

TESE
116

T. 116





Ministério de Educação e Cultura
ESCOLA SUPLENTE DE ENGENHARIA DE MINAS GERAIS

2.2.1.1

PROJECIONAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

TESE DE MESTRADO

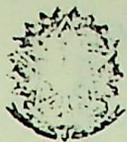
PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS CONTRA FALHAS À TERRA

DAVID SEVERINO DE REZENDE

621.316.9(043.2)

R467p

116



Ministério da Educação e Cultura
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ



A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

A Comissão Examinadora, abaixo assinado, nomeado por Portaria nº 241 de 07/08/76, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Tese de Mestrado intitulada: "PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS CONTRA FALHAS À TERRA"

apresenta pronunciamento no sentido de que a Comissão de Pós-Graduação da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite à DDD (Divisão de Divulgação e Documentação) a expedição do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica na Área de Concentração de Sistemas de Potência satisfeitas as demais exigências regimentais à David Severino de Rezende

Itajubá, 18 de setembro de 1976

Amilcar Araujo Milasch

1º Examinador

Engº Amilcar Araújo Milasch

Marcio Antonio Curi

2º Examinador

Engº Marcio Antonio Curi

Amadeu Casal Caminha

3º Examinador - Presidente

Engº Amadeu Casal Caminha



Ministério da Educação e Cultura
 ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

Título da Tese: "PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS CONTRA FALHAS À TERRA"

Autor: David Severino de Rezende

JULGAMENTO

EXAMINADORES	CONCEITO	RUBRICA
1º	A	<i>Amilcar Araujo Milasch</i>
2º	A	<i>Marcio Antonio Curi</i>
3º	A	<i>Amadeu Casal Caminha</i>

Resultado médio: Conceito A, ou seja Aprovado

Observações: _____

Itajubá, 18 de setembro de 1976

Amilcar Araujo Milasch
 1º Examinador
 Engº Amilcar Araújo Milasch

Marcio Antonio Curi
 2º Examinador
 Engº Marcio Antonio Curi

Amadeu Casal Caminha
 3º Examinador - Presidente
 Engº Amadeu Casal Caminha

INTRODUÇÃO

As estatísticas demonstram que a grande maioria dos defeitos em um sistema elétrico envolve a terra. A proteção de terra deve merecer portanto, do engenheiro de proteção, uma atenção toda especial. Por outro lado, nota-se nos livros sobre proteção dos sistemas elétricos, a ausência de um trabalho de cunho essencialmente prático sobre os múltiplos aspectos da proteção de terra.

Este objetivo tentamos alcançar neste trabalho.

Evidentemente, a proteção dos sistemas elétricos contra defeitos à terra se constitui em um assunto por demais longo e complexo para ser tratado com detalhes e profundidade em toda a sua extensão, num trabalho como o presente.

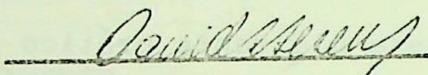
Assim tópicos puramente teóricos e de fácil bibliografia foram deixados de lado, outros tópicos foram reduzidos apenas a algumas considerações práticas, reservando-se um desenvolvimento mais completo a alguns tópicos que julgamos de fundamental importância na proteção de terra e pouco abordados nos livros sob proteção.

Foi considerado conhecido, no presente trabalho, todos os fundamentos teóricos necessários ao cálculo de curto-circuitos, como o método das componentes simétricas, sistemas p. u.

e outros.

Torno público meu agradecimento à Copel, na pessoa do Dr. Juracy Rezende Castro Andrade, pela indicação do meu nome ao Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos, ao Engenheiro José Carlos Schaefer pela colaboração prestada em muitos tópicos e ao Prof. Amadeu C. Caminha pela orientação dada a esse trabalho.

Curitiba, 01/07/76



DAVID S. DE REZENDE

- INDICE -

1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
2 - CÁLCULO DE CURTOS FASE-TERRA.....	5
2.1 - CURTOS À TERRA-ANÁLISE, COMPROVAÇÕES.....	5
2.2 - RESISTÊNCIA DE TERRA-CURTOS MINIMOS	18
2.3 - FILTROS DE SEQUÊNCIA ZERO	22
2.4 - DIAGRAMAS DE SEQUÊNCIA	24
2.5 - CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SEQUÊNCIA	30
2.6 - CÁLCULO DE CURTOS FASE-TERRA	53
2.7 - CORRENTES EM NEUTRO DE TRANSFORMADORES	56
2.8 - CARACTERÍSTICAS DA MALHA DE SEQUÊNCIA ZERO-DISTRIBUIÇÃO DE CORRENTES	60
3 - RELÉS DE TERRA-APLICAÇÕES	72
3.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS	72
3.2 - RELÉ DE SOBRECORRENTE NÃO DIRECIONAL	74
3.3 - RELÉ DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL	80
3.4 - POLARIZAÇÃO DE RELÉS DE TERRA	85
3.5 - RELÉS DE DISTANCIA DE TERRA	112
3.6 - PLANEJAMENTO DA PROTEÇÃO	120
4 - AJUSTES, COORDENAÇÃO,FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO	127
4.1 - GENERALIDADES	127
4.2 - CURTOS ASSIMÉTRICOS	130
4.3 - TRANSFORMADORES DE CORRENTE	141
4.4 - LINHAS DE TRANSMISSÃO	168
4.5 - TRANSFORMADORES	185
4.6 - GERADORES	191

1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A determinação do isolamento de um componente qual quer de um sistema elétrico (gerador, transformador etc) começa tão logo seja o mesmo energizado, sendo portanto a sua vida útil contada a partir deste instante. Todas as condições anormais a que este componente for submetido atuarão no sentido de reduzir a sua vida útil.

Assim esforços térmicos, dinâmicos e sobretensões constituem fatores de redução da vida útil dos componentes de um sistema elétrico. Durante um curto-circuito, determinados componentes de um sistema elétrico são percorridos por altas correntes, ficando pois submetidos a severos esforços térmicos ($I^2 Rt$) e eletrodinâmicos, consequentes da circulação dessa alta corrente. Sobretensões estão também muitas vezes associadas aos curto-circuitos. A redução da vida útil de um equipamento submetido a uma condição de curto-circuito será tanto maior quanto maior for o tempo de duração desse curto.

Ressalta-se assim a extrema necessidade da adoção de medidas preventivas (projeto) que atuem no sentido de reduzir o número de defeitos sobre o sistema elétrico e de eficientes medidas de proteção que atuem no sentido de minimizar os danos sobre o sistema, provenientes dos curtos circuitos, através da rápida detecção do curto e desenergização do componente falto. O assunto desta dissertação enquadra-se pois no segundo grupo. Existem fundamentalmente quatro tipos de faltas em um sistema elétrico:

- Curto-circuitos trifásicos.

- Curto-circuitos fase-fase
- Curto-circuitos Duas fases + terra
- Curto-circuitos Uma fase + terra

Destes, dois envolvem a terra, sendo pois objeto do presente estudo, e constituem a grande maioria dos defeitos que ocorrem em um sistema elétrico. Temos ainda que uma pequena percentagem dos curtos de fase (trifásicos e fase-fase) começam com um curto monofásico, e devido à quebra do isolamento para as fases sãs, por ionização do ar e sobretensões decorrentes do curto monofásico, se propagam em curtos fase-fase e trifásico. A maioria dos defeitos envolvendo a terra são de origem externa e como causas podemos citar:

- Descarga atmosférica direta sobre elementos do sistema com quebra do isolamento elétrico para a terra.
- Indução eletromagnética em elementos do sistema devido à descarga atmosférica próximas, com quebra do isolamento elétrico para a terra.
- Queda de árvores, pássaros, atos de vandalismo etc, provocando quebra do isolamento elétrico para a terra. Uma pequena percentagem são de origem interna devido à quebra do isolamento interno para terra em equipamentos. As estatísticas também nos mostram que a maioria dos defeitos à terra se localizam nas linhas de transmissão. Isto é uma consequência de seu maior comprimento e maior exposição à descargas atmosféricas e outros fenômenos. Quanto à natureza dos defeitos, constata-se que a grande maioria são de natureza transitória, desaparecendo após o primeiro religamento. O quadro da tabela 1, relativo a um determi-

nado sistema, ilustra bem o que dissemos.

TIPO DE CURTO	PERCENTAGEM	ORIGEM DO DEFEITO				LOCALIZ. POR COMPON.				NATUREZA DO DEFEITO					
		ORIGEM EXTERNA	ORIGEM INTERNA	NÃO DETER.	TOTAL	LT'S	TRANSF.	GER.	NÃO DETERM.	TOTAL	TRANS-TÓRIO	INTER-MITENTE	PERMANENTE	NÃO DETERM.	TOTAL
3 Ø	9 %	96 %	1 %	3 %	100 %	97 %	1 %	0	2 %	100 %	73 %	0 %	27 %	0 %	100 %
Ø Ø	12 %	89 %	8 %	3 %	100 %	90 %	2 %	1 %	7 %	100 %	58 %	4 %	38 %	0 %	100 %
Ø Ø T	15 %	91 %	2 %	7 %	100 %	96 %	0	0	4 %	100 %	77 %	7 %	16 %	0 %	100 %
Ø T	64 %	86 %	4 %	10 %	100 %	88 %	0 %	0 %	12 %	100 %	92 %	3 %	5 %	0 %	100 %
TOTAL	100 %														

TABELA 1

Assim a proteção de sistemas elétricos contra falhas à terra é de particular importância na engenharia de sistemas.

A proteção contra falhas-à-terra apresenta aspectos bastante diferentes da proteção contra defeitos de fase, envolvendo fatores tais como tipo de conexão dos enrolamentos do transformador, se o neutro é aterrado ou não e qual o tipo de aterramento. Onde o sistema de transmissão é aterrado sólidamente ou através de uma impedância, correntes e tensões residuais fornecem os meios primários para o reconhecimento dos defeitos à terra. Estas quantidades, afortunadamente, não estão presentes durante a operação normal trifásica equilibrada. Assim os relés de terra podem ser ajustados com sensibilidade bastante elevada e independentes das condições de carga. Estas considerações constituem os fundamentos básicos para a aplicação de sistemas de proteção de terra independentes. Como será mostrado adiante, os relés de fase podem em alguns casos, atuar para faltas à terra. Isto é bastante comum para faltas à terra perto de uma grande fonte de terra. Este fato deve ser considerado na aplicação dos relés de terra, mas não necessita ser considerado na aplicação dos relés de fase. Estes oferecem, no citado caso, uma proteção adicional de retaguarda, altamente desejável.

2 - CÁLCULO DE CURTOS FASE TERRA

2.1 - CURTOS À TERRA - ANÁLISE, COMPARAÇÕES

- TENSÕES NOS TERMINAIS DE UM GERADOR -

A fig. 1 mostra um gerador em estrela com neutro aterrado através de uma impedância Z_n .

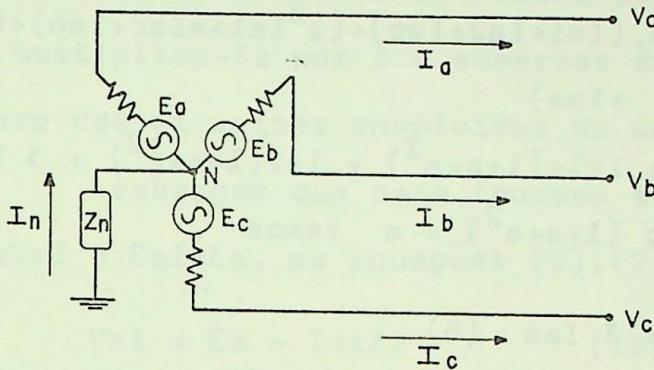


Fig. 1

Se o gerador esta alimentando carga, I_a , I_b e I_c serão diferentes de zero. Na figura acima "V" representa a Tensão terminal e "E" a tensão interna do gerador. As equações das tensões de sequência para a fase "A" podem ser escritas:

$$V_{a1} = E_{a1} - I_{a1} Z_1 \quad (1)$$

$$V_{a2} = E_{a2} - I_{a2} Z_2 \quad (2)$$

$$V_{a0} = E_{a0} - I_{a0} Z_0 \quad (3)$$

Se as tensões geradas são equilibradas $E_{a0} = E_{a2} = 0$ e $E_{a1} = E_a$. O valor de Z_1 é variável, passando do valor subtransitório para o transitório e finalmente para o valor permanente, o valor a ser considerado ficando na dependência do tempo, após o início da perturbação, em que o estudo é considerado. O valor de Z_2 é constante e geralmente igual a Z_1 para máquinas de polos salientes.

O valor de Z_0 usado na equação (3) inclui a soma da impedância Z_0 do gerador com a impedância de neutro Z_n .

Isto é feito da seguinte maneira:

Pela lei de Kirchoff, a corrente de neutro é,

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad (4)$$

em termos de componentes simétricas temos

$$I_n = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} + I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} + I_{c1} + I_{c2} + I_{c0}$$

$$I_n = (I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}) + (a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0}) + (a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0})$$

$$I_n = I_{a1}(1+a+a^2) + I_{a2}(1+a+a^2) + 3 I_{a0}$$

como $(1+a+a^2) = 0$ temos

$$I_n = 3 I_{a0} \quad (5)$$

Assim, considerando agora somente sequência zero o diagrama do gerador fica conforme mostrado na fig. 2, onde Z_{g0} é a impedância de sequência zero do gerador, por fase.

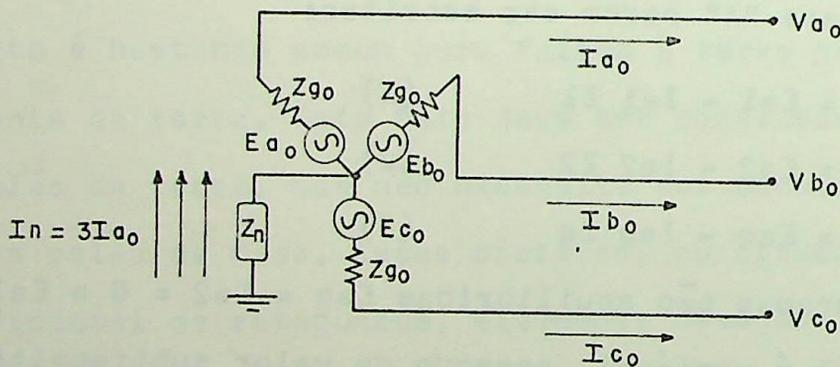


Fig.2

As tensões terminais, por fase, podem ser escritas:

$$V_{a0} = -I_n Z_n + E_{a0} - I_{a0} Z_{g0} \quad (6)$$

$$V_{ao} = -3I_{ao}Z_n + E_{ao} - I_{ao}Z_{go} \quad (7)$$

$$V_{ao} = E_{ao} - I_{ao} (Z_{go} + 3Z_n) \quad (8)$$

A comparação de (3) e (8) mostra:

$$Z_o = Z_{go} + 3Z_n \quad (9)$$

Assim para considerarmos, no cálculo de um curto fase terra, qualquer impedância externa (impedância de terra, de defeito, ou de aterramento do neutro por ex.) devemos simplesmente multiplicá-la por 3 e somarmos às impedâncias de sequência zero dos circuitos envolvidos no cálculo.

Lembrando que para tensões equilibradas no gerador $E_{ao} = E_{a2} = 0$ e $E_{al} = E_a$, as equações (1), (2) e (3) se tornam:

$$V_{al} = E_a - I_{al}Z_1 \quad (10)$$

$$V_{a2} = -I_{a2}Z_2 \quad (11)$$

$$V_{ao} = -I_{ao} (Z_{go} + 3Z_n) \quad (12)$$

que são as equações gerais em componentes simétricas para a tensão da fase "A" para neutro, nos terminais de uma máquina síncrona, trifásica, simétrica, com tensões internas equilibradas. Estas equações são usadas como base para a análise de uma série de dissimetrias pelo método das componentes simétricas. A seguir elas serão usadas na análise de uma falta-à-terra nos terminais de um gerador à vazio.

- FALTA 1 FASE-À-TERRA EM UM GERADOR À VAZIO

Consideremos o caso mais geral com impedância de neutro e de defeito, conforme ilustrado na figura 2-a, abaixo.

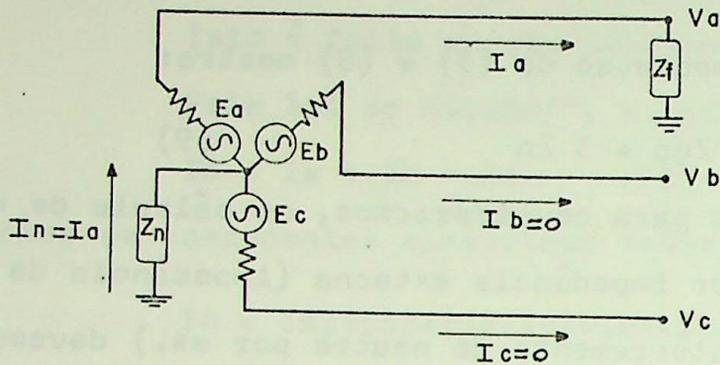


Fig. 2-A

As condições de contorno para este tipo de dissimetria são:

$$V_a = I_a Z_f$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

Pelo método das componentes simétricas teremos o seguinte desenvolvimento:

$$I_{a1} = (I_a + aI_b + a^2I_c)/3 = I_a/3 \quad (13)$$

$$I_{a2} = (I_a + a^2I_b + aI_c)/3 = I_a/3 \quad (14)$$

$$I_{a0} = (I_a + I_b + I_c)/3 = I_a/3 \quad (15)$$

portanto, $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$ (14)

Desde que $V_a = I_a Z_f$, e como $V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$ encontramos usando as equações (10), (11) e (12):

$$V_a = I_a Z_f = E_a - I_{a1} Z_1 - I_{a2} Z_2 - I_{a0} (3Z_n + Z_g) \quad (15)$$

Como $I_a = 3I_{a1}$ e $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$, a equação (15) se transforma

em

$$3 I_{a1} Z_f = E_a - I_{a1} Z_1 - I_{a1} Z_2 = I_{a1} (3Z_n + Z_g)$$

donde

$$|I_a| = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_{g0} + (3Z_n + 3Z_f)} \quad (16)$$

Como $I_a = 3|I_a| = I_n = I_f$ teremos a corrente total de defeito i gual a:

$$I_f = I_a = I_n = \frac{3 E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_{g0} + (3Z_n + 3Z_f)} \quad (17)$$

Frequentemente os termos no denominador da eq. (17) envolvendo impedância de sequência zero do gerador e impedância de neutro são agrupados em um termo único como segue:

$$Z_0 = Z_{g0} + 3Z_n \quad (18)$$

Por outro lado, nos cálculos de curto circuito sempre se trabalha com valores expressos em pu, devido às conveniências conhecidas.

Assim, com todas as impedâncias expressas em pu em um mesmo MVA base e em KV's bases iguais aos KV's nominais de seus respectivos ramais, a equação (17) se transforma em:

$$I_f = I_a = I_n = \frac{3}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + (3Z_f)} \text{ pu} \quad (19)$$

o denominador desta equação nos mostra que os três diagramas de impedâncias em sequência devem ser conectados em série em uma falta 1 fase+terra. Esta conexão está mostrada na Fig. 2-B.

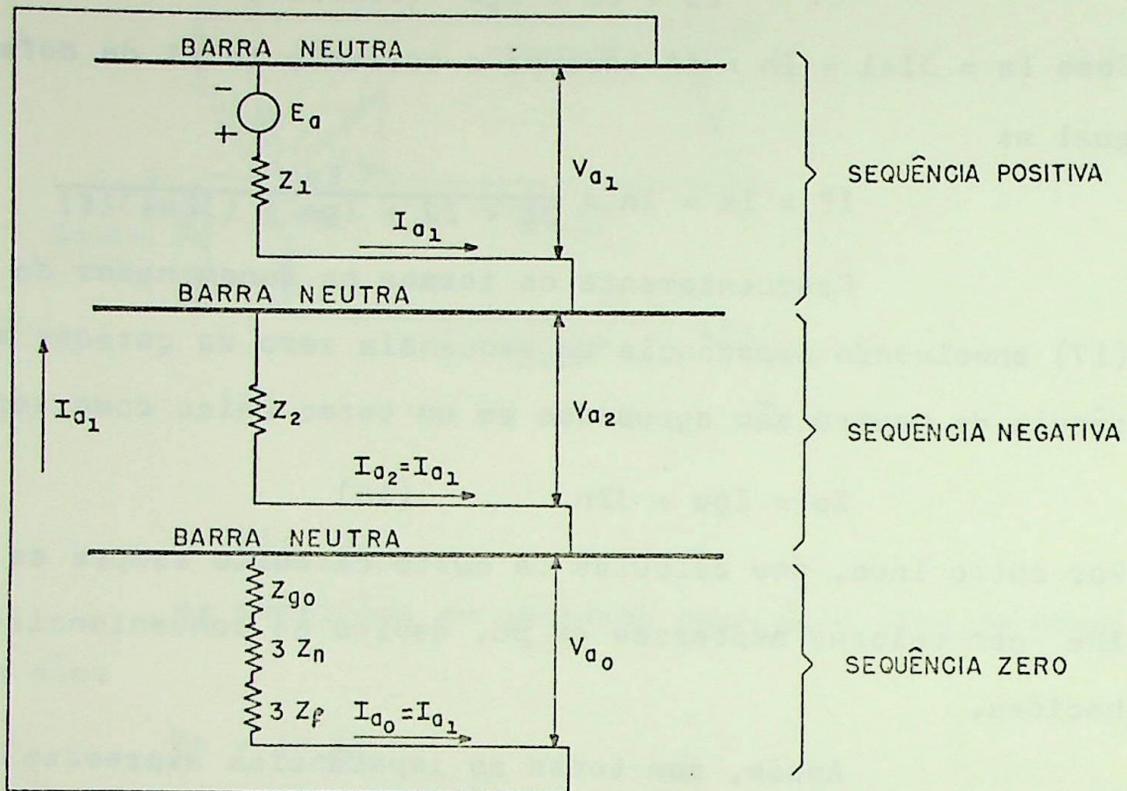


Fig. 2-B

A dedução da equação da corrente para um curto 1 fase+terra foi efetuada usando-se apenas um gerador à vazio por ser este caso o mais simples e portanto mais didático. Entretanto, as equações deduzidas são válidas para qualquer ponto de falta no sistema. Basta que se reduza o sistema a um equivalente de Thevenin neste ponto.

O teorema de Thevenin estabelece que uma malha linear que termine em dois pontos a e b e contenha qualquer número de fontes de tensão, pode ser substituída por uma única fonte de tensão e uma impedância série entre os pontos a e b.

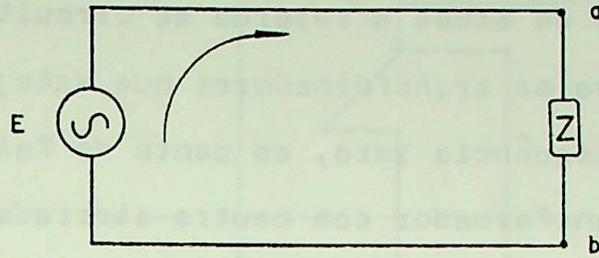


Fig. 2-C

Esta impedância série é a impedância da malha medida entre os pontos a e b com todas as fontes de tensão internas curto-circuitadas. A fonte de tensão é igual a tensão de circuito aberto medida entre os pontos a e b. Este é o equivalente de thevenin da malha, mostrado na fig. 2-C. Rigorosamente falando, o teorema de thevenin só poderá ser aplicado a malhas lineares, isto é, àquelas malhas em que as resistências, indutâncias e capacitâncias são constantes e independentes da corrente e tensão. Como exemplos de elementos não lineares podemos citar resistências com efeito pelicular e indutância de magnetização de transformadores. No cálculo de curto-circuitos os valores de R, L e C podem ser considerados constantes e o teorema de thevenin é plenamente aplicável. A seguir serão tecidas algumas considerações à respeito do curto 1 fase+terra, com o objetivo de deixar bem claro esses conceitos básicos, que são fundamentais para a perfeita compreensão de todos os aspectos envolvidos em um curto fase-terra. Assim:

- As três correntes de sequência zero são sempre iguais em módulo, estão sempre em fase e percorrem sempre as três fases de qualquer circuito que as contenha.
- A corrente de um curto fase-terra circula pela terra, cabos

terra ou uma combinação de ambos e retorna ao circuito pelo neutro aterrado de todos os transformadores que estejam ligados, pelo diagrama de sequência zero, ao ponto de falta. Em outras palavras, todo transformador com neutro aterrado tem uma finita impedância com relação à terra, sendo pois conectado à ela no diagrama de sequência zero. Representam pois, caminhos paralelos para o retorno da corrente, esta se dividindo entre eles como em um circuito elétrico comum. Este aspecto será abordado com detalhes em outro tópico deste trabalho.

