text{Por definição } b = e^{j\frac{\pi}{3}} \quad (21)$$

Os fasores das várias potências do operador "b" são mostrados no diagrama da figura 9, abaixo.

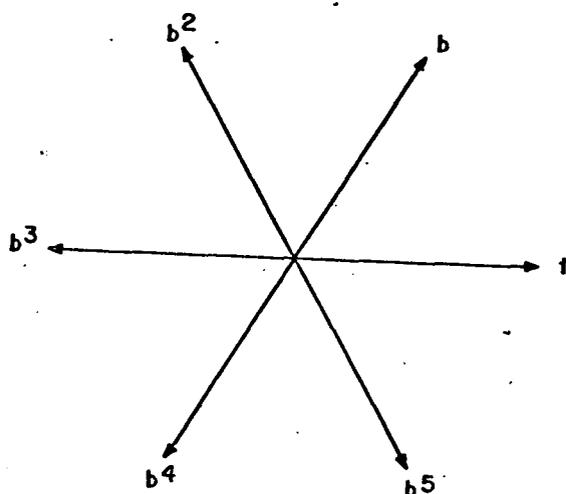


FIGURA 9 - Fasores das Potências do Operador "b" ( $b^k$ )

Desta forma, a equação (20) pode ser relacionada com o operador hexafásico "b" através da notação matricial a seguir :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_d \\ V_e \\ V_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & b^5 & b^4 & b^3 & b^2 & b \\ 1 & b^4 & b^2 & 1 & b^4 & b^2 \\ 1 & b^3 & 1 & b^3 & 1 & b^3 \\ 1 & b^2 & b^4 & 1 & b^2 & b^4 \\ 1 & b & b^2 & b^3 & b^4 & b^5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a3} \\ V_{a4} \\ V_{a5} \end{bmatrix} \quad (22)$$

ou na forma matricial compacta  $\bar{V}_f = |T6| \bar{V}_s$  (23)

onde:

$T6$  = matriz de transformação das componentes simétricas hexafásicas.

Por outro lado,  $|V_s| = |T6|^{-1} |V_f|$  (24)

que na forma expandida, fica

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a3} \\ V_{a4} \\ V_{a5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & b & b^2 & b^3 & b^4 & b^5 \\ 1 & b^2 & b^4 & 1 & b^2 & b^4 \\ 1 & b^3 & 1 & b^3 & 1 & b^3 \\ 1 & b^4 & b^2 & 1 & b^4 & b^2 \\ 1 & b^5 & b^4 & b^3 & b^2 & b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_d \\ V_e \\ V_f \end{bmatrix} \quad (25)$$

A matriz  $|T6|$  bem como a sua inversa são matrizes simétricas

Para as correntes são válidas as mesmas relações acima desenvolvidas, ou seja

$$|I_f| = |T6| |I_s| \quad (26)$$

ou

$$|I_s| = |T6|^{-1} |I_f| \quad (27)$$

## 2.4- ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITOS

A análise de um curto-circuito num sistema hexafásico é bem mais complexa do que no sistema trifásico. As seis fases, mais um neutro, faz se elevar a cento e vinte o número de tipos possíveis de ocorrer. No entanto, destes, apenas vinte e três combinações apresentam níveis de curto distintos. Isto ocorre pelo fato de haverem nessas combinações, tipos distintos de curto-circuito se repetindo.

Note-se, por exemplo : o curto circuito fase-fase entre a/b é o mesmo que ocorre nas fases b/c, c/d, d/e e e/f, no que se refere ao valor da corrente e assimetria do circuito. Portanto, das quinze combinações somente três são significativas, a saber :

- 1) curto entre fases defasadas de  $60^{\circ}$  ;
- 2) curto entre fases defasadas de  $120^{\circ}$  ;
- 3) curto entre fases defasadas de  $180^{\circ}$  .

Para um sistema trifásico, das onze combinações possíveis somente cinco são significativas.

As tabelas 4 e 5 mostram os tipos de curto e o número de combinações possíveis para os dois sistemas :

TABELA 4 - Tipos de Curto-Circuitos e Combinações de Número de Fases e/ou Neutro em Sistemas Hexafásicos -

Tipo de Curto	Nº Total de Combinações -	Nº Significativo de Combinações	Fases em curto p/as Combinações significativas -
Seis fases	1	1	a-b-c-d-e-f
Seis fases ao Neutro	1	1	a-b-c-d-e-f-n
Cinco fases	6	1	a-b-c-d-e
Cinco fases ao Neutro	6	1	a-b-c-d-e-n
Quatro fases	15	3	a-b-c-d a-b-d-f b-c-e-f
Quatro fases ao Neutro	15	3	a-b-c-d-n a-b-d-f-n b-c-e-f-n
Três fases	20	3	a-b-c a-b-d b-d-f
Três fases ao Neutro	20	3	a-b-c-n a-b-d-n b-d-f-n
Duas fases	15	3	b-c a-d b-f
Duas fases ao Neutro	15	3	b-c-n a-d-n b-f-n
Fase ao Neutro	6	1	a - n
<b>TOTAL</b>	<b>120</b>	<b>23</b>	

TABELA 5 - Tipos de Curto-Circuitos e Combinações de Número de Fases e/ou Neutro em Sistemas Trifásicos -

Tipo de Curto	Nº Total de Combinações -	Nº Significativo de Combinações	Fases em curto p/as Combinações significativas -
Três fases	1	1	a-b-c
Três fases ao Neutro	1	1	a-b-c-n
Duas fases	3	1	b-c
Duas fases ao Neutro	3	1	b-c-n
Fase ao Neutro	3	1	a - n
TOTAL	11	5	

A seguir analisa-se um curto-circuito de uma linha de transmissão considerada totalmente transposta (figura 10).

Seja a matriz de impedância  $Z_F$  de uma linha hexafásica :

$$Z_F = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{ad} & Z_{ae} & Z_{af} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bd} & Z_{be} & Z_{bf} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cd} & Z_{ce} & Z_{cf} \\ Z_{da} & Z_{db} & Z_{dc} & Z_{dd} & Z_{de} & Z_{df} \\ Z_{ea} & Z_{eb} & Z_{ec} & Z_{ed} & Z_{ee} & Z_{ef} \\ Z_{fa} & Z_{fb} & Z_{fc} & Z_{fd} & Z_{fe} & Z_{ff} \end{bmatrix} \quad (28)$$

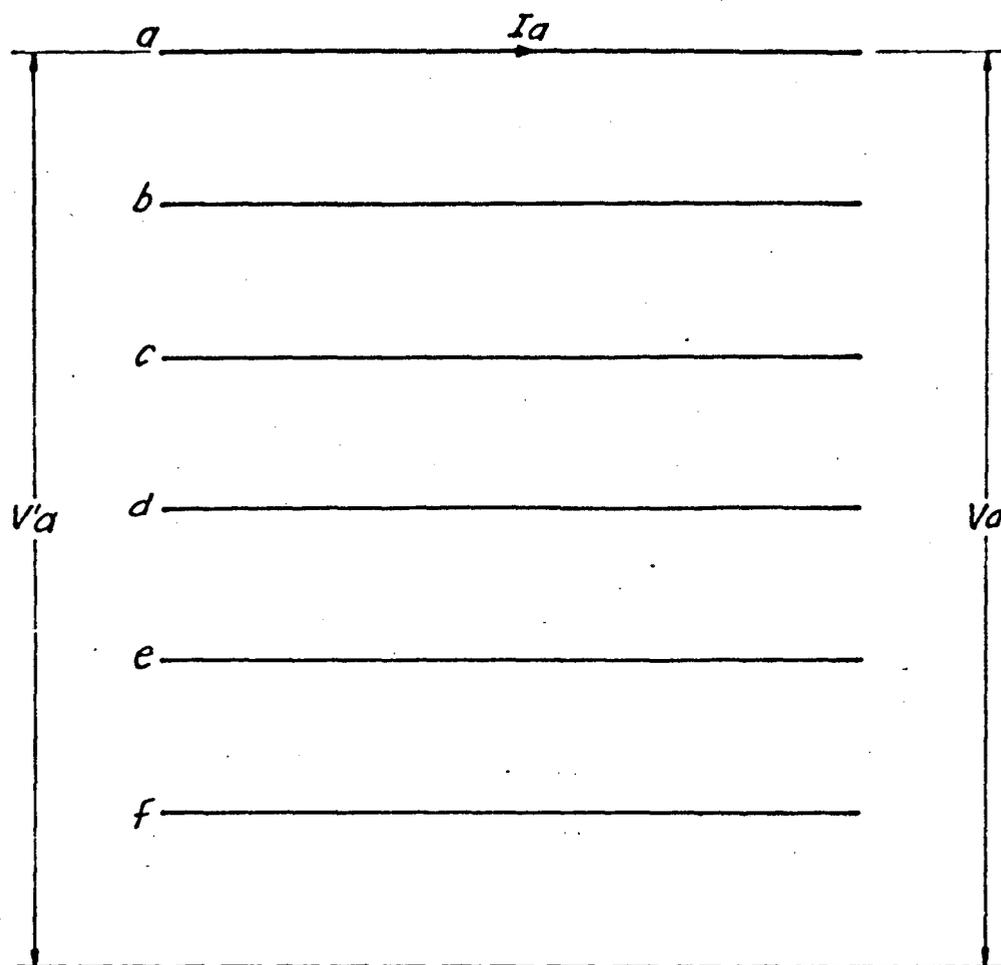


FIGURA 10- Diagrama Esquemático de uma Linha Hexafásica

Se a linha é totalmente transposta, então a matriz

ZF se reduz a

$$ZF = \begin{bmatrix} Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_s \end{bmatrix} \quad (29)$$

onde:

$$Z_s = \frac{1}{6} (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc} + Z_{dd} + Z_{ee} + Z_{ff}) \quad (30)$$

$$Z_m = \frac{1}{15} (Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{ad} + Z_{ae} + Z_{af} + Z_{bc} + \\ + Z_{bd} + Z_{be} + Z_{bf} + Z_{cd} + Z_{ce} + Z_{cf} + Z_{de} + \\ + Z_{df} + Z_{ef}) \quad (31)$$

A queda de tensão na linha será dada por :

$$\begin{bmatrix} V_a' - V_a \\ V_b' - V_b \\ V_c' - V_c \\ V_d' - V_d \\ V_e' - V_e \\ V_f' - V_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_a \\ \Delta V_b \\ \Delta V_c \\ \Delta V_d \\ \Delta V_e \\ \Delta V_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s & & & & & & Z_m \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & Z_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_d \\ I_e \\ I_f \end{bmatrix} \quad (32)$$

ou na forma matricial compacta :

$$|V_f'| - |V_f| = |\Delta V| = |ZF| \cdot |IF| \quad (33)$$

Substituindo as expressões (23) e (27) da teoria de

Componentes Simétricas em (33) iremos obter :

$$|T6| \cdot |\Delta V_s| = |ZF| \cdot |T6| \cdot |I_s| \quad (34)$$

$$|\Delta V_s| = |T6|^{-1} \cdot |ZF| \cdot |T6| \cdot |I_s| \quad (35)$$

$$|\Delta V_s| = |Z_s| \cdot |I_s| \quad (36)$$



A representação geral das redes de seqüência para uma linha hexafásica é mostrada na figura 11, abaixo.

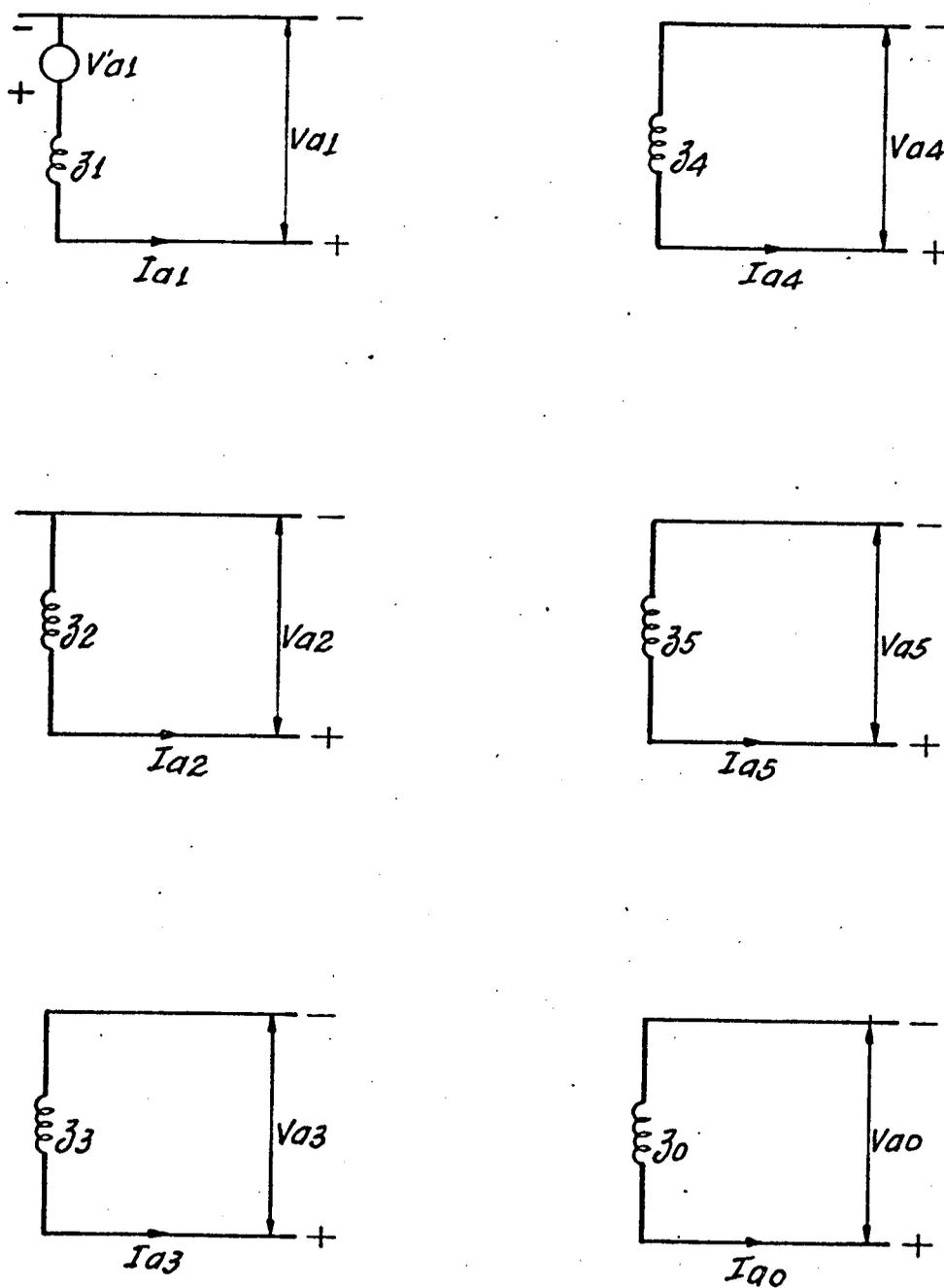


FIGURA 11 - Redes de Seqüência de uma Linha Hexafásica

### 2.4.1- Análise de Alguns Tipos de Curto-Circuitos Simples

As primeiras aplicações da teoria sobre Componentes Simétricas para a análise de um curto-circuito foram feitas em quatro tipos de curto :

#### a) Curto-Circuito Hexafásico

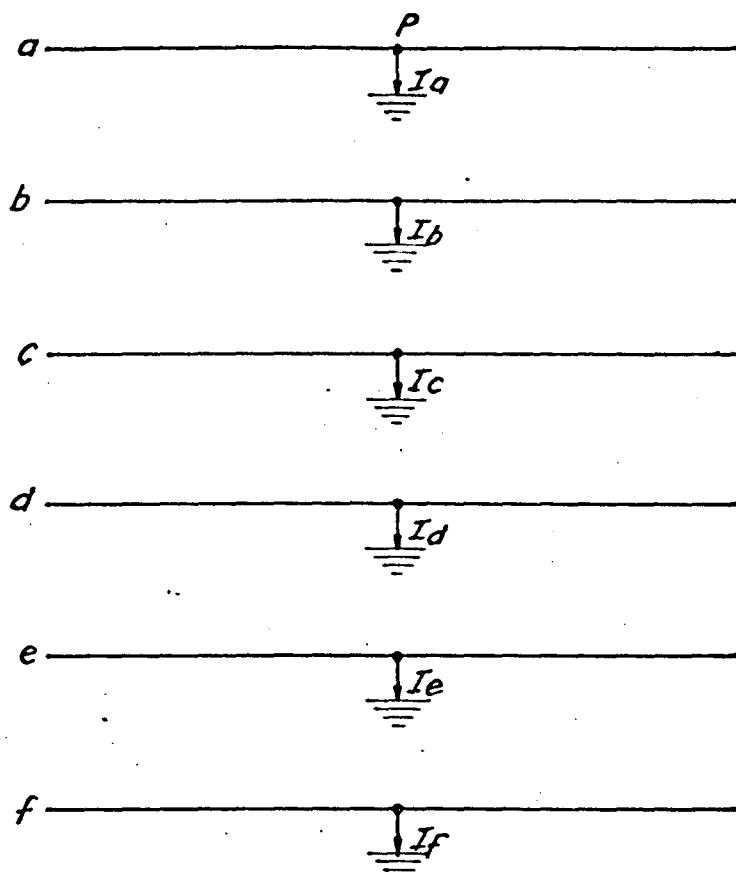
É um tipo de curto com muito pouca probabilidade de ocorrência, no entanto sua análise é simples pois se trata de um curto simétrico. Da mesma forma que no caso trifásico, somente a rede de sequência positiva faz parte do cálculo.

O diagrama esquemático para este caso está indicado na figura 12.

Da equação (39) tem-se :

$$V_{a1} = V'_{a1} - Z_1 \cdot I_{a1} = 0 \quad (40)$$

$$I_{a1} = \frac{V'_{a1}}{Z_1} \quad (41)$$



*FIGURA 12- Diagrama Esquemático do Curto Hexafásico para a Terra, de uma Linha Hexafásica*

b) Curto-Circuito Fase-Terra

É o tipo de curto mais provável de ocorrer num sistema de potência e sendo de natureza assimétrica deve-se fazer uso da teoria de Componentes Simétricas para analisá-lo. O diagrama esquemático está indicado na figura 13.

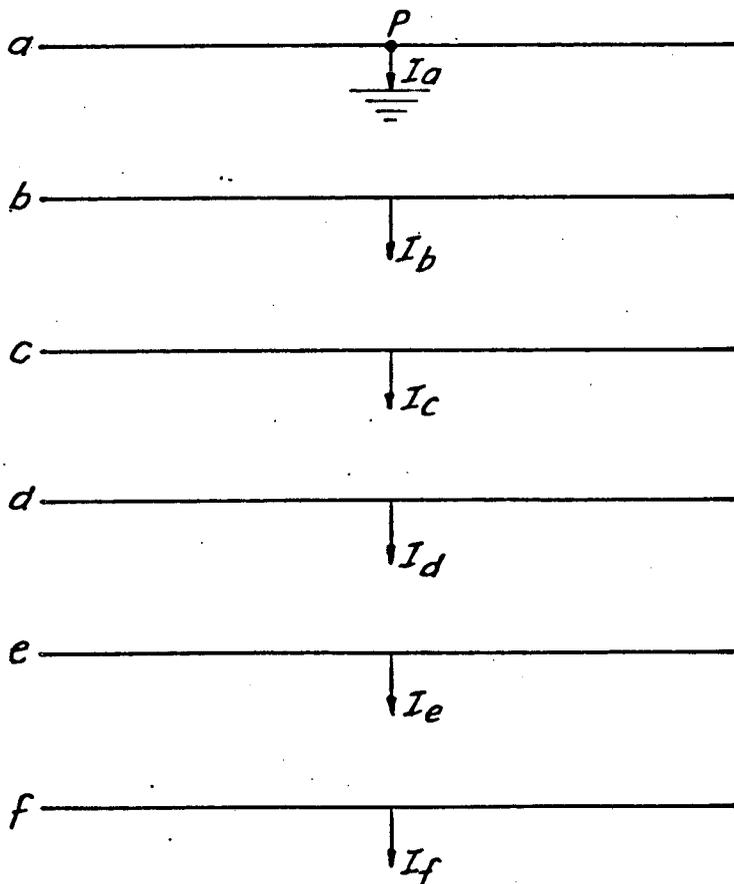


FIGURA 13- Diagrama Esquemático do Curto Fase-Terra de uma Linha Hexafásica

As condições na falta, são dadas pelas seguintes relações :

$$V_a = 0 \quad (42)$$

$$I_b = I_c = I_d = I_e = I_f = 0 \quad (43)$$

Aplicando-se estas condições à expressão (27) do item 'Teoria de Componentes Simétricas', tem-se :

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a3} \\ I_{a4} \\ I_{a5} \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & b & b^2 & b^3 & b^4 & b^5 \\ 1 & b^2 & b^4 & 1 & b^2 & b^4 \\ 1 & b^2 & 1 & b^3 & 1 & b^3 \\ 1 & b^4 & b^2 & 1 & b^4 & b^2 \\ 1 & b^5 & b^4 & b^3 & b^2 & b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (44)$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = I_{a3} = I_{a4} = I_{a5} = \frac{I_a}{6} \quad (45)$$

A substituição de (45) em (39), resultará em :

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a3} \\ V_{a4} \\ V_{a5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V'_{a1} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 \\ Z_1 \\ Z_2 \\ Z_3 \\ Z_4 \\ Z_5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a1} = I_a/6 \\ I_{a1} = I_a/6 \end{bmatrix} \quad (46)$$

Desenvolvendo e observando que

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} + V_{a3} + V_{a4} + V_{a5} = \frac{I_a}{6} \quad (47)$$

teremos

$$I_{a1} = \frac{V'_{a1}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5} \quad (48)$$

As expressões (46) e (48) sugerem que as redes de seqüência sejam ligadas em sêrie conforme mostra a figura 14.

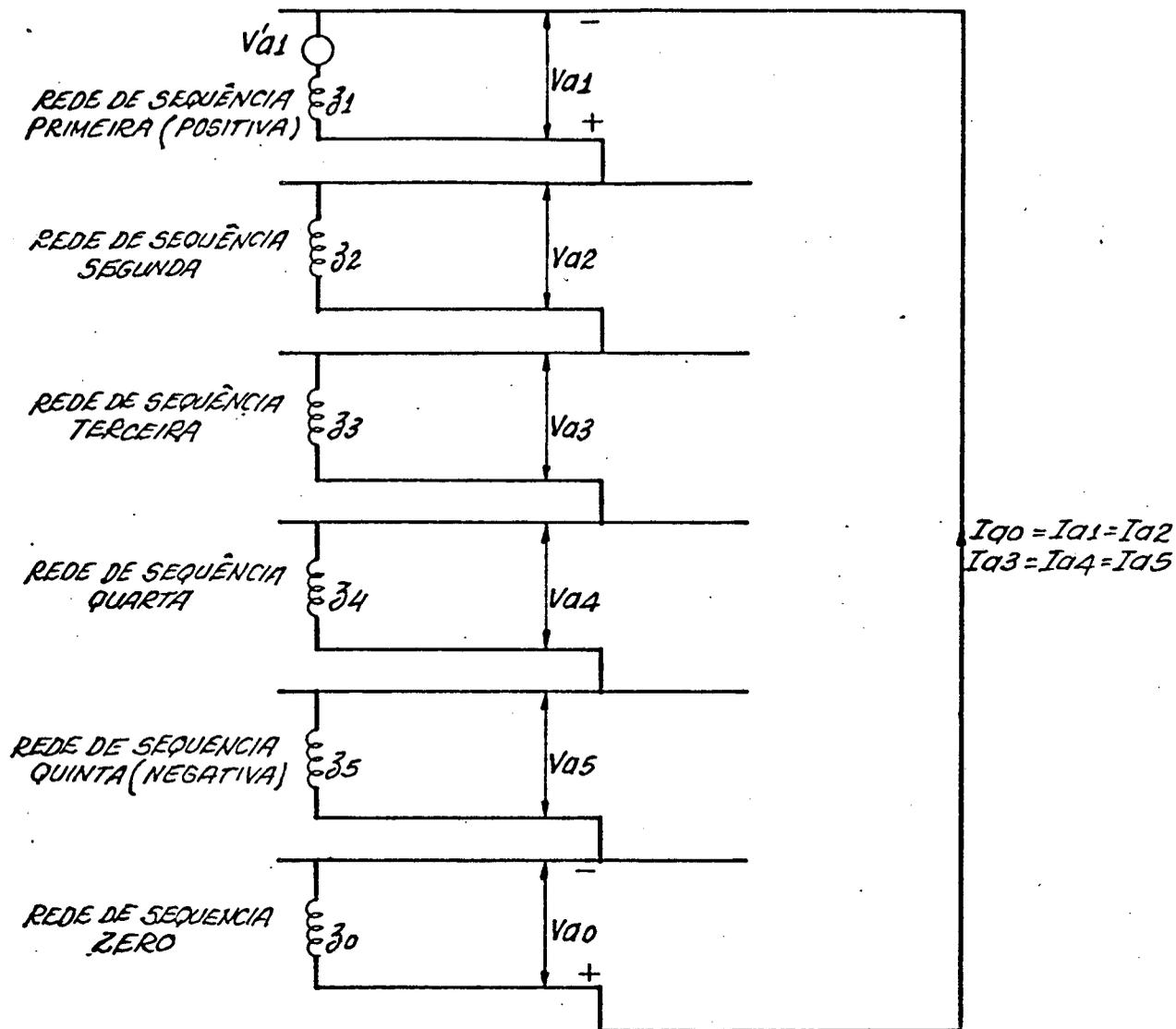


FIGURA 14- Esquema de Conexão das Redes de Sequência para Curto Fase-Terra numa Linha Hexafásica

c) Curto-Circuito Trifásico para a Terra

A figura 15 mostra o curto-circuito das fases a, c, e para a terra, de uma linha de transmissão trifásica.

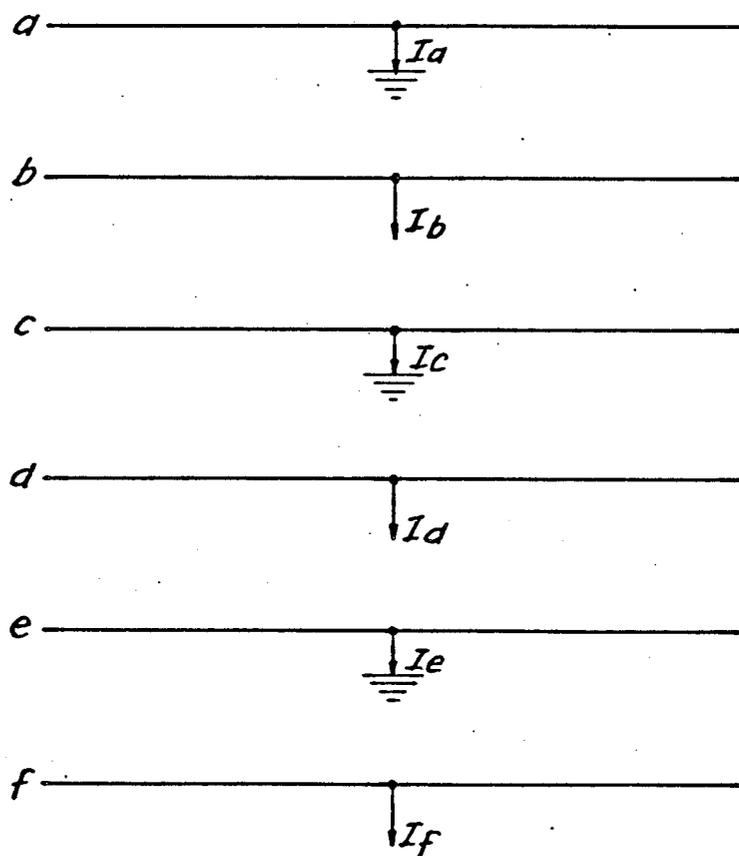


FIGURA 15- Diagrama Esquemático do Curto Trifásico para a Terra de uma Linha Hexafásica

As condições, na falta, são expressas pela equação :

$$V_a = V_c - V_e = 0 \quad (49)$$

e

$$I_b = I_d = I_f = 0 \quad (50)$$

Usando-se as expressões (24) e (27) da Teoria de Componentes Simétricas, teremos

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a3} \\ V_{a4} \\ V_{a5} \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ b & b^3 & b^5 \\ b^2 & 1 & b^4 \\ -1 & -1 & -1 \\ b^4 & 1 & b^2 \\ b^5 & b^3 & b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_b \\ V_d \\ V_f \end{bmatrix} \quad (51)$$

$$V_{a0} = - V_{a3}$$

$$V_{a1} = - V_{a4} \quad (52)$$

$$V_{a2} = - V_{a5}$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a3} \\ I_{a4} \\ I_{a5} \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & b^2 & b^4 \\ 1 & b^4 & b^2 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & b^2 & b^4 \\ 1 & b^4 & b^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_c \\ I_e \end{bmatrix} \quad (53)$$

$$I_{a0} = I_{a3}$$

$$I_{a1} = I_{a4} \quad (54)$$

$$I_{a2} = I_{a5}$$

Substituindo-se (52) e (54) em (39), resultará

$$I_{a0} = I_{a3} = I_{a2} = I_{a5} = 0 \quad (55)$$

e

$$I_{a1} = I_{a4} = \frac{V_{a1}}{Z_1 + Z_4} \quad (56)$$

A figura 16 mostra a conexão das redes de sequência com base nas expressões (52) e (54).

d) Curto-Circuito de Cinco Fases para a Terra

Segundo o professor Venkata, este é um tipo de curto-circuito que tem pouca probabilidade de ocorrer. Porém, a sua análise comprova a aplicabilidade da Teoria de Componentes Simétricas ao caso.

A figura 17 mostra esquematicamente o curto das cinco fases numa linha hexafásica.