- As identidades $I_{a1}=I_{a2}=I_{a0}$ e $I_a=3I_{a0}$ deduzidas anteriormente para um curto fase-terra são verdadeiras apenas no ponto de defeito, sendo geralmente falsas em outros pontos do sistema.

Para estes pontos, no entanto, valerão sempre as relações fundamentais abaixo, da teoria das componentes simétricas.

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_{a0} = I_{b0} = I_{c0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c)$$

- As correntes nas fases não faltosas (I_b, I_c) também só se anulam no ponto de defeito, sendo normalmente diferentes de zero nos demais pontos. O exemplo da Fig. (3) ilustra o que foi dito. O leitor não muito familiarizado com a teoria de proteção poderá estranhar a ausência de componentes de sequência zero no circuito dos geradores deste exemplo. Isto é devido à presença do enrolamento em triângulo nos transformadores de geração. Um enrolamento em triângulo, como será explicado com detalhes mais tarde, bloqueia o fluxo de correntes de sequência ze

DIAGRAMA UNIFILAR

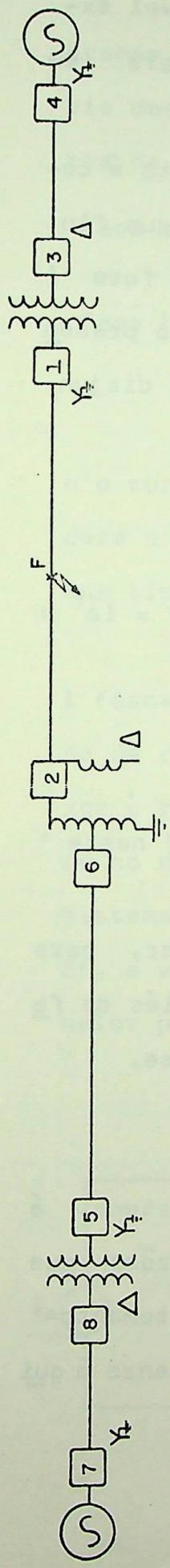
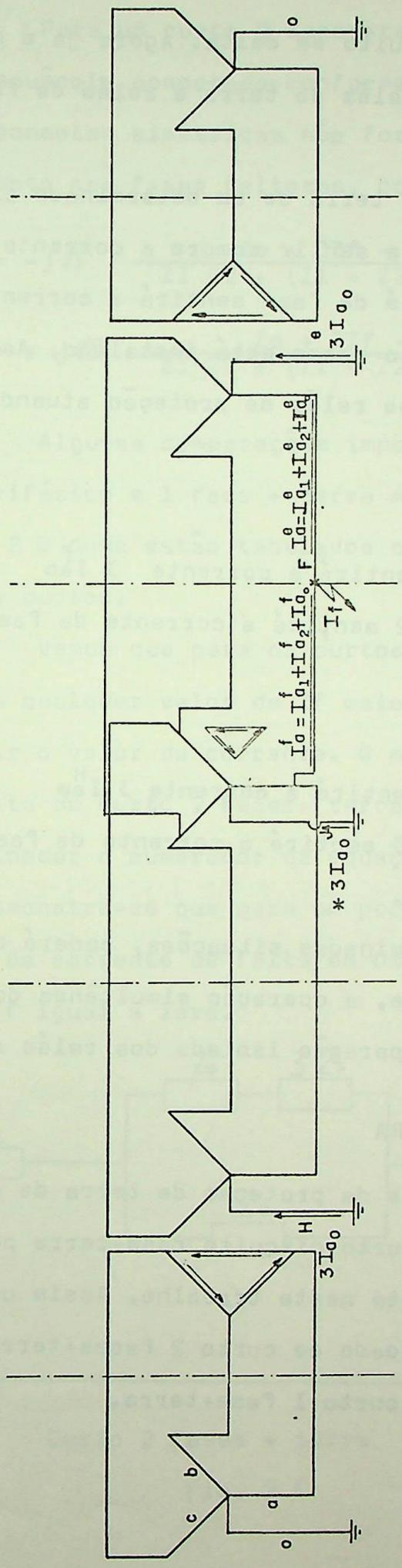


DIAGRAMA TRIFILAR



$$\left[\begin{aligned} I_{a0} &= I_{b0} = I_{c0} = 0 \\ I_a &= I_{a1} + I_{a2} \\ I_b &= I_{b1} + I_{b2} \\ I_c &= I_{c1} + I_{c2} \end{aligned} \right.$$

$$\left[\begin{aligned} I_a^H &= I_{a1}^H + I_{a2}^H + I_{a0}^H \\ I_b^H &= I_{b1}^H + I_{b2}^H + I_{b0}^H \\ I_c^H &= I_{c1}^H + I_{c2}^H + I_{c0}^H \\ I_{a0}^H &= I_{b0}^H = I_{c0}^H \end{aligned} \right.$$

$$\left[\begin{aligned} I_f &= I_a = 3I_{a0} = 3I_{b0} = 3I_{c0} \\ I_{a0} &= I_{b0} = I_{c0} \\ I_b &= I_c = 0 \\ I_a &= I_a^f + I_a^e \\ I_a^f &= I_{a1}^f + I_{a2}^f + I_{a0}^f \\ I_a^e &= I_{a1}^e + I_{a2}^e + I_{a0}^e \\ I_{a0} &= I_{a0}^f + I_{a0}^e \\ I_{a0}^f &= I_{a0}^e + I_{a0}^f \\ I_{a1} &= I_{a1}^f + I_{a1}^e \end{aligned} \right.$$

$$\left[\begin{aligned} I_{a0}^e &= I_{b0}^e = I_{c0}^e = 0 \\ I_{a0}^f &= I_{a1}^f + I_{a2}^f \\ I_{c0}^f &= I_{c1}^f + I_{c2}^f \\ I_{b0}^f &= I_{b1}^f + I_{b2}^f \end{aligned} \right.$$

* O SENTIDO PODERÁ SER CONTRÁRIO AO INDICADO

FIG. 3 - COMPONENTES DE SEQUÊNCIA PARA UM CURTO FASE - TERRA EM F

ro para a linha do circuito em delta. Agora ja é possível explicar a operação dos relés de terra e relés de fase para um curto fase-terra.

O relé de terra de um determinado circuito é conectado de tal maneira a sentir sempre a corrente $3I_o$ que flui naquele circuito. O relé de fase sentirá a corrente de fase ' que flui no ponto onde o mesmo está instalado. Assim no presente exemplo temos para os relés de proteção atuando nos disjuntores 2 e 5:

Disjuntor 2

O relé de terra em 2 sentirá a corrente $3 I_o^f$

O relé da fase "a" em 2 sentirá a corrente da fase "a" = $I_a^f = I_{a1}^f + I_{a2}^f + I_{ao}^f$

Disjuntor 5

O relé de terra em 5 sentirá a corrente $3 I_o^H$

O relé da fase "a" em 5 sentirá a corrente da fase "a" neste ponto = $I_a^H = I_{a1}^H + I_{a2}^H + I_{ao}^H$.

Em determinadas situações, poderá ocorrer, para um curto 1 fase-à-terra, a operação simultânea dos relés de fase e terra e mesmo a operação isolada dos relés de fase.

CURTO DUAS FASES + TERRA

No ajuste da proteção de terra de um sistema, é considerado apenas o curto circuito fase-terra por razões que serão explicadas adiante neste trabalho. Assim um tratamento bastante sumário será dado ao curto 2 fases+terra, apenas à guisa de comparação com o curto 1 fase+terra.

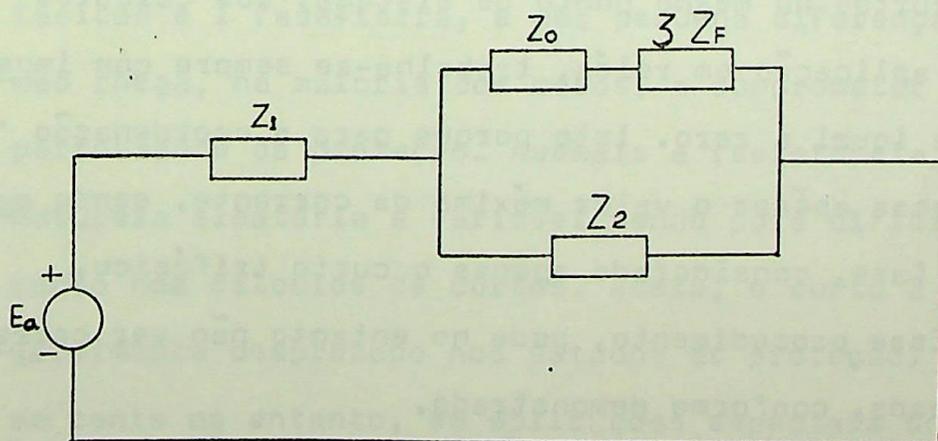
Para um curto 2 fases+terra teremos os três diagramas de seqüência conectados conforme fig. 2 E abaixo e a teoria das componentes simétricas nos fornece os seguintes valores de corrente nas fases faltosas, consideradas a e b

$$\text{Fase a } I_a = -j\sqrt{3} \frac{Z_0 + 3Z_f - a Z_2}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)} \text{ pu} \quad (20)$$

$$\text{Fase b } I_b = + j\sqrt{3} \frac{Z_0 + 3Z_f - a^2 Z_2}{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)} \text{ pu} \quad (21)$$

Algumas comparações importantes entre esse curto e o curto trifásico e 1 fase + terra merecem ser feitas. Considere a Fig. 2 D onde estão tabelados os valores para os diversos tipos de curtos.

Vemos que para os curtos trifásicos, fase-fase e 1 fase+terra qualquer valor de Z_f maior que zero atua no sentido de reduzir o valor da corrente. O mesmo já não se pode dizer à respeito do curto 2 fases+ terra, uma vez que Z_f aparece no denominador e numerador da equação. Para a maioria dos sistemas, demonstra-se que para um pequeno valor resistivo de Z_f , o valor da corrente de falta em uma fase será maior que o valor para Z_f igual a zero.



Curto 2 fases + terra

Fig. 2 E

TIPO DE CURTO	CORRENTE DE DEFEITO NA FASE	CONVENÇÃO DE Z_f USADA NA FÓRMULA DA CORRENTE DE DEFEITO
TRIFÁSICO	$I = \frac{1}{Z_1 + Z_f}$	
FASE-FASE	$I = \pm j \frac{\sqrt{3}}{Z_1 + Z_2 + Z_f}$	
1 FASE + TERRA	$I = \frac{3}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$	
2 FASES + TERRA	<p>FASE a</p> $I = -j\sqrt{3} \frac{Z_0 + 3Z_f - aZ_2}{Z_1Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}$ <p>FASE b</p> $I = +j\sqrt{3} \frac{Z_0 + 3Z_f - a^2Z_2}{Z_1Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}$	

Fig. 2D

Nestes casos, a corrente em uma das fases faltosas para um curto 2 fases+terra com impedância de falta, será aproximadamente 10% maior do que a corrente de falta para ambos os curtos, trifásico e 1 fase+terra, com impedância de falta nula, para curtos no mesmo ponto do sistema. Nos cálculos de curtos para aplicação em relés, trabalha-se sempre com impedância de falta igual a zero. Isto porque para a coordenação de relés interessa apenas o valor máximo da corrente, sendo para os relés de fase, considerado apenas o curto trifásico.

Esse procedimento, pode no entanto não ser correto em muitos casos, conforme demonstrado.

Para as correntes residuais, considerando-se a

impedância de falta igual a zero, teremos a seguinte comparação entre os curtos 1 fase+terra e 2 fases+terra:

Corrente residual para um curto 1 fase+terra

$$I_0 = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \text{ pu} \quad (22)$$

Corrente residual para um curto 2 fases+terra

$$I_0 = \frac{Z_2}{Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0 + Z_1 Z_2} \text{ pu} \quad (23)$$

As impedâncias Z_1 e Z_2 tem valores bastante próximos sendo, nos estudos de curto circuito considerados iguais. A impedância Z_0 equivalente varia bastante em função do ponto de curto, podendo ser menor, igual ou maior do que Z_1 equivalente no mesmo ponto. A corrente residual para um curto 2 fases+terra poderá ser assim maior, igual ou menor do que a de um curto 1 fase+terra no mesmo ponto. Comparando (22) e (23) vemos que será maior quando Z_0 for menor que Z_1 , igual quando Z_0 for igual a Z_1 e menor quando Z_0 for maior que Z_1 .

No ajuste da proteção de terra trabalha-se também apenas com o curto 1 fase+terra. O cálculo do curto duas fases+terra é bem mais trabalhoso que o cálculo dos curtos trifásicos e 1 fase+terra, e uma pequena diferença de corrente não chega, na maioria dos casos, a comprometer seriamente a performance da proteção. Ademais a resistência de defeito é de natureza aleatória e variável sendo pois difícil leva-la em conta nos cálculos de curtos. Assim, o curto 2 fases+terra é geralmente desprezado nos estudos de proteção. Deve ser levado em conta no entanto, em aplicações especiais onde o máximo valor de corrente for de extrema importância.

2.2 - RESISTÊNCIA DE TERRA - CURTOS MINIMOS

Quando do cálculo das correntes de curto circuito para os ajustes de um relé de proteção, interessa-nos sobremaneira o conhecimento de dois valores de correntes:

- Máxima Corrente de Curto-Circuito
- Mínima Corrente de Curto-Circuito.

O conhecimento da primeira é de primordial importância para a coordenação de dois relés de proteção. Assim para o seu cálculo são considerados o maior número de geradores possíveis em operação, a configuração do sistema que dê a maior corrente de curto possível naquele determinado ponto, as reatâncias a serem usadas para os geradores são as subtransitórias e é levado em consideração a componente de corrente contínua para curtos não simétricos. São considerados também os tipos de curto de maior valor de corrente, ou seja, curto trifásico para os relés de fase e monofásico para os relés de terra. O conhecimento da segunda corrente é fundamental para a determinação da sensibilidade ou alcance do relé. De maneira inversa à anterior, são considerados o número mínimo possível de geradores, os curtos de menor valor de corrente (fase-fase para os relés de fase e fase-terra para os relés de terra) e a configuração do sistema é sempre aquela que dê o menor valor de corrente naquele determinado ponto. Os valores mínimos obtidos neste curto não tem, entretanto, um significado maior, porque embora seja sempre possível a determinação da máxima corrente de curto em um determinado ponto, a determinação da mínima corrente de curto torna-se impossível, em função da presença de varios fatores que atuam no sentido de reduzir esta corrente,

e que são de difícil equacionamento, em virtude de sua natureza extremamente variável. No caso do curto fase-terra podemos enumerar como fatores redutores a resistência de defeito, resistência de arco e resistência de terra.

RESISTÊNCIA DE ARCO - Sendo uma resistência em série, limitará a corrente de curto na razão direta de seu valor. Testes determinaram que a tensão desenvolvida num arco é de aproximadamente 550 volts/pé de comprimento do arco, para correntes acima de 1000A. Para valores de corrente menores, varia de acordo com a equação $V = 8750/I^{0.4}$ volts/pé de comprimento do arco, sendo os valores obtidos por esta equação bem maiores que no primeiro caso. Leva-se em consideração o alongamento do arco pelo vento através da formula

$$L = 3 vt + L_0 \text{ onde}$$

L = comprimento do arco em pés

v = velocidade do vento em milhas por hora

t = tempo em segundos contato a partir do momento em que o arco foi iniciado

L_0 = comprimento inicial em pés.

Evidentemente esta formula e os valores dados anteriormente não tem aplicação prática no cálculo de corrente de curto-circuito para aplicação de relés, mas servem para mostrar como a resistência de arco pode afetar o valor da corrente de curto calculada.

RESISTÊNCIA DE DEFEITO

Entende-se por resistência de defeito a resistência existente entre duas partes em curto, excetuando-se a re-

sistência de arco. A resistência de arco constitui realmente um tipo particular de resistência de defeito que devido às suas características peculiares foi estudada à parte. Assim se uma árvore toca uma fase da linha, teremos um curto para a terra com a resistência da árvore interposta entre fase e terra. Essa resistência varia com as condições da árvore, como por exemplo se seca ou verde, se molhada ou não. Se um condutor se rompe e cai à terra, teremos a resistência de contato entre condutor e terra. Essa resistência pode ser bastante alta em terrenos pedregosos ou em arenito. Vários outros tipos de resistência de defeito pode acontecer com valores variando em uma faixa bastante ampla. Maiores minúcias a respeito são, no entanto, dispensáveis neste trabalho.

RESISTÊNCIA DE TERRA - A corrente de um curto a terra retorna à linha através dos dois caminhos paralelos que tem - terra e cabos terra.

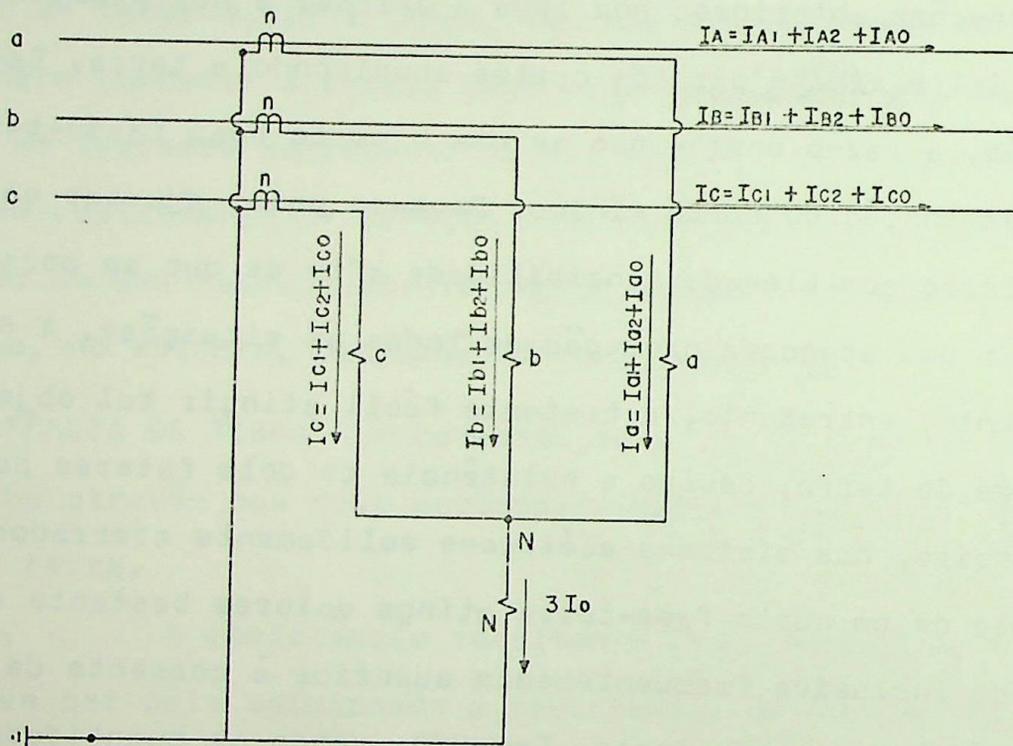
A resistência resultante desse caminho de retorno deve ser pois adicionada à resistência de defeito no diagrama de sequência zero. A resistência de terra apresenta um caracter extremamente variável. Depende da geologia do terreno, sendo bastante alta para os terrenos pedregosos e arenosos, apresentando também valores elevados em solos ricos em matéria orgânica. Depende fundamentalmente das condições de umidade do solo. Para determinados tipos de solo esta resistência passa de valores extremamente elevados quando este solo está seco para valores bastante baixos quando o grau de umidade desde solo é elevado, sendo conhecidas relações da ordem de 100/1. Alguns autores recomendam a adoção de uma resistência

de terra de 25 ohms no cálculo da corrente de curto-circuito mínima.

Julgamos porém sem significado a adoção de tal valor, em virtude da grande variação possível de ocorrer na resistência de terra e da possível presença de resistências de defeito e resistência de arco, que poderão mascarar completamente qualquer previsão de curto mínimo. A análise das considerações anteriores nos leva a afirmar a não existência de um limite mínimo para os curtos envolvendo a terra. Esta é, aliás, a razão porque não se usa o curto duas fases+terra na determinação do curto mínimo. Deve-se pois, ajustar os relés de terra com elevada sensibilidade afim de que se possa assegurar uma adequada proteção em todas as situações. A fortunadamente, entretanto, é bastante fácil atingir tal objetivo com relés de terra, devido a existência de dois fatores positivos: Primeiro, nos sistemas elétricos solidamente aterrados, a corrente de um curto fase-terra atinge valores bastante elevados sendo inclusive frequentemente superior à corrente de curto trifásica no mesmo ponto. Segundo, sendo as quantidades residuais nulas ou desprezíveis em condições normais de carga, os relés de terra podem ser ajustados com elevada sensibilidade.

2.3 - FILTROS DE SEQUÊNCIA ZERO

Constitui o mais simples dos filtros de sequência. O filtro de corrente de sequência zero é conseguido conectando-se os 3 TC's de proteção em estrêla. Fig. 4.



$$I_A = n I_a$$

$$I_B = n I_b$$

$$I_c = n I_c$$

$$n = RTC$$

$$3I_o = I_{a0} + I_{b0} + I_{c0} = 3I_{a0}$$

FIG.- 4

As correntes de sequência negativa e positiva se anulam no ponto N, porque formam um sistema trifásico equilibrado e a soma das componentes de cada sequência nas três fases é nula. As correntes de sequência zero, por outro lado, estão em fase e são sempre iguais nas três fases. Portanto somam-se no ponto N resultando na corrente $3I_0$ no circuito do relé de neutro. O sentido do fluxo da corrente residual no relé de terra é rigidamente ligado ao sentido do fluxo da corrente residual na linha. Invertendo-se o sentido da corrente $3I_0$ na linha inverte-se igualmente no circuito do relé de neutro.

O filtro de tensão de sequência zero é conseguido conectando-se três transformadores de potencial em estrela-delta aberto, conforme Fig. 5

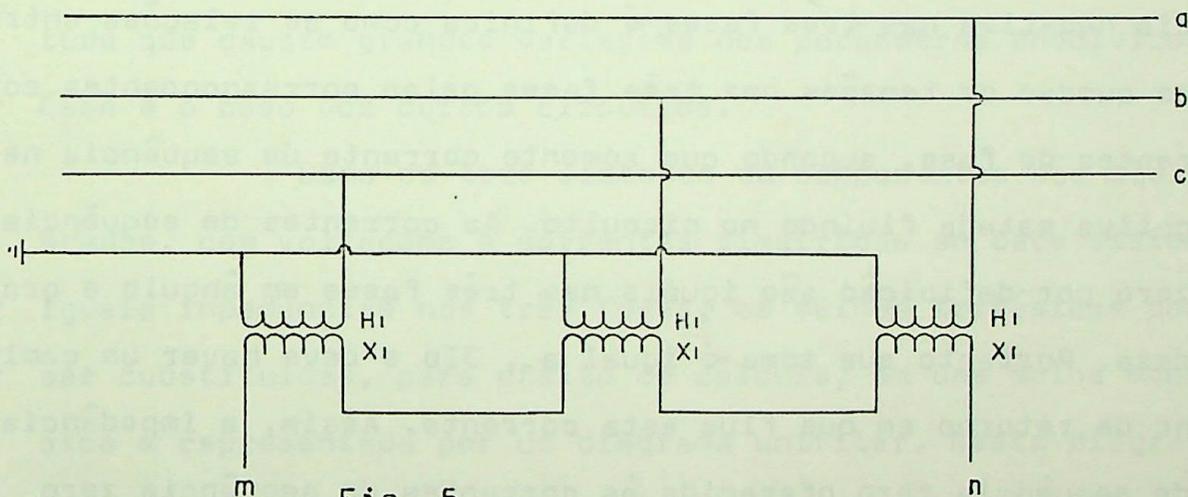


Fig. 5

A tensão obtida entre os pontos m e n vale:

$$\begin{aligned} V_{mn} &= V_a + V_b + V_c = (V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}) + (V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}) + \\ &+ (V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}) = (V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}) + (a^2 V_{a1} + \\ &+ aV_{a2} + V_{a0}) + (aV_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}) = V_{a1} (1 + a + a^2) \\ &+ V_{a2} (1 + a + a^2) + 3 V_{a0} \end{aligned}$$

desde que $(1 + a + a^2) = 0$, temos

$$V_{mn} = 3 V_{a0}$$



2.4 - DIAGRAMAS DE SEQUÊNCIA

Desde que o curto fase-terra envolve os três componentes de sequência, desenvolveremos neste tópico os conceitos fundamentais necessários à representação dos elementos de um sistema elétrico nos três diagramas de sequência.

Em se tratando com correntes e tensões senoidais de frequência fundamental, pode-se definir as impedâncias de sequências da seguinte forma: A impedância oferecida às correntes de sequência positiva nas três fases de um circuito é definida como as relações entre as quedas de tensões nas três fases pelas correspondente correntes de fase, supondo que somente corrente de sequência positiva esteja fluindo no circuito. Da mesma forma, a impedância oferecida às correntes de sequência negativa nas três fases é definida como as relações entre as quedas de tensões nas três fases pelas correspondentes correntes de fase, supondo que somente corrente de sequência negativa esteja fluindo no circuito. As correntes de sequência zero por definição são iguais nas três fases em ângulo e grandeza. Portanto sua soma é igual a $3I_0$ e deve haver um caminho de retorno em que flua esta corrente. Assim, a impedância de sequência zero oferecida às correntes de sequência zero é definida como a impedância oferecida a qualquer uma das três correntes fluindo nas fases e sua soma retornando através da terra ou outro condutor em que o neutro é conectado. Desde que a corrente de uma determinada sequência produz queda de tensão somente daquela sequência, e tensão de uma determinada sequência produz corrente apenas daquela sequência, não há acoplamento mútuo entre os sistemas de sequência, A divisão de correntes e tensões em

componentes simétricas, com correntes de cada sequência encontrando sua própria impedância, é baseada no princípio da superposição. Este princípio estabelece que a resposta à uma força pode ser determinada pela adição das respostas aos componentes desta força, desde que estas respostas variem diretamente com as forças aplicadas, ou seja se as equações envolvidas são lineares. O princípio da superposição pode ser rigorosamente aplicado aos circuitos elétricos quando os valores dos parâmetros (capacitância, indutância, resistência etc) forem independentes da tensão, corrente e frequência associadas a eles. Embora isto não seja verdade, o método das componentes, simétricas pode ser satisfatoriamente aplicado a problemas onde as correntes e tensões calculadas não sejam de tal magnitude que causem grandes variações nos parâmetros envolvidos. Esse é o caso dos curtos circuitos.

Como os três sistemas de componentes são equilibrados, com voltagens e correntes simétricas em cada sistema e iguais impedâncias nas três fases, as malhas trifásicas podem ser substituídas, para efeito de cálculo, em uma malha monofásica e representada por um diagrama unifilar. Neste diagrama, cada elemento do circuito é substituído por seu circuito equivalente. Em um sistema simétrico, o diagrama de impedância unifilar é o mesmo, qualquer que seja a fase usada como referência, mas com essa fase especificada, as correntes e tensões desse diagrama se referirão à ela.

- DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA POSITIVA - Neste diagrama todos os pontos neutros estão no mesmo potencial e portanto conectados

à um ponto comum que é a barra de tensão zero da malha. As tensões geradas são representadas neste diagrama como aplicadas entre a barra de potencial zero e a impedância do gerador. Este diagrama é o mesmo que representa o circuito normal, antes da ocorrência da falta.

- DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

O diagrama de sequência negativa é similar ao diagrama de sequência positiva, exceto pelo fato de que não existe tensões de sequência negativa geradas no sistema antes da ocorrência da falta. Como no diagrama de sequência positiva, aqui também a tensão de todos os pontos neutros é zero. No diagrama unifilar, portanto, todos os neutros são conectados à uma barra comum, que é a barra neutra do sistema. Desde que a impedância de um circuito estático e simétrico às correntes trifásicas equilibradas é independente da sequência de fase, as impedâncias de sequência negativa é positiva para este circuito são iguais. Assim as impedâncias de todos os elementos estáticos de um sistema elétrico (transformadores, linhas, reatores etc) são sempre iguais em sequência positiva e negativa. Apenas haverá diferença para os equipamentos rotativos. Devido à enorme simplificação que traz para os cálculos de curtos-circuitos, é norma geral em todas as empresas considerar os dois diagramas iguais.

As implicações de tal procedimento serão discutidas em um próximo tópico.

- DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA ZERO O diagrama de sequência zero não constitui um sistema trifásico, desde que as correntes e

tensões são iguais em grandeza e ângulo de fase. Trata-se pois de um sistema monofásico, com iguais correntes e tensões nas três fases, em todos os pontos do sistema trifásico dado. As correntes e tensões no diagrama de sequência zero são as mesmas, qualquer que seja a fase escolhida como referência.

A referência para as tensões de sequência zero em qualquer ponto do sistema é a terra naquele ponto considerado. Esta referência para as tensões de sequência zero tem uma característica diferente daquelas para as sequências positiva e negativa. Para estas, todos os pontos neutros estão no mesmo potencial, e podem portanto serem conectados a um ponto comum. De outra maneira, o potencial de terra é diferente para diferentes pontos do circuito.

Portanto no diagrama unifilar de sequência zero, o circuito equivalente de cada elemento do circuito deve ser construído de tal maneira que a tensão de sequência zero para a terra nos terminais desses circuitos seja corretamente dada quando referida à barra neutra. Assim a barra neutra, no diagrama de sequência zero, não representa a terra em um determinado ponto, mas sim uma referência para a determinação das tensões de sequência zero em todos os pontos do sistema. O circuito equivalente para os diversos elementos do circuito são, para a sequência zero, diferentes daqueles para as sequências positiva e negativa, porque devem incluir o circuito de retorno das correntes $3I_0$ e portanto depende de parâmetros adicionais.

- CONSIDERAÇÕES FINAIS - Importantes considerações devem ser

feitas relativas às implicações da simplificação feita anteriormente, considerando iguais, para efeito de cálculo de curtos, os diagramas de sequências positiva e negativa. O erro no valor de corrente que poderá advir de tal simplificação depende basicamente de dois fatores - localização da falta e rapidez de atuação do relé. Como já foi dito, a única diferença entre os dois diagramas é que as impedâncias dos geradores são diferentes para as duas sequências. Enquanto a impedância de sequência negativa do gerador é constante, a impedância de sequência positiva é variável, crescendo rapidamente do valor subtransitório para o valor síncrono em poucos ciclos depois da ocorrência da falta. Entretanto esta diferença de valor de impedância é pequena em relação às impedâncias de linhas e transformadores, e não tem nenhum sentido prático a consideração de diferença entre os valores das duas impedâncias, quando de faltas longe das fontes de geração, ou melhor, com um razoável valor de impedância entre a fonte de geração e a falta. Neste caso, não é necessário também fazer nenhuma consideração à respeito da velocidade de atuação do relé. Para uma falta nas barras de geração ou próxima delas, de outra maneira, haverá uma significativa mudança no valor da corrente de curto durante os primeiros ciclos, decorrente das diferenças citadas. As implicações desse fato para a proteção, dependerá do relé envolvido. A hipótese simplificadora é bastante correta quando se analisa a resposta de um relé de distância de alta velocidade.

Nos primeiros dois ciclos, quando o relé já deverá ter operado, as impedâncias ainda estão bem próximas, portanto com erro desprezível. Quando um relé de distância com

temporização é usado, como back up por exemplo, a simplificação em estudo pode produzir um erro significativo, principalmente para relés localizados nas barras de geração. Nesta circunstancia, a operação do relé é largamente dependente das características do gerador. Por outro lado o alcance do relé não precisa ser tão acurado, por se tratar de proteção de back up, não tendo tal erro maior importância. Essa variação, de impedância poderá ter uma maior influência na operação de relés de sobrecorrente. A variação de corrente trará como consequência uma variação no tempo de atuação e poderia, portanto, afetar a coordenação. Suficiente margem, no entanto, é dada para o intervalo de coordenação afim de levar em conta tal variação.

2.5 - CIRCUITOS EQUIVALENTES EM SEQUÊNCIA

- MÁQUINAS SÍNCRONAS TRIFÁSICAS - No projeto de uma máquina síncrona são tomadas as devidas precauções de maneira a se obter a simetria das fases e portanto tensões senoidais e equilibradas em cada fase. Uma máquina síncrona pode então ser representada em um diagrama unifilar por um circuito equivalente consistindo de uma tensão fase-neutro atrás da impedância para o neutro da máquina sob cargas equilibradas. Fig.6

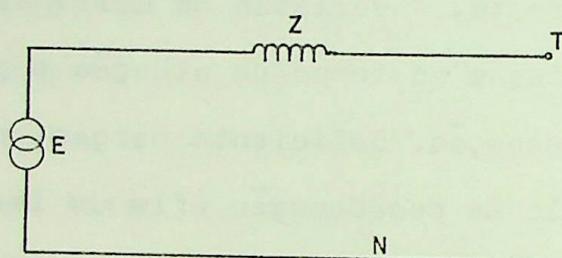


FIG.6

Se os enrolamentos da máquina forem conectados em delta, podem se convertidos em uma estrêla equivalente para a determinação dos valores acima. A figura 6 mostra o circuito equivalente para uso no diagrama de sequência positiva. E representa a tensão de uma fase, Z a impedância por fase, T o terminal de uma fase da máquina. Os valores de E e Z a serem usados dependem do objetivo do problema. Se os valores iniciais de corrente de um curto circuito necessitam ser conhecidos, usa-se como valor de Z a reatância subtransitória de eixo direto e E será a tensão atrás dessa reatância.

Como nos estudos de curto circuito é de grande interesse o conhecimento da máxima corrente de curto-circuito esta reatância é geralmente a usada.

Nos estudos de estabilidade transitória o valor

de Z a ser usado é a reatância transitória de eixo direto e E será a tensão atrás dessa reatância.

Para operação em regime permanente usa-se a reatância síncrona e a tensão E atrás dessa reatância. Nota-se que usamos o termo reatância porque a resistência do enrolamento de uma máquina é sempre muito pequena e pode ser desprezada sem problemas. Essa resistência é no entretanto, fundamental na determinação da constante de tempo de corrente contínua para os curtos assimétricos. Em uma máquina síncrona, as impedâncias encontradas pela corrente da armadura para uma dada sequência são iguais nas três fases, desde que estamos tratando com fases simétricas. Como a impedância para correntes de uma dada sequência depende de sua sequência de fase relativas à direção de rotação do rotor, as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero serão diferentes, já que possuem sequências de fase diferentes. Com raras exceções, a reatância de sequência negativa de um gerador será igual a sua reatância subtransitória. A reatância de sequência zero é geralmente menor do que as outras duas. Esses valores são fornecidos pelos fabricantes, mas se não os temos, uma boa estimativa pode ser feita através de tabelas que levam em consideração o tipo de gerador, número de polos, enrolamento amortecedor etc.

- LINHAS DE TRANSMISSÃO - Considerando-se apenas os parâmetros resistência e indutância e supondo o circuito trifásico simétrico, as impedâncias por fase serão iguais e a linha poderá ser representada no diagrama de sequência positiva apenas por sua impedância própria por fase:

$$Z = \mathcal{L}(r+jx) = \mathcal{L}(r+2\pi fL)$$

Como para os elementos estáticos de um circuito elétrico as impedâncias são independentes da ordem de fase, as impedâncias de sequência positiva e negativa serão iguais para uma linha de transmissão.

A impedância de sequência zero é diferente por incluir a terra e cabos terra como circuito de retorno.

Para o seu cálculo devem ser considerados o número de cabos terra, espaçamento entre eles e entre eles e condutores de fase, resistividade da terra etc. Um monumental trabalho descrevendo a impedância de condutores aéreos com retorno pela terra foi escrito em 1923 por JOHN R. CARSON. Este trabalho, com pequenas modificações, vem servindo até hoje como base para o cálculo de linhas aéreas de transmissão com correntes de retorno fluindo pela terra. WAGNER e EVANS em um trabalho publicado em 1933 complementaram e estenderam o trabalho de Carson. Por ser um assunto por demais longo e complexo foge ao escopo desse trabalho. Sugerimos aos interessados em maiores informações, à respeito desse tópico, a consulta aos trabalhos citados.

- TRANSFORMADORES DE DOIS ENROLAMENTOS - SEQUÊNCIA POSITIVA -

Um transformador de dois enrolamentos tem quatro terminais. Para uso nos diagramas de sequência entretanto, ele deve ser representado por circuitos equivalentes a dois ou três terminais. Os circuitos equivalentes encontrados são mostrados abaixo na Fig.7. No circuito equivalente na fig 7(a) é levado em consideração a impedância de excitação. R_{h+e} é a re

sist \hat{e} ncia requerida para levar em conta as perdas por histere \tilde{e} se e correntes de eddy no ferro do n \acute{u} cleo e X_m \acute{e} a reat \hat{a} ncia entre os dois enrolamentos, chamada reat \hat{a} ncia m \acute{u} tua. A corren \tilde{t} e que flui atrav \hat{e} s da combina \tilde{c} o

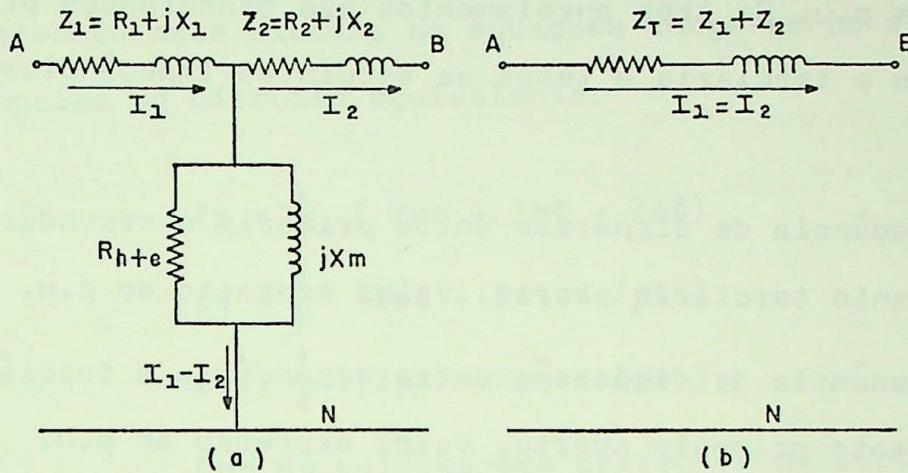


Fig.7

em paralelo de R_{h+e} e X_m \acute{e} a corrente de excita \tilde{c} o do transformador. A parcela desta corrente que flui atrav \hat{e} s de X_m \acute{e} a corrente de magnetiza \tilde{c} o do transformador. Para a maioria dos transformadores $X_1 + X_2$ \acute{e} da ordem de 10% e X_m , \grave{a} tens \hat{a} o normal, \acute{e} da ordem de 3000%. Assim, o ramo em paralelo pode ser desprezado sem que isso cause \hat{e} rro apreci \acute{a} vel nos estudos de prote \tilde{c} o, e o circuito equivalente passa a dois terminais, conforme figura 7(b). Em estudos requerendo grande precis \hat{a} o, o circuito equivalente 7(a) deve ser usado. Como o transformador \acute{e} um elemento est \acute{a} tico, a imped \hat{a} ncia de sequ \hat{e} ncia negativa ser \acute{a} sempre igual \grave{a} imped \hat{a} ncia de sequ \hat{e} ncia positiva.

Com a corrente de excitação desprezada, o circuito equivalente de um transformador trifásico de três enrolamentos para uso no diagrama monofásico será um circuito a três terminais. Se um dos enrolamentos for conectado em delta, pode ser substituído por uma estrela equivalente de mesmas impedâncias em p.u. Os três enrolamentos são denominados primário, secundário e terciário e temos as seguintes impedâncias por fase:

Z_{ps} - impedância de dispersão entre primário e secundário com o enrolamento terciário aberto. Valor expresso em p.u.

Z_{st} - impedância de dispersão entre secundário e terciário com o enrolamento primário aberto. Valor expresso em p.u.

Z_{pt} - impedância de dispersão entre primário e terciário com o enrolamento secundário aberto. Valor expresso em p.u.

Os valores das impedâncias acima são referidas às tensões nominais de cada enrolamento, e portanto uma dada impedância entre dois enrolamentos com o terceiro aberto é a mesma, quer referida a um ou outro enrolamento. Como as potências nominais dos três enrolamentos não são geralmente iguais, os valores de Z_{ps} , Z_{pt} e Z_{st} devem ser sempre referidos a uma potência base comum. Esta é geralmente a potência nominal do enrolamento de maior potência do transformador. O circuito equivalente é dado na Fig 8 em que as impedâncias Z_p , Z_s e Z_t referem-se aos circuitos primário, secundário e terciário respectivamente.

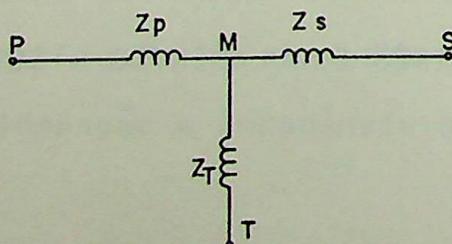


Fig 8

Assim temos as seguintes relações entre as impedâncias reais e as do circuito equivalente:

$$Z_{ps} = Z_p + Z_s$$

$$Z_{pt} = Z_p + Z_t$$

$$Z_{st} = Z_s + Z_t$$

Resolvendo este sistema de equações chega-se ao valor das impedâncias do circuito equivalente:

$$Z_p = \frac{1}{2} (Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st})$$

$$Z_s = \frac{1}{2} (Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt})$$

$$Z_t = \frac{1}{2} (Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps})$$

Com os valores das correntes de curto expressas em p.u. a lei dos nós aplica-se no ponto M para faltas em qualquer dos três enrolamentos. Este expediente é de grande valia para a determinação do sentido do fluxo de corrente no enrolamento terciário, de grande importância no estudo de polarização de relés de terra a ser examinado em um próximo tópico. Muitas vezes a determinação das impedâncias do circuito equivalente nos leva a um valor de impedância negativo. Este valor geralmente é o da impedância do enrolamento secundário (Z_s) e não tem nenhum significado físico. Constitui apenas um artifício matemático utilizado para que se possa obter no circuito equivalente, a real transferência de potência do transformador. No entanto o seu valor é bastante pequeno e a soma ($Z_p + Z_s$) e ($Z_s + Z_t$) resultará sempre em uma impedância positiva

Outro aspecto importante relacionado ao circuito equivalente diz respeito ao cálculo das correntes fluindo no neutro de transformadores e autotransformadores de três enro-

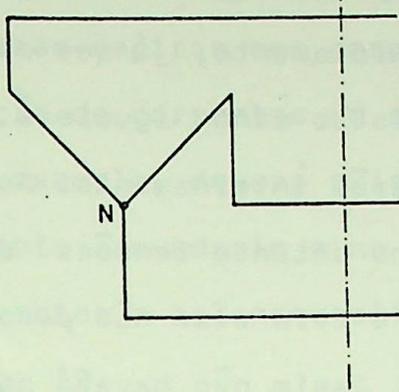
lamentos. No entanto, devido aos aspectos peculiares que apresenta, este estudo será feito separadamente em outro tópico.

- CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SEQUÊNCIA ZERO PARA TRANSFORMADORES

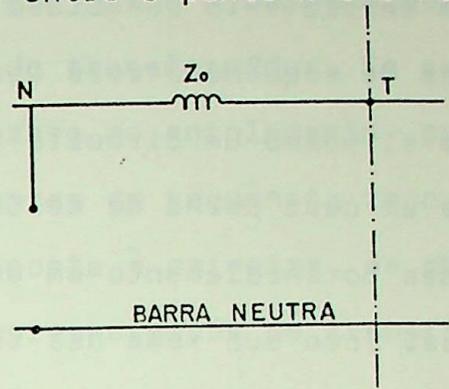
RES - CONSIDERAÇÕES INICIAIS - O estudo dos circuitos equivalentes de sequência zero para transformadores será tratado separadamente devido aos múltiplos aspectos envolvidos. Ao contrário do que foi visto para as sequências positiva e negativa, os circuitos equivalentes de sequência zero para transformadores depende fundamentalmente do tipo de conexão de cada enrolamento do transformador, do número de enrolamentos, se o enrolamento é aterrado ou não, se o transformador é tipo CORE ou tipo SHELL, se trifásico ou banco. Para sabermos se haverá fluxo de corrente de sequência zero nos enrolamentos do transformador, devemos ainda conhecer as características do sistema externo conectado a cada um de seus enrolamentos. Para o estudo que se segue, consideraremos que o sistema externo conectado aos enrolamentos do transformador em estudo é solidamente aterrado e que sempre, do outro lado da linha conectada ao enrolamento em estudo, haja um enrolamento em estrela com o neutro solidamente aterrado.

Se em um circuito não existe um curso fechado para que o fluxo das correntes de sequência zero aconteça, a impedância de sequência zero desse circuito é infinita. No diagrama de sequência zero esta impedância infinita é representada por um circuito aberto. Assim, um enrolamento em estrela não aterrada apresenta uma impedância infinita para as correntes de sequência zero, e o circuito equivalente de sequência zero deste enrolamento esta representado na Figura 9

abaixo, através do circuito aberto entre o ponto N e a barra



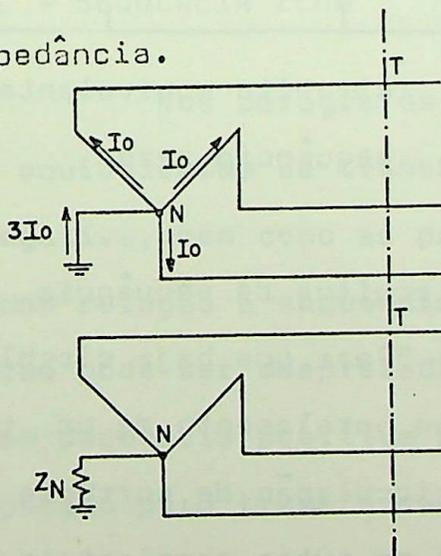
enrolamento em estrela
não aterrada



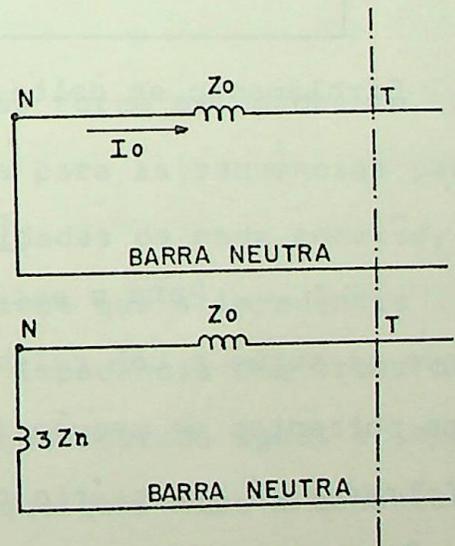
circuito equivalente de
seq. zero

Fig. 9

neutra. O ponto T é o ponto de conexão desta impedância no diagrama de sequência zero do sistema. Um enrolamento conectado em estrela aterrada terá sua impedância de sequência zero por fase conectada diretamente à barra neutra, apresentando assim um caminho para a circulação de correntes de sequência zero através do neutro aterrado. A figura 10 abaixo mostra o circuito equivalente para aterramento sem ou através impedância.



Enrolamento sem estrela
aterrada



Circuitos equivalentes
de seq. zero

Fig. 10

Um enrolamento conectado em delta permite o fluxo de correntes de sequência zero dentro do enrolamento, já que este é em si mesmo um circuito fechado. Estas sendo iguais e em fase em cada perna do delta, circularão internamente. As tensões do enrolamento em delta são no entanto tensões compostas. Como sua soma nas três fases é zero elas não podem conter componentes de sequência zero. Assim não haverá correntes de sequência zero na linha conectada ao enrolamento em delta. Como não há referência para terra em um enrolamento em delta, a impedância de sequência zero deste enrolamento é infinita, quando vista dos terminais externos, mas aparece no circuito equivalente como um circuito fechado, com os dois terminais conectados à barra neutra. A fig. 11 ilustra o que foi dito.

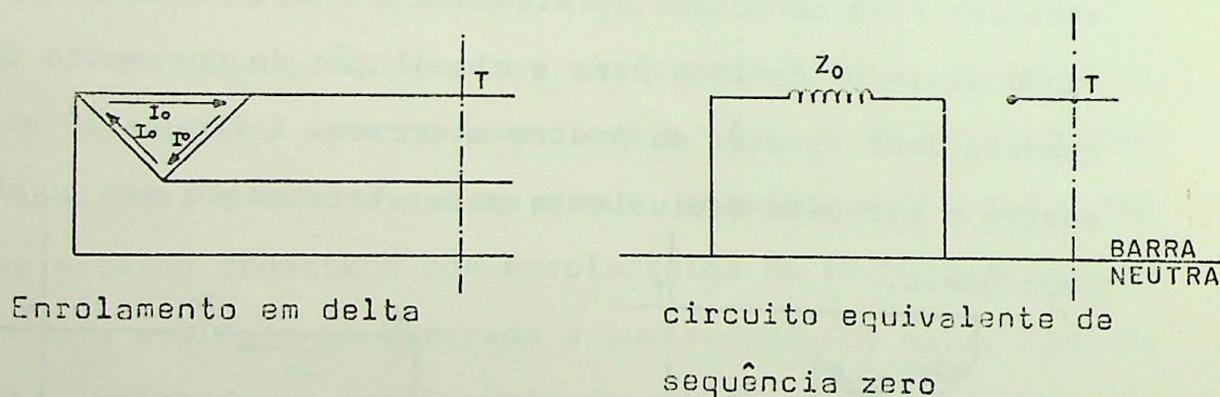


Fig. 11

Para o estudo dos circuitos de sequência zero que se segue é bom lembrar que: "Para que haja circulação de correntes de sequência zero num enrolamento de um transformador, é necessário que haja circulação de corrente de sequência zero (corrente de reação) em outro enrolamento do mesmo transformador".