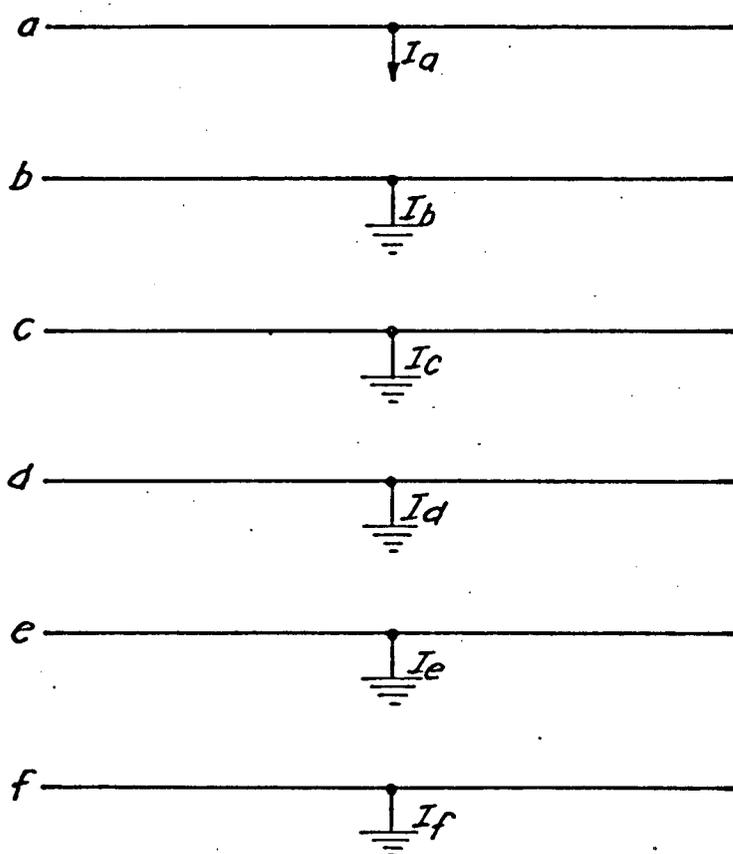


FIGURA 17- Diagrama Esquemático do Curto de 5 Fases para a Terra de uma Linha Hexafásica

Nesse tipo de curto-circuito existem as seguintes relações :

$$I_a = 0 \quad (57)$$

$$V_b = V_c = V_d = V_e = V_f = 0 \quad (58)$$

Portanto

$$I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} + I_{a3} + I_{a4} + I_{a5} = 0 \quad (59)$$

e

$$V_{a0} = V_{a1} = V_{a2} = V_{a3} = V_{a4} = V_{a5} \quad (60)$$

Essas relações sugerem que as redes de seqüência sejam ligadas em paralelo para simular o curto, conforme está ilustrado na figura 18.

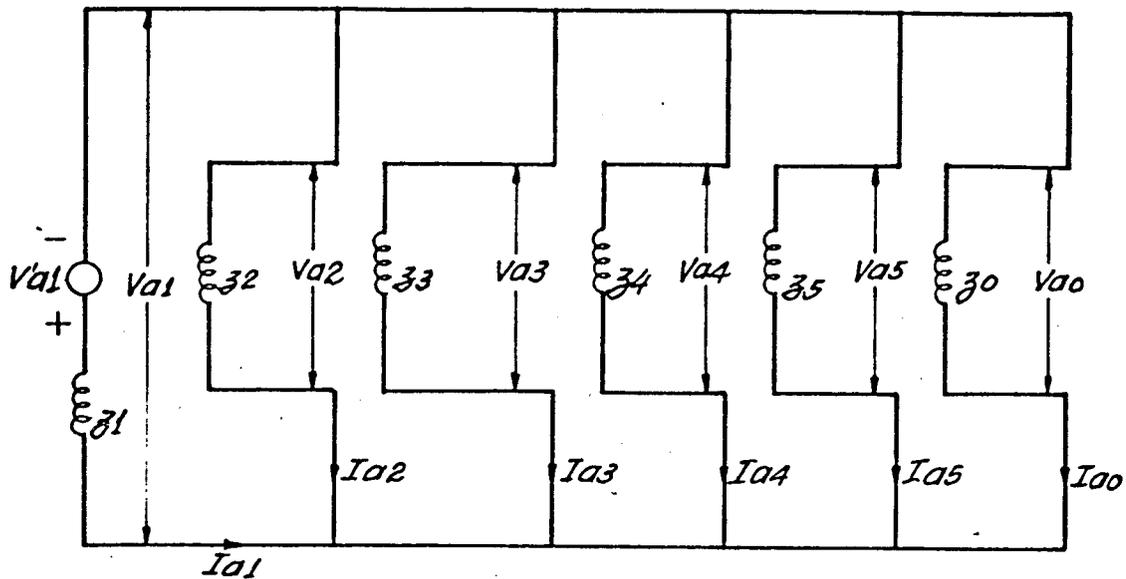


FIGURA 18 - Esquema de Conexão das Redes de Sequência para Curto 5 Fases para a Terra, de uma Linha Hexafásica

Substituindo-as na expressão (39), teremos

$$I'_{a1} = \frac{V'_{a1}}{Z_1 + (Z_0 // Z_2 // Z_3 // Z_4 // Z_5)} \quad (61)$$

Na verdade, a Teoria de Componentes Simétricas é aplicável para análise da maioria dos curtos. Para alguns tipos, porém, o método das Coordenadas de Fase é mais facilmente aplicável.

## 2.5- TRANSPOSIÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO HEXAFÁSICAS

Em qualquer linha de transmissão, os diferentes espaçamentos e alturas dos condutores implicam num certo grau de desequilíbrio nas impedâncias. Entretanto, na maioria dos estudos não se dá muita atenção para esse fato, uma vez que os desequilíbrios são passíveis de correção.

No caso do sistema trifásico, um grau elevado de desequilíbrio poderá ocorrer para uma linha longa, mas as transposições periódicas, introduzidas a cada um terço do comprimento da linha, reduzirão esses desequilíbrios. Essas transposições são sempre possíveis de se executar entre pares de condutores em qualquer combinação, já que o defasamento de  $120^\circ$  entre condutores é mantido.

O mesmo não acontece com as linhas multifásicas, onde o intercâmbio com qualquer uma das fases escolhidas aleatoriamente poderá causar, num certo ponto da transposição,

uma elevação de tensão para o dobro da tensão normal entre fases adjacentes (fases a e d, por exemplo). Outro inconveniente é que são necessários quinze pontos de transposição, o que é considerado elevado para o comprimento de linha de transmissão normalmente encontrado neste nível de tensão. Além disso, opiniões de alguns pesquisadores nesta área<sup>(12)</sup> nos dão conta de que é muito difícil, senão impossível, de se obter na prática uma transposição completa de uma linha multifásica.

Diante disso, consideramos interessante uma sugestão encontrada na literatura<sup>(12)</sup>: fazer-se a transposição "rolada" onde as relações entre condutores adjacentes são mantidas, ou seja, os seis condutores ocupam em cada trecho a posição dos condutores adjacentes, necessitando-se somente seis pontos de transposição e não quinze, como na transposição completa.

O professor F.R. Bergseth da Universidade de Washington,<sup>(14)</sup> em seu estudo para transformação de uma linha de transmissão 230 kV circuito duplo para operação em hexafásica,

utilizou a transposição rolada. Para se ter uma idéia dos erros envolvidos na adoção de uma ou de outra transposição, foram feitos cálculos de impedâncias e de correntes de curto para uma linha de 230 kV de 160 km de comprimento, tendo como fonte uma barra infinita de 230 kV.

As tabelas 6 e 7 ilustram esta experiência, dando os valores das impedâncias e correntes de curto para os dois tipos de transposição.

TABELA 6- Componentes Simétricas  
(em  $\Omega$ /milha)

	$Z_0$	$Z_1$	$Z_2$	$Z_3$	$Z_4$	$Z_5$
Transp. Completa	4.132	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800
Transp. Rolada	4.132	0.906	0.739	0.709	0.739	0.906
Dif. Percentual	0	+13	-7.6	-11	-7	+13

TABELA 7 - Corrente de Curto  
(em kA)

	6Ø	Ø-N	Ø-Ø (b-c)	Ø-Ø (a-d)
Transp. Completa	2,88	1,70	1,44	2,88
Transp. Rolada	2,53	1,70	1,52	2,73
Dif. Percentual	12	0	6	5

Conforme relato anterior, a matriz de impedância  $|Z_p|$  de uma linha hexafásica não transposta apresenta todos os elementos diferentes de zero. Porém, se a mesma for transposta a aplicação das componentes simétricas irá desacoplar as impedâncias de seqüência permitindo que um sistema hexafásico possa ser representado por uma rede unifilar de seqüência positiva, para fins de cálculo de fluxo de carga. A transposição rolada transforma a matriz  $|Z_p|$  em uma matriz circulante <sup>(14)</sup>, com o seguinte aspecto :

$$|Z_p| = \begin{bmatrix} Z_s & Z_{m1} & Z_{m2} & Z_{m3} & Z_{m2} & Z_{m1} \\ Z_{m1} & Z_s & Z_{m1} & Z_{m2} & Z_{m3} & Z_{m2} \\ Z_{m2} & Z_{m1} & Z_s & Z_{m1} & Z_{m2} & Z_{m3} \\ Z_{m3} & Z_{m2} & Z_{m1} & Z_s & Z_{m1} & Z_{m2} \\ Z_{m2} & Z_{m3} & Z_{m2} & Z_{m1} & Z_s & Z_{m1} \\ Z_{m1} & Z_{m2} & Z_{m3} & Z_{m2} & Z_{m1} & Z_s \end{bmatrix} \quad (62)$$

onde:

$Z_s$  = é a média dos elementos próprios

$Z_{m1}$  = média das impedâncias mútuas dos condutores adjacentes

$Z_{m2}$  = média das impedâncias mútuas dos condutores defasados de  $120^\circ$

$Z_{m3}$  = média das impedâncias mútuas dos condutores defasados de  $180^\circ$

Aplicando-se a matriz de transformação, teremos

$$Z_s = |T6|^{-1} |Z_p| |T6| \quad (63)$$

cujo resultado será

$$Z_{00} = \frac{1}{6} \text{ soma de todos os elementos da matriz.} \quad (64)$$

$$Z_{11} = Z_{55} = Z_s + Z_{m1} + Z_{m2} - Z_{m3} \quad (65)$$

$$Z_{22} = Z_{44} = Z_s - Z_{m1} - Z_{m2} + Z_{m3} \quad (66)$$

$$Z_{33} = Z_s - 2Z_{m1} + 2Z_{m2} - Z_{m3} \quad (67)$$

Por outro lado, o professor Venkata e também outros autores<sup>(14)</sup> levantam a seguinte questão: uma linha hexafásica necessita realmente de transposição ?

A resposta a esta questão implica em antes se avaliar o grau de desequilíbrio eletrostático e eletromagnético resultante da não transposição da linha, uma vez que ele terá influência sobre o esquema de proteção a ser adotado no sistema.

Os valores abaixo nos dão uma idéia da ordem de grandeza dos fatores de desequilíbrio das sequências negativa e zero, para três tipos de estruturas de circuito duplo, utilizadas pela Allegheny Power System<sup>(16)</sup>. Os cálculos foram efetuados considerando-se a linha de 138 kV em operação hexafásica, tendo um comprimento de trinta milhas e um carregamento de 836 MW (limite térmico do cabo).

Estrutura	Fator de deseq.de Sequência Negativa (em %)	Fator de deseq.de Sequência zero (em %)
WP8	0,89	0,63
APSI	1,11	0,52
APS22	1,53	0,44

Esses valores indicam que a não transposição da linha ocasionou desequilíbrios bastante reduzidos. J.R.Stewart<sup>(32)</sup> em sua análise de viabilidade de linhas multifásicas, estudou os desequilíbrios de corrente e correntes de sequência negativa no gerador devido a não transposição e a transposição rola da de uma linha de transmissão hexafásica com comprimento de 80 milhas. Considerando a configuração vertical circuito duplo o desequilíbrio percentual de corrente na linha sem transposição resultou em 3,59% e 3,655% respectivamente para os sistemas trifásico e hexafásico. Já o percentual de corrente de sequência negativa no gerador, nas mesmas condições, foi bem mais elevado, sendo 0,15% e 1,97% respectivamente, para os sistemas trifásico e hexafásico.

## 2.6- P R O T E Ç Ã O

A proteção é uma área na qual ainda há necessidade de evolução dentro das transmissões multifásicas.

Do ponto de vista operacional a linha de transmissão hexafásica pode ser tratada como sendo dois circuitos trifásicos intercalados, defasados de  $60^\circ$ . Um projeto de proteção para esse tipo de linha poderá ser baseado na seguinte filosofia :

- a) Na ocorrência de um curto fase-terra, somente o circuito trifásico que envolve a fase curto-circuitada será desligado. Por exemplo, se o curto-circuito fase-terra ocorrer na fase "a", o circuito a c e será desligado permanecendo em operação o circuito b d f;
- b) Quando ocorrer um curto-circuito fase-fase, seja por exemplo entre as fases "a" e "c", somente o circuito a c e será desligado.
- c) No caso de um curto fase-fase que envolva os dois circuitos trifásicos, a linha hexafásica inteira será

desligada.

Em seus estudos de viabilidade para transformação de linhas de circuito duplo em linhas hexafásicas, a Companhia Americana Allegheny Power System considerou para a proteção da linha hexafásica a mesma técnica e equipamentos que estavam sendo utilizados para as linhas de 138 kV circuito duplo no seu sistema :

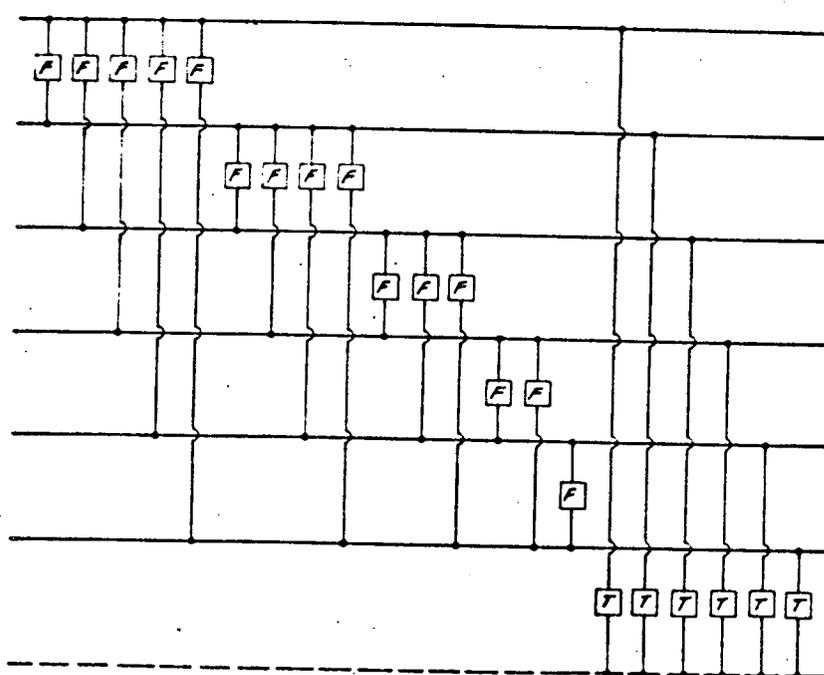
- Para proteção nos curtos de fases: relês de impedância com portador de corrente para proteção primária, e relê de impedância (zona 2) com retardo no tempo, para proteção de retaguarda;
- Para proteção nos curto-circuitos para a terra: relê de sobrecorrente instantâneo com onda portadora, para proteção primária e relê de sobrecorrente direcional para proteção de retaguarda.

A proteção também poderá ser feita por comparação de fases. Neste caso as técnicas existentes de esquema de relê podem ser extendidas às linhas multifásicas.

Um esquema de proteção que logrou adequar a filosofia e os tipos de relês citados acima foi conseguida com a utilização de vinte e um relês<sup>(18)</sup>, assim distribuídos :

- 1) Seis relês entre fases, eletricamente defasados de  $60^{\circ}$ ;
- 2) Seis relês entre fases, eletricamente defasados de  $120^{\circ}$ ;
- 3) Três relês entre fases, eletricamente defasados de  $180^{\circ}$ ;
- 4) Seis relês entre cada fase e a terra

A figura 19 mostra o esquema proposto.



LEGENDA:

- F** RELÊ DE FASE  
**T** RELÊ DE TERRA

FIGURA 19- Esquema de 21 Relês para Linha Hexafásica

Por outro lado, estão sendo desenvolvidos estudos visando a utilização de somente seis relês de fase e um relã de neutro para uma linha hexafásica, conforme está mostrado na figura 20.

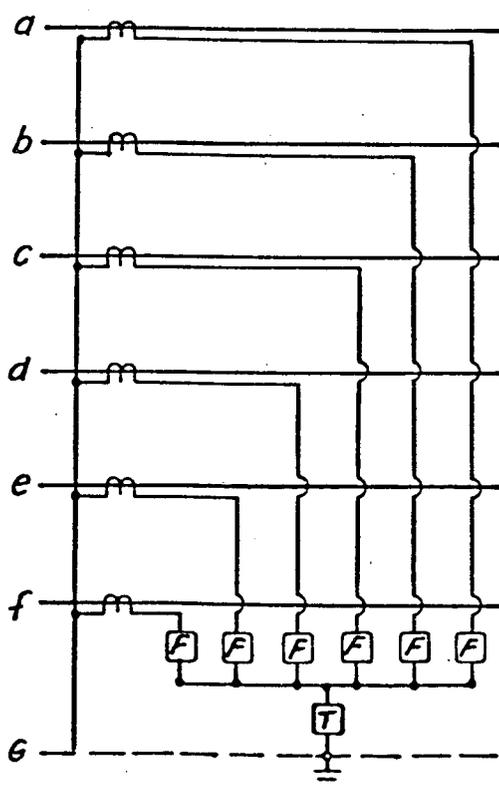


FIGURA 20 - Esquema de 7 Relês para Linha Hexafásica

A razão dessa pesquisa é procurar utilizar um número de unidades de relês que seja compatível com a prática corrente em circuitos trifásicos, ou seja, quatro unidades (três relês de fase e um relê de neutro), como na figura 21.

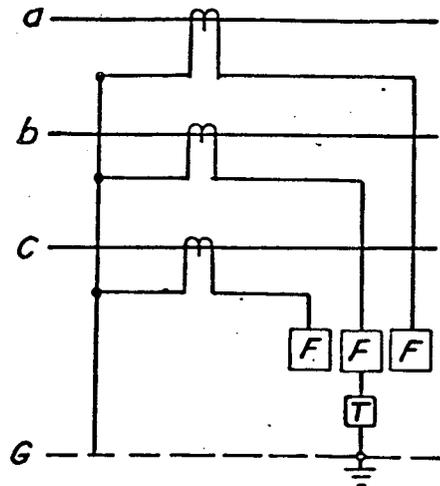


FIGURA 21 - Esquema de 4 Relês para Linha Hexafásica

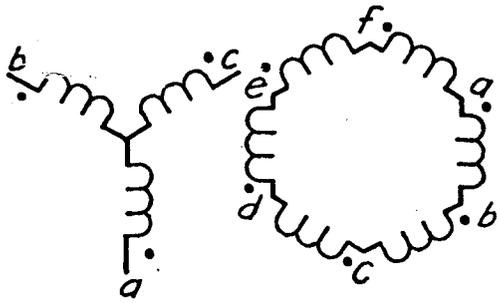
Se o esquema for adequado prevê-se que uma proteção semelhante à de uma linha trifásica de circuito duplo possa ser utilizada, caso contrário novas pesquisas deverão ser realizadas e na eventualidade dos vinte e um relês serem essenciais ao esquema de proteção, S.Venkata<sup>(12)</sup> já vislumbra a aplicação de um microprocessador como meio de se proteger linhas multifásicas.

## 2.7- TRANSFORMADORES

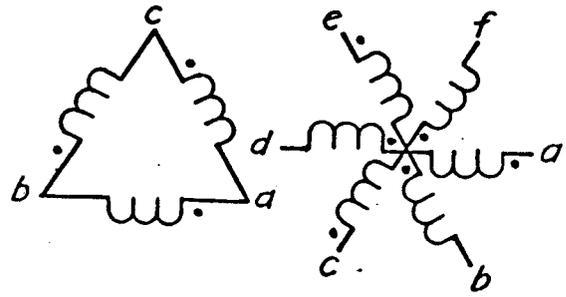
### 2.7.1- Conversão Trifásico/Hexafásico

Na conversão de um sistema trifásico em um sistema hexafásico, ou vice-versa, é necessária a utilização de um transformador trifásico-hexafásico. Atualmente esses transformadores de tipo misto, não são ainda linhas de produção dos fabricantes de equipamentos elétricos de potência. No entanto, as primeiras pesquisas realizadas pela Allegheny Power Company, no período de 1977-1978<sup>(19)</sup>, indicaram ser possível a fabricação de transformadores desse tipo com potência, regulação e eficiência comparáveis às unidades convencionais normalmente fabricadas. As pesquisas envolveram também, em primeira instância, testes de laboratório em escala reduzida de diferentes esquemas de enrolamentos e os detalhes sobre os ensaios estão contidos no relatório da Fase I do estudo conjunto realizado pela APS-Allegheny Power

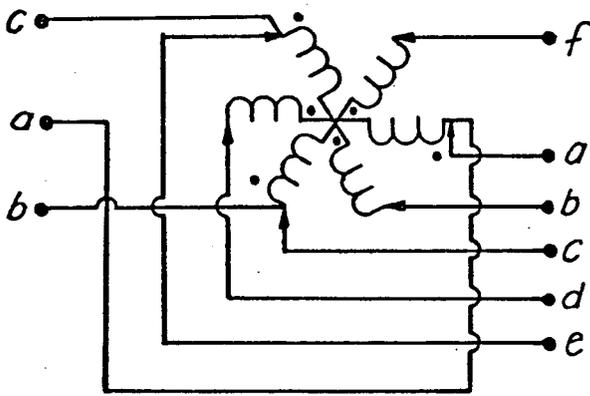
System e West-Virginia University. Sabe-se também, embora não se tenha ainda o documento em mãos, que os resultados desses ensaios demonstraram que as conexões Delta/Estrela, Y/Estrela, Y/Hexágono e autotransformador conectado em estrela (figura 22) eram compatíveis com o sistema da APS.



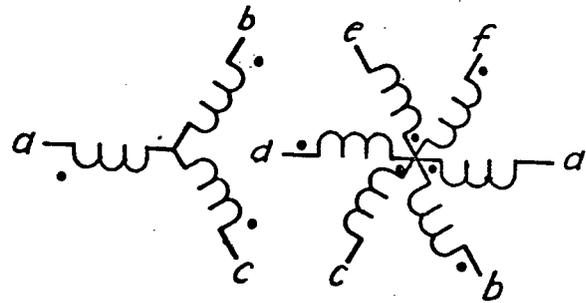
*Autotransformador Y/Hexágono*



*Transformador Delta/Estrela*



*Autotransformador Conectado em Estrela*



*Transformador Y/Estrela*

**FIGURA 22 - Esquemas de Transformadores Trifásico - Hexafásico <sup>(31)</sup>**

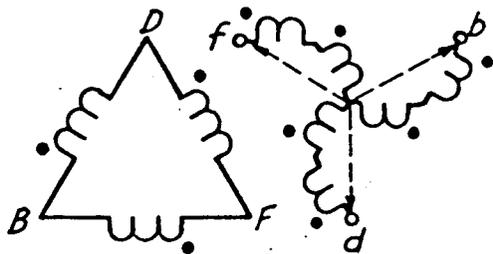
Os estudos foram realizados objetivando adequar alguns dos esquemas ao sistema de transformação utilizado pela APS em sua rede. Assim, a conexão delta/estrela foi idealizada para transformação da tensão trifásica gerada, para o nível de tensão de 138 kV - transmissão hexafásica; A conexão Y-hexágono, para transformação da tensão de 138 kV hexafásica para a tensão trifásica de rede de distribuição primária.

#### 2.7.2- Conversão Hexafásico/Trifásico

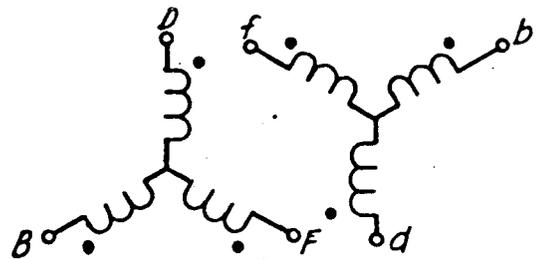
Na transformação de um sistema hexafásico para trifásico procura-se anular o defasamento angular entre as fases dos circuitos "a c e" e "b d f", após a transformação. Dois processos são utilizados para tornar em fase as tensões "a c e" e "b d f".

- 1) Manter as tensões "a c e" inalteradas, ou seja, sem nenhum deslocamento angular e fazer girar de  $180^{\circ}$  cada uma das tensões "b d f" de modo que se tornem em fase com as tensões "a c e".

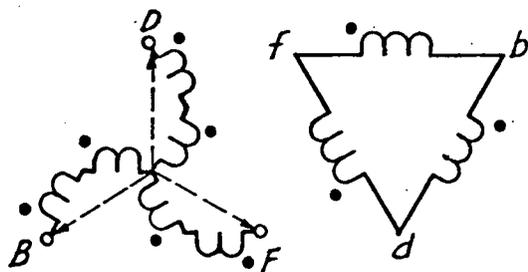
A figura 23 mostra os esquemas para se alcançar este efeito.



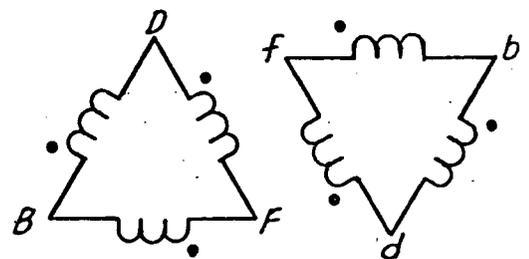
Conexão D3 (180)



Conexão Yy (180)



Conexão Zd (180)



Conexão Dd (180)

FIGURA 23 - Conexões de Enrolamentos que Resultam em Defasamento Angular de  $180^\circ$  <sup>(31)</sup>

Um esquema completo está mostrado na figura 24, com as conexões  $Yy0$  e  $Yy180^\circ$ . Note-se que na ligação  $Yy0$  não existe nenhuma defasagem entre os enrolamentos, já na ligação  $Yy180^\circ$  os mesmos estão defasados em  $180^\circ$ . Neste esquema deve-se observar ainda que o lado hexafásico foi dividido em dois circuitos trifásicos para um melhor entendimento, o mesmo não acontecendo com o secundário que possui realmente os dois enrolamentos trifásicos.

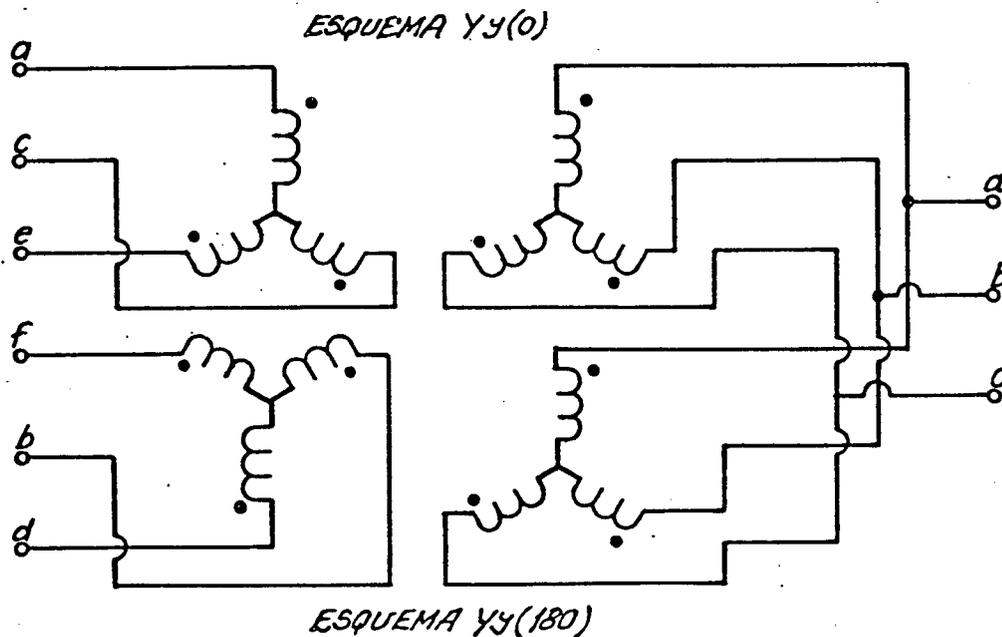
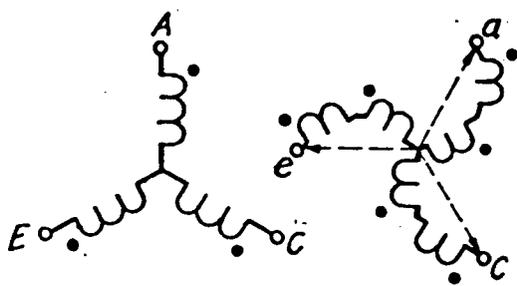


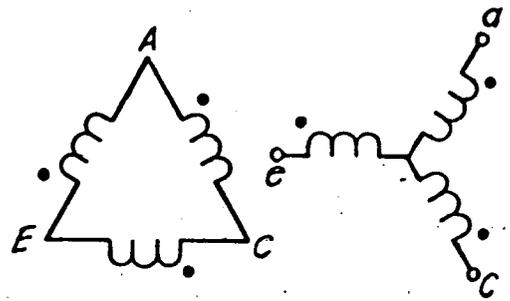
FIGURA 24 - Esquema de Transformação  $6\phi/3\phi$   
Conexão  $Yy(0)$  e  $Yy(180)$  (31)

2) Fazer o deslocamento angular de  $-30^\circ$  para o conjunto "a c e" e de  $+30^\circ$  para o conjunto "b d f", de modo que as tensões transformadas ab, cd, ef, se tornem em fase para formar o sistema trifásico.

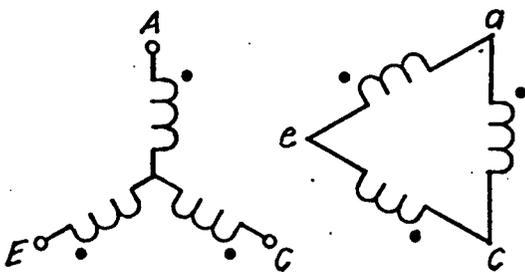
As figuras 25 e 26 mostram as conexões que irão resultar em defasamento de  $-30^\circ$  e  $+30^\circ$ . E a figura 29 mostra um esquema de transformação completo.



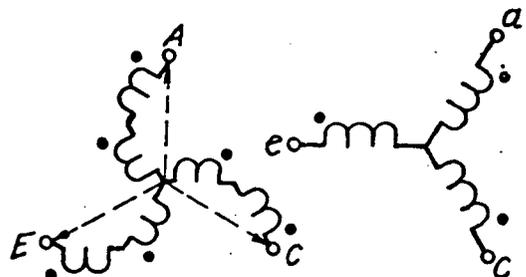
Conexão  $Y_3 (-30)$



Conexão  $D_y (-30)$

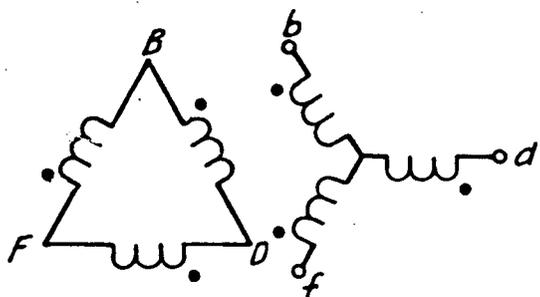


Conexão  $Y_d (-30)$

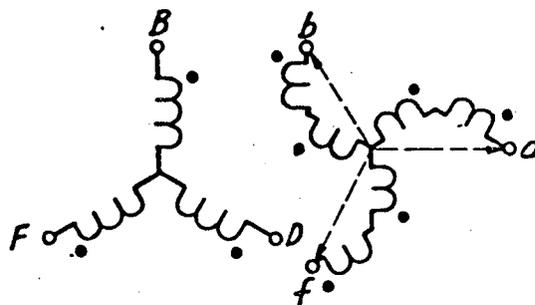


Conexão  $Z_y (-30)$

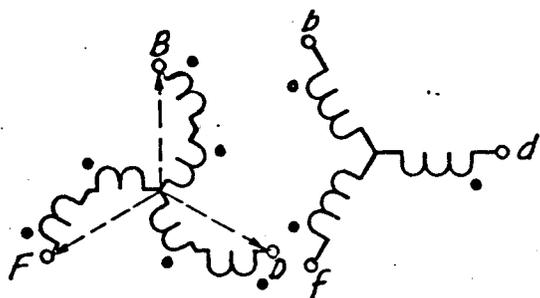
FIGURA 25 - Conexões de Enrolamentos que Resultam em Defasamento Angular de  $-30^\circ$  <sup>(31)</sup>



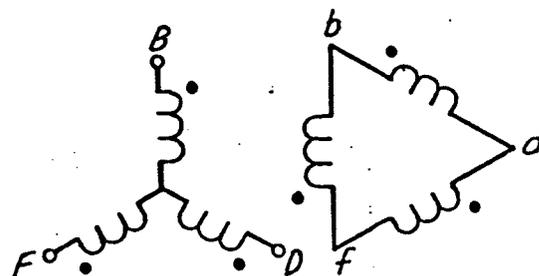
Conexão  $Dy(+30)$



Conexão  $Y_3(+30)$



Conexão  $Zy(+30)$



Conexão  $Yd(+30)$

FIGURA 26 - Conexões de Enrolamentos que Resultam em Defasamento Angular de  $30^\circ$  (31)

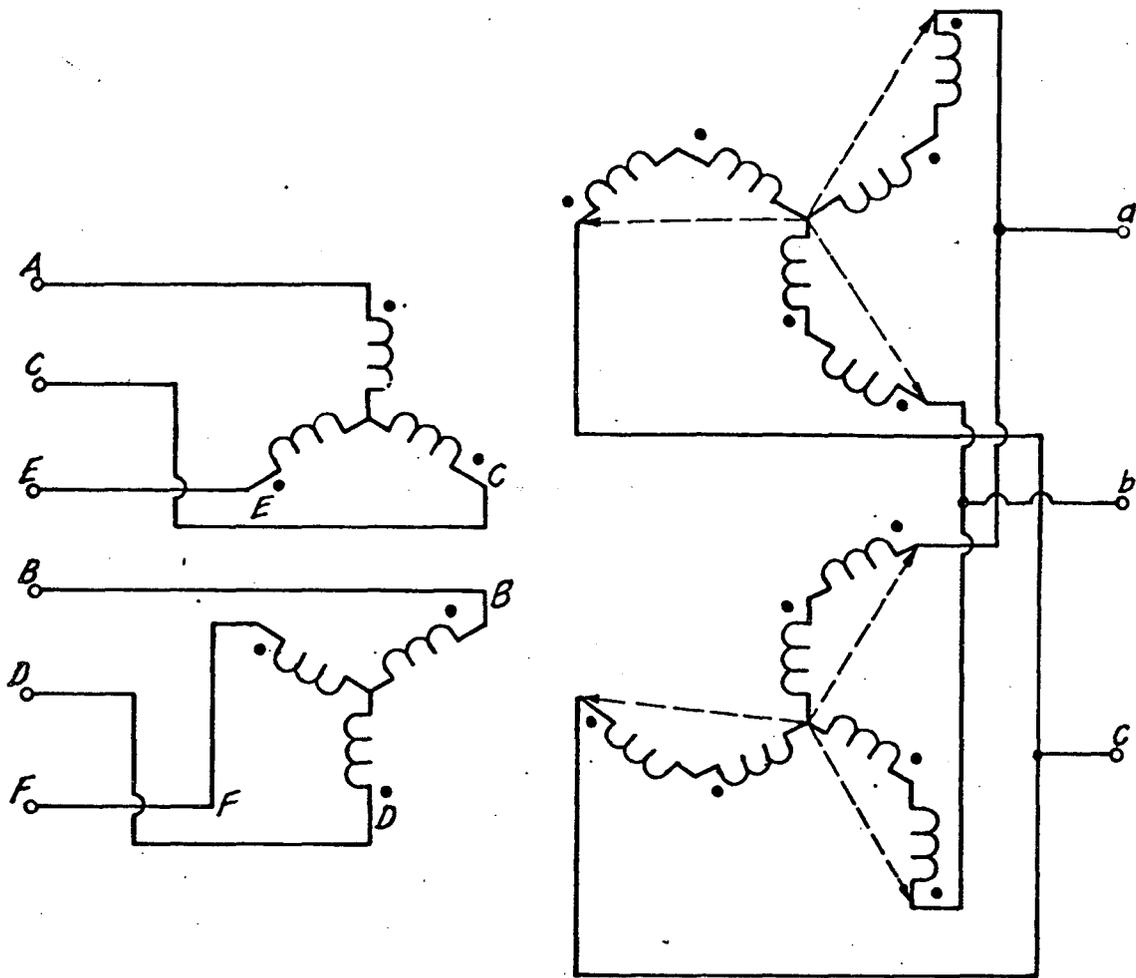


FIGURA 27 - Esquema de Transformação  $6\phi/3\phi$   
 Conexão  $Y3(-30)$  e  $Yz(-30)$  (<sup>31</sup>)

### 2.7.3- Análise de Projeto de Transformadores

Guyker e Shankle<sup>(20)</sup>, procurando dar um enfoque mais prático em seus estudos de transformação de uma linha de transmissão 138 kV circuito duplo Charleroi-Yukon (figura 28), pertencente à Allegheny Power System, em linha de 138 kV hexafásica, realizaram ampla investigação sobre os custos e projetos preliminares de transformadores hexafásicos possíveis de serem utilizados nas subestações terminais.

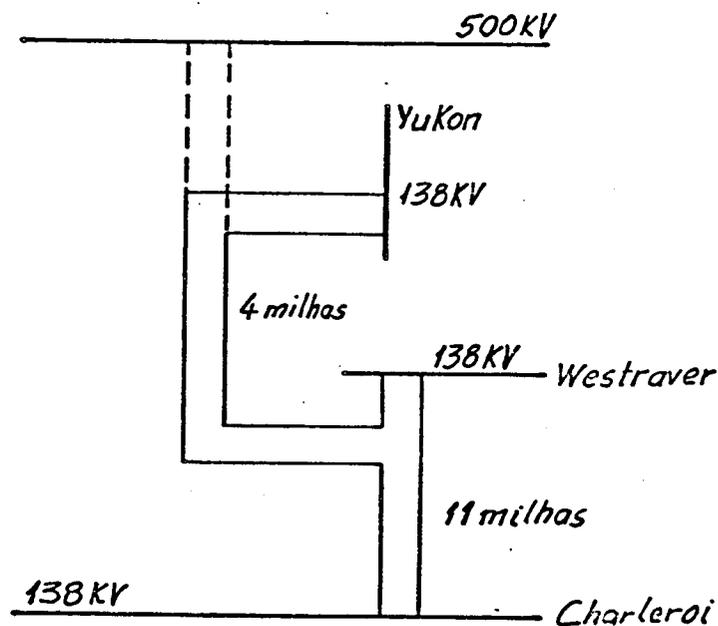
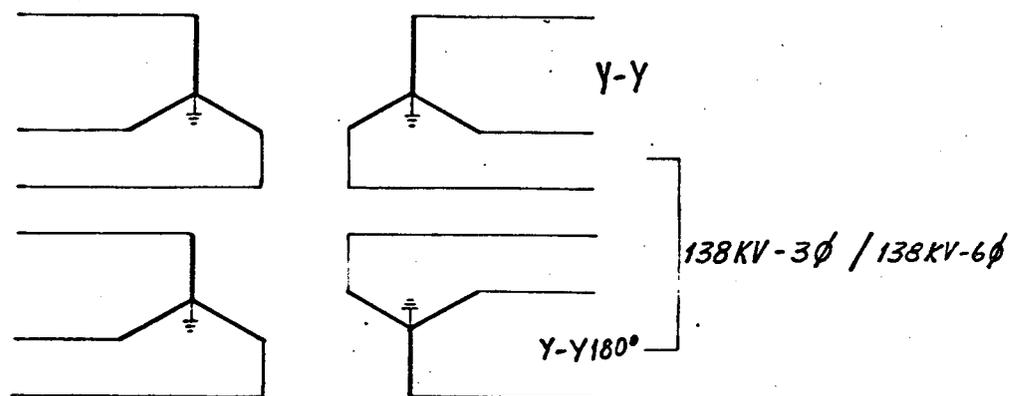


FIGURA 28 - Diagrama Esquemático do Sistema da LT 138KV Charleroi - Yukon<sup>(20)</sup>

As especificações de projeto dos transformadores foram analisadas por um dos mais importantes fabricantes de equipamentos elétricos, participante do estudo, que emitiu parecer sobre as dimensões, custos e viabilidade dos projetos apresentados.

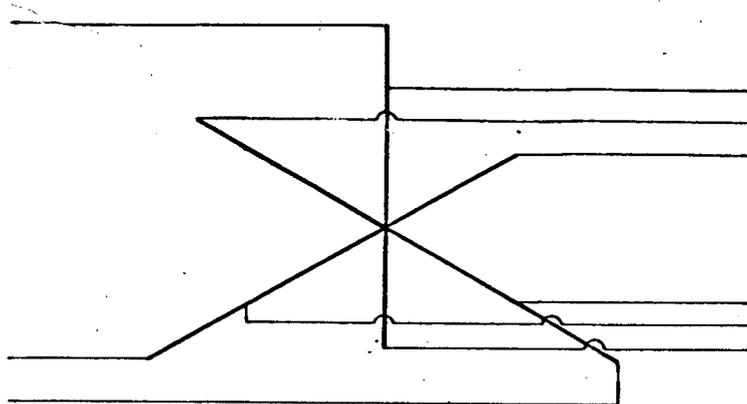
Os resultados indicaram que os transformadores trifásicos com dois enrolamentos (figura 29) eram os mais adequados para aquele estudo específico, por apresentarem dimensões tais que possibilitavam o transporte e impedância série equilibrada em todas as seis fases.



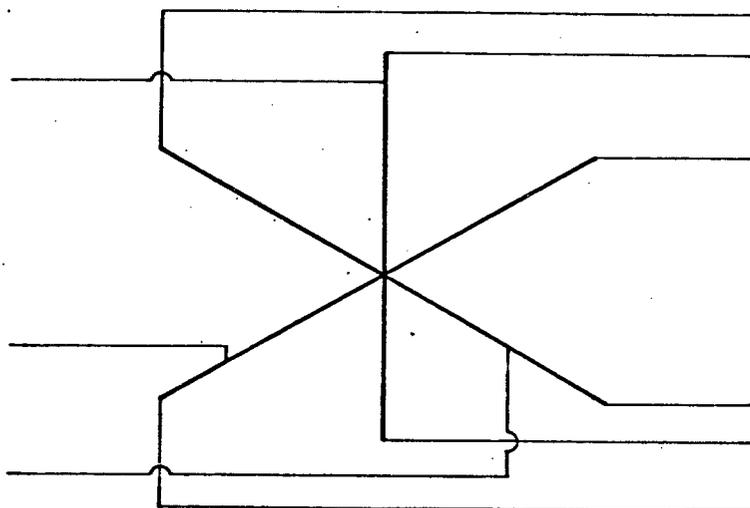
*Transformador Trifásico 500/230KV-3φ e 438/230KV-3φ  
400 MVA / Unidade*

*FIGURA 29 - Projeto de Transformador Adequado para  
Utilização nas Subestações de Yukon e Charleroi. (2º)*

Já os transformadores trifásico/hexafásico (figura 30) não foram considerados viáveis por apresentarem dimensões incompatíveis para o transporte.



*Autotransformador 500KV-3 $\phi$  / 138KV-6 $\phi$  800MVA*



*Autotransformador 138KV-3 $\phi$  / 138KV-6 $\phi$  800MVA*

*FIGURA 30 - Projetos de Transformadores Inadequados para Utilização nas Subestações de Yukon e Charleroi (2<sup>o</sup>)*

Quanto aos custos, para a subestação de Yukon - tomando como custo unitário (1,0) um autotransformador de 400 MVA 500/230 kV trifásico - o transformador adequado foi estimado em um custo igual a 1,5. Para a subestação de Charleroi - tendo como base o custo de um autotransformador de 400 MVA 138/230 kV trifásico - o transformador adequado foi estimado em um custo igual a 1,2.

## 2.8- VIABILIDADE TÉCNICA DA TRANSFORMAÇÃO, DE TRIFÁSICA PARA HEXAFÁSICA -

Para se elevar a capacidade de transporte de energia de uma linha de transmissão circuito duplo, trifásica, pode-se considerar duas alternativas, a saber :

- a) adaptar a linha de transmissão, de modo a torná-la operativa numa tensão padronizada imediatamente superior, ainda no sistema trifásico;
- b) adaptar a linha de transmissão, de modo a torná-la operativa na mesma tensão, porém, funcionando como um sistema de circuito simples hexafásico.

Do ponto de vista da aplicação, a análise de viabilidade técnica da transformação para hexafásica será realizada para uma linha de transmissão 138 kV circuito duplo, hipotética.

Considerando a mudança de nível de tensão, há necesidade de se avaliar a sua influência no meio ambiente. Para essa avaliação são efetuados cálculos dos efeitos eletrostáticos e corona, nas duas alternativas, com vistas a uma posterior comparação.

Além disso, são verificados os requisitos dos isoladores da linha na tensão transformada e as distâncias mínimas de segurança entre a parte viva e a torre.

### 2.8.1- Critérios de Aceitação

#### a) Campo Elétrico

Não se dispõe de um nível máximo de campo elétrico admissível, padronizado, porquanto a adoção de um valor depende de práticas já utilizadas por outras empresas (nacionais ou estrangeiras) ou de resultados de pesquisas realizadas em escala natural. Para o estudo teórico em questão adota-se o valor de cinco kV por metro<sup>(22)</sup>.

#### b) Radio-Interferência

A interferência de uma linha de transmissão na recepção de sinais de rádio, por moradores próximos à faixa de segurança, deve ser limitada a 42 dB (quarenta e dois) decibéis), de ruído (R) no limite da faixa. Com isto protege-se o sinal mínimo (S) de 66 dB, para a recepção radiofônica

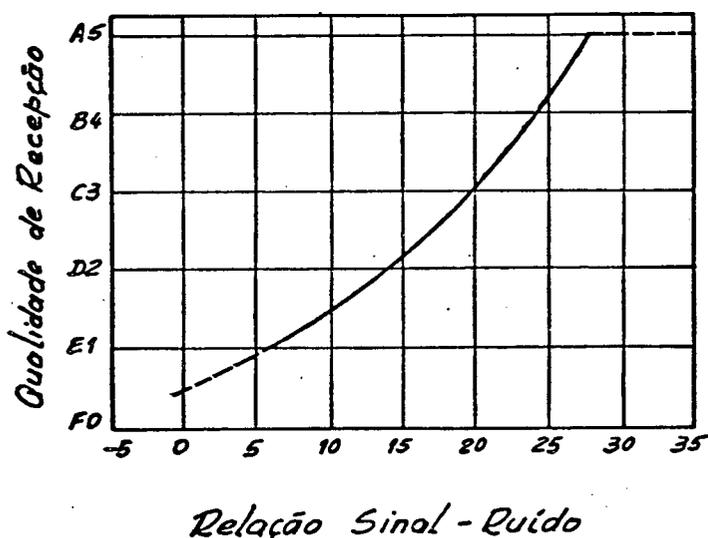
estabelecido pela Portaria nº 1048, de 10 de setembro de 1976, do Ministério das Comunicações.

$$\text{Por definição, } \text{SNR} = S - R \quad (68)$$

onde: SNR = relação sinal-ruído

portanto, SNR = 24 dB

Considerando-se a figura 31, onde se tem a qualidade de recepção em função da relação sinal-ruído, verifica-se que com este critério, estará garantida uma recepção muito boa, apenas com um fundo discreto de ruído<sup>(6)</sup>.



- Relação Sinal - Ruído*
- A5- Inteiramente satisfatória
  - B4- Muito boa, ruído de fundo, fraco
  - C3- Satisfatória, ruído de fundo claro, evidente
  - D2- Ruído de fundo muito evidente, mas conversação facilmente compreensível
  - E1- Conversação compreensível somente com grande concentração.
  - F0- Conversação incompreensível.

**FIGURA 31- Qualidade de Recepção de Sinal de Rádio em Função da Relação Sinal-Ruído<sup>(6)</sup>**

### c) Ruído Audível

O ruído audível é um tipo de poluição sonora causada pelas descargas parciais na superfície do condutor, que resulta em desconforto para o ser humano. Para o estudo em curso adotamos o valor de 58 dB(A) como um valor admissível de ruído audível.

## 2.8.2- Características da Linha de Transmissão Hipotética

a) Tipo de Estrutura de maior incidência na linha:

Estrutura de Suspensão tipo "SS", conforme figura 32

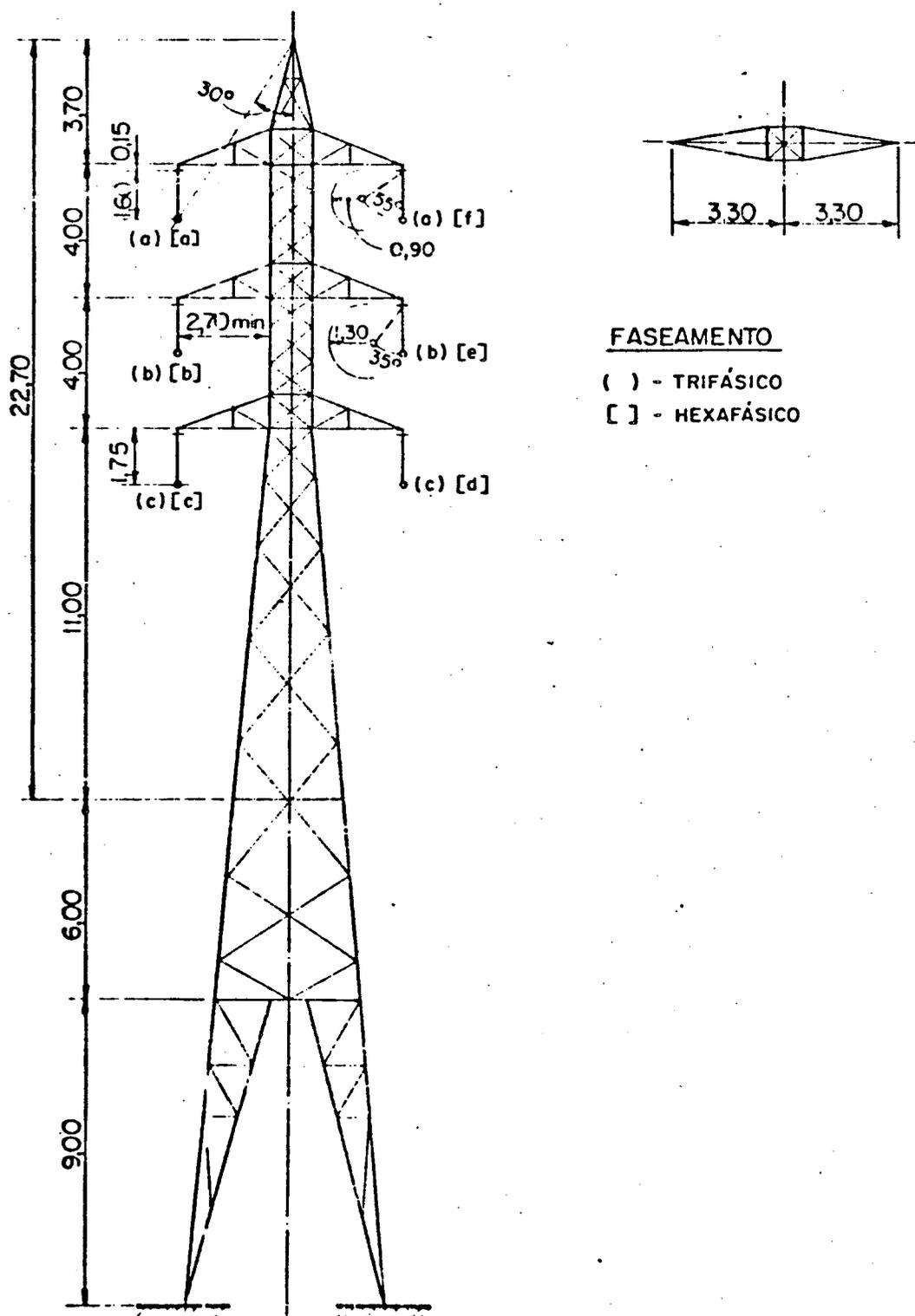


FIGURA 32 - Estrutura Tipo "SS"

## b) Características do Cabo Condutor :

- Cabo condutor CAA 556,5 kCmil, código "DOVE"  
formação 26/7
- Diâmetro 23,55mm
- Resistência a 50°C 0,11558 Ω/km
- Raio médio geométrico 0,00954m
- Peso unitário 1,14 kg/m
- Carga de ruptura 10.160kg
- Corrente máxima admissível 730A

## c) Características do Cabo Para-Raios

- Cabo de aço galvanizado 3/8" Hs sete fios  
classe A
- Diâmetro 9,52mm
- Resistência a 20°C (CA) 3,44 Ω/km
- Raio médio geométrico 0,00445cm-

## d) Características da Cadeia de Isoladores

- Isolador de disco  $5\frac{3}{4}$ " x 10" engate concha bola
- 9 (nove) unidades de isoladores
- comprimento aproximado da cadeia 1,60 metros.

### 2.8.3- Cálculo do Campo Elétrico

A determinação do campo elétrico devido a cargas distribuídas no espaço, envolve cálculos tridimensionais bastante complexos. Na linha de transmissão, onde os condutores são representados por uma linha de carga em seu centro, o campo elétrico pode ser determinado através de um cálculo mais simples, bidimensional, se consideradas as diferentes hipóteses simplificadoras :

- as cargas são uniformemente distribuídas em um condutor;
- os condutores são homogêneos, de superfície lisa, extensão são infinita e sem influência de proximidade;
- a superfície do solo é plana e equipotencial;
- as torres estão afastadas o suficiente do ponto onde se deseja obter o campo elétrico, tal que não distorcem as linhas de campo.

Considerando as hipóteses acima (principalmente a última), o cálculo do campo elétrico é mais representativo na seção da linha de transmissão correspondente ao meio do

vão entre as torres. O processo de cálculo utiliza o método das imagens e a superposição dos campos elétricos devido as linhas de carga e suas imagens.

### Determinação das Cargas nos Condutores

As cargas nos condutores são calculadas através das tensões  $\underline{V}$  e do coeficiente de potencial de Maxwell  $\underline{P}$  pela relação matricial

$$\underline{|Q|} = \underline{|P|}^{-1} \underline{|\bar{V}|} \quad (69)$$

onde:

$\underline{|Q|}$  = Vetor de cargas no condutor, em C/m

$\underline{|P|}$  = Inversa da matriz de coeficiente de potencial, em F/m

$\underline{|\bar{V}|}$  = Vetor do fasor de tensões, em Volts

### Determinação do Campo Elétrico

Uma vez determinadas as cargas no condutor, a intensidade do campo elétrico é calculada utilizando-se o teorema de Gauss<sup>(24)</sup>  $E = \frac{Q}{2\pi \cdot \epsilon_0 \cdot d}$  onde  $\underline{d}$  é a distância entre o ponto a ser calculado o campo até o condutor ou sua imagem.

A figura 33 representa um condutor singelo e sua imagem.

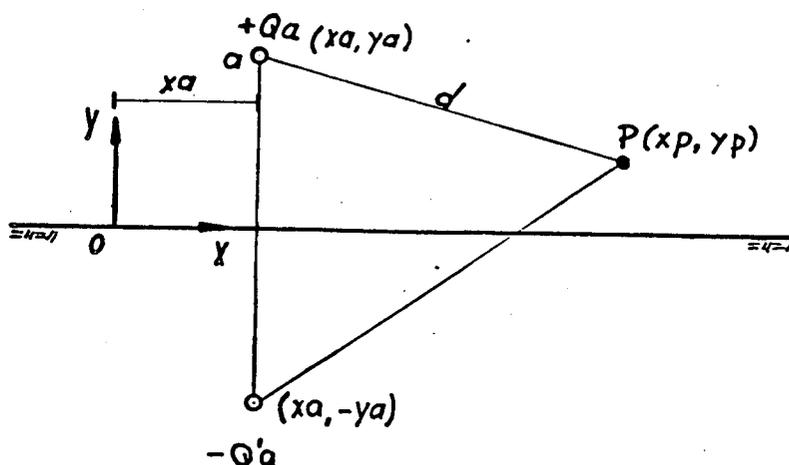


FIGURA 33 - Geometria de um Condutor e sua Imagem

As componentes (horizontal e vertical)  $E_x$  e  $E_y$  no ponto  $P$  são expressas por :

$$\bar{E}_{x_a} = \frac{\bar{Q}_a}{2\pi\epsilon_0} \left| \frac{x_p - x_a}{(x_p - x_a)^2 + (y_p - y_a)^2} - \frac{x_p + x_a}{(x_p - x_a)^2 + (y_p + y_a)^2} \right| \quad (70)$$

$$\bar{E}_{y_a} = \frac{\bar{Q}_a}{2\pi\epsilon_0} \left| \frac{y_p - y_a}{(x_p - x_a)^2 + (y_p - y_a)^2} - \frac{y_p + y_a}{(x_p - x_a)^2 + (y_p + y_a)^2} \right| \quad (71)$$

Somando-se as contribuições de todos os outros condutores

(a, b, c, ...), teremos :

$$\bar{E}_r = \bar{E}_{xa} + \bar{E}_{xb} + \dots$$

$$\bar{E}_y = \bar{E}_{ya} + \bar{E}_{yb} + \dots$$

Assim, o valor eficaz  $\bar{e}$  é dado por<sup>(25)</sup> :

$$E_{ef}^2 = \frac{1}{2} (|\bar{E}_x|^2 + |\bar{E}_y|^2) \quad (72)$$

#### 2.8.4- Cálculo da Radio-Interferência

O desempenho de uma linha de transmissão hexafásica quanto à rádio-interferência será pre-determinado utilizando-se o método analítico desenvolvido para o sistema trifásico. O algoritmo de cálculo envolve os seguintes passos<sup>(6)</sup>:

1º) Cálculo da Matriz de Impedância Série

$|Z|$  na frequência de 1 MHz

2º) Cálculo da Matriz de Admitância Shunt

$|Y|$  na frequência de 1 MHz

3º) Efetuar o produto  $|Y| |Z|$

4º) Determinar os autovalores e autovetores da matriz produto  $|Y| |Z|$

- 59) Determinar as constantes de atenuação modal  $\alpha_s$  dos autovalores;
- 69) Calcular a matriz  $|A|$  que é proporcional à matriz de coeficiente de potencial  $|P|$
- 79) Determinar as funções de geração de ruído, a partir do gradiente da superfície do condutor;
- 89) Calcular o campo da radio-interferência devido a todas as fases.

A seguir, cada um desses passos será visto em detalhe:

#### 19) Matriz de Impedância Série a 1 MHz

Em frequências elevadas, os elementos da matriz de impedância série sofrem influência do efeito pelicular e da condutividade finita do solo. Por causa desta condutividade a convergência da correção de Carson se dá com maior número de termos.