Em outras palavras, deverá haver o balanceamento dos amperes-espiras nos enrolamentos do transformador. Se existe circulação de correntes de sequência zero no enrolamento primário por exemplo, deverá existir correntes de sequência zero no enrolamento secundário e na direção oposta à primeira, de maneira a se obter o balanceamento dos amperes-espiras no transformador. Fig. 12.

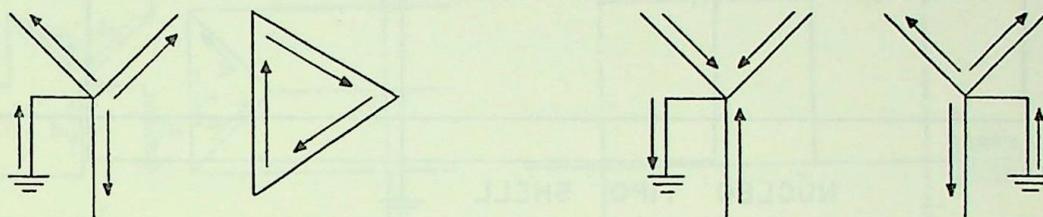


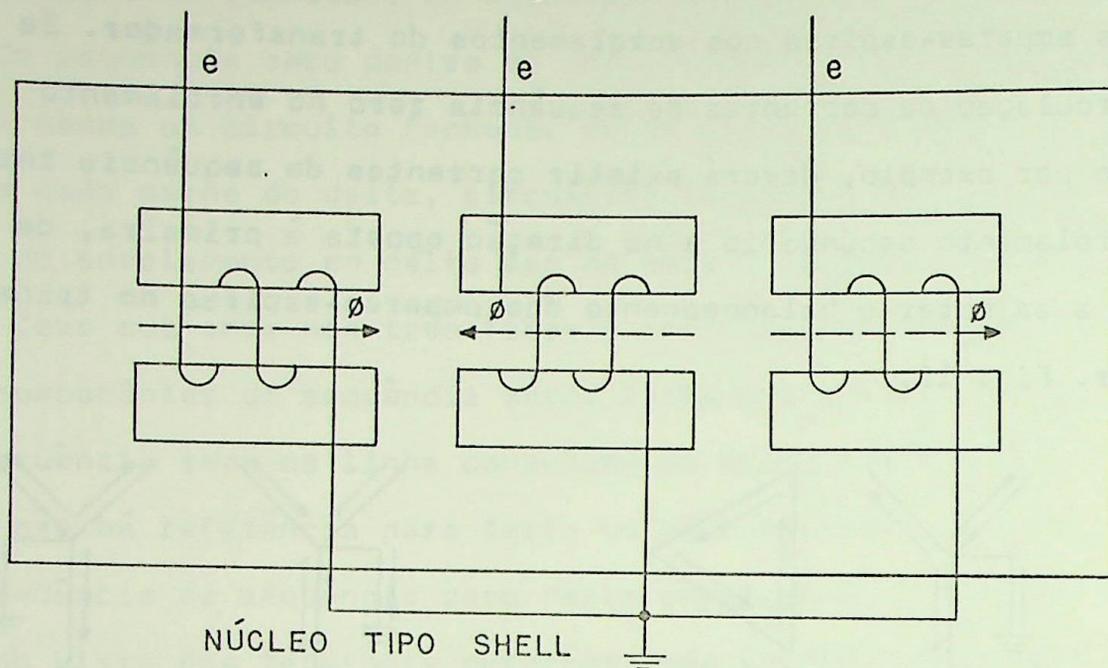
Fig. 12

Uma exceção à regra acima são as correntes de magnetização e será estudado adiante.

- BANCO DE TRANSFORMADORES E TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS TIPO SHELL - SEQUÊNCIA ZERO

Nos parágrafos anteriores foram estudados os circuitos equivalentes de transformadores para as sequências positiva e negativa, bem como as particularidades de cada conexão, isolada, com relação à sequência zero. Vimos que a impedância de excitação pode ser desprezada e que a impedância dos transformadores em sequência positiva pode ser considerada igual à impedância de dispersão para transformadores de qualquer tipo e conexão. Para a impedância de sequência zero, no entanto, considerações adicionais merecem ser feitas.

O núcleo tipo SHELL (Fig. 13) oferece



NÚCLEO TIPO SHELL
Fig. 13

um circuito magnético fechado para os fluxos de ambas as sequências, positiva e zero. Como os circuitos para os fluxos de sequência são os mesmos, desprezando-se a saturação pode-se dizer que as impedâncias das sequências positiva e zero são iguais para transformadores tipo SHELL, desde que correntes dessas sequências possam circular nos enrolamentos. Essas impedâncias são também iguais para os bancos constituídos de 3 unidades monofásicas iguais. Para este é fácil justificar, pois sendo monofásicos não tem condições de distinguir sequência nas tensões aplicadas. Desde que o fluxo de sequência zero fica confinado no núcleo de um transformador tipo SHELL ou banco de 3 unidades monofásicas iguais, a impedância de magnetização de sequência zero destes transformadores é muito grande, e da mesma maneira que para a sequência positiva, pode ser desprezada sem erro apreciável.

Consideremos agora a análise de algumas conexões

usuais de transformadores.

Para o transformador de dois enrolamentos e conexão estrela aterrado-triângulo da fig. 14 temos que:

O enrolamento em estrela aterrada fornece um caminho para a circulação de correntes de sequência zero nesse enrolamento.

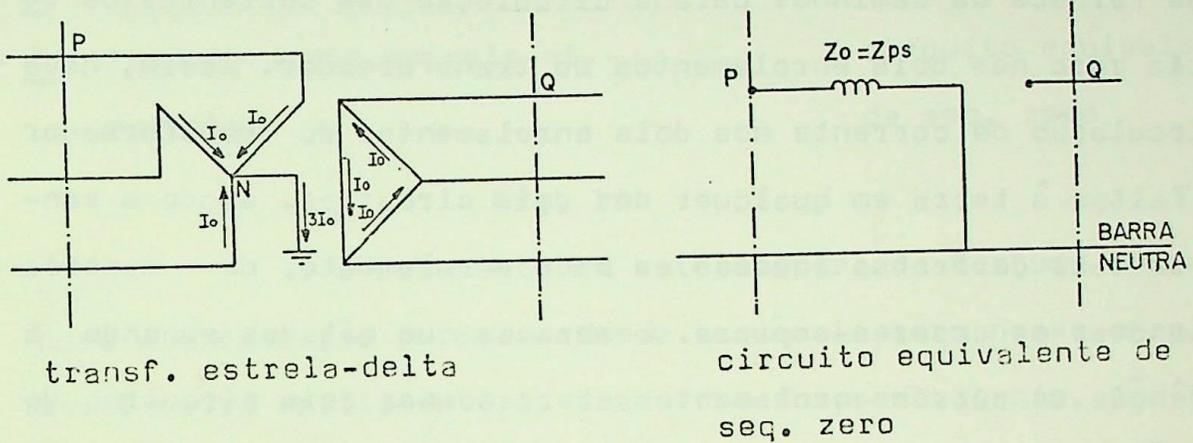


Fig. 14

O enrolamento em triângulo oferece um circuito fechado para a circulação das correntes de reação de sequência zero, possibilitando assim o balanceamento dos amperes-espiras no transformador. Assim, quando visto do ponto P, o transformador apresenta uma definida impedância de sequência zero, igual em valor à sua impedância de dispersão, e portanto haverá circulação de correntes de sequência zero nos enrolamentos do transformador para faltas à terra à esquerda de P. Isto é representado no circuito equivalente conectando-se sua impedância à barra neutra. Quando o transformador é visto do ponto Q, sua impedância de sequência zero é infinita, já que esse enrolamento não tem conexão para a terra e não permite, portanto, a circulação de corrente de

sequência zero em seus enrolamentos para faltas à terra à direita de Q. Isto é representado no circuito equivalente pelo circuito aberto no ponto Q.

A análise do circuito de sequência zero do transformador estrela aterrada-estrela aterrada da figura 15 não oferece maiores dificuldades. Os dois ^{enrolamentos} enrolamentos em estrela aterrada nos fornece os caminhos para a circulação das correntes de sequência zero nos dois enrolamentos do transformador. Assim, haverá circulação de corrente nos dois enrolamentos do transformador para faltas à terra em qualquer dos dois circuitos, sendo o sentido de tais correntes inverso em cada enrolamento, de maneira a balancear os amperes-espiras. Lembramos que estamos supondo a existência de outros enrolamentos aterrados nos dois circuitos do transformador em estudo.

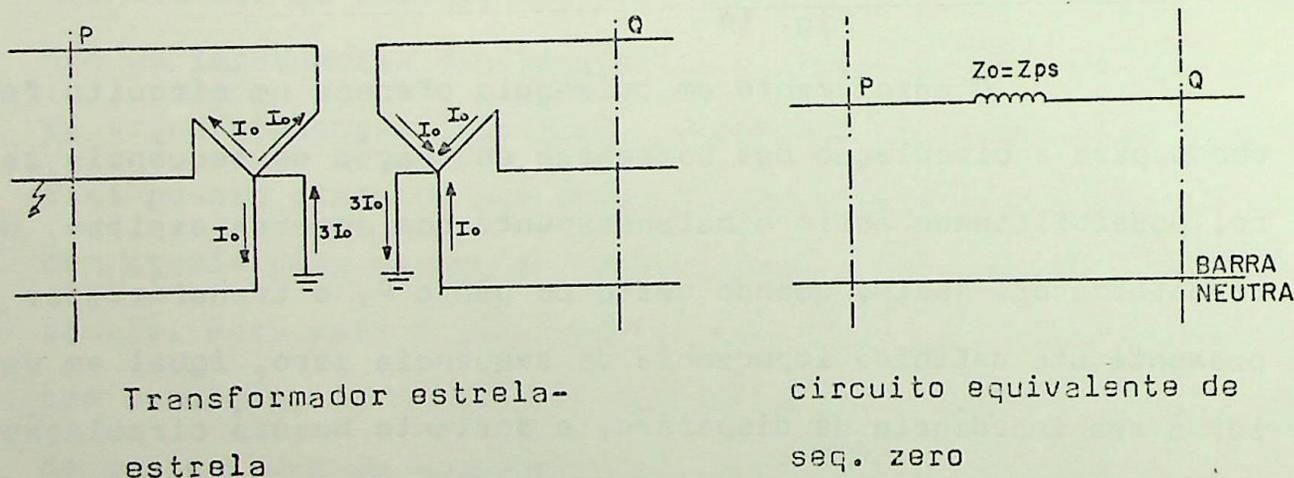


Fig. 15

O circuito equivalente de sequência zero será obtido ligando-se a impedância Z_{ps} do trafo aos terminais P e Q.

A figura 15 mostra também o sentido das correntes no trafo para uma falha à terra à esquerda de P.

Consideremos agora o transformador estrela aterrado-estrela isolado da fig. 16

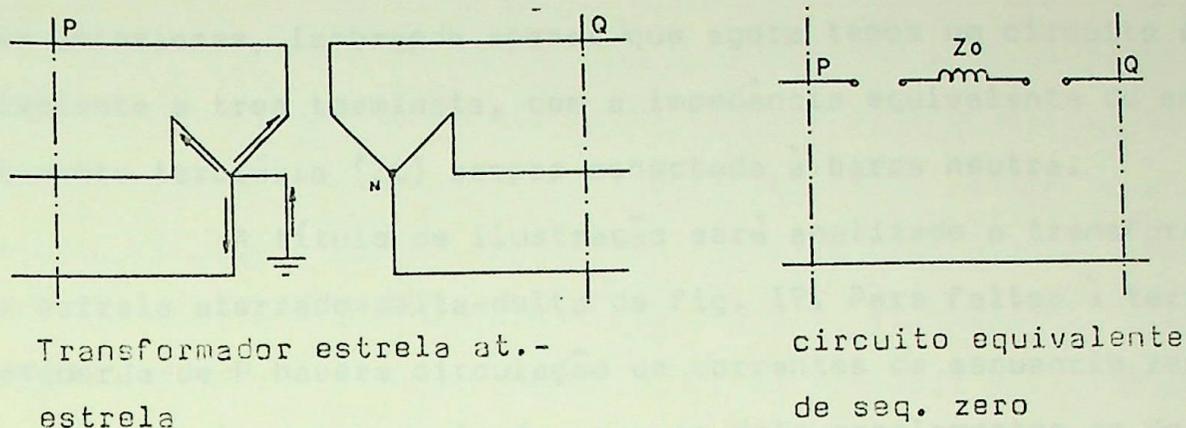


Fig. 16

O enrolamento em estrela aterrada fornece um caminho para a circulação de corrente de sequência zero nesse enrolamento. O outro enrolamento do transformador, entretanto, não fornece caminhos para a circulação das correntes de compensação de sequência zero, porque estas estarão em fase e não podem se anular no ponto N.

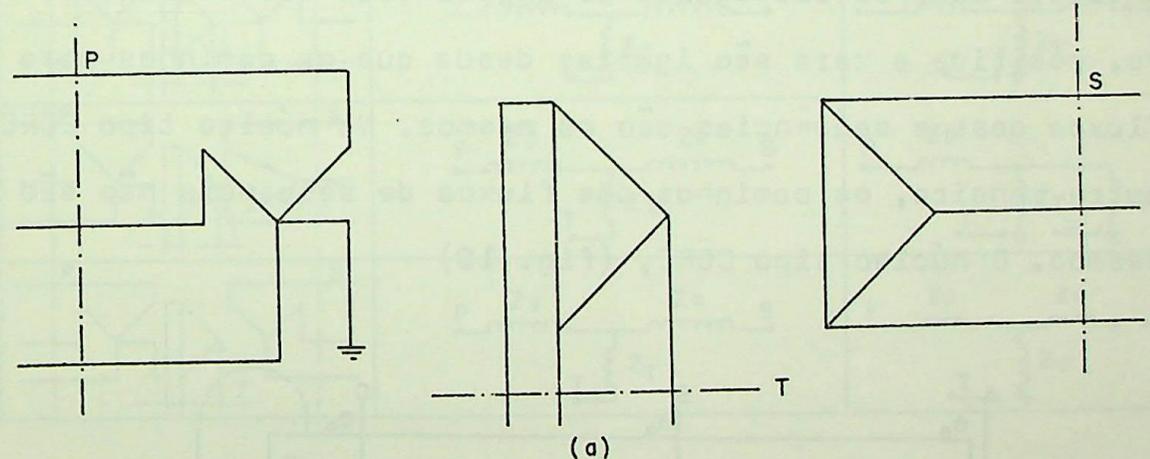
Assim, a corrente de sequência zero do circuito primário se reduzirá à corrente de magnetização do núcleo e a impedância equivalente será a impedância de magnetização.

A corrente de magnetização para tensão nominal varia entre 1% e 5%.

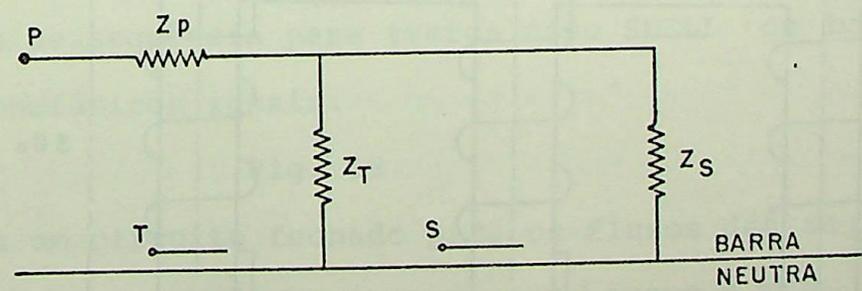
A impedância correspondente variará de 10000 a 20000%, que para finalidade práticas pode ser considerada infinita. Assim, a impedância equivalente de sequência zero será infinita quando vista dos terminais externos. Evidentemente para as demais conexões de trafos de dois enrolamentos sem referência à terra em nenhum dos enrolamentos, a impedância de sequência zero

será também infinita quando vista dos terminais externos. Para os transformadores de 3 enrolamentos valem as mesmas considerações anteriores, lembrando apenas que agora temos um circuito equivalente a tres terminais, com a impedância equivalente do enrolamento terciário (Z_t) sempre conectada à barra neutra.

A título de ilustração será analisado o transformador estrela aterrado-delta-delta da fig. 17. Para faltas à terra à esquerda de P haverá circulação de correntes de sequência zero nos três enrolamentos do trafo, com os dois enrolamentos em delta fornecendo meios para a circulação de correntes de compensação de sequência zero. As impedâncias equivalentes desses dois enrolamentos são então conectadas em paralelo na barra neutra, formando portanto uma malha a mais no diagrama de sequência zero e aumentando pois, o valor da corrente residual do curto.



Transformador estrela-delta-delta



Circuito equivalente de sequência zero

Fig. 17

Para faltas à terra nos circuitos conectados em delta não haverá circulação de corrente em nenhum enrolamento do transformador, sendo pois a impedância de sequência zero do transformador, quando vista dos terminais externos ligados aos circuitos em delta, infinita. Isto é representado no diagrama de sequência zero pelo circuito aberto nos pontos T e S. Na figura 19 está representado os circuitos equivalentes de seqüências para as diversas conexões de transformadores de 2 e 3 enrolamentos, tipo SHELL ou banco.

- TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 2 e 3 ENROLAMENTOS, TIPO "CORE"-
SEQUÊNCIA ZERO

Para os transformadores tipo SHELL ou banco de 3 unidades monofásicas iguais as impedâncias das seqüências negativa, positiva e zero são iguais, desde que os caminhos para os fluxos dessas seqüências são os mesmos. No núcleo tipo CORE, de outra maneira, os caminhos dos fluxos de seqüência não são os mesmos. O núcleo tipo CORE, (fig. 18)

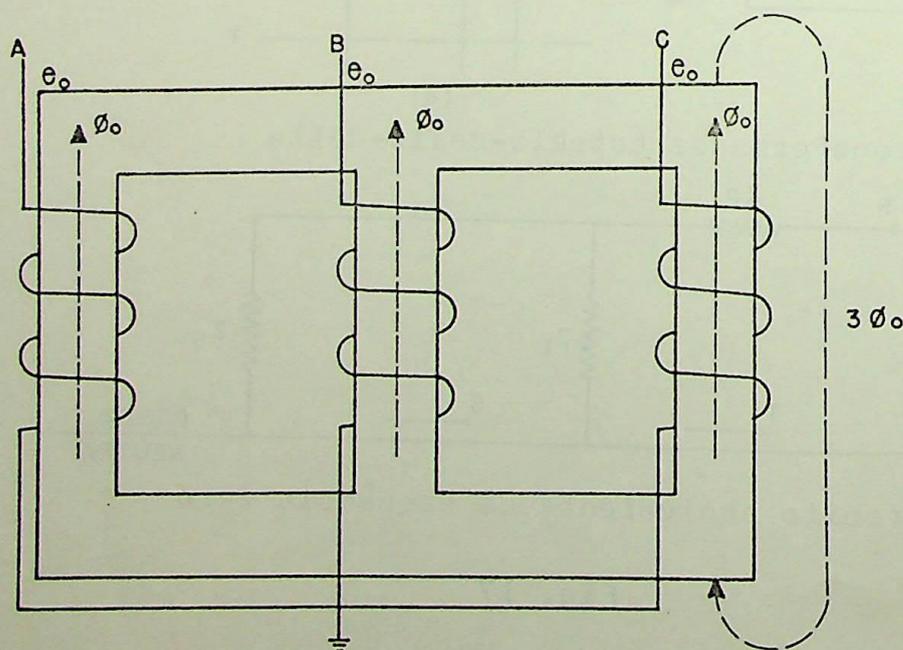
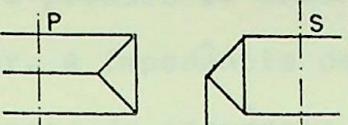
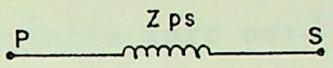
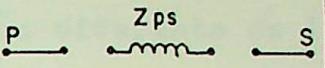
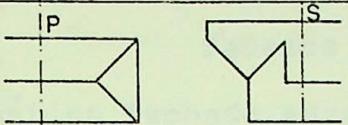
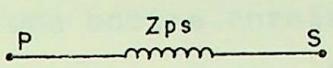
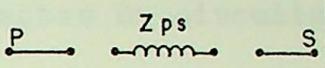
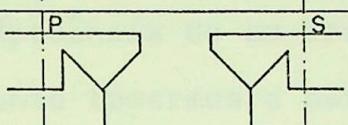
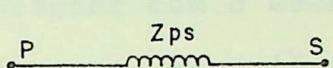
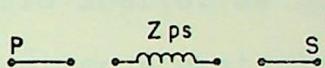
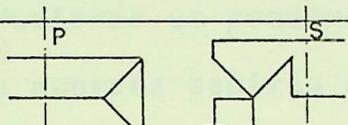
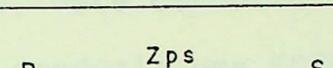
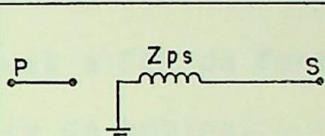
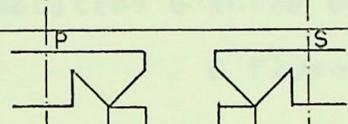
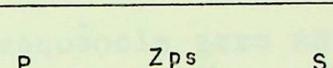
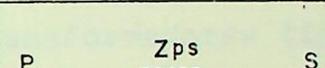
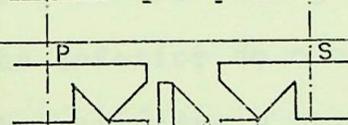
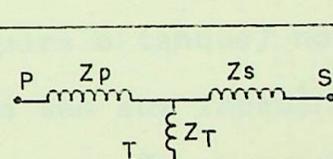
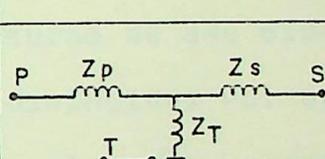
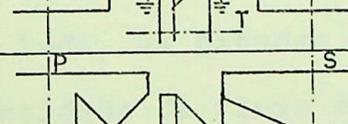
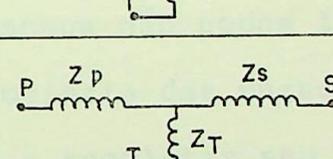
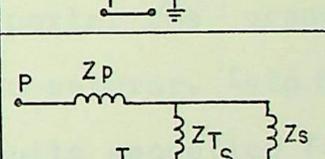
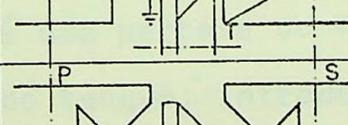
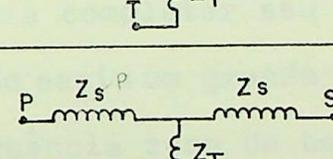
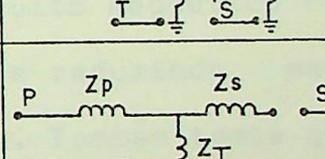


Fig. 18

TRANSFORMADOR	CIRCUITO EQUIVALENTE SEQUÊNCIA POS. E NEGATIVA	CIRCUITO EQUIVALENTE SEQUÊNCIA ZERO
		
		
		
		
		
		
		
		

Circuitos de seqüência para trafos tipo SHELL ou banco de 3 trafos monofásicos iguais.

Fig. 19

apresenta um circuito fechado para os fluxos das seqüências positiva e negativa, já que sua soma nas 3 fases é nula. O fluxo de seqüência zero, entretanto, sendo monofásico e estando em fase nas 3

pernas do núcleo, não pode circular internamente. Soma-se pois ' $3\beta_0$ e procura um caminho de retorno pelo ar e tanque do transformador. A impedância de sequência zero será então diferente da impedância de sequência positiva pelas seguintes razões:

Sabemos que uma bobina enrolada sobre um circuito magnético fechado apresenta uma alta impedância, como por exemplo a impedância de um transformador com o secundário aberto. Se no entanto tomarmos a mesma bobina e circuito magnético e neste introduzirmos um pequeno gap, este circuito magnético irá requerer mais amperes espiras para produzir uma FCEM igual a FEM da fonte. O resultado é então uma diminuição da impedância da bobina.