Para a resistividade do solo foi considerado o valor de  $100 \Omega.m$

#### 29) Matriz de Admitância Shunt a 1 MHz

A matriz de admitância Shunt é definida pela equação

$$|Y| = j\omega |C| \quad (73)$$

onde :

$|C|$  é a matriz de capacitância pela inversão da matriz de coeficiente de potencial  $|P|$ .

#### 4º) Matriz de Transformação e Constante de Atenuação Modal:

A técnica da transformação modal é aqui introduzida para se analisar a propagação do ruído oriundo de um sistema multicondutor.

O ruído, proveniente do efeito corona, é representado por uma corrente geradora, cuja propagação é governada pela equação diferencial

$$\frac{d^2}{dz^2} |\bar{r}| = |Y| |Z| |i| \quad (74)$$

onde:  $d_z$  representa um elemento do comprimento do condutor;

$|i|$  é o vetor coluna da corrente de ordem 6.

A expressão (74) pode ser escrita também da seguinte

forma :

$$\frac{d^2}{dz^2} |S|^{-1} |i| = |S|^{-1} |Y| |Z| |S| |S|^{-1} |i| \quad (75)$$

ou

$$\frac{d^2}{dz^2} |i^m| = |\lambda|^2 |i^m| \quad (76)$$

onde:  $|i^m| = |S|^{-1} |i|$ , vetor de corrente modal

$$|\lambda|^2 = |S|^{-1} |Y| |Z| |S| \quad (77)$$

É possível diagonalizar a matriz  $|\lambda|^2$ , desde que a matriz de transformação  $|S|$  seja formada pelos autovetores da matriz produto  $|Y| |Z|$ .

Nesse caso, os elementos da diagonal da matriz  $|\lambda|$  serão os respectivos autovalores. Cada elemento  $\lambda$  é um número complexo dado por

$$\lambda = \alpha + jw \quad (78)$$

onde a parte real  $\alpha$  representa a constante de atenuação modal procurada.

A matriz produto  $|Y| |Z|$ , compõe-se de elementos complexos. Isto dificulta a obtenção de uma matriz de transformação  $|S|$  tal que, aplicada à expressão (77), resulte na matriz  $|\lambda|^2$  perfeitamente diagonal.

Para o trabalho em questão foi utilizada a metodologia

contida na biblioteca de matemática SL-MATH do IBM /370.

### 59) Função de Geração ( $\Gamma$ )

A função de geração empregada nos cálculos é derivada de medições experimentais de correntes de alta frequência realizadas em gaiolas de teste<sup>(6)</sup>. Depende fundamentalmente do gradiente na superfície do condutor  $E$  (em kV/cm) do raio do condutor  $r$  (em cm) e do número de subcondutores  $N$ , ou seja

$$\Gamma = 78 - \frac{580}{E} + 38 \log\left(\frac{2r}{3,8}\right) + kN \quad (\text{em dB}) \quad (79)$$

onde:  $kN = 7$  dB,  $N = 1$   
 $= 2$  dB,  $N = 2$   
 $= 0$  dB,  $N > 3$

### 60) Campo da Radio-Interferência

O valor eficaz do campo da radio-interferência  $E_{ri}$ , em um ponto qualquer  $P$  na superfície do solo, situado nas imediações da linha de transmissão, é dado em microvolts/metro por

$$E_{ri} = \sqrt{\sum_{k=1}^6 (E_k)^2} \quad (80)$$

onde:  $E_k$  é o valor eficaz do campo da radio-interferência devido a cada fase individual e é dado por :

$$E_k = \left| 2 \sum_{a=1}^6 \sum_{b=1}^6 \left( \frac{W_k^a \cdot W_k^b}{\alpha^a + \alpha^b} \right) \right|^{1/2} \quad (81)$$

e

$$W_k^m \triangleq 30 |F| |A|^{-1} |G_k| \quad (82)$$

onde  $|F|$  é o vetor coluna cujo elemento é definido por

$$F_i = \frac{2H_i}{H_i^2 + x_i^2} ; \quad i=1,2,\dots,6 \quad (83)$$

e  $|A|$  é uma matriz quadrada com elementos

$$\begin{aligned} A_{ii} &= \ln \frac{2 H_i}{r_i} \\ A_{ij} &= \ln \frac{D_{ij}}{d_{ij}} \end{aligned} \quad (84)$$

As variáveis  $H_i$ ,  $x_i$ ,  $D_{ij}$ , e  $d_{ij}$  estão definidas na figura 34 e  $r_i$  é o raio do condutor.

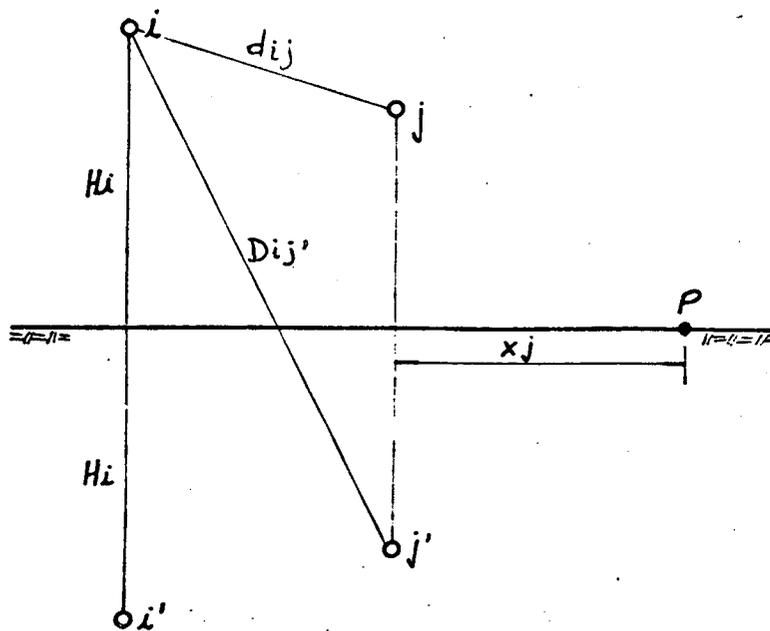


FIGURA 34 - Geometria para Cálculo do Fator  $F$

$|G_k|$  é um vetor coluna definido por

$$|G_k| = \begin{bmatrix} S_{1m} \cdot T_{mk} \cdot \Gamma_k \\ S_{2m} \cdot T_{mk} \cdot \Gamma_k \\ \vdots \\ S_{6m} \cdot T_{mk} \cdot \Gamma_k \end{bmatrix} \quad (85)$$

em que  $S_{ij}$  e  $T_{ij}$  são elementos respectivamente das matrizes  $|S|$  e da sua inversa  $|S|^{-1}$ ;

### 2.8.5- Cálculo do Ruído Audível

Normalmente, em condições de chuva pesada, devido ao acúmulo de gotas d'água na superfície do condutor, há o aparecimento de eflúvios corona dando origem a ruídos audíveis para os seres humanos. O ruído gerado pela linha de transmissão nessas condições é mais alto do que sob a condição de cabo molhado. Entretanto, o ruído produzido pela queda dos pingos no solo atenua o ruído produzido pela linha e por este motivo considera-se que o ruído na condição de cabo molhado é mais perturbador para o meio ambiente<sup>( )</sup>.

A seguir, passamos a uma descrição da metodologia de cálculo<sup>( )</sup> aqui utilizada para a determinação dos níveis de ruído audível produzido pela linha de transmissão.

Os cálculos são efetuados conforme a sequência abaixo:

a) Para a condição de Chuva Pesada

1º) Calcula-se o gradiente da superfície do condutor;

2º) Calcula-se as distâncias (R) de cada fase da linha a um ponto N qualquer, ao nível do solo, considerando a

altura média dos cabos;

- 39) Calcula-se a pressão (P) do som, em decibéis acima de  $20\mu P_a$ , para cada fase. Utiliza-se a expressão :

$$P_{(dB>20\mu P_a)} = 20 \log n + 44 \log d - 665/E + kn + \\ + 75,2 - 10 \log R - 0,02R \quad (86) \\ \text{para}(n<3)$$

onde:

n = número de subcondutores

d = diâmetro do subcondutor, em cm

E = gradiente da superfície do condutor,  
em kV/cm

R = distância da linha a um ponto N qualquer

kn = 7,5 se n = 1

= 2,6 se n = 2 (87)

= 0 se n < 3

- 40) Calcula-se a potência total no ponto N, que é dada por

$$P_{total} = 10 \log \sum_{i=1}^6 10^{P_i/10} \quad (88)$$

b) Para a condição de Cabo Molhado

19) Calcula-se o nível da pressão para chuva pesada;

29) Calcula-se o gradiente  $E_c - 6\text{dB}$ . Usa-se a expressão

$$E_c = \frac{24,4}{d^{0,24}} \quad (89)$$

para  $(n < 8)$

39) Calcula-se a correção do condutor molhado, que é dada pela expressão :

$$A_{wc} = 8,2 - \frac{14,2E_c}{E} \quad (90)$$

para  $(n < 3)$

49) Para cada nível de pressão calculada para chuva pesada, somar as respectivas correções;

59) Somar as pressões calculadas no item anterior, aplicando a expressão (88) .

### 2.8.6- Programa Digital

Considerando que a avaliação dos efeitos corona, vista nas seções 2.8.3 a 2.8.5, envolve um grande número de cálculos em sua maioria com elementos complexos, foi elaborado um programa digital em linguagem FORTRAN - para uso em computador IBM - que se encontra listado no Apêndice 3. Este programa tem como objetivo principal, calcular :

- matrizes de impedância série e admitância Shunt, para linhas não transpostas;
- gradientes na superfície do condutor;
- valores de campo elétrico;
- valores de radio-interferência
- valores de ruído audível,
- matriz das impedâncias de sequência para o caso da transposição rolada.

A descrição do programa encontra-se no Apêndice 1. O Apêndice 2 apresenta um manual de utilização do programa onde se orienta de forma detalhada sobre a preparação e ordenação dos dados.

### APLICAÇÃO PRÁTICA

A verificação prática deste programa foi realizada para a linha de transmissão hipotética descrita na seção 2.8. Para as duas alternativas de operação da linha, quais sejam, a de 230 kV circuito duplo trifásico e a 138 kV circuito simples hexafásico, foram calculados : o gradiente na superfície dos condutores, o perfil lateral do campo elétrico ao nível do solo e a 1,80m acima do solo, o perfil lateral da radio-interferência e o perfil lateral do ruído audível. A figura 32 mostra a configuração da linha de 138 kV usada para efeito de cálculo.

As variáveis utilizadas nos dados de entrada são as seguintes :

VOLT = tensão fase-fase do sistema  
NUFA = número de fases  
NUCIR = número de circuitos  
NUPR = número de para-raios  
RO = resistividade do solo  
FREQ = frequência  
AMPAC = corrente admissível  
ESPSUB = espaçamento entre subcondutores  
NSBCON = número de subcondutores  
COMP = comprimento da linha  
FP = fator de potência  
CLEAR MSCL = altura mínima condutor/solo  
IDCON = identificação do condutor  
SKIN = relação T/D para cálculo do efeito pelicular  
RESIS = resistência do condutor  
NUSUB = número de subcondutores  
GMRC = raio médio geométrico  
DIAM = diâmetro do condutor  
ESPHOR = espaçamento horizontal  
HTOR = altura do condutor na torre  
AMPLI = módulo da tensão  
ANG = ângulo

Conforme orientação do Manual de Utilização, Apêndice 2, os cartões de dados são preparados na seguinte ordem :

1) Dados gerais da linha (1 cartão)

VOLT = 138 ou 230 (colunas 1 a 6)

NUFA = 06 (colunas 7 e 8)

NUCIR = 02 ou 01 (colunas 9 e 10)

NUPR = 02 ou 01 (colunas 11 e 12)

RO = 100.00 (colunas 13 a 19)

FREQ = 60.00 (colunas 20 a 26)

AMPAC = 730.00 (colunas 27 a 33)

ESPSUB = 0.000 (colunas 34 a 42)

NSBCON = 01 (colunas 43 e 44)

COMP = 0.00 (colunas 45 a 50)

FP = 0.00 (colunas 51 a 56)

MSCL = 6.50 (colunas 57 a 62)

## 2) Dados relativos aos condutores (6 cartões)

1º cartão

IDCON	= 001	colunas	1 a 3
SKIN	= 0.000	"	4 a 8
RESIS	= 0.11558	"	9 a 16
NUSUB	= 01	"	17 e 18
GMRC	= 0.00954	"	19 a 26
DIAM	= 0.02355	"	27 a 34
ESPHOR	= -3.300	"	35 a 41
HTOR	= 32.000	"	42 a 48
MSCL	= 14.500	"	49 a 55
AMPLI	= 138.000	"	56 a 61
ANG	= 0.00	"	62 a 67

## 2º cartão

IDCON = 002	colunas	1 a 3
SKIN = 0.000	"	4 a 8
RESIS = 0.11558	"	9 a 16
NUSUB = 01	"	17 e 18
GMRC = 0.00954	"	19 a 26
DIAM = 0.002355	"	27 a 34
ESPHOR= -3.300	"	35 a 41
HTOR = 28.000	"	42 a 48
MSCL = 10.500	"	49 a 55
AMPLI = 138	"	56 a 61
ANG = 60.00	"	62 a 67

## 3º cartão

IDCON = 003	colunas	1 a 3
SKIN = 0.000	"	4 a 8
RESIS = 0.11558	"	9 a 16
NUSUB = 01	"	17 e 18
GBRC = 0.00954	"	19 a 26
DIAM = 0.002355	"	27 a 34
ESPHOR= -3.300	"	35 a 41
HTOR = 24.00	"	42 a 48
MSCL = 6.500	"	49 a 55
AMPLI = 138.00	"	56 a 61
ANG = 120.00	"	62 a 67

## 49 cartão

IDCON	= 004	colunas	1 a 3
SKIN	= 0.000	"	4 a 8
RESIS	= 0.11558	"	9 a 16
NUSUB	= 01	"	17 e 18
GMRC	= 0.00954	"	19 a 26
DIAM	= 0.002355	"	27 a 34
ESPHOR	= 3.300	"	35 a 41
HTOR	= 24.00	"	42 a 48
MSCL	= 6.500	"	49 a 55
AMPLI	= 138.00	"	56 a 61
ANG	= 240.00	"	62 a 67

## 59 cartão

IDCON	= 005	colunas	1 a 3
SKIN	= 0.000	"	4 a 8
RESIS	= 0.11558	"	9 a 16
NUSUB	= 01	"	17 e 18
GMRC	= 0.00954	"	19 a 26
DIAM	= 0.002355	"	27 a 34
ESPHOR	= 3.300	"	35 a 41
HTOR	= 28.00	"	42 a 48
MSCL	= 10.500	"	49 a 55
AMPLI	= 138.00	"	56 a 61
ANG	= 300.00	"	62 a 67

## 69 cartão

IDCON	= 006	colunas	1 a 3
SKIN	= 0.000	"	4 a 8
RESIS	= 0.11558	"	9 a 16
NUSUB	= 01	"	17 e 18
GMRC	= 0.00954	"	19 a 26
DIAM	= 0.002355	"	27 a 34
ESPHOR	= 0.000	"	35 a 41
HTOR	= 32.000	"	42 a 48
MSCL	= 14.500	"	49 a 55
AMPLI	= 138.000	"	56 a 61
ANG	= 0.00	"	62 a 67

## 3) Dados relativos ao cabo p̄ara-raios

(1 cartão)

IDCON	= 007	colunas	1 a 3
SKIN	= 0.000	"	4 a 8
RESIS	= 3.44000	"	9 a 16
NUSUB	= 01	"	17 e 18
GMRC	= 0.00440	"	19 a 26
DIAM	= 0.00952	"	27 a 34
ESPHOR	= 0.000	"	35 a 41
HTOR	= 37.700	"	42 a 48
MSCL	= 20.000	"	49 a 55
AMPLI	= 0.000	"	56 a 61
ANG	= 0.000	"	62 a 67

4) Coordenadas dos pontos ao longo da seção transversal da linha (25 cartões)

1º cartão

PTO (nº do ponto)	= 1	colunas	1 a 3
XN (coordenada)	= 0.00	"	4 a 8
YN (coordenada)	= 0.00	"	9 a 13
	ou 1.80		

2º cartão

PTO (nº do ponto)	= 2	colunas	1 a 3
XN (coordenada)	= 2.00	"	4 a 8
YN (coordenada)	= 0.00	"	9 a 13

Os cartões restantes têm alterações somente na coordena da XN que está considerada variando de 2,00 em 2,00 metros até o cartão número 11 inclusive, e de 5,00 em 5,00 metros do cartão número 12 até o vigésimo quinto. O último cartão contém 999 nas colunas de 1 a 3.

4) Dados de entrada dos elementos da matriz

de transformação  $|T|$  (6 cartões)

Cada elemento da matriz (partes real e imaginária) ocupa 12 (doze) campos, totalizando 72 (setenta e dois) campos para cada linha. Segundo esse formato são lidos pelo programa os seguintes valores :

1.	0.	1.	0.	1.	0.	1.	0.	1.	0.	1.	0.
1.	0.	0.5	-0.866-0.5	-0.866-1.	0.	-0.5	0.866	0.5	0.866		
1.	0.	-0.5	-0.866-0.5	0.866	1.	0.	-0.5	-0.866-0.5	0.866		
1.	0.	-1.	0.	1.	0.	-1.	0.	1.	0.		
1.	0.	-0.5	0.866-0.5	-0.866	1.	0.	-0.5	0.866-0.5	-0.866		
1.	0.	0.5	0.866-0.5	0.866-1.	0.	-0.5	-0.866	0.5	-0.866		

## 5) Dados de entrada dos elementos da inversa

da matriz de transformação  $|T|^{-1}$

A formatação é a mesma do item anterior, tendo sido lidos pelo programa os seguintes valores

1.	0.	1.	0.	1.	0.	1.	0.	1.	0.	1.	0.
1.	0.	0.5	0.866-0.5	0.866-1.	0.	-0.5	-0.366	0.5	-0.866		
1.	0.	-0.5	0.866-0.5	-0.366	1.	0.	-0.5	0.366-0.5	-0.866		
1.	0.	-1.	0.	1.	0.	-1.	0.	1.	0.	-1.	0.
1.	0.	-0.5	-0.866-0.5	0.866	1.	0.	-0.5	-0.366-0.5	0.866		
1.	0.	0.5	-0.366-0.5	-0.866-1.	0.	-0.5	0.366	0.5	0.866		

6) Dados de entrada dos valores da matriz  $|y|$  calculados

para a frequência de 1 MHz, obtidos do programa EMPT -

(12 cartões)

Cada linha da matriz é introduzida no programa através de dois cartões, ou seja, 3 elementos por cartão ;

Considerando que as partes real e imaginária de um elemento ocupa sequencialmente 24 campos; em cada cartão

os 72 campos estarão ocupados. Seguindo esse formato

os seguintes valores são lidos pelo programa :

YRI(1,1)= 0.0	0.49080E-04	YRI(1,2)= 0.0	-0.10014E-04	YRI(1,3)= 0.0	-0.42384E-05
YRI(1,4)= 0.0	-0.68813E-05	YRI(1,5)= 0.0	-0.44771E-05	YRI(1,6)= 0.0	-0.26531E-05
YRI(2,1)= 0.0	-0.10014E-04	YRI(2,2)= 0.0	0.51650E-04	YRI(2,3)= 0.0	-0.93547E-05
YRI(2,4)= 0.0	-0.44771E-05	YRI(2,5)= 0.0	-0.48556E-05	YRI(2,6)= 0.0	-0.38321E-05
YRI(3,1)= 0.0	-0.42384E-05	YRI(3,2)= 0.0	-0.93547E-05	YRI(3,3)= 0.0	0.50733E-04
YRI(3,4)= 0.0	-0.26531E-05	YRI(3,5)= 0.0	-0.38321E-05	YRI(3,6)= 0.0	-0.53823E-05
YRI(4,1)= 0.0	-0.68813E-05	YRI(4,2)= 0.0	-0.44771E-05	YRI(4,3)= 0.0	-0.26531E-05
YRI(4,4)= 0.0	0.49080E-04	YRI(4,5)= 0.0	-0.10014E-04	YRI(4,6)= 0.0	-0.42384E-05
YRI(5,1)= 0.0	-0.44771E-05	YRI(5,2)= 0.0	-0.48556E-05	YRI(5,3)= 0.0	-0.38321E-05
YRI(5,4)= 0.0	-0.10014E-04	YRI(5,5)= 0.0	0.51650E-04	YRI(5,6)= 0.0	-0.93547E-05
YRI(6,1)= 0.0	-0.26531E-05	YRI(6,2)= 0.0	-0.38321E-05	YRI(6,3)= 0.0	-0.53823E-05
YRI(6,4)= 0.0	-0.42384E-05	YRI(6,5)= 0.0	-0.93547E-05	YRI(6,6)= 0.0	0.50733E-04

7) Dados de entrada dos valores da matriz  $|Z|$  calculada  
para a frequência de 1MHz pelo programa EMPT -  
(12 cartões)

O formato utilizado é igual ao do item anterior ,

São lidos os seguintes valores, pelo programa :

```
ZRI(1,1)= 0.10217E+00 0.10327E+02 ZRI(1,2)= 0.11656E+00 0.27185E+01 ZRI(1,3)= 0.13249E+00 0.17972E+01
ZRI(1,4)= 0.99549E-01 0.21211E+01 ZRI(1,5)= 0.11333E+00 0.19067E+01 ZRI(1,6)= 0.12222E+00 0.14379E+01
ZRI(2,1)= 0.11656E+00 0.27185E+01 ZRI(2,2)= 0.12441E+00 0.10254E+02 ZRI(2,3)= 0.15424E+00 0.25356E+01
ZRI(2,4)= 0.11333E+00 0.19067E+01 ZRI(2,5)= 0.13003E+00 0.20533E+01 ZRI(2,6)= 0.14344E+00 0.17304E+01
ZRI(3,1)= 0.13249E+00 0.17972E+01 ZRI(3,2)= 0.15424E+00 0.25356E+01 ZRI(3,3)= 0.17543E+00 0.10064E+02
ZRI(3,4)= 0.12822E+00 0.14379E+01 ZRI(3,5)= 0.14344E+00 0.17304E+01 ZRI(3,6)= 0.17113E+00 0.13730E+01
ZRI(4,1)= 0.99549E-01 0.21211E+01 ZRI(4,2)= 0.11333E+00 0.19067E+01 ZRI(4,3)= 0.12322E+00 0.14379E+01
ZRI(4,4)= 0.10217E+00 0.10327E+02 ZRI(4,5)= 0.11656E+00 0.27185E+01 ZRI(4,6)= 0.13249E+00 0.17972E+01
ZRI(5,1)= 0.11333E+00 0.19067E+01 ZRI(5,2)= 0.13003E+00 0.20533E+01 ZRI(5,3)= 0.14344E+00 0.17304E+01
ZRI(5,4)= 0.11656E+00 0.27185E+01 ZRI(5,5)= 0.13441E+00 0.10254E+02 ZRI(5,6)= 0.15424E+00 0.25356E+01
ZRI(6,1)= 0.12822E+00 0.14379E+01 ZRI(6,2)= 0.14344E+00 0.17304E+01 ZRI(6,3)= 0.17113E+00 0.13730E+01
ZRI(6,4)= 0.13249E+00 0.17972E+01 ZRI(6,5)= 0.15424E+00 0.25356E+01 ZRI(6,6)= 0.17543E+00 0.10064E+02
```

## R E S U L T A D O S

Os resultados obtidos do computador, oriundos da aplicação dos dados acima, são apresentados a seguir.

### RESULTADOS DOS CÁLCULOS

1) Alternativa 230 kV circuito duplo trifásico -

a) Gradiente na superfície dos condutores (kV/cm)

$$GA = 17,6 \qquad G'A = 17,6$$

$$GB = 19,5 \qquad G'B = 19,5$$

$$GC = 17,8 \qquad G'C = 17,8$$

## b) Valores do Campo Elétrico

Distância Lateral (m)	Campo Elétrico (kV/m)	
	Nível do solo	1,80m acima do solo
0	2,43	2,48
2	2,35	2,46
4	2,03	2,20
6	1,46	1,60
8	0,82	0,93
10	0,32	0,45
12	0,07	0,24
14	0,22	0,29
16	0,32	0,35
18	0,36	0,38
20	0,38	0,39
25	0,35	0,35
30	0,29	0,29
35	0,24	0,24
40	0,19	0,20

## c) Valores de Radio-Interferência e Ruído Audível

Distância Lateral (m)	Radio-Interferência - dB (acima de $1\mu\text{V}$ )	Ruído Audível (dB)
0	64	59
2	90	61
4	101	63
6	78	58
8	67	55
10	60	54
12	54	53
14	49	52
16	46	51
18	42	51
20	39	49
25	33	48
30	28	48
35	25	47
40	22	47

## 2) Alternativa 138 kV circuito simples hexafásico -

## a) Gradiente na superfície dos condutores (kV/cm)

GA = 16,3      GD = 16,7

GB = 17,1      GE = 17,1

GC = 16,7      GF = 16,3

## b) Valores do Campo Elétrico

Distância Lateral (m)	Campo Elétrico (kV/m)	
	Nível do solo	1,80m acima do solo
0	2,67	3,13
2	2,87	3,29
4	3,17	3,50
6	2,88	3,06
8	2,29	2,36
10	1,74	1,77
12	1,33	1,35
14	1,05	1,06
16	0,85	0,85
18	0,70	0,71
20	0,59	0,59
25	0,40	0,41
30	0,30	0,29
35	0,22	0,22
40	0,17	0,18

## c) Valores de Radio-Interferência e Ruído Audível

Distância Lateral (m)	Radio-Interferência - dB (acima de $1\mu V$ )	Ruído Audível (dB)
0	55,8	46,2
2	55,1	46,2
4	56,3	46,1
6	57,3	45,9
8	57,1	45,7
10	56,3	45,4
12	54,9	45,2
14	53,2	44,9
16	51,3	44,6
18	49,4	44,3
20	47,5	44,00
25	43,9	43,3
30	41,7	42,6
35	40,1	41,9
40	38,7	41,4

As figuras 35, 36 e 37 resumem os valores acima obtidos.

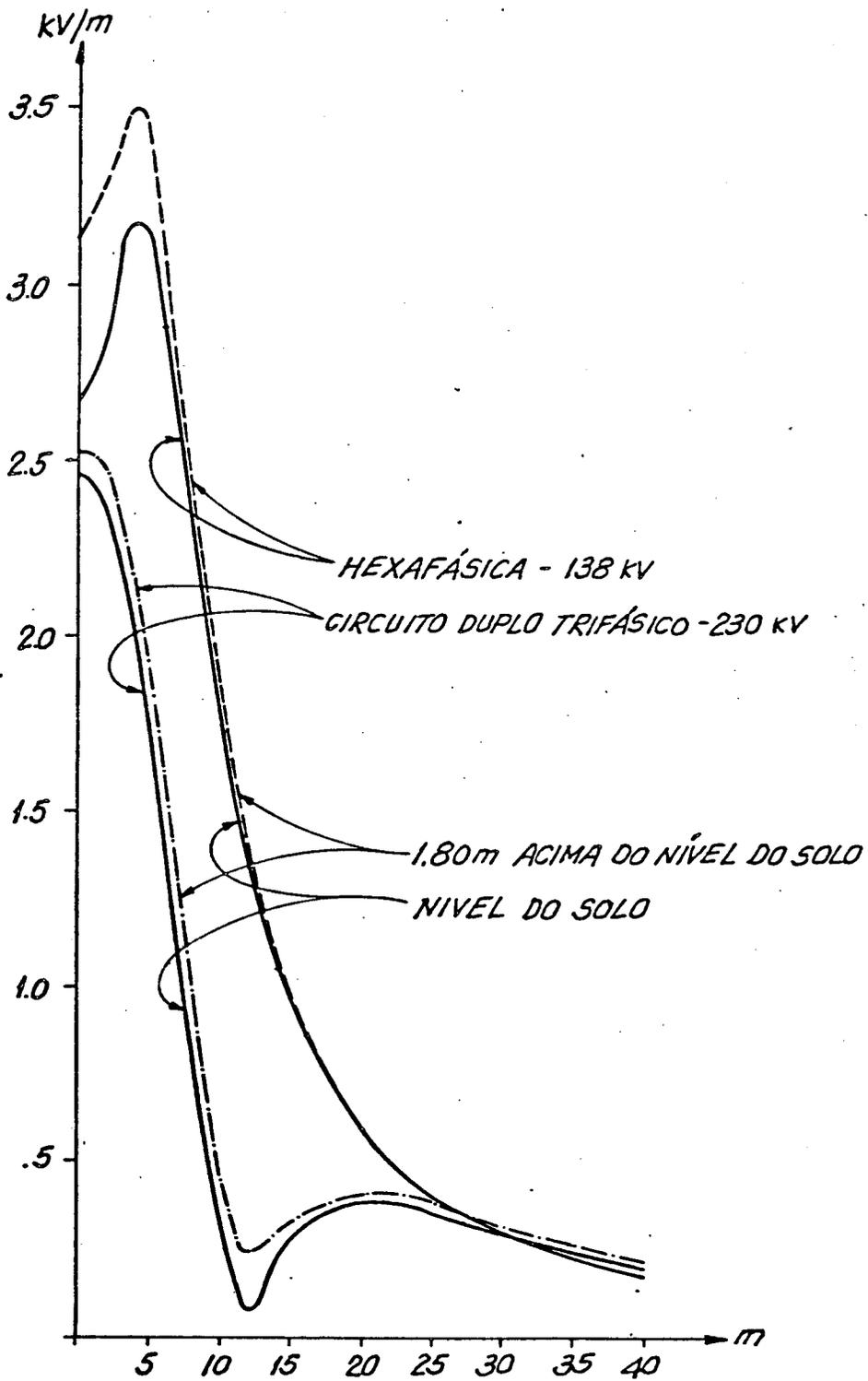


FIGURA 35 - Perfil Lateral do Campo Elétrico

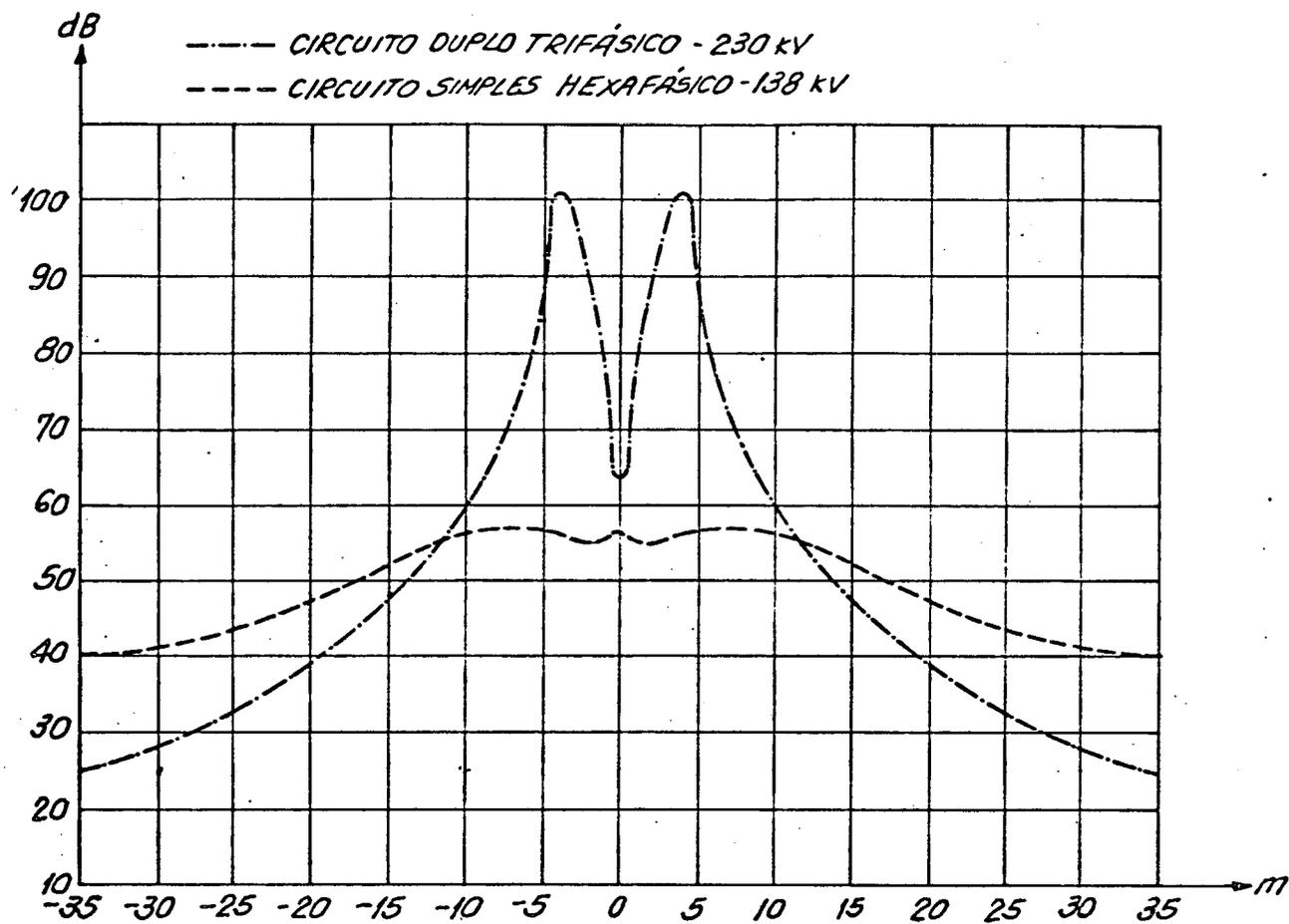


FIGURA 36 - Perfil Lateral do Rádio Ruído

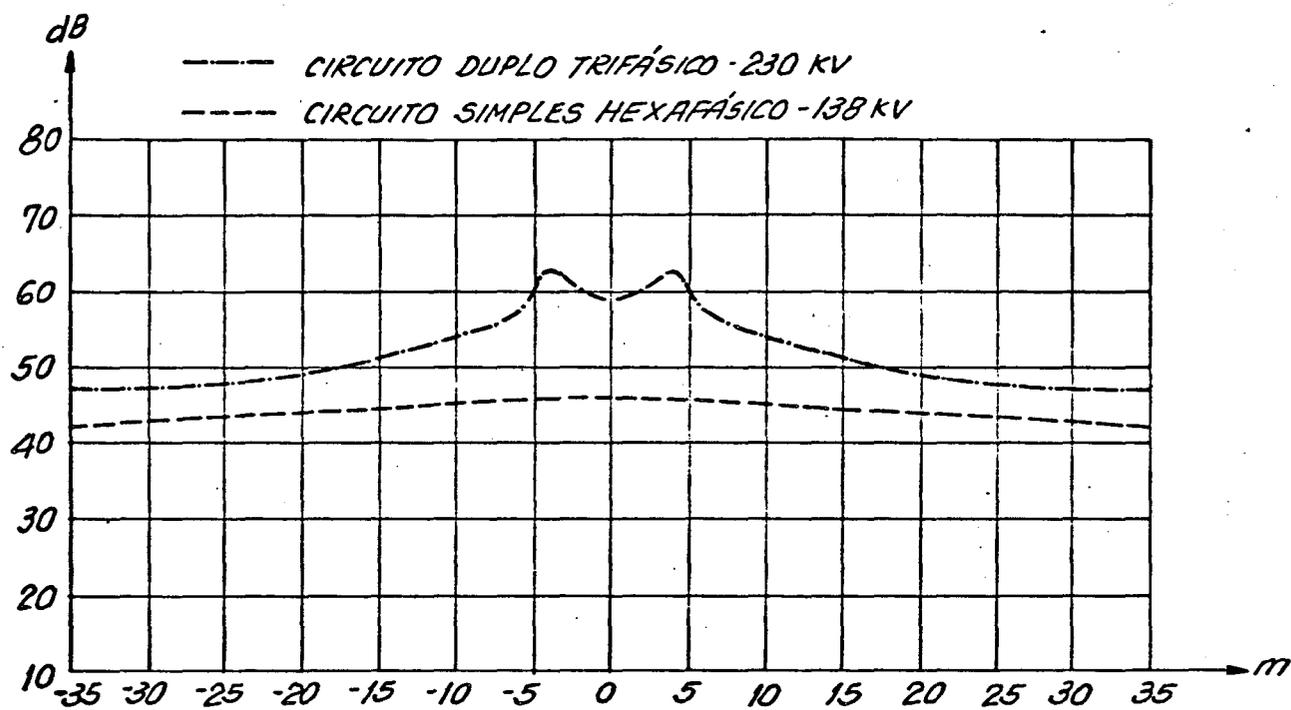


FIGURA 37 - Perfil Lateral do Ruído Audível

Da análise das figuras acima, observa-se que :

- conforme previsto no estudo teórico, o valor do campo elétrico é maior na alternativa hexafásica do que na alternativa trifásica. O critério de 5 kV/m estabelecido no limite da faixa de segurança é atendido por ambas as alternativas;
- no que se refere ao ruído audível o desempenho da linha atende ao critério de 58 dB A, estabelecido;
- quanto à radio-interferência, o desempenho da linha não satisfaz ao critério de 42 dB, estabelecido, no limite da faixa de segurança.

Para que este problema seja contornado, procura-se .. obter o sinal de rádio através de medições no campo. Se o nível medido for maior do que 66 dB, o limite do ruído poderá ser aumentado observando-se sempre o valor de 24 dB' para a relação sinal-ruído, e com isto enquadrá-lo no perfil determinado.

## 2.9- REQUISITOS DE ISOLAMENTO

Além da verificação do desempenho da linha de transmissão quanto ao impacto que poderá causar ao meio ambiente, é necessário também analisar o comportamento da cadeia de isoladores dentro da nova proposta de operação.

Experiência prática tem demonstrado que uma linha isolada para 115 kV, operando em 230 kV, apresenta bom desempenho com nove isoladores em sua cadeia<sup>(28)</sup>. A Power Technologies Inc., baseada nesta experiência, considerou adequada a utilização de dez unidades de isoladores nos estudos de transformação de linhas, tanto para 230 kV trifásica quanto para 138 kV hexafásica. Assim, com este respaldo, assumimos que o número de isoladores na cadeia da linha de transmissão (hipotética), em estudo, seja de dez unidades.

Ainda analisando o comportamento da cadeia de isoladores faz-se mais uma verificação. É que, como a transformação para hexafásica submete a cadeia a uma tensão de 138 kV fase-terra, devemos verificar a adequação dessa cadeia no que diz respeito aos surtos de manobra, tensões anormais devido a descargas atmosféricas

e também o seu desempenho a 60 Hz.

### 2.9.1- Desempenho a Surtos de Manobra

As sobretensões de manobra surgem durante a operação normal da linha de transmissão quando da abertura e fechamento do disjuntor. Podem alcançar níveis muito elevados, tornando o isolamento existente, insuficiente. Por este motivo, equipamentos de redução (resistores de pré-inserção) são utilizados para reduzir esses níveis.

A ocorrência dos surtos de manobra é avaliada por estatística e seus valores são normalmente associados a uma distribuição de probabilidade Gaussiana. A verificação dessa ocorrência normalmente não é feita no sistema trifásico para este nível de tensão. Porém, é adotada aqui como uma precaução, já que o sistema hexafásico se encontra ainda em fase experimental.

Assim, duas considerações são feitas nesta análise :

- 1) Será adotado como valor máximo esperado para o surto de manobra que poderia ocorrer numa linha hexafásica<sup>(18)</sup>, o

valor de 2 pu.

- 2) Para o desvio padrão da tensão crítica de descarga será considerado o valor de  $\sigma = 5\%$  (cinco por cento).

Portanto, o surto máximo ( $V_{sup}$ ) esperado será

$$V_{sup} = 138 \times \sqrt{2} \times 2.0 \times 1,05 = 410 \text{ kV}$$

E a suportabilidade do isolamento de uma torre para o surto calculado pode ser expressa como :

$$V_{sup} = V_{50\%} (1-3\Gamma)$$

$$410 = V_{50\%} (1-0,15)$$

$$V_{50\%} \cong 482 \text{ kV}$$

Acrescentando 10% no valor calculado acima, para levar em conta a influência dos fatores meteorológicos sobre o isolamento, teremos :

$$V_{50\%} \cong 530 \text{ kV}$$

Por outro lado, para a configuração da torre "SS" e o comprimento da parte isolante da cadeia determina-se a relação H/D

onde

H = altura da torre

D = comprimento da parte isolante da cadeia

$$H = 14,00\text{m}$$

$$D = 1,46$$

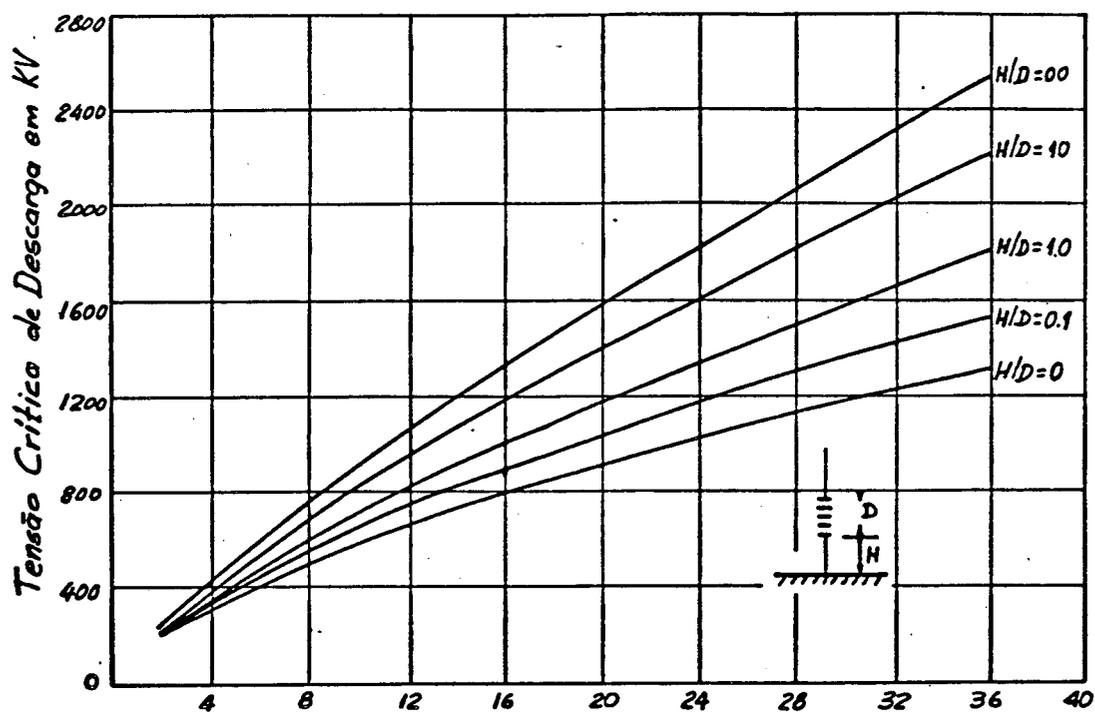
$$\frac{H}{D} \cong 10$$

As figuras 38 e 39 contêm as curvas, determinadas experimentalmente, da intensidade de descarga de surtos de manobra com polaridades positiva e negativa. Os valores da tensão crítica de descarga da cadeia de isoladores podem ser extraídos destas curvas, ou seja :

V50%  $\cong$  800 kV para surtos de polaridade positiva (montada); e

V50% = 900 kV para surtos de polaridade negativa (a seco).

A tensão crítica de descargas calculada é de 530 kV, menor, portanto, do que 800 kV a tensão crítica que poderia ser suportada pela cadeia. Isto indica que se poderia atingir até 3,0 pu do surto de manobra com a cadeia de isoladores existente.



Número de Isoladores 5. 3/4" x 10"

FIGURA 38- Curvas da Tensão Crítica de Descarga para Surto de Manobra de Polaridade Positiva de Cadeia de Isoladores Vertical acima do Nível do Solo (5)

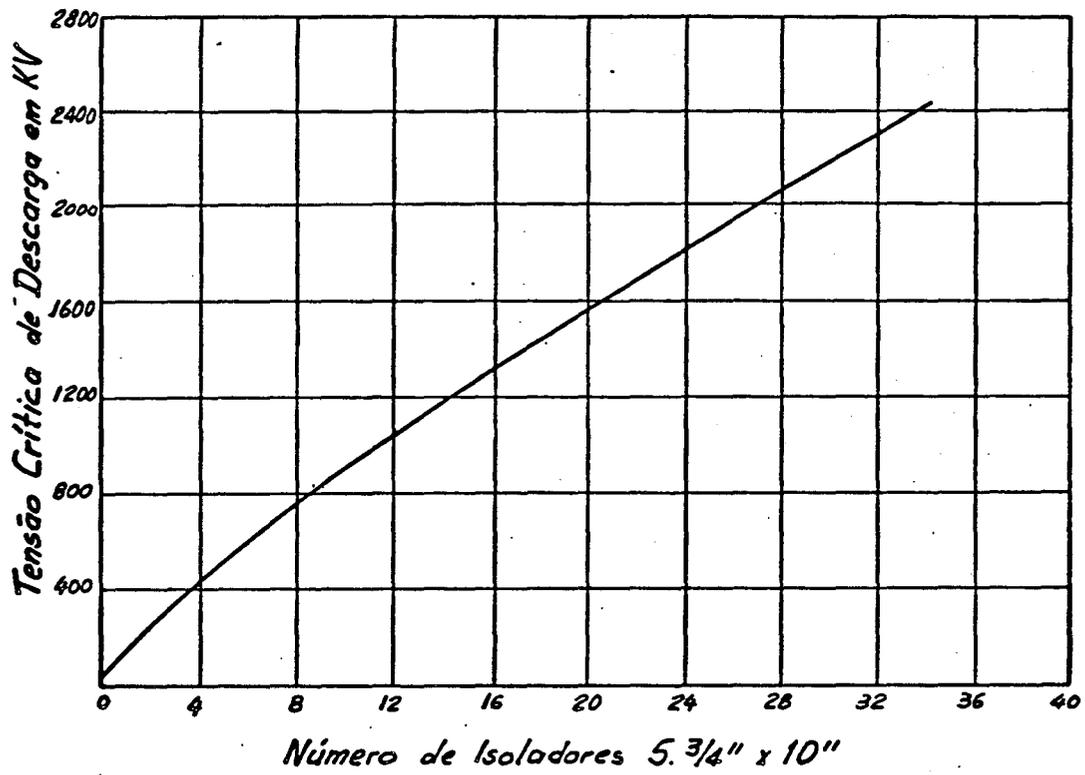


FIGURA 39- Curvas da Tensão Crítica de Descarga para Surtos de Manobra de Polaridade Negativa de Cadeia de Isoladores a Qualquer Altura acima do Solo (5)

## 2.9.2- Desempenho a Descargas Atmosféricas

Na avaliação do desempenho da linha de transmissão he-  
xafásica, frente às descargas atmosféricas são adotados os  
dados abaixo, neste estudo :

1) Configuração	torre tipo "SS"
2) Nível de tensão	230 kV
3) Comprimento do vão	820 pés
4) Altura da torre	123,7 pés
5) Flecha do cabo para-raios no meio do vão	14,8 pés
6) Altura do cabo para-raios no meio do vão	109 pés
7) Espaçamento entre cabos para-raios	0
8) Nível isoceraunico	30
9) Resistência do pé da torre	20 $\Omega$
10) Ângulo de proteção	30 $^{\circ}$
11) Número de isoladores na cadeia	10

O número de aberturas por falha de ângulo de blindagem, considerando o nível isoceraunico = 100 e o comprimento da linha = 100 milhas, é expresso por ( $^{30}$ ) :

$$FB = P | 0,58ht + 1,16 hgw + 0,44b | \quad (90)$$

onde:

P = probabilidade de falha de blindagem<sup>(5)</sup>

ht = altura da torre, em p̄s

hgw = altura do cabo para-raios no meio do v̄ão, em p̄s

b = espaçamento entre cabos para-raios, em p̄s

Portanto,

$$p \cong 0,025$$

$$ht = 123,7 \text{ p̄s}$$

$$hgw = 109 \text{ p̄s}$$

$$b = 0 \text{ , o que aplicado à expressão (90) resulta}$$

$$FB = 4,96 \text{ aberturas/100 milhas/ano}$$

Com base na figura 40 entramos com os valores de resistência do p̄ da torre, 20Ω, 10 unidades de isoladores e determinamos o número de aberturas, não corrigido, ou seja:

$$T' = 6 \text{ aberturas/100 milhas/ano}$$

A correção da altura em relação ao caso base é obtida da figura 41<sup>(30)</sup>, entrando com os valores de :

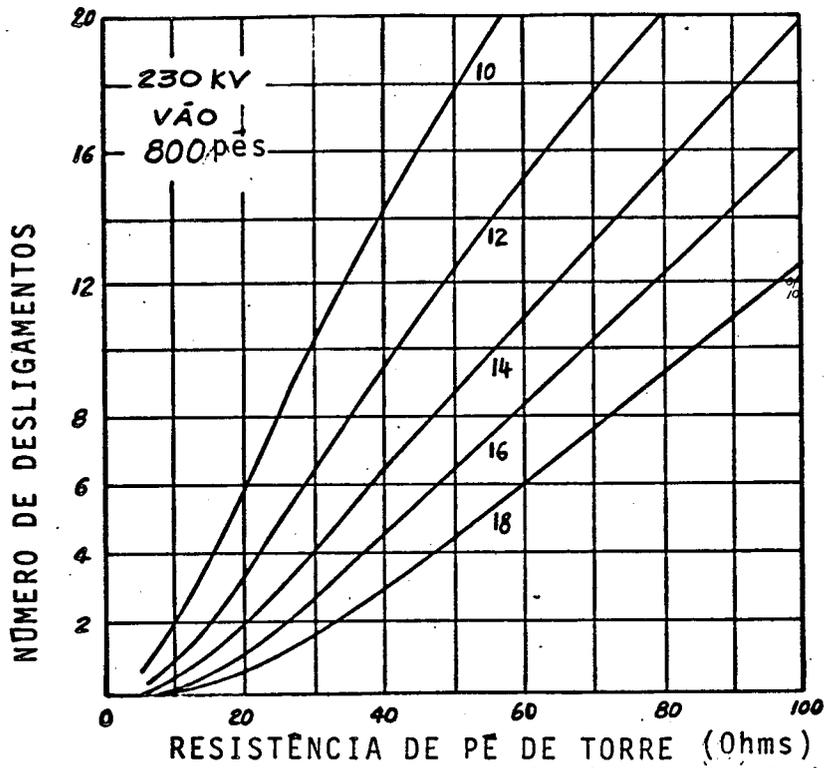


FIGURA 40- Número de Desligamento de Linhas com  
Configuração Vertical para Nível  
Isoceramico 30 (15)

$$\frac{ht}{h_0} = \frac{123,7}{110} \cong 1,10 \quad \text{e resist\^encia de p\^e da torre} = 20\Omega ,$$

donde se obt\^em  $\beta = 1,4$

O n\^umero de aberturas, corrigido, \^e expresso por :

$$T = \left| 1,65 \cdot \beta \cdot e^{-\frac{S}{25}} \cdot T' + FB \right| \frac{I}{100} \quad (91)$$

onde:

$S = 820$  p\^es (comprimento do v\^ao)

$S' = 800$  p\^es (comprimento do v\^ao do caso base)

$I = 30$  (n\^ivel isoceraunico)

$T = 3,98$  aberturas/100 milhas/ano

ou

$T = 2,47$  aberturas/100 km/ano

### COMENTÁRIO

Este \^indice de desligamento est\^a consistente com os valores normalmente obtidos no sistema trif\^asico. Isto nos permite concluir que a linha de transmiss\~ao em opera\~ao he xaf\^asica apresenta bom desempenho frente a descargas atmos f\^ericas.

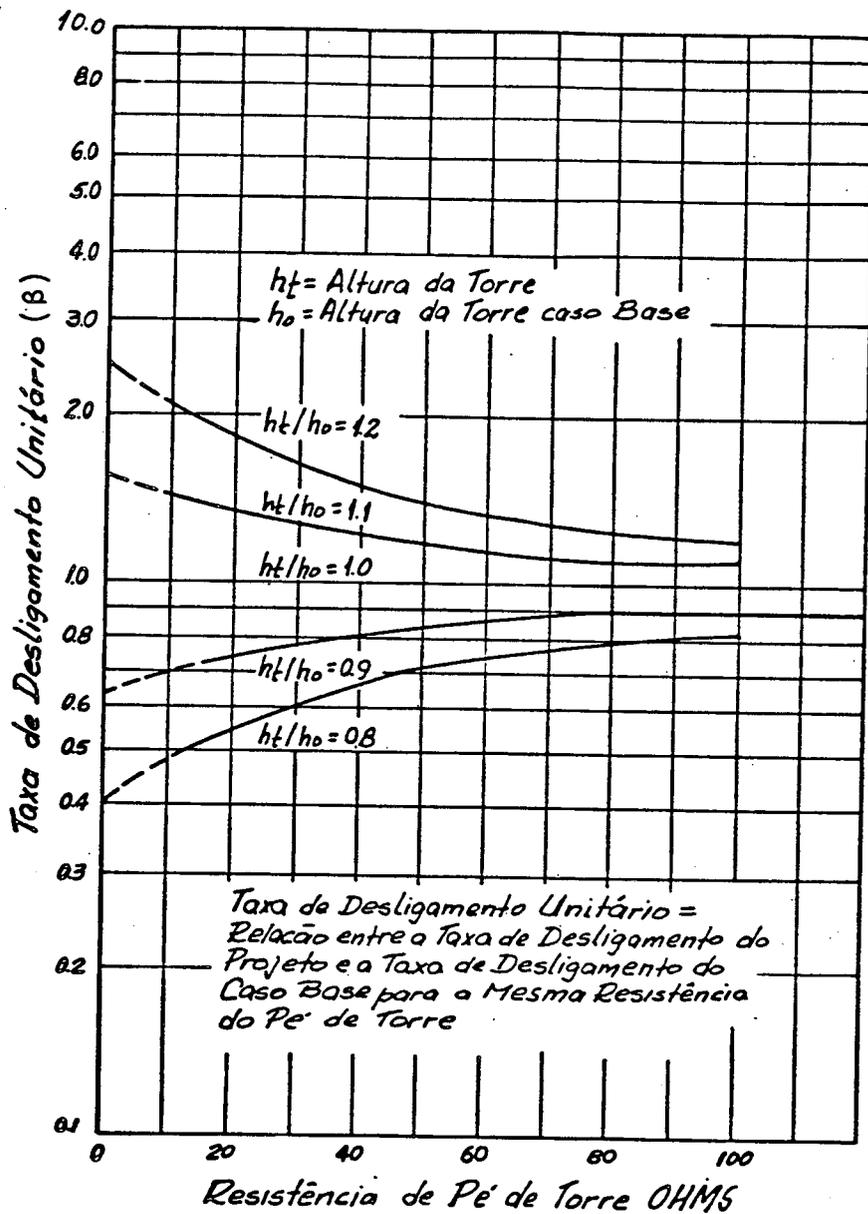


FIGURA 41 - Efeito da Mudança de Altura de Torre em Relação ao Caso Base, na Taxa de Desligamento ( $30^\circ$ )

### 2.9.3- Desempenho a 60 Hz - Regime Permanente

Ao transformarmos uma linha de transmissão 138 kV circuito duplo em linha de transmissão 138 kV hexafásica, estamos imprimindo uma tensão fase-terra de 138 kV a uma cadeia de isoladores dimensionada para 80 kV fase-terra. Por isso é necessário que se faça uma avaliação da distribuição de tensão na cadeia, principalmente nas unidades mais próximas ao condutor onde as solicitações são intensas devido a distribuição não uniforme dos potenciais.

O método analítico desenvolvido por Woodruff para cálculo da distribuição de tensão em uma cadeia com quatro unidades de isoladores foi extendido para n unidades, nos estudos realizados pela Allegheny Power Company<sup>(1.8)</sup>. Utilizamos essa teoria para calcular a distribuição de tensão em cadeias de isoladores ( $5\frac{3}{4}$  " x 10") com 9 e 10 unidades com e sem anel de guarda. A modelagem consta da figura 42



Para esses cálculos são utilizadas as

seguintes variáveis :

$v$  = tensão no primeiro isolador

$V_{i+1,i}$  = tensão entre o nó  $(i+1)$  e o nó  $i$ ,

ou seja, a tensão na unidade  $i$ .

$V$  = tensão fase-terra do sistema, que se imprime

à cadeia com  $n$  unidades.

A seguir apresentamos os valores obtidos

#### a) Sem Anel de Guarda

Para a cadeia de isoladores com 9 unidades

os valores das tensões em cada unidade, são :

$$V_{2,1} = v$$

$$V_{3,2} = 1,166667v - 0,055556V$$

$$V_{4,3} = 1,287037v - 0,058642V$$

$$V_{5,4} = 1,478909v - 0,064986V$$

$$V_{6,5} = 1,752944v - 0,074941V$$

$$V_{7,6} = 2,124363v - 0,089059V$$

$$V_{8,7} = 2,613803v - 0,108125V$$

$$V_{9,8} = 3,248455v - 0,133197V$$

$$V_{10,9} = 4,063575v - 0,165670V$$

$$V = V_{2,1} + V_{3,2} + V_{4,3} + V_{5,4} + V_{6,5} + V_{7,6} + V_{8,7} + V_{9,8} + V_{10,9}$$

$$V = 18,735753v - 0,750176V$$

$$v = 0,093414V$$

Para

$$V = 80 \text{ kV}$$

$$v = 7,47 \text{ kV}$$

A tensão no isolador mais próximo do condutor vale :

$$V_{10,9} \cong 17,00 \text{ kV}$$

$$\text{Para } V = 138 \text{ kV} \quad v = 12,89 \text{ kV}$$

e, portanto,

$$V_{10,9} = 29,52 \text{ kV}$$

Para a cadeia de isoladores com 10 unidades  
são os seguintes os valores das tensões em  
cada unidade :

$$V_{2,1} = v$$

$$V_{3,2} = 1,15v - 0,05V$$

$$V_{4,3} = 1,2575v - 0,0525V$$

$$V_{5,4} = 1,4279v - 0,057625V$$

$$V_{6,5} = 1,669644v - 0,065631V$$

$$V_{7,6} = 1,994895v - 0,076919V$$

$$V_{8,7} = 2,149890v - 0,092053V$$

$$V_{9,8} = 2,965881v - 0,111789V$$

$$V_{10,9} = 3,660165v - 0,137115V$$

$$V_{11,10} = 4,537457v - 0,169297V$$

$$V = 21,81v - 0,812929V$$

$$v = 0,08311V$$

Para  $V = 80 \text{ kV}$  (circuito trifásico)

$$v = 6,649 \text{ kV} \quad e$$

$$V_{11,10} \cong 16,60 \text{ kV}$$

Para  $V = 138 \text{ kV}$  (circuito hexafásico)

$$v = 11,69 \text{ kV} \quad e$$

$$V_{11,10} \cong 29,00 \text{ kV}$$

b) Com Anel de Guarda

Para se ter uma idéia da influência do anel de guarda, será aplicada a teoria acima, somente à cadeia de isoladores com 10 unidades.