O fluxo de sequência zero nos transformadores tipo CORE encontra dois gaps de ar (1 na parte superior e outro na parte inferior do núcleo para o tanque) no percurso de seu circuito magnético e portanto tem sua impedância diminuída. Por outro lado, as paredes do tanque não podem transportar uma grande quantidade de fluxo e na maioria das vezes irão saturar. Isto forçará uma parcela do fluxo a completar seu circuito magnético fora do tanque, introduzindo assim um grande gap e reduzindo ainda mais a impedância de sequência zero da bobina. Também temos que este fluxo, estando circulando em volta do tanque, que é um material condutor, irá induzir nestes correntes em uma direção tal que tenda a anular o fluxo que as originou. O efeito dessas correntes é o mesmo das correntes em um enrolamento secundário curto-circuitado de um transformador. O tanque age assim como um enrolamento secundário em delta, de alta impedância, sendo às

vezes empregado em substituição ao mesmo para estabilização do neutro e excitação de 3º harmônico. Esse efeito do tanque traz como consequência uma nova redução no valor da impedância de sequência zero, fazendo com que a mesma seja bastante inferior no núcleo tipo CORE, em relação ao núcleo tipo SHELL. Assim a impedância de excitação de sequência zero, que nos trafos tipo SHELL ou banco, pode atingir a 10000%, nos trafos com núcleo tipo CORE pode ficar em algum valor entre 30 a 500% os menores valores se aplicando aos trafos de menores potencias. Por esta razão é necessário considerar o ramo paralelo de excitação na análise de trafos tipo CORE sempre que maior precisão for requerida. O exemplo abaixo dá uma idéia da variação da impedância de sequência zero nos trafos tipo CORE.

A impedância de excitação de sequência zero de um trafe com núcleo tipo CORE, 4 MVA 66 kV/2,4 kV foi medida antes de o núcleo ser colocado dentro do tanque, encontrando-se o valor de 84% à tensão normal.

Depois de colocado no tanque foi novamente medido a impedância, encontrando-se o valor de 36%. O valor da impedância de excitação de sequência zero depende das características construtivas do tanque do transformador, bem como de características do circuito magnético do mesmo para a sequência zero. Como estes dados não podem ser obtidos por cálculos, recomenda-se obter do fabricante o exato valor da impedância de sequência zero do trafe sempre que o valor desta for importante para o estudo em questão. A fig. 20 relaciona alguns valores médios para as co

nexões mais usadas . Esta tabela aplica-se a trafos tipo CORE 3 pernas, de 2 enrolamentos, com enrolamentos concentricos,^{em} que o enrolamento da baixa tensão fica mais próximo ao núcleo, e a trafos tipo CORE de 3 enrolamentos, 3 pernas, enrolamentos concentricos, em que o enrolamento terciario é próximo ao núcleo, o do secundário é o central e o da alta é o exterior. Desde que estamos considerando a impedância de magnetização, o circuito equivalente de um transformador de "n" enrolamentos terá (n+1) terminais. Para os transformadores de 3 enrolamentos com um enrolamento em delta ou estrela não aterrada, usa-se o circuito equivalente simplificado, com 3 terminais, em que Z_m com Z_t são conectados, em paralelo, à barra neutra.

Este artifício é usado, no entanto, apenas para se obter um circuito equivalente simplificado, não havendo nenhuma conexão entre o terminal T do delta e o circuito equivalente. Assim, o subscripto L//0 indica que estamos considerando o paralelo da impedância do secundário com a impedância mútua, conectada à barra neutra.

O subscripto H//T//0 significa que estamos considerando a impedância entre o enrolamento do primário e o paralelo do secundário com o terciário e com a mútua.

Como vimos no estudo dos circuitos de sequência zero para os trafos tipo SHELL ou banco, a impedância de sequência zero de um trafo conexão estrela aterrada-estrela não aterrada pode ser considerada infinita quando vista do lado da estrela aterrada. Não haveria circulação de corrente de terra para fal-

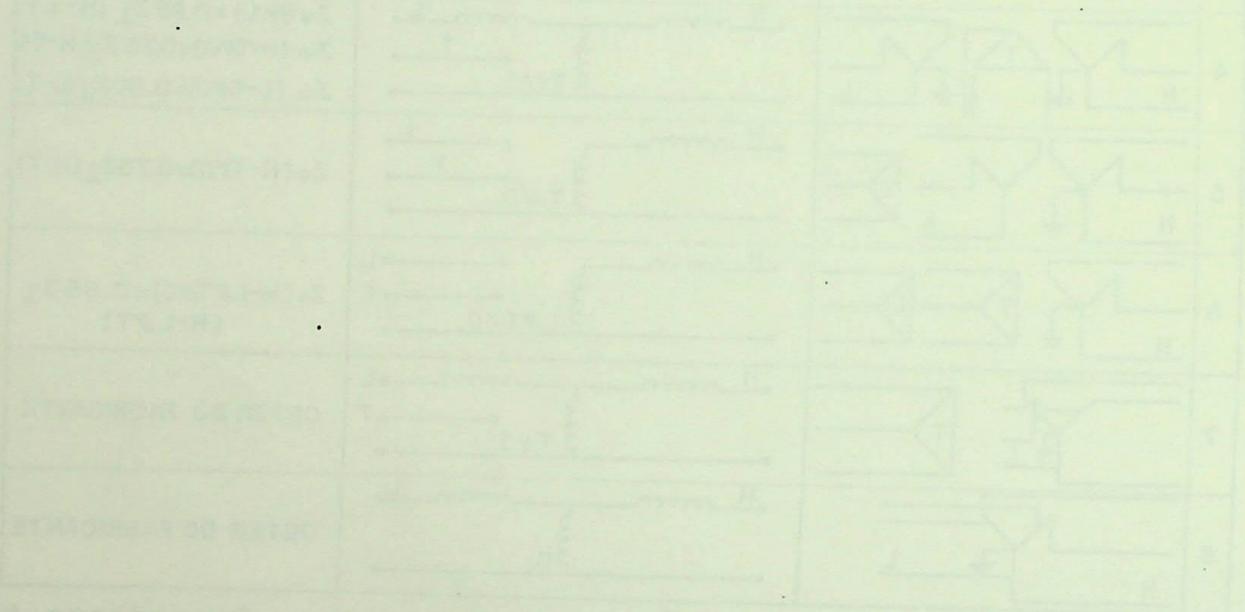
TRANSFORMADOR	CIRCUITO EQUIVALENTE DE SEQUÊNCIA ZERO	VALOR APROXIMADO DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO
1 		$Z_0(H-L) = Z_1(H-L)$ $Z_0(H-O) = 5Z_1(H-L)$ $Z_0(L-O) = 6Z_1(H-L)$
2 		$Z_0(H-O) = 5Z_1(H-L)$
3 		$Z_0(H-L//O) = 0.85Z_1(H-L)$
4 		$Z_0(H-L) = 0.85Z_1(H-L)$ $Z_0(H-T//O) = 0.75Z_1(H-T)$ $Z_0(L-T//O) = 0.90Z_1(L-T)$
5 		$Z_0(H-T//O) = 0.75Z_1(H-T)$
6 		$Z_0(H-L//T//O) = 0.85Z_1(H-L//T)$
7 		OBTER DO FABRICANTE
8 		OBTER DO FABRICANTE

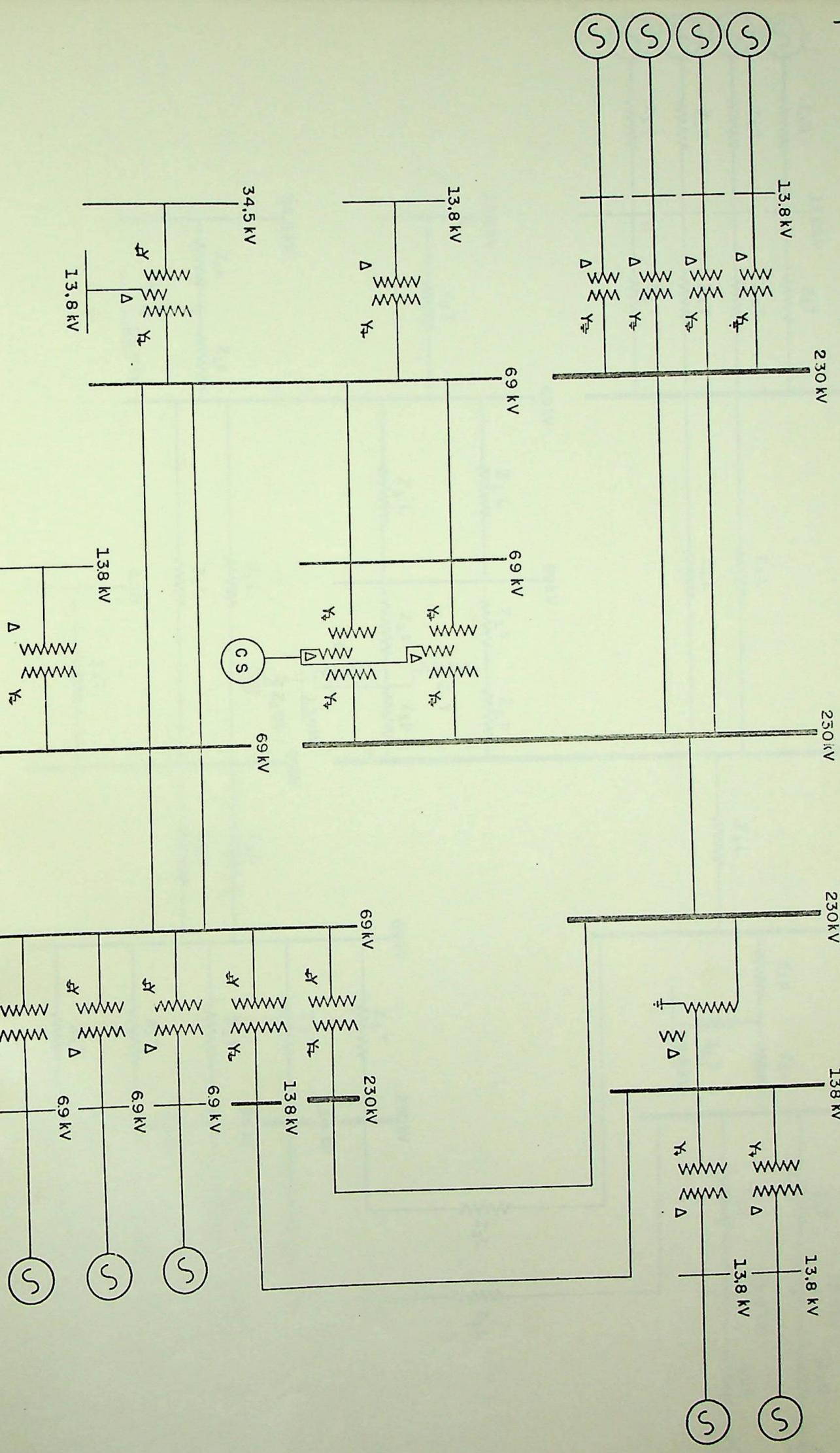
Circuitos equivalentes de sequência zero para transformadores tipo CORE, 3 pernas.

Fig. 20

tas em qualquer dos dois circuitos. Para o mesmo trafo e conexões mas com núcleo tipo CORE, a impedância de sequência zero do trafo quando vista do lado da estrela aterrada, apresenta um definido valor, da ordem de 5 vezes a impedância de dispersão do trafo, conforme nos mostra o 2º exemplo da tabela 20. A título de

complementação do estudo de diagramas de seqüência e circuitos e equivalentes, apresentamos nas figuras 21, 22 e 23 os diagramas unifilar, seqüência positiva e seqüência zero de um pequeno sistema tomado como exemplo. Nestes diagramas Z_L , Z_G e Z_T significam impedâncias de linha, gerador e transformador respectivamente. Todos os transformadores foram considerados bancos constituídos de 3 unidades monofásicas iguais e a seqüência positiva foi considerada igual à negativa, práticas sempre adotadas no cálculo de curto circuito para ajustes de relés.





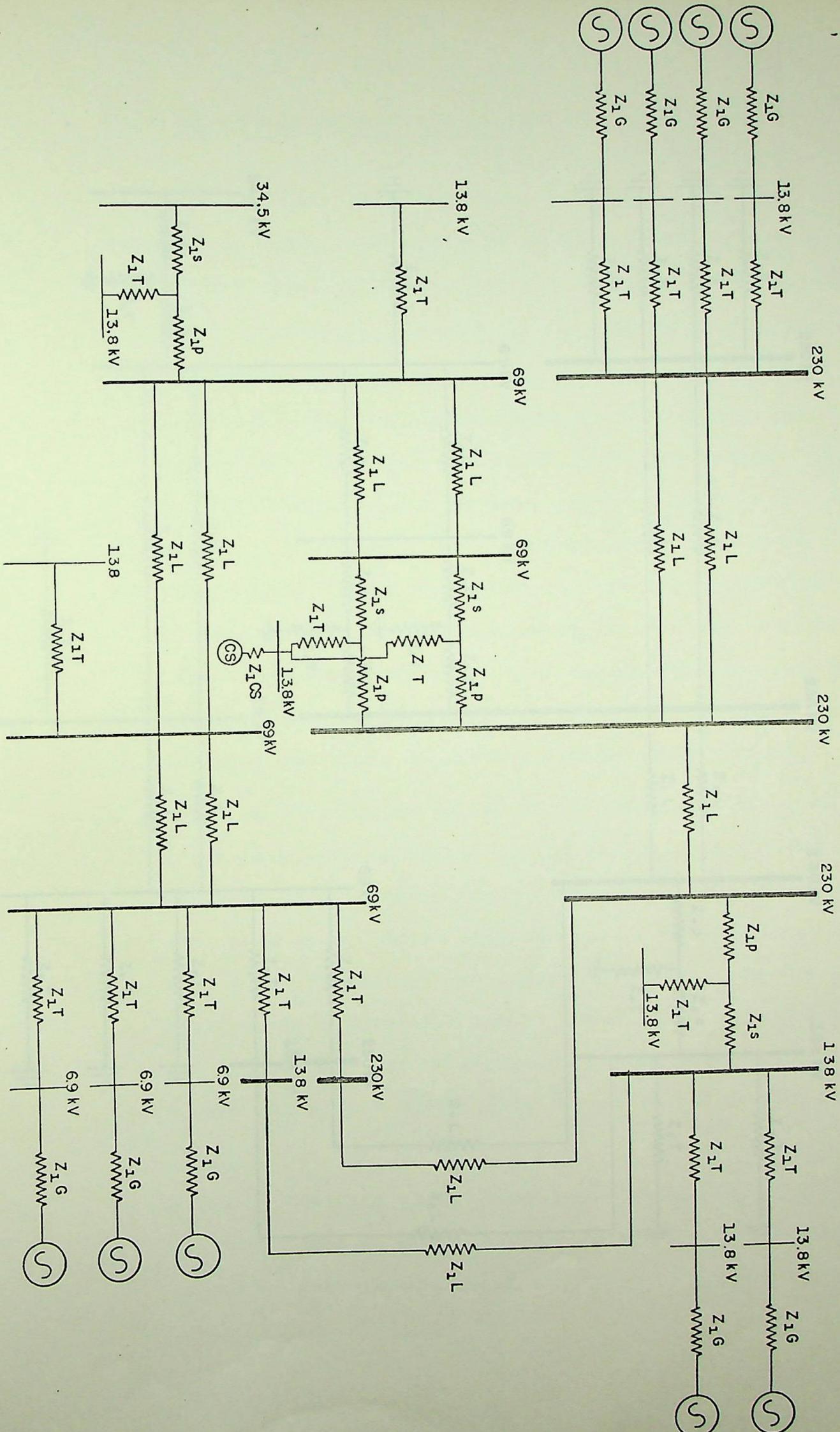
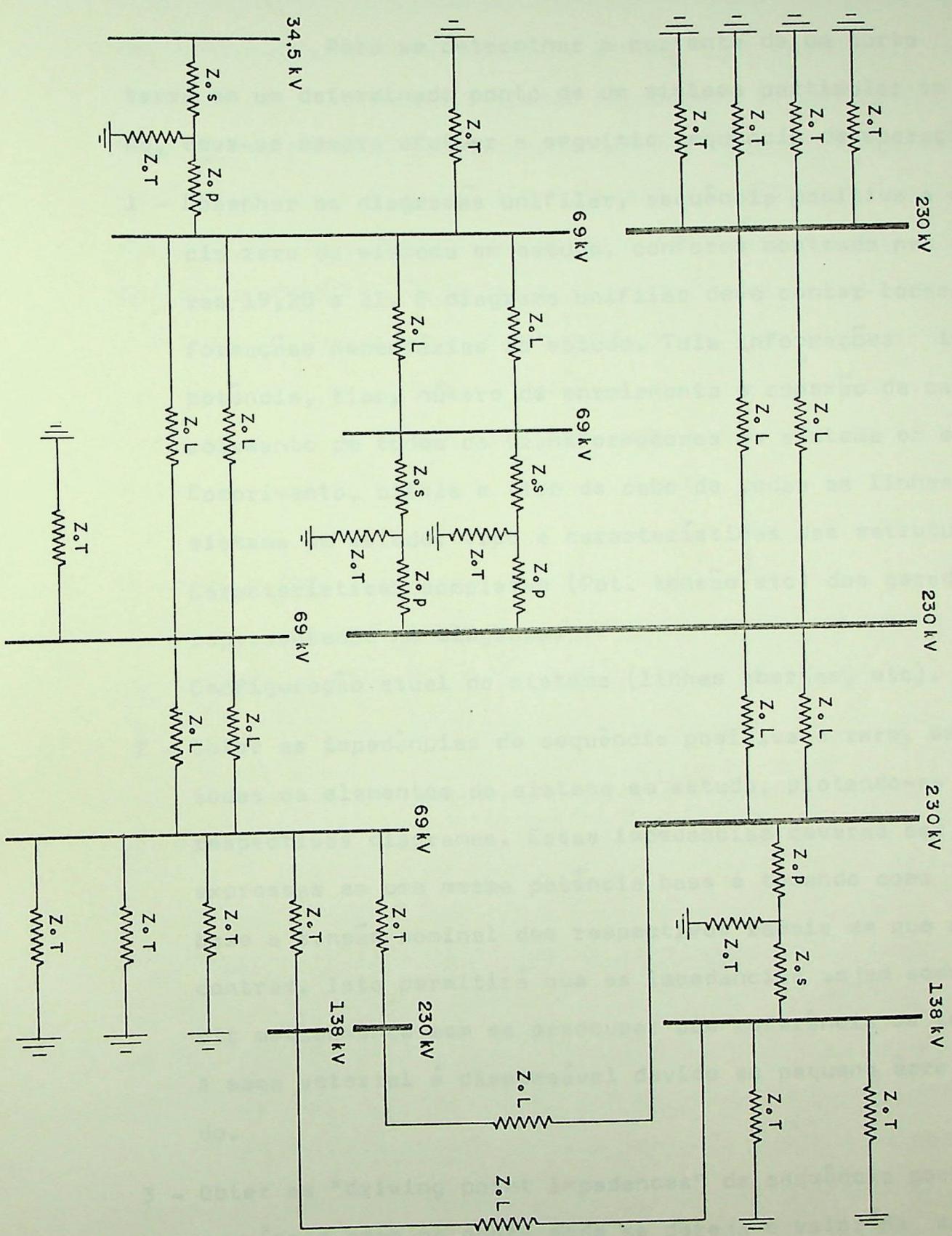


FIG. 22 - DIAGRAMA DE SEQUÊNCIA POS. E NEG.



2.6 - CÁLCULO DE CURTOS FASE-TERRA

Para se determinar a corrente de um curto fase-terra em um determinado ponto de um sistema particular em estudo, deve-se sempre efetuar a seguinte sequência de operações:

- 1 - Desenhar os diagramas unifilar, sequência positiva e sequência zero do sistema em estudo, conforme mostrado nas figuras 19, 20 e 21. O diagrama unifilar deve conter todas as informações necessárias ao estudo. Tais informações incluem potência, tipo, número de enrolamento e conexão de cada enrolamento de todos os transformadores do sistema em estudo. Comprimento, bitola e tipo de cabo de todas as linhas do sistema em estudo. Tipo e características das estruturas. Características completas (Pot. tensão etc) dos geradores representados no diagrama.
Configuração atual do sistema (linhas abertas, etc).
- 2 - Obter as impedâncias de sequência positiva e zero, em pu, de todos os elementos do sistema em estudo, plotando-as nos respectivos diagramas. Estas impedâncias deverão ser todas expressas em uma mesma potência base e tomando como tensão base a tensão nominal dos respectivos ramais em que se encontram. Isto permitirá que as impedâncias sejam somadas aritmeticamente sem se preocupar com referência de tensão. A soma vetorial é dispensável devido ao pequeno erro cometido.
- 3 - Obter as "driving point impedances" de sequência positiva e sequência zero no ponto onde se deseja o valor da corrente de curto. Esta impedância é a impedância equivalente do sis

tema no ponto de curto, ou impedância de thévenin, e é obtida reduzindo-se as impedâncias dos diagramas de sequência a uma impedância equivalente no ponto de curto, usando as regras básicas de associação de impedâncias em série e em paralelo. É necessário sempre lembrar, no entanto que as impedâncias da malha devem ser vistas do ponto de curto. O esquecimento deste detalhe pode levar a erros. Assim, na Fig. 22 abaixo, as impedâncias Z_1 e Z_2 estão em série quando vistas do ponto P e em paralelo quando vistas do ponto Q

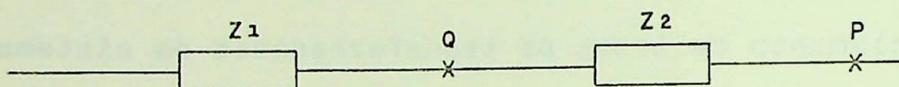


Fig. 22

- 4 - Calcular a corrente total em pu do curto fase-terra no ponto considerado através da fórmula $I_{FT} = 3I_0 = \frac{3}{2Z_1 + Z_0(3Z_n)} p.u.$ onde todos os valores estão expressos em pu.
- 5 - Calcular a corrente total em ampéres multiplicando o valor em pu encontrado em (4) pela corrente base do trecho em curto.
- 6 - Calcular as contribuições de correntes residuais e correntes de fase na fase faltosa, das barras vizinhas à barra em curto. Isto é feito distribuindo a corrente residual nos diversos ramos da malha de sequência zero e distribuindo a componente de sequência positiva nos diversos ramos da malha de sequência positiva.

O cálculo manual de um curto circuito é uma tare-

fa sempre custosa e extenuante, tornando-se praticamente impossível de ser efetuado manualmente com a crescente complexidade dos sistemas elétricos atuais.

O sistema elétrico Brasileiro encontra-se quase todo interligado, formando portanto uma única e gigantesca malha. Assim, para cada curto que queiramos calcular, teremos que reduzir toda essa imensa malha ao ponto de curto. Isto é praticamente inviável se lembrarmos que em uma CIA, em um mesmo dia, são às vezes necessários os valores de correntes de curto em diversos pontos do sistema. O cálculo de um curto-circuito é, por outro lado, um trabalho essencialmente mecânico e repetitivo, pouco contribuindo para o desenvolvimento técnico do engenheiro de proteção, e frequentemente levando-o a cometer erros em virtude de fatores tais como cansaço e falta de motivação. Todos esses inconvenientes são no entanto contornados com o uso do computador no cálculo de curto-circuito. Com o computador obtém-se confiabilidade, precisão e extrema rapidez no cálculo de curtos, sendo o mesmo exhaustivamente utilizado pelas concessionárias de energia elétrica com essa finalidade. Existem em uso atualmente uma série de programas para cálculo de curto-circuito, popularmente conhecidos pelos nomes da companhia que os criaram - Westinghouse, consumers, Commonwealth Edison, etc. Todas as Companhias dispõe de curtos processados para várias configurações possíveis do sistema, operação em condições de emergência, curtos em condições de máxima geração, mínima geração etc.

A saída de um desses curtos podem nos fornecer dados como valores de correntes de curtos trifásicos e fase-terra máximos e mínimos em todas as barras do sistema, distribuição de

correntes trifásicas e residuais em todos os pontos das malhas de sequência, tensões de sequência em todas as barras, impedâncias equivalentes, ângulos, etc. No caso de várias linhas conectadas à uma barra, teremos os valores acima com cada uma das linhas desconectadas da barra, curto no final de cada uma dessas linhas etc. Esses curtos são novamente processados sempre que alguma modificação no sistema assim o exige, e a influência dos sistemas vizinhos interconectados são levadas em conta através do uso de equivalentes desses sistemas nas barras de interligação.

2.7 - CORRENTES EM NEUTRO DE TRANSFORMADORES

Alguma coisa já foi dita sobre corrente no neutro de transformadores, nos tópicos anteriores. No entanto esses conceitos serão aqui reforçados, detalhados e estendidos, por ser o conhecimento do valor e sentido da corrente no neutro de transformadores, fundamental para um perfeito entendimento dos diversos aspectos relacionados à proteção de terra. Neste estudo, a corrente de excitação será desprezada, ou seja, o ramo paralelo de excitação será considerado de impedância infinita e desprezada. Assim os transformadores de dois enrolamentos serão representados por circuitos equivalentes a dois terminais e os três enrolamentos por três terminais.

- TRANSFORMADORES COM APENAS UMA ESTRÉLA ATERRADA

Para estes transformadores, somente haverá fluxo de corrente no neutro para faltas à terra à esquerda do enrola-

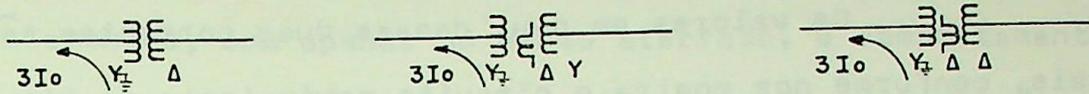


Fig. 23

mento em estrela aterrada, eo sentido da corrente no neutro será de baixo para cima, ou seja, correntes subindo no neutro.

Uma excessão à afirmação anterior é o caso de correntes induzidas por acoplamento mútuo em linhas paralelas.

Neste caso, conforme mostrado na fig. 24, a corrente no neutro do transformador B será de cima para baixo, ou descendo no neutro.

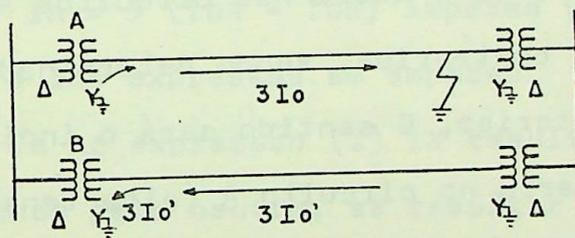


Fig. 24

- TRANSFORMADOR ESTRÊLA ATERRADA - ESTRÊLA ATERRADA (FIG. 25)

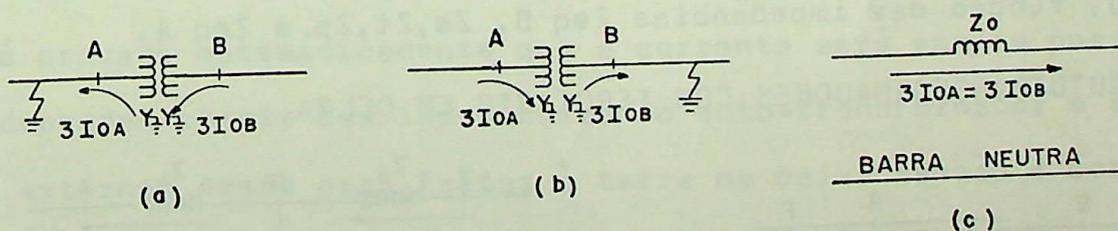


Fig. 25

Haverá circulação de correntes nos dois enrolamentos para faltas à terra em qualquer dos dois circuitos. Os sentidos das correntes nos dois neutros dependerá da localização

do ponto de falta e serão sempre contrários conforme mostrado na fig. 25.

Os valores em p.u. dessas duas correntes são iguais, conforme nos mostra o circuito equivalente da fig. 25 c. Isto equivale a dizer que as duas correntes estão para si (em ampéres) na razão inversa da razão de tensões.

- TRANSFORMADOR ESTRÉLA - TRIÂNGULO - ESTRÉLA (Fig 26).

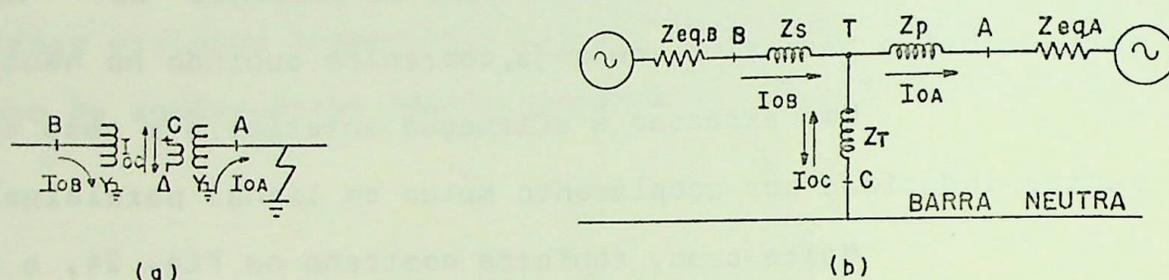


Fig. 26

Para este transformador haverá também corrente nos dois neutros para falta à terra nos circuitos A e B, e seus sentidos serão sempre contrários, sendo determinado de maneira idêntica ao caso anterior, o sentido será o indicado na fig 26, para uma falta à terra no circuito A (alta tensão). O sentido da corrente no enrolamento terciário é determinado aplicando-se a lei dos nós no ponto T da fig. 26 b.

As correntes I_{oA} e I_{oB} (em pu) são geralmente diferentes, sendo determinadas resolvendo-se o circuito da fig 26 (b), função das impedâncias $Z_{eq B}$, Z_s , Z_t , Z_p e $Z_{eq A}$.

- AUTOTRANSFORMADORES COM TERCIÁRIO EM DELTA

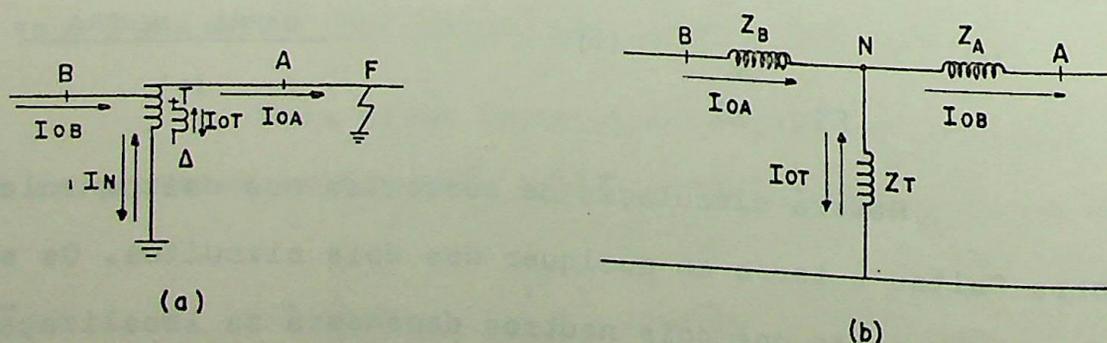


Fig. 27

Devido ao fato do autotransformador apresentar características construtivas diferentes do transformador de três enrolamentos, com apenas um ponto aterrado, o comportamento da corrente de neutro é diferente. Os valores e sentidos das correntes residuais nos circuitos primário, secundário e terciário do auto transformador são determinadas pela resolução do circuito de sequência zero, com procedimento idêntico ao efetuado para os transformadores de três enrolamentos. A corrente no neutro poderá subir ou descer pelo mesmo ou ser simplesmente nula. Para curtos à terra na baixa tensão ela estará sempre subindo no neutro. Para curtos à terra no circuito da alta tensão a corrente no neutro poderá subir, descer ou ser nula. Para faltas à terra no circuito da alta, a corrente no neutro é calculada pela fórmula.

$$I_n = 3 (I_{oA} - I_{oB}) \text{ Ampéres (1)}$$

com ambos I_{oA} e I_{oB} expressos em ampéres.

Se na expressão (1) I_n resultar positivo a corrente estará subindo pelo neutro, se resultar negativo ela estará, descendo pelo neutro.

Para um curto à terra no circuito da baixa tensão a expressão para a corrente no neutro é:

$$I_n = 3(I_{oB} - I_{oA}) \text{ Ampéres (2)}$$

e é provado matematicamente que a corrente será sempre positiva, independentemente das impedâncias do auto-transformador e sistema externo. Assim para faltas à terra na baixa tensão a corrente estará sempre subindo no neutro.

2.8 - CARACTERÍSTICAS DA MALHA DE SEQUÊNCIA ZERO - DISTRIBUIÇÃO DE CORRENTES

A malha de sequência zero apresenta características bastante peculiares que necessitam ser bem entendidas para uma correta aplicação dos relés de terra e correta análise de uma performance. A malha de sequência zero é praticamente a mesma para mudanças na geração do sistema, fazendo com que a variação das correntes de terra seja mínima para mudanças na geração do sistema. O mesmo já não acontece com a corrente de curtos de fase, que experimentam sensíveis variações para variações na geração. A impedância de sequência zero das linhas, por outro lado é de 2 a 5 vezes maior que a impedância de sequência positiva. A variação da corrente de curto, quando o ponto de falta se desloca ao longo da linha é, portanto, bem maior para as correntes de terra.

A malha de sequência zero é composta de muito mais ramos em paralelo que a malha de sequência positiva, já que na malha de sequência zero todo enrolamento aterrado é conectado à barra neutra.

Como a impedância resultante do paralelo de outras duas é sempre menor que a menor delas, a impedância equivalente da malha de sequência zero pode apresentar, em determinados pontos, valores extremamente baixos.

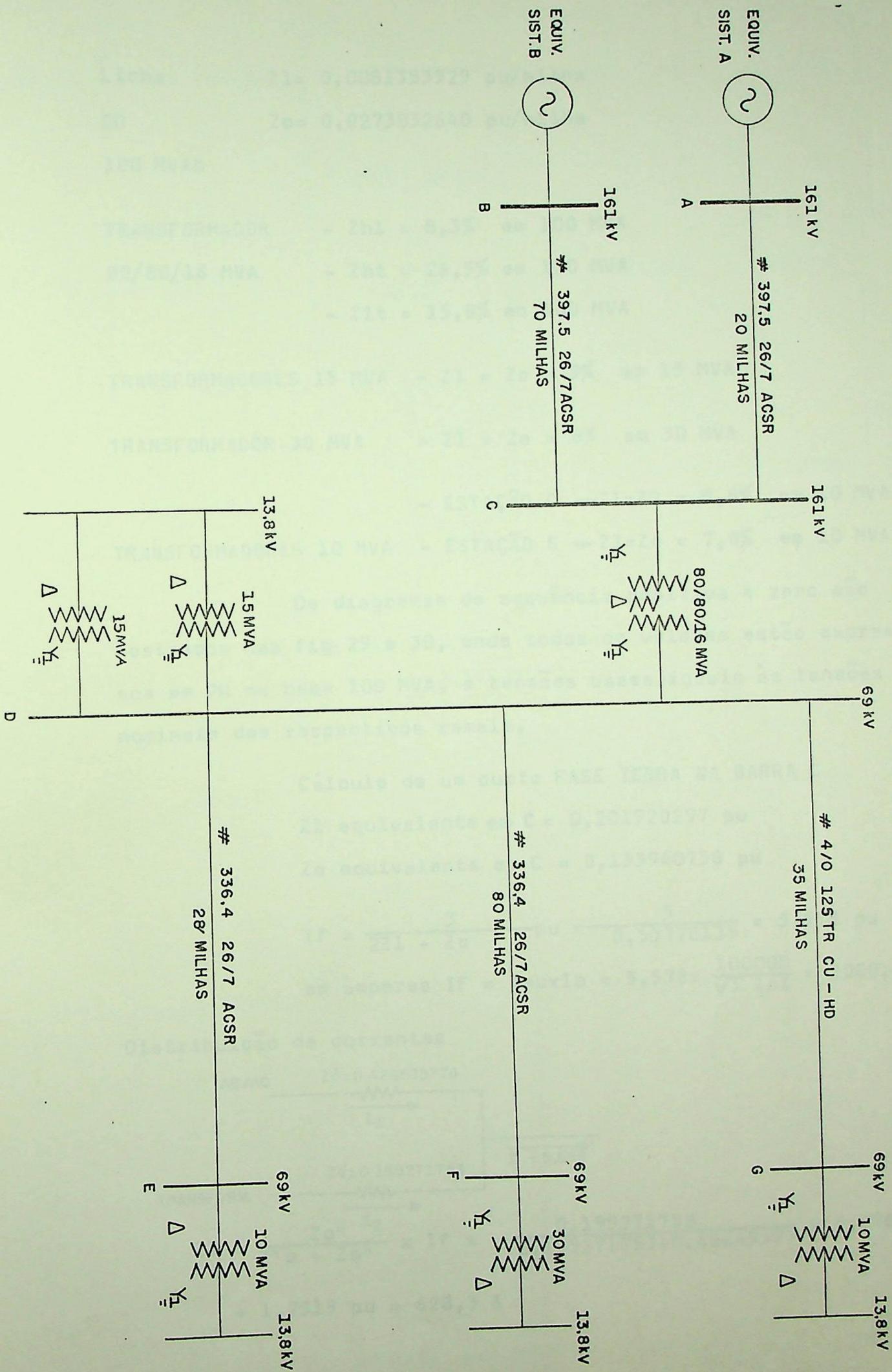
Isto é geralmente verdade para curtos pertos de grandes fontes de terra, como um grande transformador em estrêla aterrada. Assim, conclui-se que a corrente de terra é muito mais dependente da localização do curto do que da geração do

sistema. Desde que nossos sistemas são multi-aterrados e que cada ponto aterrado constitui um caminho de retorno para as correntes de terra, o conhecimento da distribuição de tais correntes é de fundamental importância para a aplicação e análise de um relé de terra. A corrente de terra vista por um relé pode variar sensivelmente, dependendo se um transformador esteja ou não conectado ao sistema, mesmo que não esteja em série no circuito em falta. A colocação ou retirada de um transformador em determinado ponto do sistema exige sempre um completo estudo da proteção de terra daquela área.

A distribuição de correntes na malha de sequência zero poderá sofrer sensíveis alterações, variando pois, as correntes vistas pelos relés de terra nos diversos pontos da área. Estas considerações poderão ser melhor visualizadas através da resolução do exemplo típico da Fig. 28 onde são dados

	- sistema A, seq. positiva	$Z_1 = 0,0913772$ pu
Impedâncias	- sistema A seq, zero	$Z_0 = 0,0502740$ pu
Equivalente	- sistema B seq. positiva	$Z_1 = 0,3158970$ pu
E_m 100 MVAb	- sistema B seq. zero	$Z_0 = 0,100583$ pu
Linhas	- $Z_1 =$	$0,0084242275$ pu/milha
AC e BC	- $Z_0 =$	$0,0251479589$ pu/milha
100 MVAb		
Linhas	- $Z_1 =$	$0,0079747448$ pu/milha
ED e FD	- $Z_0 =$	$0,026630434$ pu/milha
100 MVAb		

DIAGRAMA UNIFILAR



Linha $Z_1 = 0,0081353929$ pu/milha
 GD $Z_0 = 0,0273032640$ pu/milha
 100 MVAb

TRANSFORMADOR - $Z_{h1} = 8,3\%$ em 100 MVA
 80/80/16 MVA - $Z_{ht} = 26,5\%$ em 100 MVA
 - $Z_{lt} = 15,8\%$ em 100 MVA

TRANSFORMADORES 15 MVA - $Z_1 = Z_0 = 9\%$ em 15 MVA

TRANSFORMADOR 30 MVA - $Z_1 = Z_0 = 8\%$ em 30 MVA

- ESTAÇÃO G $\rightarrow Z_1 = Z_2 = 8,8\%$ em 10 MVA

TRANSFORMADORES 10 MVA - ESTAÇÃO E $\rightarrow Z_1 = Z_0 = 7,8\%$ em 10 MVA

Os diagramas de sequência positiva e zero são mostrados nas fig 29 e 30, onde todos os valores estão expressos em PU na base 100 MVA, e tensões bases iguais às tensões nominais dos respectivos ramais.

Cálculo de um curto FASE TERRA NA BARRA C

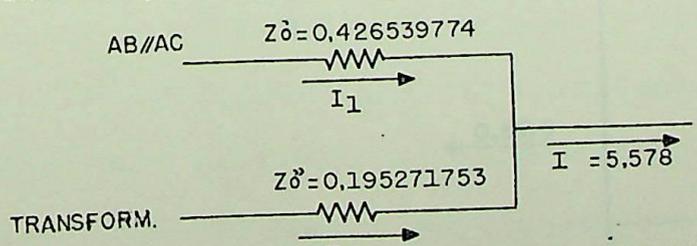
Z_1 equivalente em C = 0,201920297 pu

Z_0 equivalente em C = 0,133940758 pu

$$I_f = \frac{3}{2Z_1 + Z_0} \text{ pu} = \frac{3}{0,53778135} = 5,578 \text{ pu}$$

$$\text{em ampères } I_F = I_p \times I_b = 5,578 \times \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 161} = 2000,44 \text{ A}$$

Distribuição de correntes



$$I_1 = \frac{Z_0''}{Z_1 + Z_0''} \times I_f = \frac{0,195271753}{0,201920297 + 0,195271753} \times 5,578 = 1,7519 \text{ pu} = 628,3 \text{ A}$$

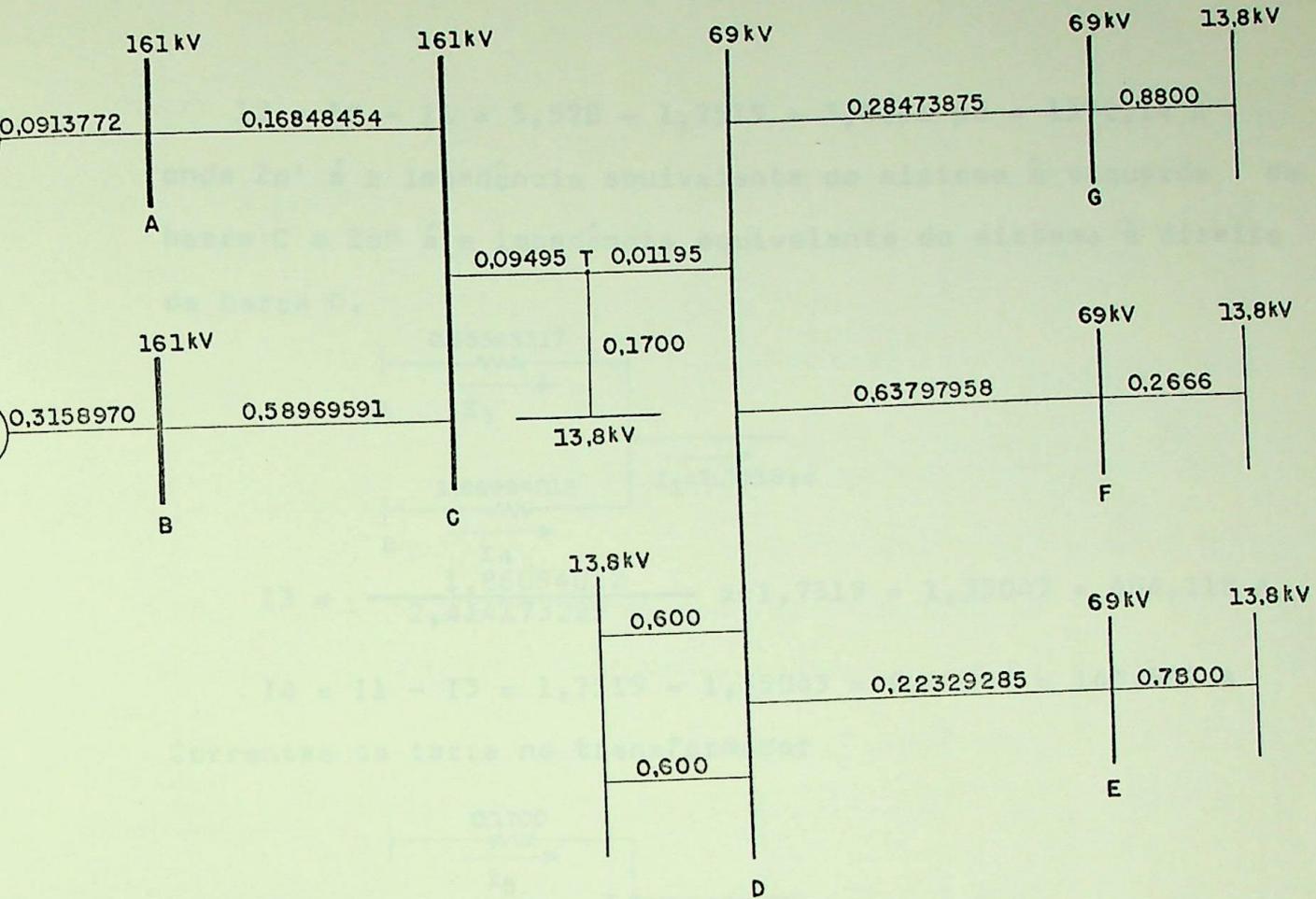


DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA POSITIVA
FIG. - 29

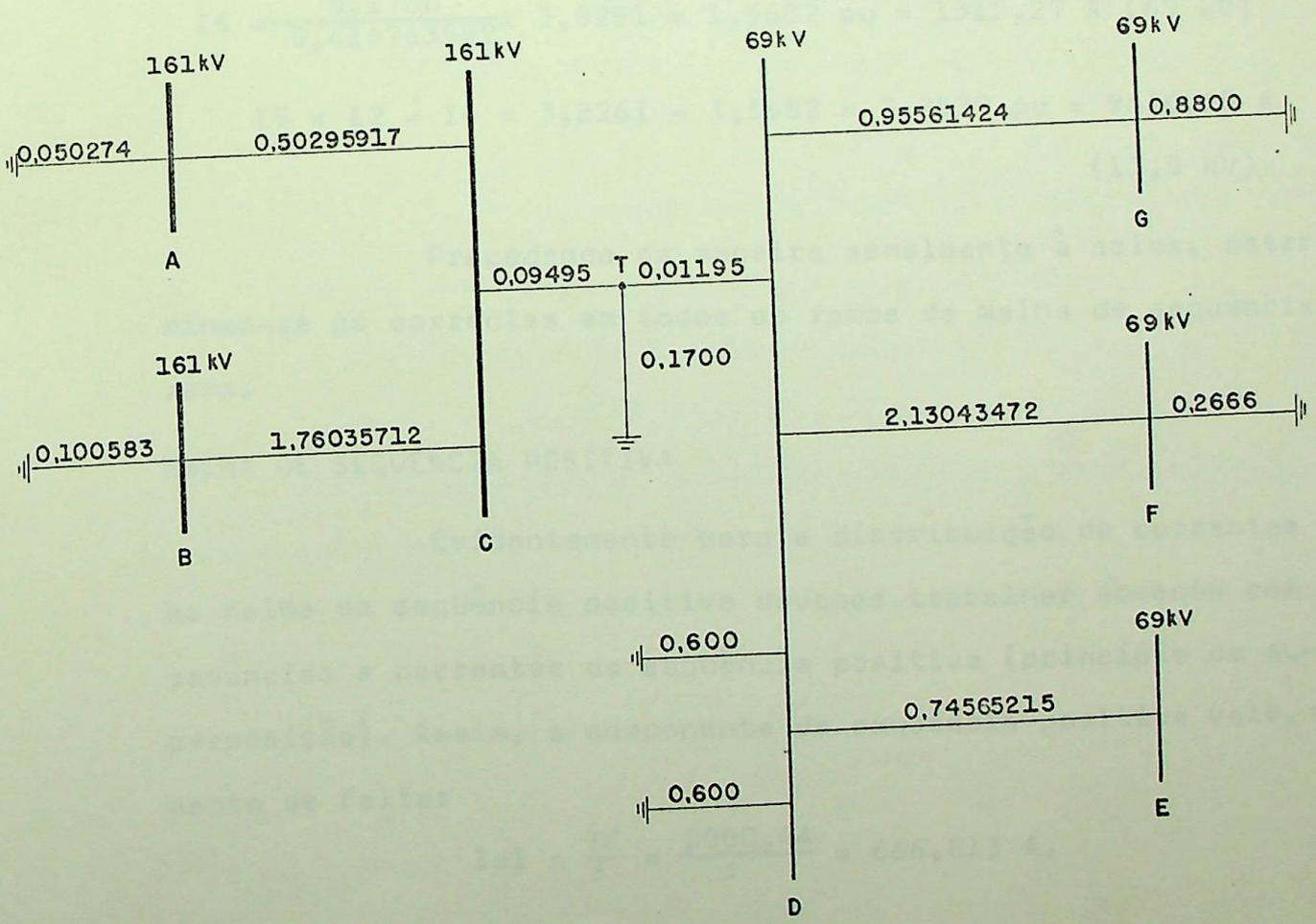
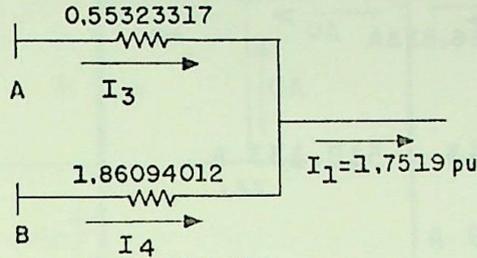


DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA ZERO
FIG. - 30

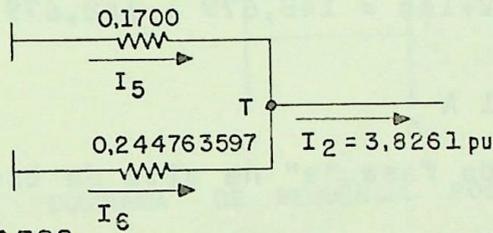
$I_2 = I_f - I_1 = 5,578 - 1,7519 = 3,8261 \text{ pu} = 1372,14 \text{ A}$
 onde Z_0' é a impedância equivalente do sistema à esquerda da barra C e Z_0'' é a impedância equivalente do sistema à direita da barra C.



$$I_3 = \frac{1,86094012}{2,414173229} \times 1,7519 = 1,35043 = 484,318 \text{ A}$$

$$I_4 = I_1 - I_3 = 1,7519 - 1,35043 = 0,40147 = 143,967 \text{ A}$$

Correntes de terra no transformador



$$I_6 = \frac{0,1700}{0,414763597} \times 3,8261 = 1,5682 \text{ pu} = 1312,27 \text{ A} \text{ (69 kV)}$$

$$I_5 = I_2 - I_6 = 3,8261 - 1,5682 = 2,2579 \text{ pu} = 9446,60 \text{ A} \text{ (13,8 kV)}$$

Procedendo de maneira semelhante à acima, determinam-se as correntes em todos os ramos da malha de sequência zero.