Para este caso, obteve-se os seguintes valores :

$$V_{1,8} = 10,91980v - 0,3947V$$

$$V_{8,9} = 2,3067v - 0,0866V$$

$$V_{9,10} = 2,4838v - 0,0924V$$

$$V_{10,11} = 3,2438v - 0,1198V$$

$$V_{1,8} + V_{8,9} + V_{9,10} + V_{10,11} = V = 18,953v - 0,6935V$$

$$v = 0,0893V$$

$$\text{Para } V = 80 \text{ kV} \quad v = 7,148 \text{ kV} \quad \text{e} \quad V_{10,11} = 13,60 \text{ kV}$$

$$\text{Para } V = 138 \text{ kV} \quad v = 12,33 \text{ kV} \quad \text{e} \quad V_{10,11} = 23,5 \text{ kV}$$

### COMENTÁRIO

Do ponto de vista da operação de uma linha hexafásica em regime permanente, o isolador mais solicitado, numa cadeia com 10 (dez) unidades, fica submetido a uma tensão de 29 kV e 23,5 kV respectivamente sem e com anel de guarda.

A hipótese de se reduzir a tensão através do acréscimo

de unidades de isoladores na cadeia. fica descartada, por

dois motivos :

- 1º) causaria pouca influência na redução da tensão ( $\approx 0,5\text{kV}$  ao passar de nove para dez unidades);
- 2º) o aumento do comprimento da cadeia poderia inviabilizar qualquer movimento oscilatório da mesma.

Desta forma, para um melhor desempenho da cadeia de isoladores, sugere-se o uso do anel de guarda.

## 2.10- DISTÂNCIAS MÍNIMAS DE SEGURANÇA

O aumento no comprimento da cadeia de suspensão devido a inclusão de 1 (uma) unidade de isolador, poderá influenciar na distância mínima entre as partes vivas e aterradas na estrutura.

A estrutura de suspensão tipo "SS", conforme é mostrada na figura 32, foi projetada dimensionalmente para atender às seguintes condições com 9 (nove) unidades de isoladores na cadeia :

- espaçamento mínimo de 0,90 metros associado ao ângulo de balanço máximo; e
- espaçamento mínimo de 1,30m associado ao ângulo de balanço médio.

O espaçamento mínimo, segundo a norma vigente no país, NB-5422, é dado por :

$$D = 0,03 + 0,05 DU$$

(92)

e para o sistema hexafásico

$$DU = 230 \text{ kV}$$

Neste caso, a distância mínima para o ângulo de balanço máximo da cadeia de isoladores é

$$D = 1,18\text{m}$$

No caso do ângulo de balanço médio da cadeia de isoladores adota-se, para a distância mínima, o comprimento resultante do produto do número de isoladores pelo seu passo, ou seja,

$$D = 1,46 \text{ m}$$

Conforme pode ser observado na figura 43, a elevação no espaçamento mínimo de 0,90m para 1,18m implicou numa redução do ângulo de balanço máximo de 12°; da mesma forma para o ângulo de balanço médio a redução foi de 4°.

Neste caso, poderão ser utilizados pesos adicionais nas cadeias sem, no entanto, ultrapassar o limite permitido pela árvore de carregamento da estrutura.



## CAPÍTULO 3

## ASPECTOS DE CONSTRUÇÃO

Não tendo sido encontrada na literatura, referência sobre a construção propriamente dita de uma linha de transmissão multifásica, ou especificamente hexafásica, resolvemos abordar o assunto num capítulo à parte; naturalmente sem a pretensão de esgotá-lo mas tão somente colocar nosso pensamento.

No tocante à concretização da transformação de uma linha de transmissão circuito duplo trifásico em linha de transmissão circuito simples hexafásico, no campo, entendemos que as modificações necessárias possam ser executadas da forma adotada usualmente para o sistema convencional.

Dentre estas alterações podem ser incluídos (quando necessário) :

- acréscimo de unidades de isoladores nas cadeias;
- substituição de grampos de suspensão;
- substituição de conectores;

- colocação de anéis de guarda;
- retensionamento dos condutores

A substituição dos cabos condutores por outros com bitola maior poderia eventualmente ocorrer, porém só em casos especiais, se a árvore de carregamento da estrutura assim o permitir. Se a estrutura da linha de transmissão não foi projetada prevendo um carregamento maior dificilmente teríamos o recondu<sup>to</sup>ramento; a linha seria provavelmente considerada inviável para transformação, ainda na fase de estudo.

Com exceção do retensionamento dos condutores, a tecnologia de manutenção em "linha viva" poderá ser utilizada neste caso com extrema vantagem, pois permitirá a operação contínua da linha.

Em se tratando de construção de uma linha de transmissão hexafásica, com os condutores em disposição hexagonal, poucas diferenças deverão existir em relação ao sistema convencional. Abordamos, a seguir, alguns tópicos que compõem as fases de construção de uma linha de transmissão :

### Limpeza da Faixa de Segurança

A abertura, desmatamento e limpeza da faixa de segurança serão executados do modo costumeiro, de acordo com as instruções do projeto.

### Fundações

As fundações, exceptuando-se as estruturas de madeira, deverão ser típicas em grelha metálica ou típicas em concreto armado.

### Montagem das Estruturas

Os métodos e técnicas de montagem dependerão do tipo de estrutura. Caso seja do tipo metálica autoportante, sua montagem poderá ser feita por seções pré-montadas no solo, depois içadas e fixadas na posição definitiva. A montagem peça a peça ficará reservada aos casos em que houver dificuldade de montagem por seções, no solo.

No caso da estrutura metálica ser do tipo raquete, figura 44, pode-se optar pela utilização de um guindaste para auxiliar a montagem.

Se a estrutura for de madeira, sua instalação é facilitada, uma vez que a fixação é feita diretamente no solo.

#### Lançamento dos Condutores

Segundo a Power Technologies Inc. (17), em seu breve relato sobre o lançamento dos condutores da linha teste, a quantidade maior de cabos envolvidos neste processo torna esta tarefa um pouco mais complexa do que no sistema convencional.

Por outro lado, se o lançamento for feito simultaneamente com os seis cabos, tratando-os como se fossem feixes de condutores de uma fase, poucas deverão ser as dificuldades a enfrentar neste novo sistema.

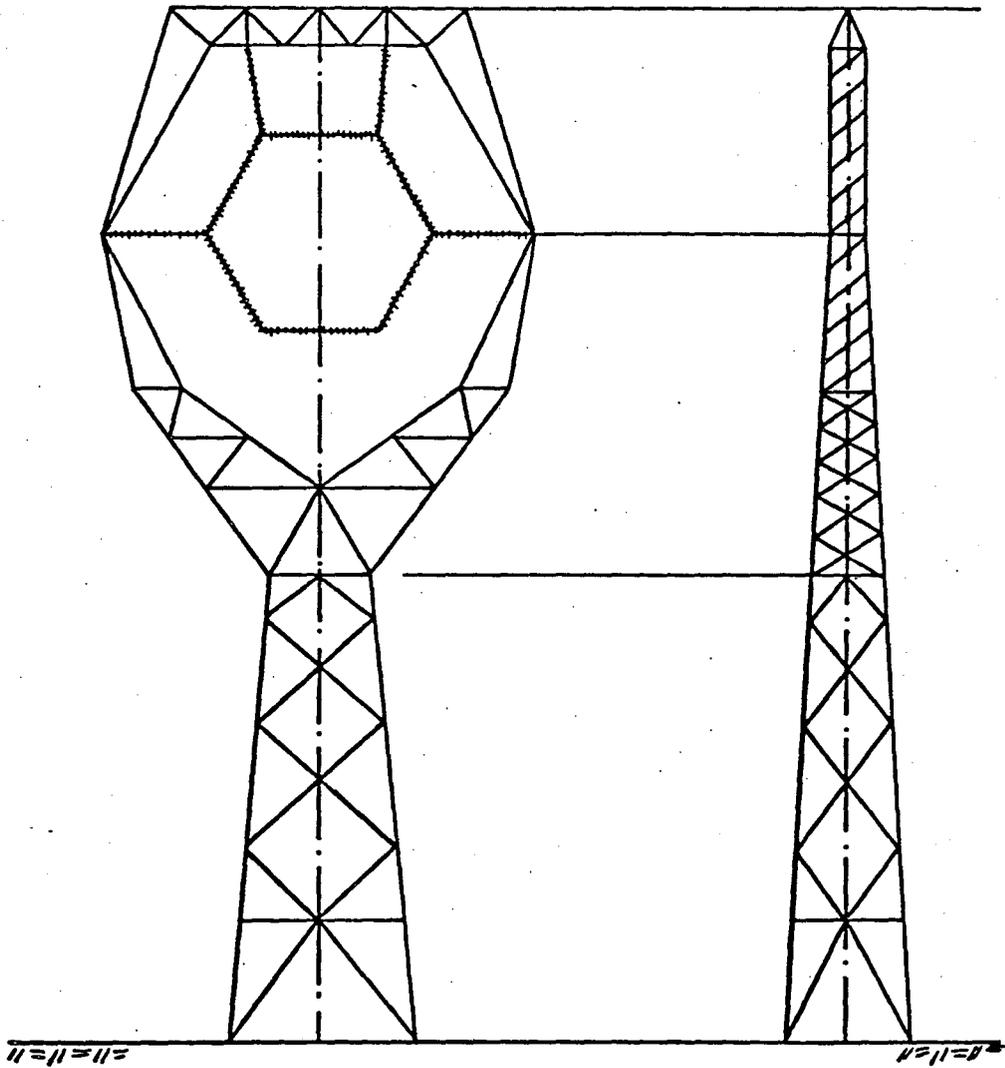


FIGURA 44- Estrutura Tipo Roquete para Linha Hexafásica

## ASPECTOS ECONOMICOS

### 4.1- CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES

A análise desenvolvida a seguir, tem por finalidade estudar a viabilidade econômica da transformação de uma linha de transmissão de 138 kV circuito duplo trifásica, em linha de transmissão de 138 kV hexafásica.

As parcelas de custos envolvidas nos cálculos têm origem nas alterações a serem efetuadas no sistema, conforme descrito a seguir, em decorrência da transformação proposta.

- Custos decorrentes da adaptação da linha para operação no sistema hexafásico;
- Custos devidos a perdas na linha, em condições de operação no sistema trifásico e no sistema hexafásico;

- Custos devidos à transformação trifásica/hexafásica, nas subestações terminais da linha.

#### 4.2- CÁLCULO DOS CUSTOS

Nesta seção serão desenvolvidas cada uma das parcelas; levando em conta as características da linha de transmissão, como estão descritas no item 2.8.2 (capítulo 2).

##### 4.2.1- Custos decorrentes da conversão para hexafásica, na linha

Na adaptação de uma linha de transmissão para hexafásica, parte do sistema poderá permanecer inalterado. No presente estudo consideramos que não haverá necessidade de alterações estruturais nas torres; nem troca dos cabos condutores; e que não será necessário retensionamento dos cabos condutores devido a uma deficiência de "clearance" condutor-solo. A troca de ferragens por outras do tipo anti-corona poderia ser efetuada e incluída na análise dos custos, porém não será considerada neste estudo por ser também passível de comprovação essa necessidade.

Assim, tornam-se relativamente poucas as modificações

necessárias para a citada transformação. São elas :

- inclusão de 1 (um) isolador em cada cadeia, passando ao total de 10 (dez) unidades (lembrar que foi previsto no item 2.8.2 cadeia com nove isoladores);
- inclusão de 1 (um) anel de guarda para reduzir o gradiente de potencial nos isoladores mais próximos ao condutor;
- troca de 1 (um) conector por outro que permita a fixação do anel de guarda.

Uma vez constatada a necessidade de aquisição de equipamentos para as modificações acima, foram levantados os seguintes custos unitários para a análise econômica da conversão :

a) isolador de disco, de vidro temperado 5 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> " x 10" de diâmetro.....	US\$ 16,60
b) conector concha-olhal com suporte para anel de guarda.....	US\$ 8,00
c) anel de guarda.....	US\$ 15,00
d) número de homens/hora para inclusão das peças a, b, c nas cadeias de isoladores de uma estrutura = 14 H/H.	
e) custo do homem/hora para realizar os <u>ser</u> <u>vi</u> ços dos itens a, b, c.....	US\$ 21,00

Para o cálculo dos custos da conversão, na linha, estimou-se um índice de utilização de quatro estruturas tipo SS por quilômetro, obtendo-se os seguintes valores<sup>(\*)</sup> :

- Custo dos isoladores.....	US\$ 398,40/km
- Custo dos conectores e anéis.....	US\$ 592,00/km
- Custo da mão-de-obra.....	US\$ 1.176,00/km
Custo Total (CTOT) .....	US\$ 2.166,40/km

#### 4.2.2- Custos devidos às perdas na linha -

Considere-se uma linha de transmissão operando no limite máximo de sua capacidade térmica nominal e que a temperatura máxima de projeto seja de 60°C.

Com base na curva da ampacidade para o cabo condutor tipo CAA 556,5 kCmil, código "DOVE", nas condições de temperatura ambiente de 40°C, vento de dois pés por segundo, sem sol e ao nível do mar, a corrente máxima em regime normal é de aproximadamente 550A<sup>(29)</sup>

A carga da linha é dada por :

$$S = NCIR \times NSUB \times NFA \times VF-N \times I \quad (MVA) \quad (93)$$

onde:

$S$  = carga do limite térmico nominal, MVA;

$NCIR$  = número de circuitos;

$NSUB$  = número de subcondutores;

$NFA$  = número de fases

$VF-N$  = tensão fase-neutro, em kV

$I$  = corrente em kA

Então

- Para a linha de transmissão no sistema trifásico

$$S_{3\phi} = 260 \text{ MVA}$$

- Para a linha de transmissão no sistema hexafásico

$$S_{6\phi} = 455 \text{ MVA}$$

a) Cálculo das Perdas (PD, PE)

Para o cálculo das perdas deve-se ter em mente as duas situações básicas que podem motivar a conversão da linha para hexafásica. Primeira: a conversão visa so mente reduzir as perdas na linha, sem considerar o crescimento da carga; segunda: a conversão visa elevar a capacidade de transporte de potência da linha (considera o crescimento da carga).

As perdas de demanda (PD) e de energia (PE), são da  
das pelas expressões :

$$PD = NF \times NCIR \times NSUB \times I^2 \times R \quad (\text{MW/Km}) \quad (94)$$

$$PE = PD \times FC \times 8.760 \quad (\text{MWh/Km}) \quad (95)$$

onde:

NF = número de fases

NCIR = número de circuitos

NSUB = número de subcondutores por fase

I = corrente nominal de cada subcondutor (em kA)

R = resistência de cada subcondutor a 50°C,  
(em  $\Omega/\text{Km}$ )

FC = fator de carga

Tendo essas expressões aplicadas às situações 1, 2  
e 3 abaixo, pode-se obter o valor das perdas.

### 1) Linha de Transmissão Original circuito duplo trifásica -

Sendo NF = 3;

NCIR = 2

NSUB = 1;

I = 0,550 kA;

R = 0,11558  $\Omega/\text{km}$ ; e

FC = 0,5

teremos

PD1 = 0,2098 MW/km

PE1 = 918,9240 MWh/km/ano

2) Linha de Transmissão Hexafásica  
(opção redução de perdas)

Neste caso, sendo as variáveis

$$NF = 6;$$

$$NCIR = 1;$$

$$I = 0,317 \text{ kA}$$

teremos

$$PD2 = 0,0697 \text{ MW/km}$$

$$PE2 = 305,2860 \text{ MWh/km/ano}$$

3) Linha de Transmissão Hexafásica  
(opção aumento da capacidade de transporte de potência)

Sendo a capacidade térmica nominal do cabo o limite de transporte de potência da linha, as perdas ocorridas nesta situação são as mesmas da Linha de Transmissão Original. Portanto,

$$PD3=PD1 = 0,2098 \text{ MW/km}$$

$$PE3=PE1 = 918,9240 \text{ MWh/km/ano}$$

b) Custo das Perdas (CPD, CPE)

O custo das perdas numa linha de transmissão é baseado no custo da geração de demanda e de energia, cujos

valores unitários são :

- Custo de demanda (CkW)      U\$ 250,00/kW/ano
- Custo da energia (CMWh)      U\$ 34,00/MWh

Sendo o custo das perdas obtido pelo produto dos custos unitários acima, pelas respectivas perdas, tem-se :

- CPD1=CPD3 = U\$ 52.450,00/km
- CPE1=CPE3 = U\$ 31.243,42/km
- CPD2 = U\$ 17.425,00/km
- CPE2 = U\$ 10.379,72/km

#### 4.2.3- Custos da Conversão para Hexafásica, na Subestação (CSE)

Na composição dos custos de uma subestação, encontra-se um elevado número de componentes e uma diversidade de arranjos de barramentos, com níveis de confiabilidade diferentes. Os arranjos por sua vez irão depender do número de linhas e dos níveis de tensão das linhas que emanam da subestação, etc. Todos esses aspectos contribuem para que a análise econômica de uma subestação se torne mais complexa do que no caso de uma linha de transmissão.

Entretanto, observa-se que há uma certa predominância de custos de alguns componentes de uma subestação, tais como transformadores e outros equipamentos elétricos (relés para-raios, disjuntores, chaves, barras de serviço, etc.). Essa dominância permite calcular custos através de fórmulas bastante simples. Por exemplo, nas tensões entre 80 e 132 kV, tensões fase-terra, essas fórmulas relacionam o custo em kV e em MVA<sup>(17)</sup>.

a) Para o transformador trifásico :

$$C_{\text{Trafo}} = S \times NT \times CT \quad (96)$$

b) Para o disjuntor trifásico :

$$C_{\text{Disj}} = V \times ND \times NF \times CD \quad (97)$$

onde :

S = potência do transformador em MVA

NT = número de transformadores

CT = custo do transformador (em U\$/kVA)

V = tensão do disjuntor, em kV

ND = número de disjuntores

NF = número de fases

CD = custo do disjuntor (em U\$/kV/fase)

Os custos do transformador trifásico de dois enrolamentos e do disjuntor, instalados, são estimados em U\$ 7,93/kVA e U\$ 714,00/kV, valores estes obtidos em relatório técnico da Power Technologies Inc, de 1982<sup>(17)</sup> e atualizados considerando-se uma taxa de inflação anual de 8% (oito por cento)

Considerando que a linha de transmissão (trifásica) está interligando duas subestações, um total de quatro transformadores e quatro disjuntores serão utilizados na adaptação da subestação a esse novo sistema.

Os dois transformadores utilizados para a conversão de trifásica para hexafásica, além de permitirem a conversão propriamente dita através do defasamento angular, permitem ainda a divisão da carga total da linha.

Para a capacidade máxima de transporte da linha, 455 MVA, teremos os seguintes custos :

$$C_{\text{Trafo}} = 277,5 \times 10^3 \times 4 \times 7,93 \quad \text{U\$ } 8.802.300,00$$

$$C_{\text{Disj}} = 230 \times 4 \times 3 \times 714,00 \quad \text{U\$ } 1.970.640,00$$

Custo Total da Subestação (CSE) U\$ 10.772.940,00

#### 4.3- ANÁLISE ECONÔMICA

A avaliação dos estudos comparativos dos custos levantados nos itens anteriores, será efetuada utilizando-se a análise do valor atual, aplicada sobre o capital investido na transformação mais os custos das perdas, a uma taxa anual uniforme ao longo do período estabelecido.

Para que se tenha um referencial comum de comparação, entre as alternativas serão adotados os seguintes parâmetros econômicos :

- taxa de desconto anual (i) = 10%aaas
- número de períodos (n) = 30 anos

As parcelas anuais serão convertidas em valor atual pelo fator FVA expresso pela fórmula abaixo :

$$FVA (i,n) = \frac{(1+i)^{n-1}}{i(1+i)^n} \quad (98)$$

ou seja  $FVA(10,30) = 9,4269$ .

##### 4.3.1- Cálculo dos Valores Atuais (VA)

- a) Conversão hexafásica na linha de transmissão (CLT)

$$\text{VACLT} = \text{CTOT} \times \text{FVA}(10,30)$$

$$\text{VACLT} = \text{U\$ } 2.166,40/\text{km}$$

b) Perdas

- Linha de Transmissão Original

$$\text{VACPD1} = \text{CPD1} \times \text{FVA}(10,30)$$

$$\text{VACPD1} = \text{U\$ } 494.441,66/\text{km}$$

$$\text{VACPE1} = \text{CPE1} \times \text{FVA}(10,30)$$

$$\text{VACPE1} = \text{U\$ } 294.528,60/\text{km}$$

$$\text{Custo Total das Perdas (CTP1)} = \text{U\$ } 788.970,00/\text{km}$$

- Linha de Transmissão Hexafásica  
(opção redução de perdas)

$$\text{VACPD2} = \text{CPD2} \times \text{FVA}(10,30)$$

$$\text{VACPD2} = \text{U\$ } 164.263,73/\text{km}$$

$$\text{VACPE2} = \text{CPE2} \times \text{FVA}(10,30)$$

$$\text{VACPE2} = \text{U\$ } 97.848,58/\text{km}$$

$$\text{Custo Total das Perdas (TP2)} = \text{U\$ } 262.112,31/\text{km}$$

- Linha de Transmissão Hexafásica  
(opção aumento de carga)

$$\text{VACPD3} = \text{VACPD1}$$

$$\text{VACPE3} = \text{VACPE1}$$

c) Conversão Hexafásica, na Subestação

$$\text{VACSE} = \text{U\$ } 10.772.940,00$$

#### 4.3.2- Análise Comparativa

##### a) Custos da Linha de Transmissão

Se a opção for apenas 'para reduzir as perdas', a seguinte economia (E) será conseguida :

$$E = CTP1 - CTP2 \quad (99)$$

$$E = U\$ 526.857,69/\text{km}$$

Deduzindo o custo dispendido na transformação da linha teremos uma economia líquida (EL) de :

$$EL = E - VACLT$$

$$EL = U\$ 524.691,29/\text{km}$$

que representa, a nosso ver, valor bastante significativo.

No caso de se optar pelo aumento da capacidade de transmissão de potência, até o limite térmico nominal da linha, na tensão transformada, verifica-se que é possível elevar-se a carga na linha, em aproximadamente 73% da carga no sistema trifásico, com um custo adicional apenas da transformação.

b) Efeito dos Custos da Conversão para Hexafásica,  
nas Subestações -

Uma análise mais completa deve levar em consideração os custos da transformação trifásica/hexafásica, nas subestações. Estes por sua vez são bem mais elevados do que a economia conseguida com as perdas na linha. Portanto, um parâmetro que servirá de base na justificativa econômica para a transformação hexafásica de uma linha de transmissão trifásica será o comprimento mínimo ( $L_{min}$ ), tal que a economia com as perdas se iguale aos custos das subestações.

$$L_{min} \times EL = VACSE$$

$$L_{min} \cong 21.00 \text{ km}$$

O comprimento "breakeven" de 21 (vinte e um) km revela que na maioria, senão na totalidade, dos casos as linhas de transmissão 138 kV circuito duplo trifásicas são viáveis de serem transformadas em linhas hexafásicas desde que sejam satisfeitos os critérios de desempenho elétrico.

## CONCLUSÕES

A transformação de uma linha de transmissão 138 kV trifásica circuito duplo existente, em linha de transmissão circuito simples hexafásica, é mais uma alternativa viável do ponto de vista técnico e econômico que se apresenta para os estudos de planejamento da transmissão de energia elétrica. A outra alternativa, como se sabe, é a elevação de tensão para 230 kV ainda no sistema trifásico.

Os fundamentos teóricos aplicados ao sistema multifásico são uma extensão da teoria do sistema trifásico convencional. Necessitam apenas da adaptação de conceitos já conhecidos para um maior número de fases.

Do estudo realizado resultam algumas conclusões

Do ponto de vista técnico pode-se observar que :

- a linha hexafásica apresenta menor gradiente na superfície

do condutor, o que resulta em melhor desempenho quanto à radio-interferência e ao ruído audível;

- no que se refere ao campo elétrico, ao nível do solo, os valores são mais elevados para a alternativa hexafásica. Porém, estão dentro dos limites aceitáveis;
- no que diz respeito à confiabilidade do sistema, a linha de circuito duplo trifásica apresenta alguma vantagem em relação à hexafásica, já que o desligamento de um circuito em princípio não impede que o segundo circuito continue em operação. No sistema hexafásico tal situação fica na dependência das fases em curto-circuito;
- não é possível uma transposição completa no sistema hexafásico. Na prática, somente a transposição rolada seria viável, uma vez que se deve manter a relação angular entre os condutores adjacentes. Contudo, fazendo-se uma comparação entre os valores de desequilíbrios resultantes da não transposição e de uma transposição rolada na linha hexafásica, tudo nos leva a crer que esta última é suficiente para manter a corrente de sequência negativa em

- níveis aceitáveis de operação;
- quanto aos requisitos de isolamento, a cadeia com dez unidades apresenta boa suportabilidade ao surto de manobra. O desempenho a descargas atmosféricas resulta em um índice de desligamento compatível com o sistema trifásico e o desempenho a 60 Hz demonstrou que, no sistema hexafásico 138 kV, a tensão no isolador mais próximo do condutor (26 kV) é 73% mais elevada se comparada com a opção original (sistema trifásico 138 kV). A utilização de anel de guarda reduz essa tensão para 22,6 kV que, mesmo assim, é 50% maior; No entanto essa deverá ser a solução a adotar uma vez que a adição de isoladores deve ser evitada por causa do excessivo comprimento da cadeia que tornaria bastante reduzidas as distâncias mínimas condutor-torre em caso de balanço;
  - do ponto de vista do impacto que possa causar ao público a linha hexafásica pode ser considerada potencialmente melhor aceita que a alternativa trifásica em 230 kV, pois permanece ainda na tensão 138 kV;

- uma desvantagem do sistema hexafásico nos parece ser a falta de experiência na operação e manutenção do sistema. Esta falta de experiência, por si só, implica numa natural insegurança por parte da mão-de-obra e tempo gasto até que se adquira o necessário 'know how'.

#### Do ponto de vista econômico

- o estudo revela um elevado custo na transformação trifásico/hexafásico, nas subestações. Essa desvantagem poderá ser compensada pela redução das perdas na linha, para uma carga equivalente a de um sistema trifásico. É ainda pela possibilidade de se elevar a capacidade de transporte de potência.

É importante ressaltar, de modo prático, que o estudo foi realizado levando em consideração uma linha de transmissão hipotética, embora com características muito semelhantes às de linhas existentes. Entretanto, ao fim deste mesmo estudo, concluímos que para o futuro a tendência será optar pelo sistema hexafásico, quando houver necessidade de alteração. Esta po

sição se torna ainda mais reforçada porque os custos com desapropriação de terrenos para faixas de segurança se tornam cada vez mais elevados, situação ainda mais difícil quando a linha de transmissão é urbana, onde há casos em que já não existem faixas disponíveis para passagem de outra linha de transmissão <sup>(17)</sup>.

Evidentemente, que cada linha de transmissão candidata à transformação para hexafásica deverá ser examinada, utilizando-se seus próprios parâmetros e levando em conta os critérios adotados pela concessionária a que ela pertença.

## TEMAS PARA FUTUROS TRABALHOS

- 1) Influência da linha hexafásica na estabilidade do sistema;
- 2) Reestruturação e ampliação do programa digital, para novos cálculos;
- 3) Estudo de coordenação de isolamento em subestações;
- 4) Análise do desequilíbrio de corrente devido a abertura de uma fase;
- 5) Estudo sobre fluxo de carga, considerando linha hexafásica no sistema;
- 6) Análise de curto-circuitos pelo método de Coordenada de Fase;
- 7) Análise da aplicação dos disjuntores para o sistema hexafásico.

APENDICE 1

PROGRAMA DIGITAL

(DESCRICA0)

## PROGRAMA DIGITAL

Este programa está escrito em FORTRAN, para o equipamento IBM /370. Foi criado para calcular os valores de parâmetros elétricos a 60 Hz, gradiente na superfície do condutor, campo elétrico, radio-interferência e ruído audível, impedância de surto, etc.

Sua estrutura compõe-se de 1 (um) programa principal e 11 (onze) subrotinas.

A matriz de impedância série é gerada no programa principal.

A subrotina MATP calcula os coeficientes de potencial de Maxwell e, após chamar a subrotina EA02R, inverte-a para obter a matriz de capacitância Shunt.

O campo elétrico é obtido através da subrotina CELET, que utiliza os resultados dos cálculos efetuados nas subrotinas QCOND (calcula as cargas no condutor) e GRAD (calcula o gradiente na superfície do condutor).

Para o cálculo da radio-interferência as matrizes

$|Z|$  e  $|Y|$ , na frequência de 1 MHz foram obtidas do programa "Electromagnetic Transient Program" versão M28, utilizando-se a subrotina 'Line Constants' <sup>(26)</sup>.

As subrotinas enumeradas a seguir, fazem parte da biblioteca de matemática SL-MATH embutida no computador IBM /360 <sup>(27)</sup> e calculam os autovalores e autovetores de matrizes complexas.

- 1) Subrotina MQC
- 2) Subrotina MHCE - calcula a matriz reduzida de Hessenberger
- 3) Subrotina MEC - calcula os autovalores da matriz produto  
Y Z
- 4) Subrotina MVHC - calcula os autovetores na forma de  
Hessenberger
- 5) Subrotina MVCE - calcula os autovetores da matriz produto  
Y Z
- 6) FUGER - calcula as funções de geração em decibéis
- 7) FFBAR - calcula o vetor F
- 8) EFASE - calcula o campo da radio-interferência de cada fase

O cálculo do ruído audível está contido no programa principal, não tendo chamada de nenhuma subrotina.

- 9) SIME - calcula as impedâncias de sequência de uma linha com transposição rolada
- 10) EAA02- inverte matrizes complexas
- 11) PMAT - efetua produto de duas matrizes complexas

A P E N D I C E     2 .