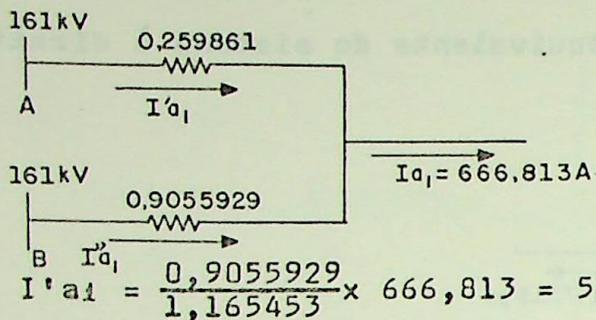
MALHA DE SEQUÊNCIA POSITIVA

Evidentemente para a distribuição de correntes na malha de sequência positiva devemos trabalhar somente com impedâncias e correntes de sequência positiva (princípio da superposição). Assim, a componente de sequência positiva vale, no ponto de falta:

$$I_{a1} = \frac{I_F}{3} = \frac{2000,44}{3} = 666,813 \text{ A,}$$

Lembrar que no ponto de falta $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$

Distribuição de correntes



$$I_{a1}'' = I_{a1} - I_{a1}' = 148,679 \text{ A}$$

As correntes da fase "a" na linha AC e BC valem

$$LT(AC) = I_a = I_{a1} + I_{a1}'' + I_{a0} = 518,133 + 518,133 + \frac{484,318}{3}$$

$$I_a = 1197,70 \text{ A}$$

$$LT(BC) = I_a = I_{a1} + I_{a1}'' + I_{a0} = 148,679 + 148,679 + \frac{143,981}{3}$$

$$I_a = 345,351 \text{ A}$$

A corrente da fase "a" na alta do transformador

80 MVA (trecho T-C) vale

$$I_a = I_{a1} + I_{a1}'' + I_{a0} = 0 + 0 + \frac{1372,14}{3}$$

$$I_a = 457,38 \text{ A}$$

Soma das correntes da fase "a" na barra C

$$I_a (\text{barra C}) = I_a (\text{barra A} + \text{barra B} + \text{TRANSF})$$

$$I_a (\text{barra C}) = 1.197,70 + 345,351 + 457,38$$

$$I_a (\text{barra C}) = 2000,44 \text{ A}$$

que corresponde à corrente de falta na barra C.

A distribuição das correntes de terra e sequência positiva nos diversos ramos da malha está mostrado nas Fig. 31 e 32.

Lembrar que estando as correntes expressas em am

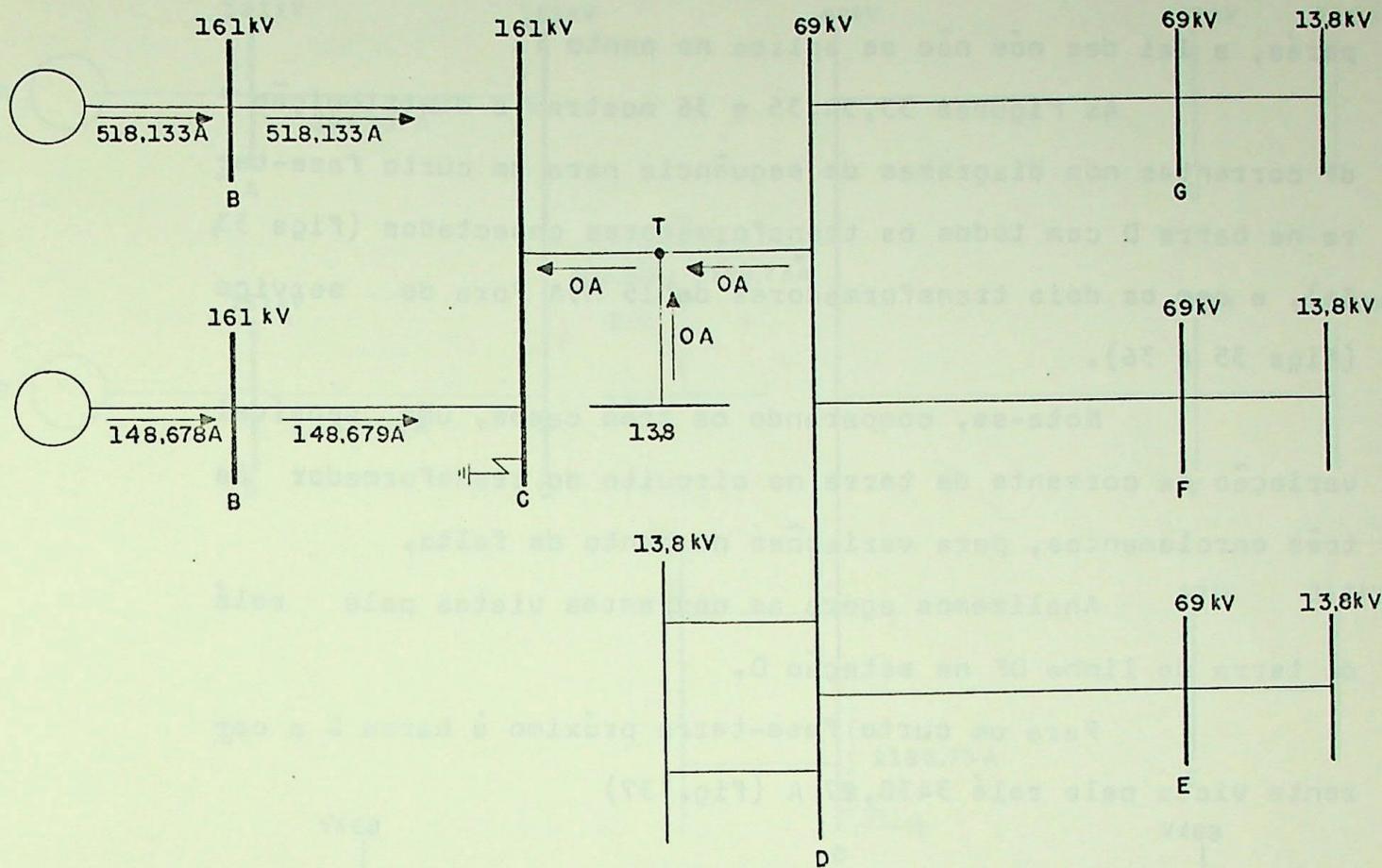


DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA POSITA
FIG. - 31

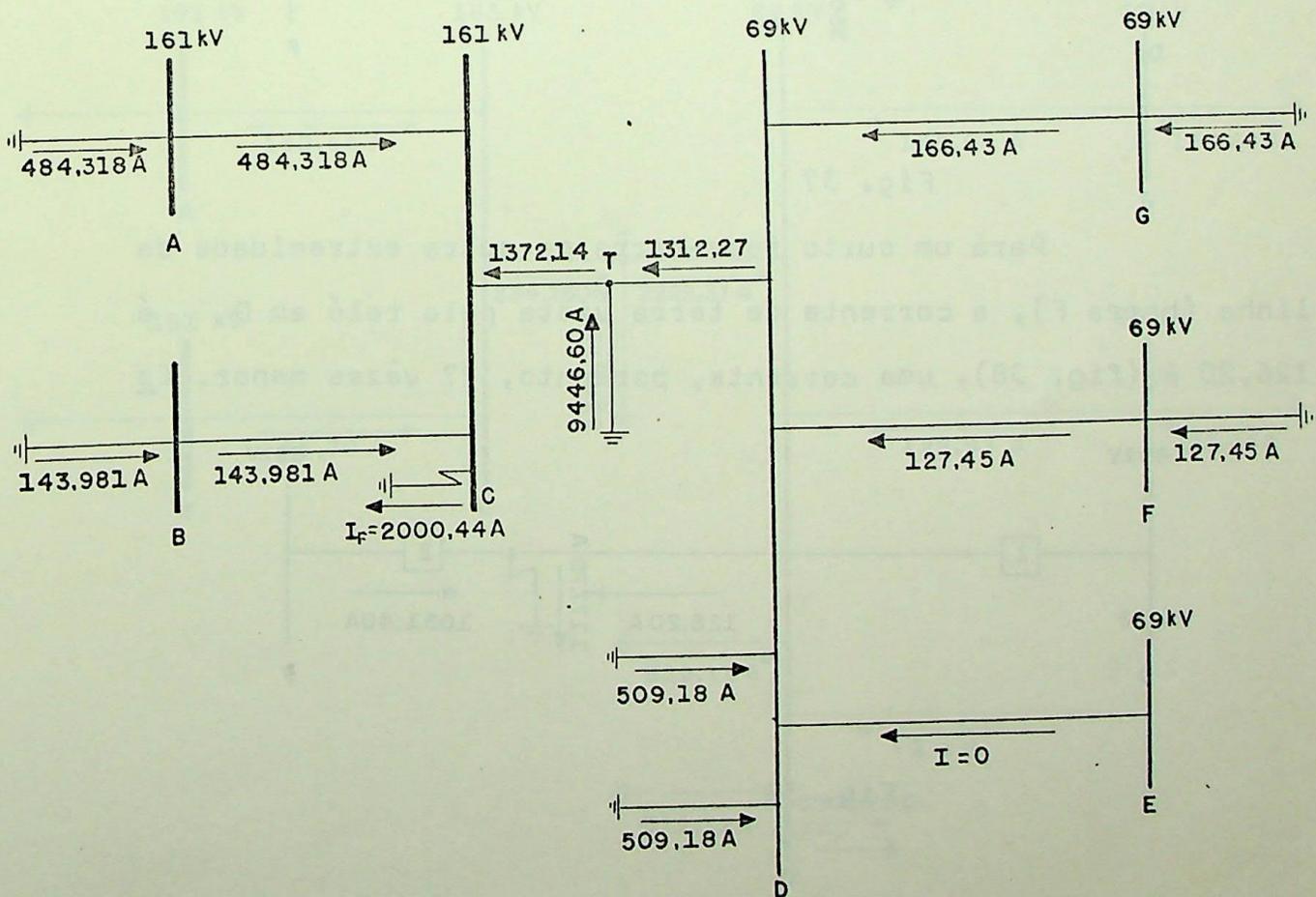


DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA ZERO
FIG. - 32

perés, a lei dos nós não se aplica no ponto T.

As Figuras 33,34,35 e 36 mostram a distribuição de correntes nos diagramas de sequência para um curto fase-terra na barra D com todos os transformadores conectados (figs 33, 34), e com os dois transformadores de 15 MVA fora de serviço (figs 35 e 36).

Nota-se, comparando os três casos, uma sensível variação da corrente de terra no circuito do transformador de três enrolamentos, para variações no ponto de falta.

Analizemos agora as correntes vistas pelo relé de terra da linha DF na estação D.

Para um curto fase-terra próximo à barra D a corrente vista pelo relé 3430,27 A (fig. 37)

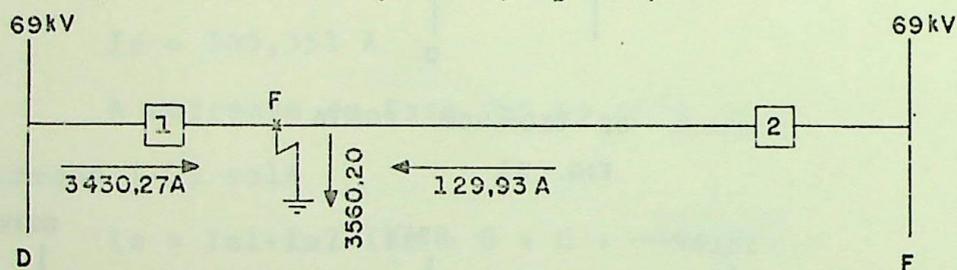


Fig. 37

Para um curto fase-terra na outra extremidade da linha (barra F), a corrente de terra vista pelo relé em D é 126,20 A (fig. 38), uma corrente, portanto, 27 vezes menor. Es