INSTRUCCIONES PARA ENTRADA DE DATOS

# INSTRUÇÕES PARA ENTRADA DE DADOS

## (PREPARAÇÃO DOS CARTÕES)

Os dados de entrada deverão ser preparados segun  
do a orientação abaixo :

### 1) Dados Gerais da Linha

- TENSÃO FASE-FASE DO SISTEMA (VOLT)

Colunas: 1 a 6                      Formato: F6.2

- NÚMERO DE FASES (NUFA)

Colunas: 7 e 8                      Formato: I2

- NÚMERO DE CIRCUITOS (NUCIR)

Colunas: 9 e 10                      Formato: I2

- NÚMERO DE PARA-RAIOS (NUPR)

Colunas: 11 e 12                      Formato: I2

- RESISTIVIDADE DO SOLO (RO)

Colunas: 13 a 19                      Formato: F7.2

- FREQUÊNCIA (FREQ)

Colunas: 20 a 26                      Formato: F7.2

- CORRENTE ADMISSÍVEL (AMPAC)

Colunas: 27 a 33      Formato: F7.2

- ESPAÇAMENTO ENTRE SUBCONDUTORES (ESPSUB)

Colunas: 34 a 42      Formato: E9.3

- NÚMERO DE SUBCONDUTORES (NSBCON)

Colunas: 13 a 44      Formato: I2

- COMPRIMENTO DA LINHA (COMP)

Colunas: 45 a 50      Formato: F6.2

- FATOR DE POTÊNCIA (FP)

Colunas: 51 a 56      Formato: F6.3

- ALTURA MÍNIMA CONDUTOR/SOLO (CLEAR)

Colunas: 57 a 62      Formato: F6.3

## 2) Dados relativos aos condutores -

Os cartões são identificados sequencialmente, inclusive os dos cabos para-raios e devem conter :

- IDENTIFICAÇÃO DO CONDUTOR (IDCON)

Colunas: 1 a 3                      Formato: I3

- RELAÇÃO T/D PARA CÁLCULO DO EFEITO PELICULAR(SKIN)

Preencher com valor zero - sua utilização se dará quando o programa estiver estruturado para cálculo dos parâmetros Z e Y em frequência elevada.

Colunas: 4 a 8                      Formato: F5.3

- RESISTÊNCIA DO CONDUTOR a 50<sup>0</sup> (RESIS)

Colunas: 9 a 16                      Formato: F8.5

- NÚMERO DE SUBCONDUTORES (NUSUB)

Colunas: 17 e 18                      Formato: I2

- RAIÓ MÉDIO GEOMÉTRICO (GMRC)

Colunas: 19 a 26                      Formato: F8.5

- DIÂMETRO DO CABO (DIAM)

Colunas: 27 a 34                      Formato: F8.5

- ESPAÇAMENTO HORIZONTAL (ESPHOR)

Colunas: 35 a 41                      Formato: F7.3

- ALTURA DA TORRE (HTOR)

Colunas: 42 a 48                      Formato: F7.3

- ALTURA MÍNIMA CONDUTOR-SOLO (MSCL)

Colunas: 49 a 55            Formato: F7.3

- MÓDULO DA TENSÃO DA LINHA (AMPLI)

Coluna: 56 a 61            Formato: F6.2

- ÂNGULO ENTRE FASES (ANG)

Colunas: 62 a 67            Formato: F6.2

3) Coordenadas dos pontos ao longo da seção transversal  
 em uma linha

Cada ponto é identificado pelo número e suas coordenadas XN e YN, preenchidas como a seguir :

- NÚMERO DO PONTO (PTO)

Colunas: 1 a 3                      Formato: I3

- COORDENADA (XN)

Colunas: 4 a 8                      Formato: F5.2

- COORDENADA (YN)

Colunas: 9 a 13                      Formato: F5.2

4) Elementos da matriz de transformação  $|T|$ .

Cada cartão representa uma linha da matriz  $|T|$  que contém 6 elementos complexos, cada elemento ocupando um total de 12 colunas, segundo o formato (2F6.3)

5) Elementos da inversa da matriz de transformação  $|T|^{-1}$

A disposição e a formatação dos elementos são iguais às do item anterior.

- 6) Elementos da matriz de admitância Shunt na frequência de 1 MHz.

Cada cartão representa metade de uma linha da matriz  $Y$  que contém 6 elementos complexos. Cada elemento complexo ocupa um total de 24 colunas, segundo o formato (2E12.5)

- 7) Elementos da matriz de impedância série na frequência de 1 MHz.

A disposição e a formatação dos elementos são iguais às do item anterior.

APENDICE 3

LISTAGEM DO PROGRAMA

```

//FTSI0J1U JOB 294675.CLASS=A.TIME=1.USER=U011087
//*RCUTE PRINT SYS3.CMS3921
//*
//FLY01 EXEC FCRTCLG
//FCRT.SYSIN DC *
PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA PROJETO DE LINHA DE TRANSMISSAO HEXAFA
SICA.

```

## DEFINICAO DAS VARIAVEIS

```

C VOLT = TENSAO DA LINHA
C NUFA = NUMERO DE FASES
C NUCIR = NUMERO DE CIRCUITOS
C NUSUB = NUMERO DE SUBCONDUTORES
C NUPR = NUMERO DE PARA-RAIOS
C RG = RESISTIVIDADE DE SOLO
C FFFQ = FREQUENCIA DO SISTEMA
C N = ORDEM DAS MATRIZES
C IDCON = IDENTIFICACAO DO CONDUTOR
C ESPHOR = ESPACAMENTO HORIZONTAL
C HTPR = ALTURA DO CONDUTOR NA TORRE
C MSCL = MID-SPAN CLEARANCE
C CIAM = DIAMETRO DO CONDUTOR
C GVP = RAIO MEDIO GEOMETRICO
C SKIN = VALOR T/D DO CABO
C RESIS = RESISTENCIA DO CONDUTOR
C DCON = DISTANCIA ENTRE CONDUTORES
C DCONI = DISTANCIA ENTRE CONDUTOR "I" E IMAGEM DO CONDUTOR "J"
C HM = ALTURA MEDIA
C MATP = MATRIZ DE COEFICIENTES DE POTENCIAL "PI"
C AKPLI = AMPLITUDE DA TENSAO
C REATT = REATANCIA TIPO
C REAPA = REATANCIA APARENTE

```

## DECLARACAO DAS VARIAVEIS

INTEGER I, NUFA, NUCIR, NUFR, ICCCN(8), REATI(8), N, NN, NNI, J, NUSUB(8),  
 \*LL, \*M, \*J3, \*J3, \*NN2, \*PI(25), \*KK1, \*KK2, \*NH3, \*IX, \*K, \*IDIN, \*N1, \*I5, \*J5, \*I11, \*NSBCON

REAL YY(6,6), ARG

\*REAL\*8 VOLT, PD, FREQ, SKIN(8), RESIS(8), GMRC(8), DIAM(8),  
 \*ESPHRC(1), HFCL(8), MSC(8), AMPLI(8), ANG(8), HNI(8), DCON(8,8),  
 \*DCCN(8,9), C(6,6), PI(8,8), FAC1, PP(8,8), CMEGA, RDC, XF, RF,  
 \*F1, \*F2, \*FAC4, \*S, \*ZI,  
 \*DELTA(8,8), DELTAC(8,8), CCN11,  
 \*FAC5, \*CON12, \*CON14, \*CON15, \*CON16, \*CON18, \*GMAX(6), \*RAID,  
 \*C(6), \*Q(6), \*Q1(6), \*XN(25), \*YN(25), \*FAC9, \*FAC9, \*FAC10, \*FAC11, \*FAC12, \*FAC13,  
 \*FAC14, \*FAC15, \*FAC16, \*VOLTR, \*VCLTI, \*AMPAC, \*A(8), \*ANGRAD(6),  
 \*F3, \*F4, \*HMN(5), \*EF(25), \*ABCC(6,6), \*CAPCD(6,6), \*KAPA,  
 \*S1, \*Z11, \*DELTX, \*DELTY, \*ETA, \*P60(8,8), \*S60(8,8), \*CON17, \*CON19, \*P1, \*P2, \*P3,  
 \*P4, \*P5, \*P1, \*C2, \*C3, \*Q4, \*Q5, \*Q6, \*CCN21, \*CCN22, \*CCN23, \*ESPSUB,  
 \*GYRB(8), \*MATR2, \*CON20, \*PI, \*HMN(8,8), \*E(25), \*GAMA(6), \*GAMAR(6),  
 \*CC(6,6), \*FBR(25,6), \*DENO, \*AGE, \*ERI(25), \*ERI2,  
 \*FRI(6), \*F20, \*F21, \*F22, \*PSOM(6), \*PTDI(25), \*EC(6), \*DAMC(6), \*KN,  
 \*PHC(6), \*F22, \*F74, \*F25, \*PHCTO(25), \*DIA, \*RRR, \*F30, \*FF31, \*FF32, \*NUS,  
 \*X11, \*Y11, \*SI, \*SIL, \*TL

COMPLEX\*8 Y(6,6), Z(8,8), ZZ(6,6), ZE(6,6), EXN, EYN, EX, EY, EE,  
 \*T(6,6), \*ZS1(6,6), \*ZSS, \*ZMM, \*ZS1, \*ZMI, \*ZOO, \*ZII, \*YSS, \*YMM, \*YS1, \*YMI, \*YOO, \*YII,  
 \*TENSAC(6), \*ZSIMP, \*ZSIMM, \*D(8,8), \*TI(6,6), \*INVT(6,6), \*QQ(6),  
 \*ZSAVE(6,6), \*MTR2(6,6), \*YS(6,6), \*YZ(6,6), \*YZ1(6,6), \*YZ2(6,6),  
 \*AVA(6), \*YRI(6,6), \*ZRI(6,6), \*YZZ(6,6), \*MTR(6,6), \*MTR1(6,6),  
 \*AVFI(6,6), \*AVEI(6,6), \*GG(6,6,6), \*MATR1(6,6,6), \*RES, \*WW(6,6), \*EK(6),  
 \*SOMAI, \*SOMA, \*AVAI(6), \*ERII

INTEGER IEV, IEP, IPI(6), IND(6), IA  
 REAL\*8 DD(6), ALFA(6)  
 COMPLEX\*8 W(15), EV(6,6), AUX(84)

INTEGER I1, I2, IY1, IY2, L, M, JP, US  
 REAL\*8 I, BL, EPS  
 REAL\*8 P, PIVO, CLFAR  
 DIMENSION B(9,8), INDEX(8), LIXO(5)

COMPLEX\*8 ZSVY(6,6), ZSVY1(6,6), ZSVY2(6,6), ZSVY3(6,6), AA(6,6),  
 \*YZ(6,6), \*CCI(6,6), \*ZLI(6,6), \*LZ, \*BLIN(6,6), \*AZL(6,6), \*IERRE(6,1),  
 \*ES(6,1), \*CZL(6,6), \*DLIN(6,6), \*YI(6,6), \*ZI(6,6), \*IESSE(6,1)

REAL\*8 U(6,6), CORR, CORRI, FP, LZ1, PHI, LZR, LZI, COMP, CRR

DECLARACAO DE FORMATOS

2 FORMAT(6.2, 3I2, 3F1.2, E9.3, I2, F6.2, 2F6.3)  
 4 FORMAT(/, IX, 'TENSAO DA LI=', F6.2, /, IX, 'NUMERO DE FASES=', I2, /, IX,  
 'NUMERO DE CIRCUITOS=', I2, /, IX,  
 'NUMERO DE PARA-FAIOS=', I2, /, IX, 'RESISTIVIDADE DO SOLO=', F7.2, /,  
 'FREQUENCIA=', F7.2, /, IX, 'LIMITE TERMICO =', F7.2, 'A', /, IX,

```

**ESP. SUBCON = ,F7.2,1X, 'M',/,1X, 'NUMERO DE SUBCON = ',I2,/,
*IX, 'COMPRIIMENTO LT = ',F6.2,1X, 'KM',/,1X, 'FATOR DE POT. = ',F6.3,1X,
/,1X, 'ALTURA MINIMA COND/SOLC = ',F6.3,/,
6 FCPMAT(I3,F5.3,F8.5,I2,Z(F8.5),3(F7.3),2(F6.2))
1 FCPMAT(10A4)

```

LEITURA DCS DADOS DA DESCRICAO DO SISTEMA

```

DC 5 I = 1, 5
READ(5,1)(LIXO(I), I=1,10)
WRITE(6,1)(LIXO(I), I=1,10)
5 CONTINUE
*CLCAP
READ(5,2)VOLT,NUFA,NUCIR,NUPR,RO,FREQ,AMPAC,ESPSUB,NSBCON,COMP,FP,
*FP,CLEAR.

```

```

NN = NUFA
N = NN + NUPR
FAC1 = 18.0E9
FAC4 = 2.809925893E-03
FAC5 = 4.0E-04
FACR = 5.6178519E-3*DSQRT(FREQ/RO)
FAC9 = FAC4*DSQRT(FREQ/RO)
CCN11 = .5999999E0
CCN12 = .5E0
CCN14 = 5.0
CCP15 = 0.37265893E0
CCN16 = 0.61593152E0
CCN18 = 57.2557795E0
CCN19 = 3.*SQRT(2.)
CCN21 = 1000.
CCN17 = 0.39269708
CCN20 = -0.0786
PI = 3.1415926535
CCN22 = 45.*SQRT(2.0)
CCN23 = 4.0*PI*FREQ*1.0E-7
OMEGA = 2*PI*FREQ
FAC20 = 0.816497
FAC21 = 18.0E06

```

LEITURA DCS DADOS DO CONDUTOR

```

WRITE(6,24)
24 FCPMAT(/, 'ICON',1X,'SKIN',2X,'RESIS',1X,'SB',2X,'GMRC',2X,'DIAM',
*2X,'ESPHOR',2X,'HTOR',2X,'MSCL',1X,'AMPLI',1X,'ANG',/)
I = C
310 I = I + 1
IF(I .GT. N) GO TO 315
READ(5,6)IDCON(I),SK/N(I),PESIS(I),NUSUB(I),GMRC(I),DIAM(I),
*ESPHCP(I),HTOR(I),MSCL(I),AMPLI(I),ANG(I)
WRITE(6,6)IDCON(I),KINI(I),RESIS(I),NJSUB(I),GMRC(I),DIAM(I),
*ESPHCR(I),HTOR(I),M.SCL(I),AMPLI(I),ANG(I)
GO TO 310
315 CONTINUE

```

```

C *****
C LEITURA DOS PONTOS XN E YN PARA CALCULO DO CAMPO ELETRICO
C
  J = C
  J = J + 1
  640 READ(5,16)PTO(J),XN(J),YN(J)
  16  FORMAT(3,2F5.2)
  IF(PTC(J) .EQ. 999)GO TO 620
  GO TO 640
  620 CONTINUE
  NR2 = J - 1
  171 WRITE(6,171)((I,PTO(I),I,XN(I),I,YN(I)),I = 1, NR2 )
  *1) = ,F5.2)

```

C LEITURA DA MATRIZ DE TRANSFORMACAO " T " DE COMPONENTES SIMETRICAS  
 C E DA SUA INVERSA "T-1 "

```

C
  READ(5,18)((T(I,J),J=1,NN),I=1,NN)
  READ(5,19)((INVT(I,J),J=1,NN),I=1,NN)
  18  FORMAT(6(2F6.3))
  C 188 WRITE(6,188)((J,T(I,J),J = 1, NN), I = 1, NN)
  C 189 WRITE(6,189)((I,INVT(I,J),J = 1, NN), I = 1, NN)
  C 189 FORMAT(3(2X,INVT(I,J),I,INVT(I,J)),I = 1, NN)
  C SALVAR A MATRIZ "T" EM "TT"
  DD 1060 I = 1, NN
  DD 1060 J = 1, NN
  TT(I,J) = T(I,J)
  1060 CONTINUE

```

C \*\*\*\*\*  
 C LEITURA DA MATRIZ YRI E ZRI PARA CALCULO DE RADIO INTERFERENCIA  
 C \*\*\*\*\*

```

C
  READ(5,66)((YRI(I,J),I=1,NN),J=1,NN)
  READ(5,66)((ZRI(I,J),I=1,NN),J=1,NN)
  READ(5,519)((ABCD(I,J),I=1,NN),J=1,NN)
  WRITE(6,66)((YRI(I,J),I = 1,NN), J = 1,NN)
  WRITE(6,66)((ZRI(I,J),I = 1,NN), J = 1,NN)
  WRITE(6,519)((ABCD(I,J),I = 1,NN), J = 1,NN)
  519 FORMAT(6F5.2)
  66 FORMAT(3(2E12.5))

```

C CALCULO DO VETOR ALTURA MINIMA COND/SOLO  
 C

```

  I = 0
  694 I = I + 1
  IF(I .GT. NN) GO TO 692
  IF(I .NE. 1) GO TO 693
  HMIN(I) = CLEAR
  GO TO 694
  693 IF(I .GT. 3) GO TO 696
  HMIN(I) = HMIN(I-1) + 4

```

```

696 IF(I .GT. 4) GO TO 698
HMIN(I) = CLEAR
GO TO 694
698 HMIN(I) = HMIN(I-1) + 4
GO TO 694
692 CONTINUE
WRITE(6,966)(I,HMIN(I),I = 1,NN)
866 FORMAT(2X,'HMIN(',I2,')=',F10.4)

```

TRANSFORMACAO DO ANGULO EM GRAUS PARA RADIANDOS

```

I = 0
690 I = I + 1
IF(I .GT. N) GO TO 670
ANGRAD(I) = ANG(I)*PI/180.
GO TO 690
670 CONTINUE
WRITE(6,169)(I,ANGRAD(I),I = 1,N)
C 169 FORMAT(2X,'ANGRAD(',I1,')=',F10.4)
WRITE(6,496)(L,RESIS(L),L = 1,N)
496 FORMAT(1X,'RESIS(',I1,')=',F10.6)

```

\*\*\*\*\* CALCULO GMR8 PARA O CASO DE FASES EM BUNDLE \*\*\*\*\*

```

I = 0
370 I = I + 1
IF(I .GT. N ) GO TO 320
IF( NUSUB(I) .EQ. 1 ) GO TO 350
NM3 = NUSUB(I)
A(I) = ESPSUB/(2.0*SIN(180./NM3))
GMRB(I) = (NM3*GMRB(I)*(A(I)#[NM3-1]))**[1.0/NM3]
GO TO 370
250 CONTINUE
GMRB(I) = GMRB(I)
GO TO 370
320 CONTINUE
WRITE(6,179)((I,GMRB(I),I = 1,N))
C 179 FORMAT(4(1X,'GMRB(',I1,')=',F13.6,1X))

```

CALCULO DAS DISTANCIAS ENTRE CONDUTORES E SUAS IMAGENS  
CALCULO DAS ALTURAS MEDIAS DO CONDUTOR

```

DO 820 I = 1, N
HM(I) = (HTOR(I) + 2*MSCL(I))/3.
820 CONTINUE
I = 1
J = 1

```

```

830 CONTINUE
IF(I .GT. N) GO TO 840
IF(I .EQ. J) GO TO 850
DCON(I,J)=DSQRT((ESPHOR(I)-ESPHOR(J))**2 + (HM(I)-HM(J))**2)
DCCNI(I,J)=DSQRT((ESPHOR(I)-ESPHOR(J))**2 + (HM(I)+HM(J))**2)
HMN(I,J) = DABS(ESPHCR(I) - ESPHOR(J))

850 CONTINUE
J = J + 1
IF(J .LE. N) GO TO 860
J = 1
I = I + 1

860 CONTINUE
GO TO 830

840 CONTINUE
DO 870 I = 1,N
  DCCNI(I,I) = 2*HM(I)
  H*N(I,I) = 0.

870 CONTINUE
WRITE(6,81)((I,HM(I),I = 1,N))
81 FORMAT(4(1X,'HM(',I1,')=',F6.2,1X))
WRITE(6,82)(I,J,DCCN(I,J),J = 1,N),I = 1, N)
82 FORMAT(4(1X,'DCCN(',I1,',',I1,')=',F6.2,1X))
WRITE(6,83)((I,J,DCCNI(I,J),J = 1,N),I = 1, N)
83 FORMAT(4(1X,'DCCNI(',I1,',',I1,')=',F6.2,1X))
WRITE(6,102)((I,J,HMN(I,J),J = 1,N),I=1,N)
102 FORMAT(4(1X,'HMN(',I1,',',I1,')=',F6.2,1X))

C
CALL MATP(N,FAC1,HM,DIAM,DCCN,DCCNI,NUPR,C,CC,NN1)
C
WRITE(6,88)((I,J,C(I,J),J = 1, NN), I = 1, NN)
WRITE(6,89)((I,J,CC(I,J),J = 1, NN), I = 1, NN)
88 FORMAT(3(1X,'C(',I1,',',I1,')=',E14.7,1X))
89 FORMAT(3(1X,'CC(',I1,',',I1,')=',E14.7,1X))

C*****
C CALCULO DA MATRIZ DE ADMITANCIA SHUNT *****
C*****
C MATRIZ " YY " EM SIEMENS/KM *****
C
DO 900 I = 1, NN
DO 900 J = 1, NN
  YV(I,J) = OMEGA * (C(I,J))*1.0E03

900 CONTINUE

C
TRANSFORMACAO DE YY EM COMPLEXO
C
DO 910 I = 1, NN
DO 910 J = 1, NN
  ARG = YV(I,J)
  Y(I,J) = CMPLX(O.,ARG)
  YT(I,J) = COMPLY(I,J)

910 CONTINUE

C
WRITE(6,8)
8 FORMAT(5X,'MATRIZ DE ADMITANCIA SHUNT EM S/KM ')

```

```

C      WRTF(6,10)((I,J,Y(I,J),J=1,NN),I=1,NN)
C      10 FFORMAT(3(2(E12.5)))
C      10 FFORMAT(1(X,'Y(',I1,',',I1,''),2E12.5))
C*****
C      PREPARACAC PAPA CALCULO DA MATRIZ DE IMPEDANCIA SERIE *
C*****
C      SEM COPRECAO EFEITC PELICULAR *
C*****
C*****
C      INICIC DA CORRECAO DE CAPSCN *****
C*****
C      DC 1140 I = 1,N
C      DO 1140 J = 1, N
C      IF(I .EQ. J) GO TO 334
C      S1 = DCCN(I,J)
C      Z11 = S1*FAC9
C      DELTX = DABS(ESPHOR(I) - ESPHOR(J))
C      DELTY = H*(I) + HM(J)
C      TETA = (DATAN(DELTX/DELTY))/CON18
C      GO TO 339
334 CONTINUE
C      TETA = 0.
C      Z11 = FAC8*HM(I)
339 CONTINUE
C      P1 = Z11*DCCS(TETA)/CON19
C      P2 = ((Z11)**2/16)*DCCS(2*TETA)*(1.6728 + DLOG(2.0/Z11))
C      P3 = ((Z11)**2/16)*TETA*DSIN(2*TETA)
C      P4 = ((Z11)**3*DCCS(3*TETA))/CON22
C      P5 = ((Z11)**4*PI*DCCS(4*TETA))/1536.
C      P60(I,J) = CON17 - P1 + P2 + P3 + P4 - P5
C      DELTAP(I,J) = P60(I,J)
C      Q1 = C.5*DLOG(2./Z11)
C      Q2 = (1.0/CON19)*Z11*DCCS(TETA)
C      Q3 = ((Z11)**2*PI*DCCS(2*TETA))/64.
C      Q4 = ((Z11)**3*DCCS(3*TETA))/CON22
C      Q5 = ((Z11)**4*TETA*DSIN(4*TETA))/384.
C      Q6 = ((Z11)**4*DCCS(4*TETA))/384.*(DLOG(2.0/Z11) + 1.0895)
C      Q60(I,J) = CON20 + Q1 + Q2 - Q3 + Q4 - Q5 - Q6
C      DELTAC(I,J) = Q60(I,J)
1140 CONTINUE
C      WRITE(5,26)((I,J,DELTAP(I,J),J=1,N),I=1,N)
C      26 FFORMAT(4(1X,'DELTAP(',I1,',',I1,'')=',F10.6))
C      WRTF(6,28)((I,J,DELTAC(I,J),J=1,N),I=1,N)
C      28 FFORMAT(4(1X,'DELTAC(',I1,',',I1,'')=',F10.6))
C*****
C*****
C      INICIC MONTAGEM DA MATRIZ " 7 " EM OHM/KM *****
C*****
C*****
C      DO 930 L = 1, N

```

```

DC 920 M = 1, N
IF( L .EQ. M ) GO TO 560
XMU = (DLGG(DCCHI(L,M)/CCCN(L,M)) + 2.*DELTAQ(L,M))*CON23*1.0E3
RMU = DELTAP(L,N)*2.0*CCN23*1.0E3
Z(L,N) = CMPLX(RMU,XMU)
GO TO 930
560 CONTINUE
C
C 356 FCPMAT(IX,RESIS(,II,)=1,F10.6)
XPP = (RESIS(L) + DELTAP(L,L))*CON23*2.0*1.0E3
RPP = (DLGG(2.*HM(L)/GMRB(L)) + 2.*DELTAQ(L,L))*CON23*1.0E3
Z(L,L) = CMPLX(RPP,XPP)
930 CONTINUE
C
C
C
WRITE(6,195)
195 FCPMAT(,20X, ' MATRIZ DE IMPEDANCIA SERIE EM OHMS/KM ')
WRITE(6,94)((I,J,Z(I,J),J=1,N),I=1,N)
94 FCPMAT(4(IX,Z(,II,=,II,)=,2E10.4))
C
C*****
C REDUÇAO CA MATRIZ " Z " PARA OBTENCAO DA MATRIZEQUIVAL. " ZE "
CALL KRON(Z,N,NN1)
WRITE(6,92)
92 FCR'AT(10X, ' MATRIZ " ZE " APOS REDUCAO DE KRON ')
WRITE(6,55)((I,J,Z(I,J),J=1,NN1),I=1,NN1)
55 FCPMAT(3(IX,ZE(,II,=,II,)=,2E10.4))
C
C SALVAR A MATRIZ " ZE " EM " ZSAVE "
DO 1081 I = 1,NN1
DO 1081 J = 1,NN1
ZSAVE(I,J) = Z(I,J)
ZT(I,J) = COMP*Z(I,J)
1081 CONTINUE
C
C
C CALCULO DOS COMPONENTES DE SEQUENCIA HEXAFASICA ( ZS ) E ( YS )
CALL SIME(INVT,Z,TT,NN,MTZR2)
DO 1080 I = 1, NN
DO 1080 J = 1, NN
ZS(I,J) = MTZR2(I,J)/6.
1080 CONTINUE
C
C
C
WRITE(6,32)
32 FCPMAT(10X, ' MATRIZ DE COMPONENTES SIMETRICAS " ZS " ')
WRITE(6,20)((I,J,ZS(I,J),J=1,NN),I=1,NN)
20 FCPMAT(3(IX,ZS(,II,=,II,)=,2E12.5))
C
C
C CALCULO DOS COMPONENTES DE SEQUENCIA HEXAFASICA ( YS )
CALL SIME(INVT,Y,TT,NN,MTZR2)
DO 1100 I = 1,NN
DO 1100 J = 1,NN

```

```

YS(I,J) = 'TZR2(I,J)/6.
1100 CONTINUE
WRITE(6,33)
33 FORMAT(10X,' MATRIZ DE COMPONENTES SIMETRICAS ' 'YS ' ')
WRITE(6,22)(I,J,YS(I,J),J=1,NN),I=1,NN)
22 FORMAT(3(1X,'YS(',I1,',',I1,')=' ,2E12.5))

```

C CALCULO DOS COMPONENTES DE SEQUENCIA PARA LINHA COM  
C TRANSPOSICAO COMPLETA

```

ZSS = 0.
ZMM = 0.
KK1 = 0.
KK2 = 0.
DO 1120 I = 1, NN
DO 1120 J = 1, NN
IF(I.EC. J) GO TO 660
IF(I.GT. J) GO TO 1120
ZMM = ZMM + Z(I,J)
YMM = YMM + Y(I,J)
KK1 = KK1 + 1
GO TO 1120
660 CONTINUE

```

```

ZSS = ZSS + Z(I,J)
YSS = YSS + Y(I,J)
KK2 = KK2 + 1

```

1120 CONTINUE

```

124 FCPMAT(5X,ZS=',2E12.6,'CHM/KM',10X,ZM=',2E12.6,'OHM/KM',/,
*5X,YS=',2E12.6,10X,YM=',2E12.6)
Z00 = ZS1 + 5*ZM1
Y00 = YS1 + 5*YM1
Z11 = ZS1 - ZM1
Y11 = YS1 - YM1

```

```

126 FCPMAT(5X,Z00=',2E12.6,'CHM/KM',10X,Z11=Z22=',2E12.6,
*1CHP/KM',/,5X,Y00 =',2E12.6,'S/KM',10X,Y11=Y22 =',2E12.6,
*5S/KM')

```

C CALCULO DO " S I L " DA LT HEXAFASICA

```

X11 = AIMAG(Z11)
Y11 = AIMAG(Y11)
SI = DSCR(X11/Y11)
SIL = NUFA * VOLT**2/SI
WRITE(6,174)
WRITE(6,176)SIL

```

```

174 FORMAT(5X,'VALOR DO SIL DA LT ')
176 FORMAT(5X,'SIL = ',F6.2,1X,'KW')

```

C CALCULO DO LIMITE TERMICO

```
TL = NUCIP*18CON*RIJFA*VCLT*AMPAC/1000.  
WRITE(6,178)  
WRITE(6,182)TL  
178 FORMAT(5X,'VALOR DA CARGA DO LIMITE TERMICO *')  
182 FORMAT(5X,'IL = ',F6.2,1X,'MVA')
```

```
C  
C CALCULO DO CAMPO ELETRICO EM PONTO QUALQUER PROXIMO A LT  
C  
C
```

PAGE 00011

```
WRITE(6,279)(I,AMPLI(I),I,ANGRAD(I),I = 1,NN1)  
279 FORMAT(2X,'AMPLI(',I1,') = ',F10.4,5X,'ANGRAD(',I1,') = ',F10.4)  
CALL CCOND(NN1,FAC20,CONZ1,AMPLI,ANGRAD,C.QQ,Q)  
WRITE(6,35)
```

```

35 FCRMAT(10X,' CARGA NOS CONDUTORES EM COULOMB/S/M ')
WRITE(6,41)(I,Q(I),I=1,NN1)
41 FCRMAT(31X,'Q(','I1,')='E12.5)
WRITE(6,42)
WRITE(6,43) ((ABCC(I,J),I=1,NN),J=1,NN)
529 FCRMAT(10X,' ANTES DO CALL SBR GRAD ')
529 FCRMAT(6F5.2)
CALL GRAD(MN1,FAC1,VCLY,CIAM,C,ABCO,G)
WRITE(6,37)
37 FCRMAT(10X,' GRADIENTE NA SUPERFICIE DOS CONDUTORES EM KV/CM ')
WRITE(6,36)(I,G(I),I=1,NN1)
36 FCRMAT(31X,'G(','I1,')='E12.5)
CALL CELET(MN1,NN2,FAC1,XN,YN,ESPHOR,HMIN,QQ,EF)
WRITE(6,38)
38 FCRMAT(10X,' CAMPO ELETRICO AC NIVEL DO SOLO EM KV/M ')
WRITE(6,35)
39 FCRMAT(/,2X,' PONTO',4X,'XN',5X,'YN',5X,'5X','CAMPO ELETRICO',1X,/)
WRITE(6,40)(PTC(I),XN(I),YN(I),FF(I),I=1,NN2)
40 FCRMAT(3X,13,3X,F5.2,2X,F5.2,2X,E14.7)
C*****
C CALCULO DE RADIO INTERFERENCIA
C*****
C CALCULO DO PRODUTO DAS MATRIZES (YRI)*(ZRI) = YZ
C
CALL PMAT(YRI,ZRI,YZ,NN)
C
WRITE(6,34)((J,I,YZ(I,J),I=1,NN1),J=1,NN1)
34 FCRMAT(2X,'YZ(','I1,','I1,')='E12.5)
C
SALVAR A MATRIZ YZ EM YZI
C
DO 97C J = 1,NN
DO 970 I = 1,NN
YZ1(I,J) = YZ(I,J)
YZZ(I,J) = YZ(I,J)
970 CONTINUE
C
CALCULO DOS AUTOVALORES E AUTOVECTORES DA MATRIZ. PRODUTO = YZ "
C
PROGRAMA FONTE
FINALIDADE : CALCULO DDE AUTOVALORE E AUTOVECTORES
DE MATRIZ COM ELEMENTOS COMPLEXOS
FONTE : SUBROTINA DE MATEMATICA (SL-MATH)
C
CODIGO : ATVI
C
DEFINICAO DAS VARIAVEIS
1. NA SUBROTINA MCC
C
A - MATRIZ COMPLEXA DADA DIMENSAO NXN
IA - NUMERO DE LINHAS DA MATRIZ A
N - NUMERO DE COLUNAS
D - VETOR RESULTANTE DIMENSAO N CONTEM COEFICIENTES DE EQUILIBRIO

```

```

C 2. NA SUBROCTINA MHCE
C
C ALEM DAS VARIAVEIS ACIMA TEMOS:
C IP - VETOR RESULTANTE DE DIMENSÃO N QUE CONTEM AS PERMUTACOES
C APLICADAS A LINHAS E COLUNAS DA MATRIZ A DURANTE A REDUCAO.
C OS VALORES DE IP SAO TRANSMITIDOS A SBR -----
C W - PARAMETRO OPCIONAL PARA INFORMAR SE E INTERESSE AS PERMUTACOES
C
C AS MESMAS DA SBR MQC COM EXCESSAO DE '0'
C
C 4. NA SUBROCTINA MVHC
C
C R - VETOR COMPLEXO DE DIMENSÃO M CONTEM M AUTOVALORES COMPLEXOS
C M - NUMERO DE AUTOVALORES PARA O QUAL OS AUTOVALORES DEVEM SER
C CALCULADOS
C EV - MATRIZ COMPLEXA RESULTANTE NXM CONTIENDO M AUTOVETORES
C COMPLEXOS
C IEV- NUMERO DE LINHAS DA MATRIZ EV
C IND- VETOR DE DIMENSÃO M INTEIRO
C AUX- VETOR AUXILIAR DE DIMENSÃO (2*(N+1))
C
C 5. NA SUBROCTINA MVCE
C
C W - VETOR COMPLEXO DE DIMENSÃO (N*N-N)/2
C IP - FORNECICOPELA SBR MHCE
C EV - MATRIZ COMPLEXA QUE CONTEM OS AUTOVETORES DA MATRIZ DE
C HESSEMBERG
C
C ALT NUM : 2 - 5 / 11
C
C CALCULO DOS PARAMETROS DE EQUILIBRIO
C
C CALL MQC(YZ,NN,NN,DD,IER)
C
C WRITE(6,56)IER
C 56 FCRMAT(2X,'PARAMETRO DE EPRC NA SBR MQC =',I4,///)
C
C CALCULO DA MATRIZ REDUZIDA DE RESSEMBERG
C
C W(1) = 1.
C CALL MHCE(YZ1,NN,NN,IP,W,IER)
C
C SALVAR A MATRIZ REDUZIDA DE RESSEMBERG (YZ1) EM " YZ2 "
C
C DO 990 J = 1,NN
C DO 990 I = 1,NN
C YZ2(I,J) = YZ1(I,J)
C 990 CONTINUE
C
C WRITE(6,70)IER
C 70 FOPMAT(2X,'PARAMETRO DE ERRO NA SBR MHCE = ',I4,///)
C WRITE(6,72)(J,W(J),J=1,L)
C 72 FCRMAT(2X,'W(',I2,')=',2E14.7)

```

```

C WRITE(6,72){J,IP(J),J=1,N)
C 73 FCFMAT(2X,'IP(',I2,')')=',I4)
C
C CALCULO DOS AUTOVALORES DA MATRIZ "YZ"
C CALL MEC(YZ1,NN,NN,IER)
C
C WRITE(6,46)
46 FCFMAT(2X,'--AUTOVALORES DA MATRIZ "YZ"',//)
C WRITE(6,48) YZ1
48 FCFMAT(3(2E12.5))
DC 1050 J = 1,NN
DC 1050 I = 1,NN
IF(I.EQ.J) GO TO 325
YZ1(I,J) = 0.
GO TO 1050
325 CONTINUE
AVA(I) = YZ1(I,I)
ALFA(I) = CSORT( YZ1(I,I) )
ALFA(I) = REAL(AVA(I))
1050 CONTINUE
WRITE(6,50)(I,AVA(I),I=1,NN)
50 FCFMAT(2X,'AVA(',I2,')=',2E12.5)
WRITE(6,95)(I,ALFA(I),I=1,NN)
95 FCFMAT(2X,'ALFA(',I2,')=',E12.5)
WRITE(6,52)IER
52 FCFMAT(2X,'PARAMETRO DE EPPO NA SBR MEC =',I4,///)
C
C CALCULO DOS AUTOVECTORES NA FORMA HESSEMBERGER
C CALL MVHC(YZ2,NN,NN,AVA,NN,EV,NN,IND,AUX,IER)
C
C WRITE(6,105)
C 105 FCFMAT(2X,'--AUTOVECTORES DA FORMA HESSEMBERGER--',//)
WRITE(6,119)(I,IND(I),I=1,6)
119 FCFMAT(2X,'IND(',I2,')=',I4)
WRITE(6,100)IER
100 FCFMAT(2X,'PARAMETRO DE ERRO IER NA SBR MVHC =',I4,///)
C
C CALCULO DOS AUTOVECTORES DA MATRIZ "YZ"
C CALL MVCE(W,IP,0.,NN,NN,EV,NN,IER)
C
C WRITE(6,130)
130 FCFMAT(2X,'--AUTOVECTORES DA MATRIZ "YZ"',//)
DO 1250 I = 1, NN
WRITE(6,135)(I,J,EVA(I,J),J = 1,NN)
1250 CONTINUE
135 FCFMAT(2X,'EV(',I1,','I1,')=',2E14.7)
WRITE(6,120)IER
120 FCFMAT(2X,'PARAMETRO DE ERRO IER NA SBR MVCE =',I4,///)
C
C SALVAR A MATRIZ AUTOVECTOR EV EM AVE E AVEICOM ELIMINACAO
C SIMULTANEA DOS TERMOS IMAGINARIOS

```

```

DC 1130 I = 1, NN
DC 1130 J = 1, NN
AVE(J,I) = EVIJ,I)
AVE(I,J,I) = EVIJ,I)
1130 CONTINUE
C WRITE(6,105)((J,I,AVEI(J,I),J=1,NN),I = 1, NN)
C 105 FORMAT(2X,'AVEI(',I1,',',I1,',')= ',E12.5)
C
C CALCULO DA INVERSA DA MATRIZ AVEI
C
CALL EAA02(6,EV)
WRITE(6,109)((I,J,EVI(I,J),J=1,NN),I = 1, NN)
109 FORMAT(2X,'INVI(',I1,',',I1,',')= ',2E12.5)
C
C TESTE PARA CONFERENCIA DA MATRIZ AUTOVETOR
C
CALL PMAT(EV, YZ, MTR, NN)
CALL PMAT(MTR, AVE, MTR1, NN)
WRITE(6,134)
134 WRITE(6,136)((I,J, MTR1(I,J),J=1,NN),I = 1, NN)
136 FORMAT(2X,'MTR1(',I1,',',I1,',')= ',2E14.7)
134 FORMAT(2X,'RESULTADO DO TESTE DECONFERENCIA DE AUTOVETOR',/)
C
C CALCULO DAS FUNCOES DE GERACAO EM DB PARA GMAX EM KV/CM
C
CALL FUGER(NN1,G,DIAM,GAMA)
WRITE(6,104)(I,GAMA(I),I=1,NN)
104 FORMAT(2X,'GAMA(',I2,',')= ',F8.4)
C
C CALCULO DO FATOR " G " CHAMADO "GG"
C
DO 1170 I = 1, NN1
DC 1170 J = 1, NN1
DO 1170 L = 1, NN1
GG(I,L,J) = AVEI(L,J)*EVI(J,I)*GAMA(I)
WRITE(6,114)I,L,J,GG(I,L,J)
1170 CONTINUE
C 114 FORMAT(2X,'GG(',I1,',',I1,',',I1,',',J=1,NN1),I=1,NN2)
C
C CALCULO DO VETOR LINHA " FBAR "
C
CALL FFBAR(NN1,NN2,XN,ESPFCR,HM,FBAR)
WRITE(6,1445)
1445 WRITE(6,1126)(I,HM(I),I = 1,NN1)
1126 FORMAT(' NO PROGRAMA')
1126 FORMAT(6X,'HM(',I1,',')= ',F7.3)
C WRITE(6,122)((I,J,FBAR(I,J),J=1,NN1),I=1,NN2)
C 122 FORMAT(2X,'FBAR(',I2,',',I1,',')= ',E12.5)
C
C CALCULO DO ELEMENTO (WK)**M CHAMADO "WWW"

```



```

PES = RES + FBAR(I5,K5)*MATRI(J5,K5,L5)
GO TO 465
450 CONTINUE
K5 = 0
WK(J5,L5) = 30.*RES
WRITE(6,118)J5,L5,WK(J5,L5)
C 118 FCPMAT(2X,'WK(',I2,',',I2,',')=,2E14.7)
RES = 0.
GO TO 455
485 CONTINUE
K5 = 0
L5 = C
GO TO 450
475 CONTINUE
J5 = 0
L5 = C
K5 = C
CALL FFASE(NNI,ALFA,WK,EK)
WRITE(6,108)(I,EK(I),I = 1,NN)
C 108 FORMAT(2X,'EK(',I2,',')=,2E14.7)
C
C CALCULO DO " ERI "
SOMA1 = 0.
DO 1210 I = 1,NN1
SOMA1 = SOMA1 + EK(I)**2
1210 CONTINUE
ERI1 = CSQRT(SOMA1)
EPI2 = CABS(EPI1)
EPI(I5) = 20.*DLOG10(ERI2)
WRITE(6,142)I5,ERI(I5)
C 142 FCPMAT(2X,'ERI(',I2,',')=,2E14.7)
GO TO 445
470 CONTINUE
C
C*****
C CALCULO DO RUIDO AUDIVEL NIVEL CHUVA FORTE
C*****
C CALCULO DAS DIST. DAS FASES AO PONTO " P " QUALQUER
C NOTA: O PRIMEIRO PONTO FCI CONSIDERADO A PARTIR DA FASE
C MAIS EXTERNA
C
WRITE(6,2121)
2121 FCPMAT(8X,'NO CALCULO DO RUIDO AUDIVEL ')
WRITE(6,1126)(I,HM(I),I = 1,NN1)
C WRITE(6,164)(I11,HM(I11),I11 = 1,NN1)
C 164 FCPMAT(8X,'HM(',I2,',')=,E14.7)
WRITE(6,160)(I11,XN(I11),I11 = 1,NN2)
C WRITE(6,162)(I11,ESPHOR(I11),I11 = 1,NN1)
WRITE(6,164)(I11,HM(I11),I11 = 1,NN1)
C 160 FCPMAT(2X,'XN(',I2,',')=,F10.3)
C 162 FCPMAT(5X,'ESPHOR(',I2,',')=,F10.3)
C 164 FCPMAT(8X,'HM(',I2,',')=,E14.7)
I = 0
J = 0
435 I = I + 1

```

```

525 J = J + 1
    IF(I .GT. NN2) GO TO 495
    IF(J .GT. NN1) GO TO 505
    RR(J) = DSQRT((XN(I) - ESPHER(J))**2 + HM(J)**2)
    WRITE(6,146) J,RR(J)
    GO TO 525
C
505 CONTINUE
C 146 FORMAT(2X,'RR(',I2,')=',E14.7)
C
C CALCULO DA PRESSAO DO SOM P/ CHUVA FORTE EM DB ACIMA DE
C 20 MICRO PA PARA " N " MENOR DO QUE 3
C
F22 = 0
J = 0
K = 0
515 K = K + 1
    IF(K .GT. NN1) GO TO 510
    MUS = MUSUB(K)
    DIA = 100.*DIAM(K)
    RRR = RR(K)
    IF(MUS .EC. 1) KN = 7.5
    IF(MUS .EC. 2) KN = 2.6
    IF(MUS .EC. 3) KN = 0.
    FF30 = 20.*DLOG10(MUS)
    FF31 = 44.*DLOG10(DIA)
    FF32 = 10.*DLOG10(RRR)
    PSCM(K) = FF30 + FF31 - 665./G(K) + KN + 75.2 - .FF32 - .02*RRR
    WRITE(6,172) K,PSCM(K)
    F20 = PSCM(K)/10.
    F21 = 10.**F20
    F22 = F22 + F21
    GO TO 515
510 CONTINUE
    WRITE(6,148) F22
    PICT(I) = 10.*DLOG10(F22)
    WRITE(6,110) I,PICT(I)
110 FORMAT(5X,'PTOT(',I2,')=',E14.7,1X,'DB')
148 FORMAT(5X,'F22 =',E14.7,1X,'DB')
172 FORMAT(5X,'PSCM(',I1,')=',E14.7)
C
C CALCULO DO RUIDO COM CONDUZIR MOLHADO
C CALCULO DO FATOR DE CORRECAO DO GRAD. 6DB = DELTA EC "
C PAPA MUSUB MENOR DO QUE 3
C
F24 = 0
F25 = 0
DC 1220 L = 1, NN1
EC(L) = 24.4/(100.*DIAM(L))**.24
DANC(L) = 8.2 - 14.2*EC(L)/G(L)
WRITE(6,166) L,DANC(L)
PWC(L) = PSCM(L) + DANC(L)
WRITE(6,168) L,PWC(L)
F23 = PWC(L)/10.
F24 = 10.**F23
F25 = F25 + F24

```



```

C RETURN
C END
C SUPROUTINE FA02R(N,B,JP)
C
C INVERSAO DE MATRIZ REAL
C METCCC SHIPLEY - COLEMAN
C N = CPDEM DA MATRIZ A INVERTER
C DECLAPACAC DE VARIAVEIS
C INTEGR I1,I2,IY1,IY2,J,L,N,IP
C FFAL#8 01,0L,EPS
C REAL#8 8,PIVO
C DIMENSION B(8,8),INDEX(8)
C IP = C
C EPS = 1.E-05
C IY1 = 0
C IY2 = 0
C DO 15 J = 1,N
C 15 INDEX(J) = 0
C DO 110 J = 1, N
C L = N + 1 - J
C IF(INDEX(L))100,25,100
C 25 BL = DABS(B(L,L))
C IF(0L.LG.EPS) BL = 0
C IF(0L)34,100,34
C 34 INDEX(L) = 1
C IY2 = IY2 + 1
C MODIFICACAO DO ELEMENTO PIVO
C 35 PIVO = B(L,L)
C 38 B(L,L) = -1./BL,L)
C MODIFICACAO DA COLUNA DO PIVO
C DO 45 I = 1,N
C IF(I-L)44,45,44
C 44 B(I,L) = -B(I,L)/PIVO
C 45 CONTINUE
C MODIFICAR ELEMENTOS FORA DA LINHA E COLUNA PIVO
C DO 76 I1 = 1,N
C IF(I1-L)55,76,55
C 55 DO 74 I2 = 1,N
C IF(I2-L)65,74,65
C 65 B(I1,I2) = B(I1,I2) + B(I1,L)*B(L,I2)
C 74 CONTINUE
C 76 CONTINUE
C MODIFICAR LINHA PIVO
C DO 90 I = 1,N
C IF(I-L)80,90,80
C 80 B(L,I) = -B(L,I)/PIVO
C 90 CONTINUE
C 100 CONTINUE
C 110 CONTINUE
C VERIFICAR SE TODOS A(L,L) FORAM PIVOADOS
C 120 IF(N-IY2)130,190,130
C 130 DO 17C I = 1,N
C IF(INDEX(I))170,140,170
C 140 B1 = DABS(B(I,I))

```

```

IF(BI-LE.EPS) BI= 0
IF(BI)160,170,160
160 IY1 = IY1 + 1
    IY2 = IY2 + 1
INDEX(I) = I
L = I
GO TO 35
170 CONTINUE
MATRIZ SEM INVERSA
IP = 1
WRITE(5,180)
GO TO 250
180 FORMAT(/,10X,'DETERMINANTE IGUAL A ZERO. A MATRIZ E SINGULAR.')
190 CONTINUE
DO 250 I = 1,N
DO 250 J = 1,N
    B(I,J) = -B(I,J)
250 CONTINUE
RETURN
END
C
C
SUBROUTINE EAA02 (N,B)
C-----
C--- INVERSA DE MATRIZ COMPLEXA
C--- METODO SHIPLEY-COLEMAN
C--- N = DIMEN DA MATRIZ A INVERTER
C-----
INTEGR US
COMPLEX*8 B,PIVO
DIMENSION B(6,6),INDEX(6)
US=8
IY1=0
IY2=0
DO 10 J=1,N
DO 10 INDEX(J)=0
DO 110 J=1,N
L=N+1-J
IF(INDEX(L))100,20,100
20 BL=CABS(B(L,L))
IF(BL)30,100,30
30 INDEX(L)=1
    IY2=IY2+1
C-----
C--- MODIFICACAO DO ELEMENTO PIVOT
C-----
35 PIVO=B(L,L)
    B(L,L)=-1./B(L,L)
C-----
C--- MODIFICACAO DA COLUNA PIVOT
C-----
DO 45 I=1,N
IF(I-5)40,45,40
40 B(I,L)=-B(I,L)/PIVO
45 CONTINUE

```

```

C----- MODIFICAR ELEMENTOS FORA DA LINHA E COLUNA PIVO
C-----
C-----
DC 75 I1=1,N
IF(I1-L)5C.75,50
50 DC 70 I2 = 1,N
IF(I2-L)60,70,60
60 B(I1,I2)=E(I1,I2)+B(I1,L)*B(L,I2)
70 CONTINUE
75 CONTINUE

C----- MODIFICAR A LINHA PIVOT
C-----
C-----
DC 90 I=1,N
IF(I-L)30,90,80
80 B(L,I)=-B(L,I)/PIVO
90 CONTINUE
100 IF(IY1)120,110,120
110 CONTINUE

C----- VERIFICAR SE TODOS OS A(L,I) FORAM PIVOTADOS
C-----
120 IF(N-IY2)130,190,130
130 DC 17C I=1,N
IF(INDEX(I))170,140,170
140 BI=CABS(3(I,I))
IF(BI)160,170,160
160 IY1=IY1+1
IY2=IY2+1
INDEX(I)=1
L=I
GO TO 35
170 CONTINUE

C----- MATRIZ SEM INVERSA
C-----
C-----
WRITE(9,180)
180 FORMAT(///,40X,' A MATRIZ E SINGULAR')
190 CONTINUE
DC 25C I=1,N
DC 250 J=1,N
B(I,J)=-B(I,J)
250 CONTINUE
RETUPN
END

C
C
C SUPROUTINE KRON(D,N,NN1)
INTEGER I,J,IX,K,IDIM,NI
COMPLEX*8 D(8,8)
IX = N - NN1
DC 1120 K = 1, IX
ICIM = N - K + 1
NI = IDIM - 1
DC 1120 I = 1, NI

```





```

FAC12 = (YH(I3) - HMIN(J3))**2
FAC13 = (YH(I3) + HMIN(J3))**2
FAC14 = FAC11 + FAC12
FAC15 = FAC11 + FAC13
FAC16 = (FAC14)**(-1) - (FAC15)**(-1)
EXH = QQ(J3)*FAC10/FAC16/1.0E3
EX = EX + EXH
WRITE(6,131)FAC10,FAC11,FAC12,FAC13,FAC14,FAC15,FAC16
WRITE(6,131)EXH,EX
131 FORMAT(1X,7(1X,E12.6))
131 FORMAT(1X,'EXN=',2E12.6,1X,'EX=',2E12.6)
FAC18 = DSQRT(FAC12)/FAC14 + DSQRT(FAC13)/FAC15
EYN = QQ(J3)*FAC18/1.0E3
EY = EY + EYN
WRITE(6,132)FAC18,EYN,EY
132 FORMAT(1X,'FAC18=',E10.5,1X,'EYN=',2E12.5,1X,'EY=',2E12.5)
IF(J3.EQ.NN) GO TO 600
GO TO 578
600 EX1 = FAC1*EX
EY1 = FAC1*EY
EX1M = CABS(EX1)
EY1M = CABS(EY1)
EF(I3) = DSQRT(((EX1M)**2 + (EY1M)**2)/2)
EX = 0.
EY = 0.
C WRITE(6,232)EE
C 232 FORMAT(5X,'EE = ',2E12.6)
GO TO 577
846 RETURN
END
C
C
SUBROUTINE FUGER(NN1,G,DIAM,GAMA)
INTEGER I4
REAL*8 GAMAR(6),GAMA(6),CIAM(8),G(6)
C
WRITE(6,116)II,S(I),I=1,NN1
116 FORMAT(3(1X,'G(',I1,')=',E12.5))
C
DO 1119 I4 = 1, NN1
GAMAR(I4) = 78. - (580./G(I4))
GAMA(I4) = GAMAR(I4) + 38.*DLOG10(100.*DIAM(I4)/3.8) + 7.
1119 CONTINUE
RETURN
END
C
SUBROUTINE FFBAR(NN1,NN2,XN,ESPHOR,HM,FBAR)
INTEGER I,J,NN1,NN2
REAL*8 XN(25),ESPHOR(8),HM(8),FBAR(25,6),AGE
C
WRITE(6,444)
C 444 FORMAT(' ESTOU NA SUBROTINA FFBAR')
C WRITE(6,2116)(I,ESPHOR(I),I=1,NN1)
C WRITE(6,1116)(I,HM(I),I=1,NN1)

```



```

1330 CONTINJE
RETURN
END
C
C CALCULO DE PRODUTO DE MATRIZES COMPLEXAS
C
C SUPERCUITINE P*MAT(A,B,C,M)
C
C PROGRAMA PARA CALCULO DE PRODUTO DE MATRIZES COMPLEXAS
C DEFINICAO DAS VARIAVEIS
C A = PRIMEIRA MATRIZ
C B = SEGUNDA MATRIZ
C C = MATRIZ PRODUTO
C DECLAFACAO DAS VARIAVEIS
C COMPLEX*8 A(6,6), B(6,6), C(6,6)
C INTFCP I, J, K, N, L1, K1, L2, K2, LR, KR
C PROGRAMA PRINCIPAL
N = M
DO 70 I = 1, N
DC 70 J = 1, N
C(I,J) = CMPLX(0.,0.)
DO 70 K = 1, N
C(I,J) = C(I,J) + A(I,K) * B(K,J)
70 CONTINUE
RETURN
END
/*
//LKED.SYSLIB DD
// DD DSN=SYS2.FORT.SLMATH,DISP=SHR
//GC.FT06F001 DD SYSGUT=H
//GC.FT03F001 DD DUMMY
//GC.SYSIN CD *

```

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BARBALHO, Arnaldo & BARBALHO, Marta Helena. Energia e desenvolvimento no Brasil. Rio de Janeiro, Eletrobras, 1987, 324p.
2. COGGESHALL, Ivan S. An electric century. IEEE Spectrum. V.21, n.2, Fev.1984, p.70-86
3. CAMARGO, C.Celso de Brasil. Transmissão de energia elétrica ; aspectos fundamentais. Florianópolis, UFSC, 1984. 271p.
4. FUCHS, Rubens Dario. Transmissão de energia elétrica; linhas aéreas. 2.ed. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos. 1979. 588p.
5. POWEL, C. A. General considerations of transmission. In: ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK. 4.ed. Pensilvania, Westinghouse, p.1-11
6. TRANSMISSION LINE REFERENCE BOOK; 345 kV and above. 2.ed. Califórnia, Electric Power Research Institute, 1982.
7. ARRILAGA, J. High voltage direct currents transmission. Londres, Peter peregrinus/IEE, 1983. 245p.
8. ELLERT, F. J. HVCD technology for future power transmission. IEE Region Six Conference. Nova Yorque, 1976. p.79-88
9. BARTHOLD, L.O. & BARNES, H.C. High phase order power transmission. Electra, n.24, 1973. p.139-153

10. ZAFFANELLA, L.E. Eletrostatic effects of overhead transmission lines. IEEE Transaction on Power Apparatus and System PAS-71 TP 644.
11. STEWART, J. R. & WILSON, D.D. High phase order transmission; part I-steady state considerations. IEEE Transactions on Power Apparatus and System. V.PAS-97. n.6, Nov/Dez.1978, p.2300-07
12. BHATT, Navin B. et alii. Six-phase (multi-phase) power transmission systems; fault analysis. IEEE Transactions on Power Apparatus and System. V.PAS-96, n.3, Maio/Jun.1977. p.758.-67.
13. CLARKE, Edith. Circuit analysis of A-C power systems. v.II. Nova Iorque, John Wiley/Londres, Chapman & Hall. 396p.
14. VENKATA, S. S. et alii. 138 kV six phase transmission system; fault analysis. IEEE Transaction on Power Apparatus and System. V.PAS-101, n.5. Maio 1982. p.1203-18
15. CLAYTON, J.M. & YOUNG, F.S. Estimating lightning performance of transmission lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and System. Nov.1964. p.1102-10.
16. STEWART, J.R. & WILSON, D.D. High phase order transmission; a feasibility analysis; part II-overvoltages and insulation requirements. IEEE Transactions on Power and System. V.PAS-97, n.6, Nov/Dez.1978. p.2308-17

17. POWER TECHNOLOGIES INC. Technical and economic characteristics of high phase order power transmission. Nova Iorque, PTI, Dez.1982. 18p. (Relatório R55-82)
18. ALLEGHENY POWER SYSTEM-APS. Feasibility studies of higher-order phase electrical transmission systems (phase III). Morgantown, APS/West Virginia University, 1978/79. (Relatório). 203p.
19. GUYKER, W.C. et alii. 138 kV, six-phase power transmission feasibility; an overview. (apresentado na Pennsylvania Electrical Association's). Valley Forge, Maio 1979. 23p.
20. GUYKER, W.C. & SHANKLE, D.F. 138 kV six-phase upgrading of a double-circuit line. IEEE Transactions on Power Apparatus and System. V.PAS-104. n.9, Set.1985. p.2547-54
21. POWER TECHNOLOGIES INC. Switching surge characteristics of high-phase order lines. Washington D.C., U S Department of Energy. 1982. 141p.
22. INTERNACIONAL DE ENGENHARIA SA. Levantamento e análise bibliográfica de campo elétrico; etapa I. V.I-B. Rio de Janeiro, IESA, Abr.1986 (Relatório).
23. INTERNACIONAL DE ENGENHARIA SA. Levantamento e análise bibliográfica; corona e problemas correlatos; etapa I V.1-C. Rio de Janeiro, IESA, Abr.1986 (Relatório)

24. CIGRÉ. Grupo de Trabalho 36.01. Champs électriques et magnétiques engendrés par les reseaux de transport. Paris, CIGRÉ, 1980. 139p.
25. FRANÇA, Ademir Martins de. Cálculo aproximado do campo elétrico devido a linhas de transmissão em extra alta tensão e seus efeitos elétricos. Rio de Janeiro, UFERJ, 1979. 238p.  
(tese)
26. Line Constants Routine. In: Electromagnetic Transients Program (EMTP): Users Manual, versão II, Nov. 1977.
27. IBM System /360 and System /370, IBM 1130 and IBM 1800; subroutine library-mathematics user's guide. Stuttgart, IBM Program Development Center. 197\_.
28. NABST, Guide. Reduced insulation for overhead 230 kV transmission line. Florida, Southeastern Electric Exchange, Abr. 75.  
(relatório)
29. KNIGHT, John (coord.). Aluminum electrical conductor handbook. Nova Iorque, Aluminum Association, 1971.
30. GENERAL ELECTRIC COMPANY. EHV transmission line reference book Nova Iorque, Edison Electric Institute, 1968. 309p.