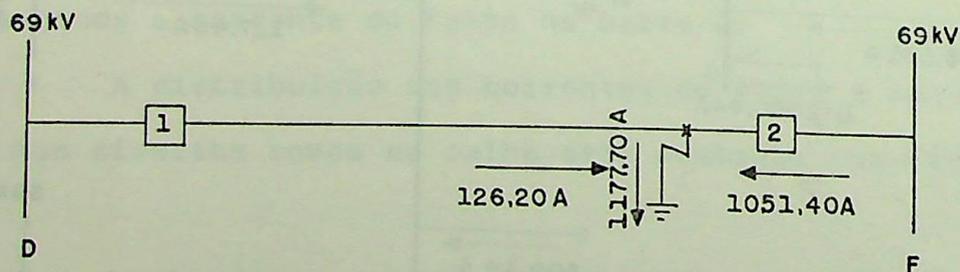


Fig. 38

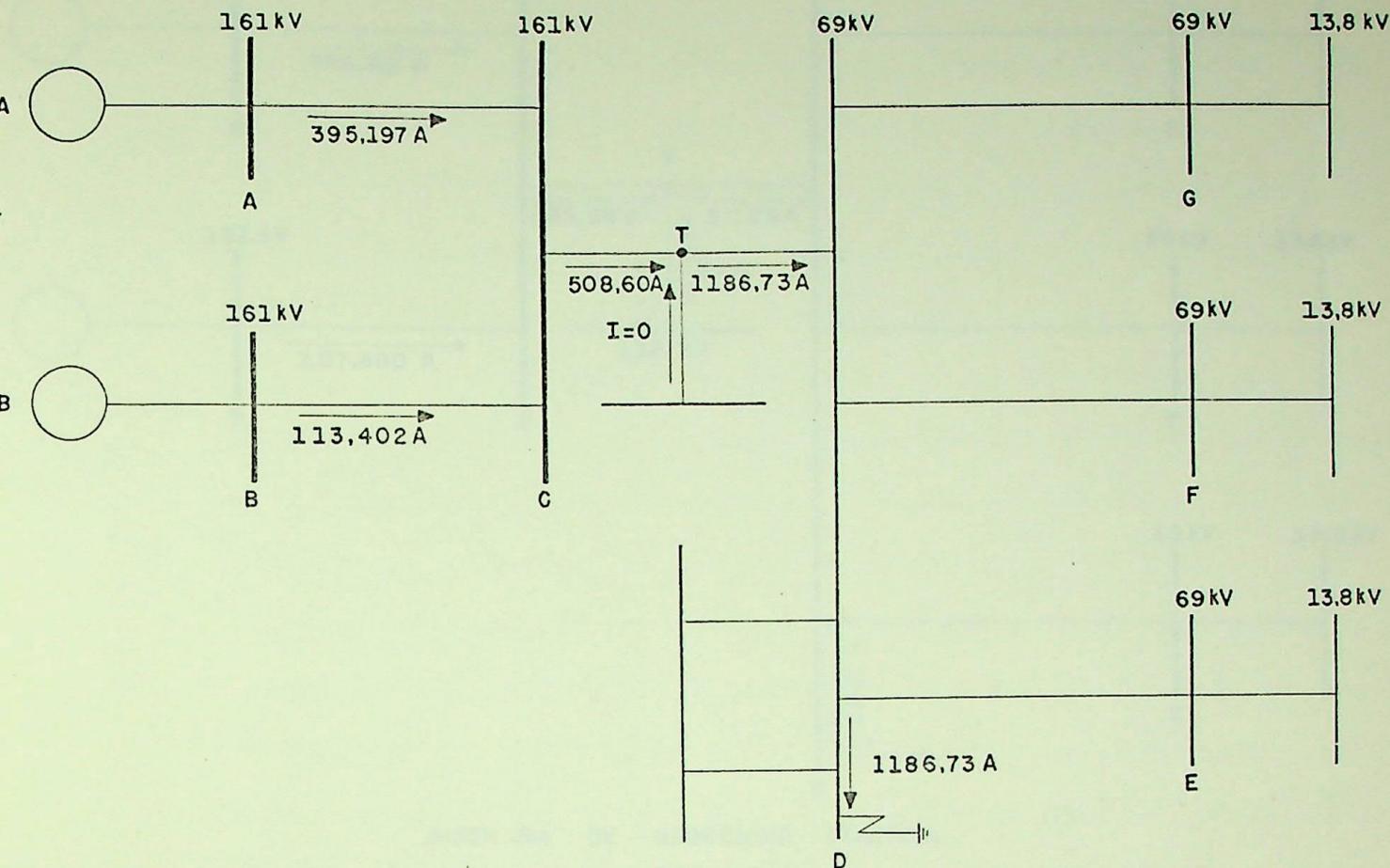


DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA POSITIVA
FIG. - 33

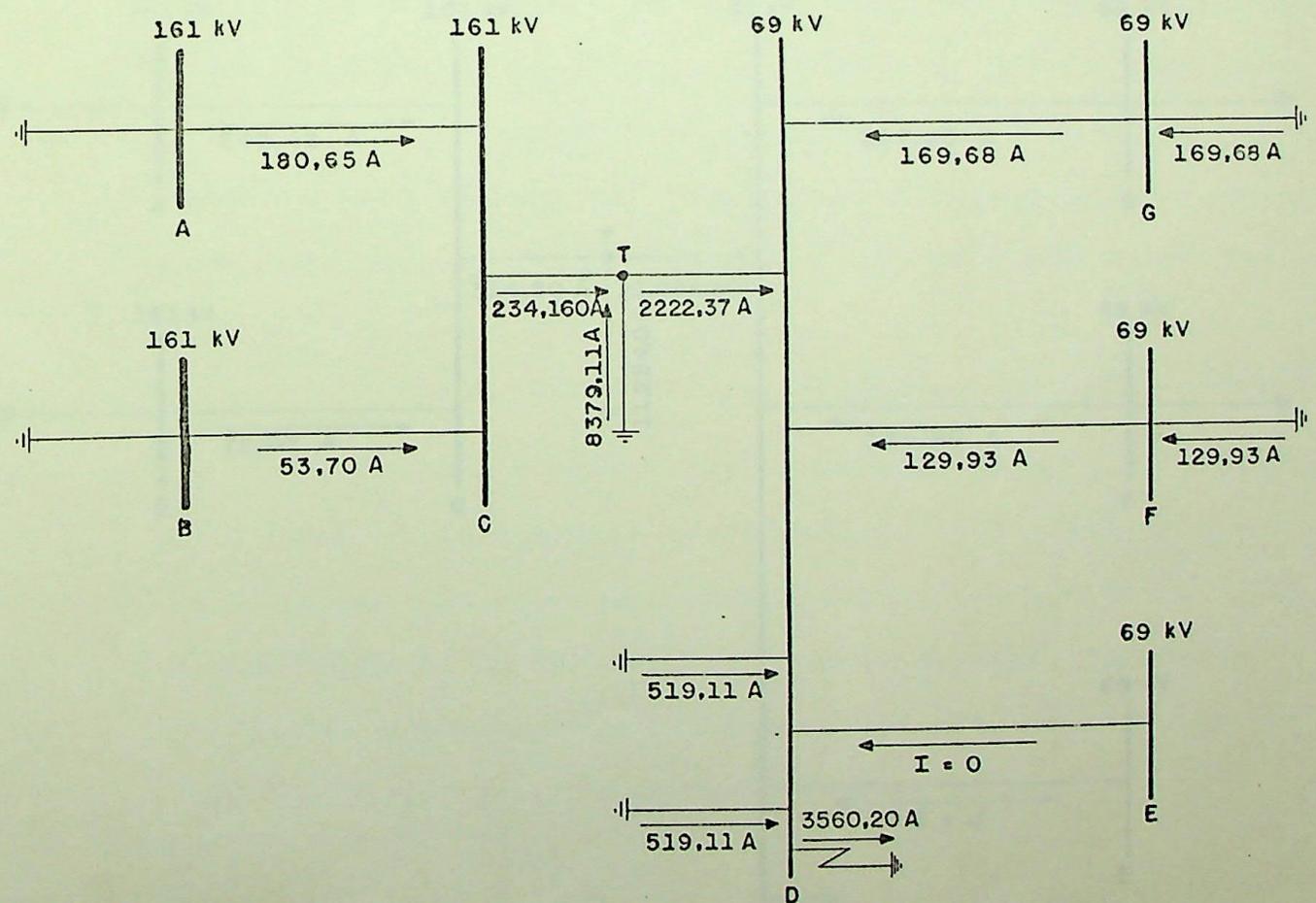


DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA ZERO
FIG. - 34

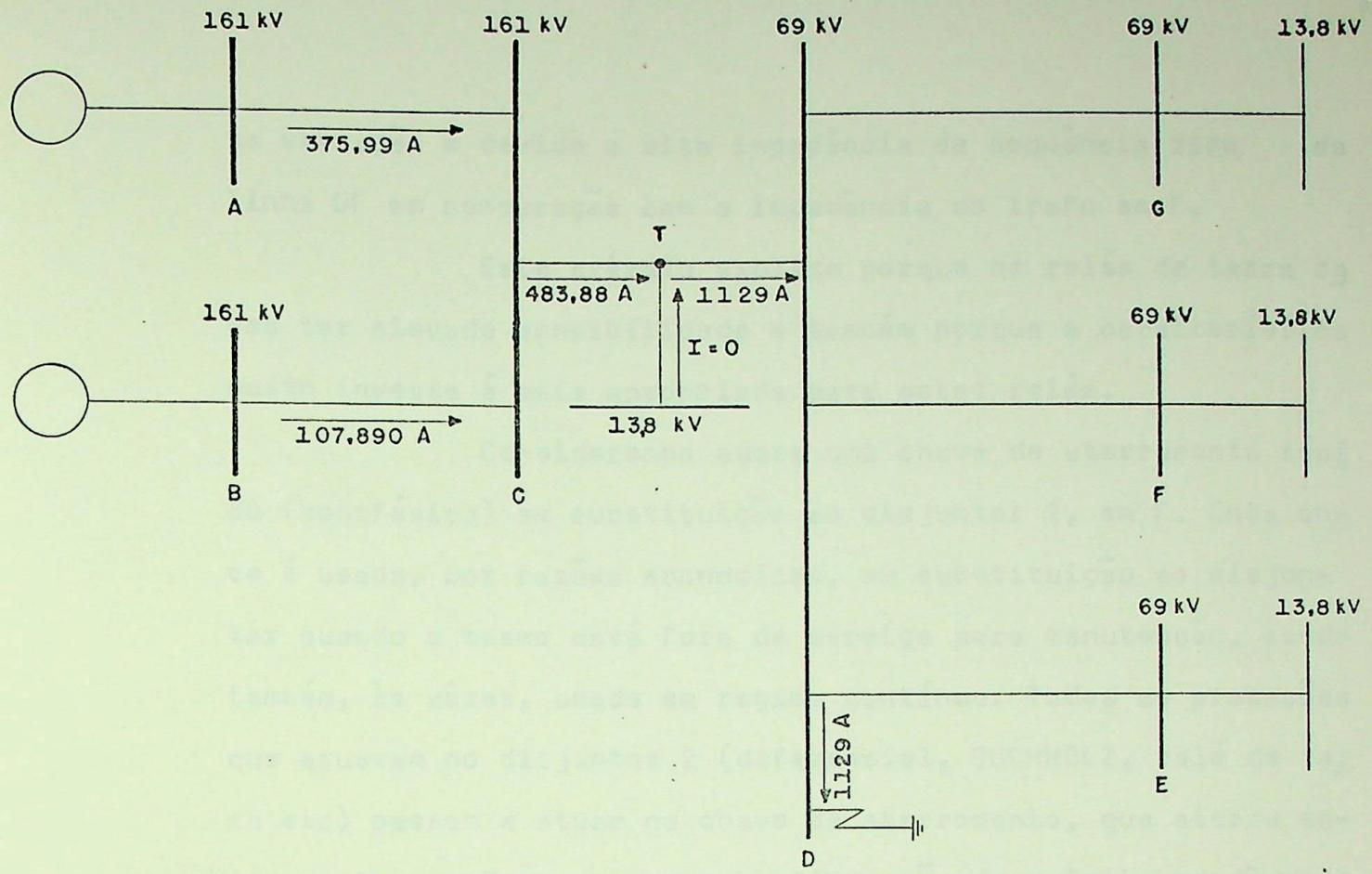


DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA POSITIVA
 FIG. - 35

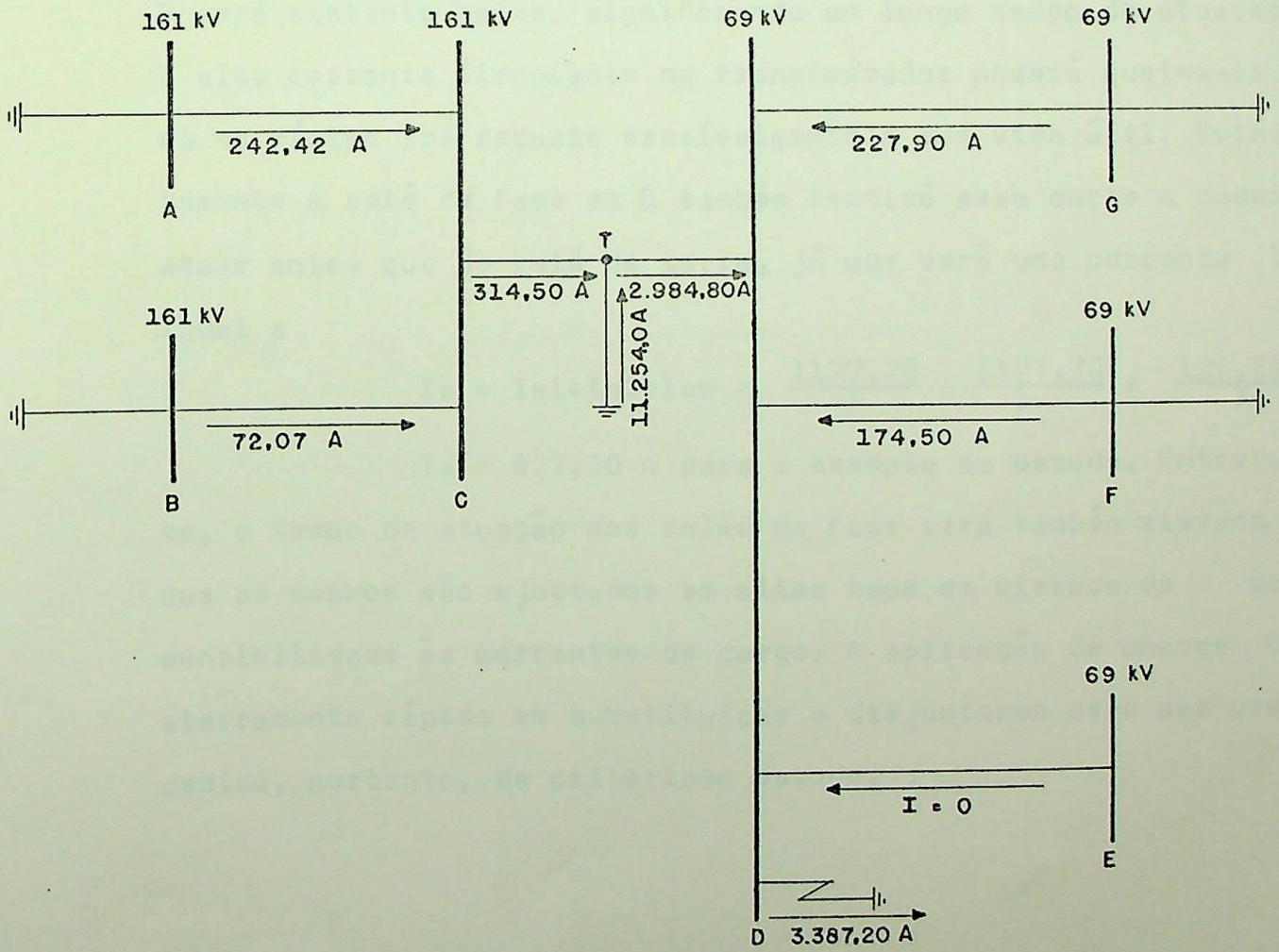


DIAGRAMA DE SEQÜÊNCIA ZERO
 FIG. - 36

ta variação é devido a alta impedância de sequência zero da linha DF em comparação com a impedância do trafo em F.

Este exemplo explica porque os relés de terra de vem ter elevada sensibilidade e também porque a característica muito inversa é mais apropriada para estes relés.

Consideremos agora uma chave de aterramento rápido (monofásica) em substituição ao disjuntor 2, em F. Esta chave é usada, por razões econômicas, em substituição ao disjuntor quando o mesmo está fora de serviço para manutenção, sendo também, às vezes, usada em regime contínuo. Todas as proteções que atuavam no disjuntor 2 (diferencial, BUCHHOLZ, relé de terra etc) passam a atuar na chave de aterramento, que aterra solidamente uma fase para que a eliminação do defeito se dê pelo relé de retaguarda (em D). No entanto, como nos mostra o exemplo anterior (fig. 38) a corrente vista pelo relé de terra em D será bastante baixa, significando um longo tempo de atuação. A alta corrente circulante no transformador poderá queimá-lo, ou no mínimo irá reduzir sensivelmente a sua vida útil. Evidentemente o relé de fase em D também sentirá esse curto e poderá atuar antes que do relé de terra, já que verá uma corrente I_a igual a

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = \frac{1177,70}{3} + \frac{1177,70}{3} + \frac{126,231}{3}$$

$I_a = 827,20$ A para o exemplo em estudo. Entretanto, o tempo de atuação dos relés de fase será também elevado, já que os mesmos são ajustados em altos taps em virtude de sua sensibilidade às correntes de carga. A aplicação de chaves de aterramento rápido em substituição a disjuntores deve ser precedida, portanto, de criterioso estudo.

3 - RELÉS DE TERRA - APLICAÇÕES

3.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

Relés de terra são amplamente utilizados na proteção de terra de todos os elementos do sistema elétrico. São utilizados em linhas de transmissão, neutro de transformadores, geradores, circuitos de reatores, banco de capacitores e em esquemas especiais de proteção de terra em circuitos isolados como proteção tanque-massa de transformadores, etc. São também bastante utilizados em circuitos de distribuição para a detecção de cargas desequilibradas. A aplicação de tais relés a determinados circuitos é muitas vezes condicionada a fatores econômicos, sendo às vezes omitida, já que os relés de fase, sozinhos podem oferecer proteção contra todos os tipos de defeitos. A utilização de relés de fase para proteção contra defeitos à terra é entretanto um expediente pouco utilizado, uma vez que os relés de terra oferecem uma proteção mais rápida e sensível para esse tipo de defeito. A fig. 37 mostra a aplicação de relés de terra à uma SE típica 230/138/13.8 kV. Embora na proteção de linhas de transmissão de tensões elevadas seja frequentemente utilizado relés eletrônicos em esquemas sofisticados, como comparação de fase e outros utilizando canal piloto, a grande maioria das aplicações de relés de terra utilizam três tipos principais de relés: sobrecorrente não direcional, sobrecorrente direcional e distância. Um tratamento sumário será dada a cada um deles, chamando apenas a atenção para as características principais e campo de aplicação.

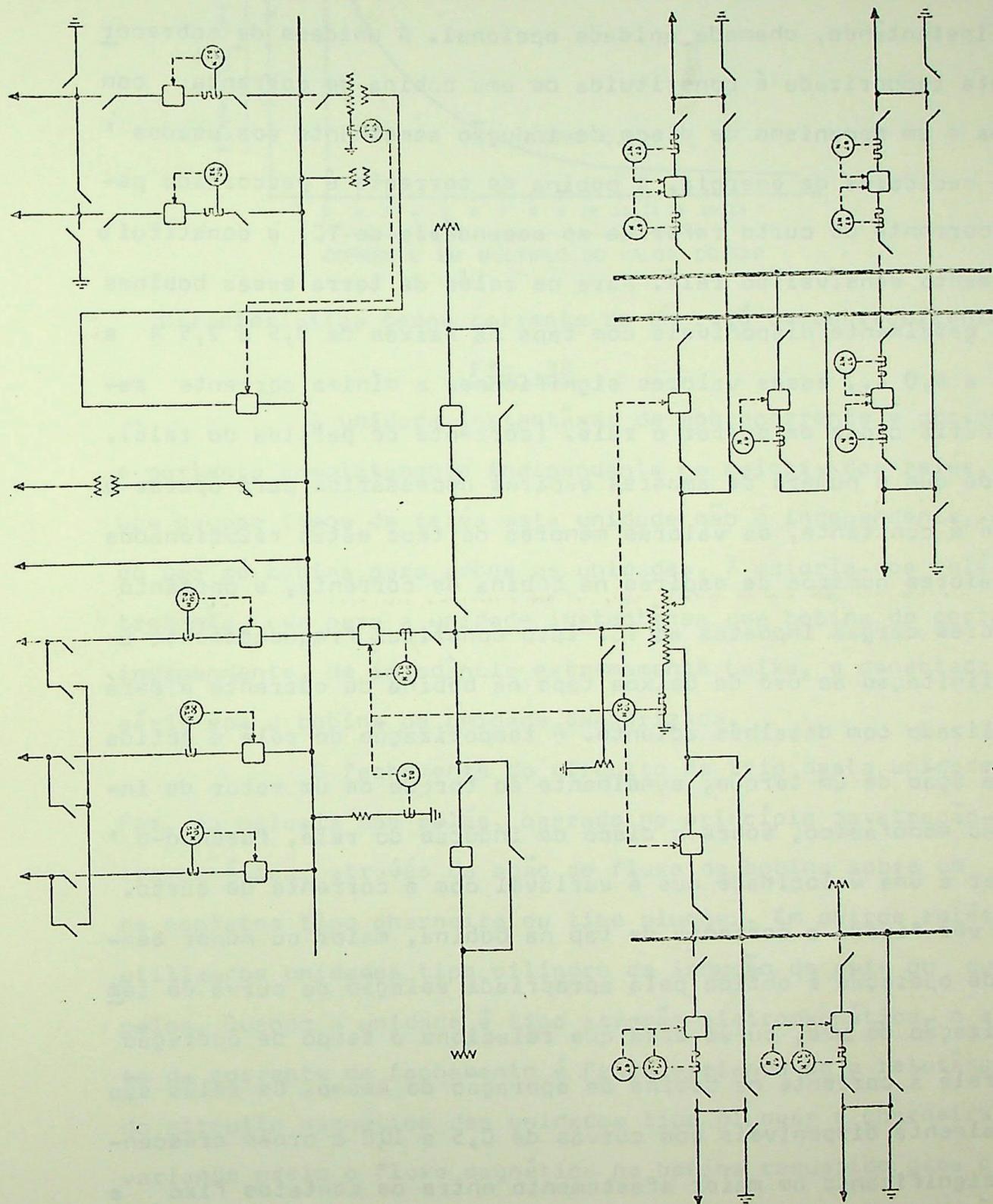
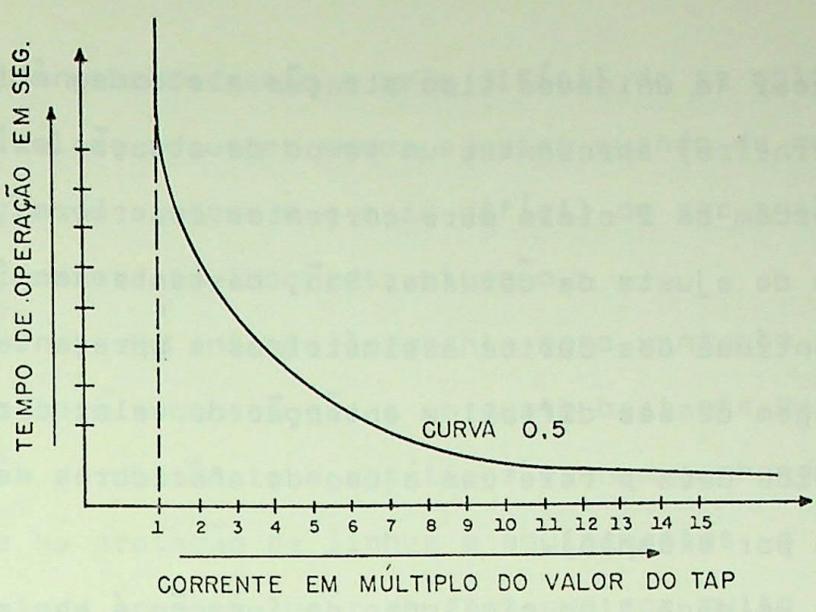


FIG. 37

3.2 - RELÉ DE SOBRECORRENTE DE TERRA NÃO DIRECIONAL

É constituído de uma unidade de sobrecorrente temporizada, chamada unidade básica, e uma unidade de sobrecorrente instantânea, chamada unidade opcional. A unidade de sobrecorrente temporizada é constituída de uma bobina de corrente com taps e um mecanismo de disco de indução semelhante aos usados nos medidores de energia. A bobina de corrente é percorrida pela corrente de curto referida ao secundário do TC, e constitui elemento sensível do relé. Para os relés de terra essas bobinas são geralmente disponíveis com taps na faixas de 0,5 a 2,5 A e 1,0 a 4,0 A., esses valores significando a mínima corrente secundária capaz de operar o relé. (corrente de partida do relé). Desde que o número de ampéres espiras necessários para operar o relé é constante, os valores menores de taps estão relacionados à maiores números de espiras na bobina de corrente, e portanto maiores cargas impostas ao TC. Isto constitui frequentemente uma limitação ao uso de baixos taps na bobina de corrente e será analisado com detalhes adiante. A temporização do relé é obtida pela ação de um torque, semelhante ao torque de um motor de indução monofásico, sobre o disco de indução do relé, fazendo-o girar a uma velocidade que é variável com a corrente de curto. Uma vez fixado a corrente de tap na bobina, maior ou menor tempo de operação é obtido pela apropriada seleção da curva de temporização do relé, curva essa que relaciona o tempo de operação do relé à corrente na bobina de operação do mesmo. Os relés são geralmente disponíveis com curvas de 0,5 a 10,0 a ordem crescente significando um maior afastamento entre os contatos fixo e móvel do relé. A figura 38 dá uma idéia dessas curvas.



Característica tempo corrente de um relé de sobrecorrente

Fig. 38

A unidade instantânea de sobrecorrente é opcional e portanto completamente independente na maioria dos relés. Em uns poucos tipos de relés esta unidade não é independente, usando uma só bobina para ambas as unidades. A maioria dos relés entretanto, usa para a unidade instantânea uma bobina de corrente independente, de impedância extremamente baixa, e conectada em série com a bobina da unidade temporizada.

O fechamento do circuito de trip desta unidade se faz, na maioria dos relés, baseado no princípio da atração eletromagnética, através da ação do fluxo da bobina sobre um par de contatos tipo charneira ou tipo plunger. Em outros relés, são utilizados unidades tipo cilindro de indução de dois ou quatro polos. Quando a unidade é tipo atração eletromagnética, o ajuste da corrente de fechamento é feito variando-se a relutância do circuito magnético das unidades tipo plunger e charneira, e variando assim o fluxo magnético na bobina requerido para o fechamento dos contatos. Nas unidades tipo cilindro de indução, o ajuste da corrente se faz pela seleção de taps na bobina da uni

dade instantânea. As unidades tipo atração eletromagnética (plunger e charneira) apresentam um tempo de atuação extremamente baixo, da ordem de 1 ciclo para correntes superiores a 2 vezes a corrente de ajuste da unidade. São, bastante sensíveis à componente contínua dos curtos assimétricos e apresentam também a desvantagem de ser difícil a obtenção do valor correto do ajuste pretendido para o relé sem o uso de aferidores de precisão (multi-amp por exemplo).

A unidade tipo ciclindro de indução é bem menos sensível à componente contínua dos curtos assimétricos, permite um ajuste preciso do valor de corrente de operação e é também extremamente rápida, já que este tipo de unidade apresenta um conjugado bastante forte e não tem que vencer o conjugado de atrito, presente nas unidades tipo atração eletromagnética. Os relés de sobrecorrente são disponíveis com várias características tempo-corrente, tais como tempo definido, características inversa, muito inversa e extremamente inversa, cada uma sendo mais apropriada para determinadas aplicações.

De uma maneira bem generalizada, pode-se dizer que a característica muito inversa é a mais apropriada para a proteção de terra em sistemas elétricos. Isto em virtude do fato de ser a corrente de curtos à terra pouco dependente de mudanças na geração do sistema e bastante dependente da localização do curto-circuito, apresentando também grandes variações na corrente quando o ponto de curto se desloca ao longo da linha de transmissão. Em determinados casos entretanto, outras características se apresentarão mais apropriadas, a escolha correta só sendo possível após o estudo de coordenação de cada caso em particular. Devido a sua extrema dependência do valor de corrente, é

o relé de sobrecorrente o mais difícil de se aplicar, o mais suscetível de requerer novos ajustes quando de mudanças na configuração do sistema e o mais difícil de ser analisado em termos de correta ou incorreta atuação.

No entanto apresenta como vantagem a simplicidade de principio e construção e um custo bastante baixo, e, embora, os relés de distância e estáticos venham ganhando terreno rapidamente na proteção de linhas e equipamentos, o relé de sobrecorrente ainda ocupará lugar de destaque por muito tempo na proteção de sistemas elétricos, em locais onde não é exigido o conhecimento da direção da corrente, não é exigido tempos de atuação extremamente baixos e onde o fator econômico fôr preponderante. Assim, podemos citar como exemplos típicos de aplicação de relés de sobrecorrente de terra:

TRANSFORMADORES - Sabemos que quando ocorre um curto à terra nas linhas de transmissão por exemplo, a corrente de curto retorna ao sistema pelo neutro dos transformadores. Estes podem ser pois, percorridos por altas correntes quando da ocorrência de faltas à terra nos sistemas elétricos, podendo ser seriamente danificados se o tempo de eliminação do defeito for excessivo. Isto pode ocorrer por exemplo em virtude de falha de atuação da proteção principal do elemento sob defeito. Relés de sobrecorrente coordenados com os relés de linha são portanto usados nos neutros dos transformadores para proteção dos mesmos contra circulação de correntes excessivas por tempos prolongados. A característica muito inversa é bastante apropriada para essa aplicação. Pela mesma razão são usados relés nos neutros dos transformadores de aterramento dos circuitos de 13,8 kV em delta das

subestações. Aqui, devido a características próprias dos transformadores de aterramento, os relés com característica inverso-tempo longo são geralmente os usados.

GERADORES - Os geradores com enrolamento em estrela aterrada são geralmente conectados a um enrolamento em delta do transformador elevador. Assim, não haverá circulação de corrente no neutro do gerador para faltas à terra no sistema de transmissão. Correntes de terra circulação entretanto no enrolamento do gerador, quando de faltas à terra no circuito do mesmo. Relés de terra são usados no neutro para proteção contra este tipo de de feito. Se não é usado impedância no neutro, pesadas correntes circularão pelo mesmo, já que só serão limitadas pela sua impedância. Quase sempre, por esse mesmo motivo, o neutro dos geradores são aterrados através resistências, que limitam o valor da corrente de curto a baixos valores. Nestas circunstâncias, um relé de tempo definido será o mais apropriado.

CIRCUITOS ALIMENTADORES (13.8 kV) - Nestes circuitos ambos os transformadores, o da SE e os de distribuição são em delta do lado de 13.8 kV. Assim para curtos à terra nestes circuitos o sentido da corrente será único, subindo pelo transformador de aterramento e fluindo pela linha em direção à falta. Por outro lado, por se tratar de circuitos de baixa tensão, não é exigido baixo tempo de atuação e o uso de relés sofisticados não se mostra econômico. Os relés de sobrecorrente de terra encontram aqui todas as condições para a sua aplicação, oferecendo ainda a vantagem de detecção de cargas desequilibradas, o que é de bastante desejável em circuitos de distribuição.

LINHAS DE TRANSMISSÃO - Devido ao não conhecimento da direção da corrente, os relés de sobrecorrente encontram severas restrições ao seu uso em linhas de transmissão. Considere a fig. 39 abaixo, onde todos os relés são de sobrecorrente não direcionais

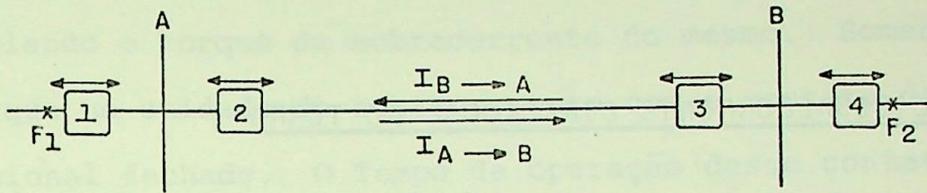


Fig. 39

Para se obter um ajuste correto para os relés da linha AB, o relé em (2) deve coordenar com o relé em (1) para uma falta em f_1 e coordenar com o relé em (4) para uma falta em f_2 . O relé em (3) deve coordenar com o relé em (4) para uma falta em F_2 e coordenar com o relé em (1) para uma falta em f_1 . Em se tratando de relés de fase, estas condições são bastante difíceis de serem atendidas. Com relés de terra entretanto, consegue-se em muitos casos um ajuste satisfatório, devido às características especiais da malha de sequência zero, já estudadas anteriormente. Para o relé em (2) por exemplo, as condições de coordenação serão propícias quando a corrente $I_{a \rightarrow b}$ para o curto F_2 for bem maior que a corrente $I_{b \rightarrow a}$, para o curto f_1 . Se esta condição é encontrada, diz-se que o sistema possui uma característica direcional no ponto considerado.

Mesmo nesses casos, a aplicação de relés de sobrecorrente não constitui uma boa solução do ponto de vista técnico, já que futuras alterações no sistema poderão modificar o quadro de distribuição de correntes e causar atuações incorretas.

da proteção de terra.

A despeito de tudo isso, os relés de sobrecorrente não direcionais são bastante empregados em linhas de tensões mais baixas, de pouca importância e onde a aplicação de relés mais adequados é vetada por critérios econômicos.

3.3 - RELÉ DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL DE TERRA

As desvantagens do relé não direcional são facilmente eliminadas incorporando-se uma unidade direcional a esse relé.

O conhecimento da direção do fluxo da corrente é, aliás, a única diferença entre os relés direcionais de sobrecorrente e os não direcionais, estudados no tópico anterior. Assim, os relés direcionais de terra encontram seu grande campo de aplicação na proteção de linhas e o ajuste para correntes em apenas uma direção permite obter com esses relés, ajustes bastante seguros e tempos de operação reduzidos.

Algumas vezes, relés direcionais são empregados em neutro de transformadores quando, em casos especiais, se deseja uma discriminação direcional da corrente de neutro.

A unidade de sobrecorrente e a unidade direcional constituem duas unidades distintas no relé, sendo arrançadas de duas maneiras diferentes dando origem a dois tipos diferentes de relés:

- Relé de sobrecorrente com supervisão direcional. Neste tipo de relé os contatos da unidade de sobrecorrente e unidade direcional são conectados em série no circuito de trip. Este tipo de relé não

é geralmente usado porque pode em determinadas situações, operar incorretamente.

- Relé de sobrecorrente com controle direcional. Neste tipo de relé o contato da unidade direcional fica em série no circuito da bobina de sombreamento do relé (shading coil), controlando o torque de sobrecorrente do mesmo. Somente haverá torque na unidade de sobrecorrente com o contato da unidade direcional fechado. O Tempo de operação desse contato é extremamente baixo podendo ser desprezado no cálculo do tempo de operação do relé.

- UNIDADE DIRECIONAL

Basicamente, a discriminação direcional é conseguida comparando-se o ângulo de fase entre duas quantidades. Uma das quantidades deve permanecer mais ou menos fixada, com um ângulo fixo, para que possa se constituir em uma referência contra a qual o ângulo de fase da outra quantidade era medido. Esta quantidade é chamada quantidade de polarização. A outra quantidade, por seu termo, deve ser uma quantidade que varie em ângulo largamente, quando a falta se move de um para outro lado do relé, a fim de que, comparada com a quantidade de referência, possa prover meios para uma correta discriminação direcional. Para os relés direcionais de terra as quantidades apropriadas para referência são a corrente de sequência zero, tensão de sequência zero e sequência negativa (tensão e corrente). Como quantidade variável é sempre usado a corrente de sequência zero da linha, já que seu sentido de fluxo se inverte, com relação ao relé, quando a falta se move de um para outro lado do mesmo. Para uma unidade direcional de terra polarizada por tensão de sequência zero temos a seguinte equação de torque:

$$T = K_1 I_L I_v \text{ sen } \theta - K_2$$

onde

I_L é a corrente de sequência zero na linha.

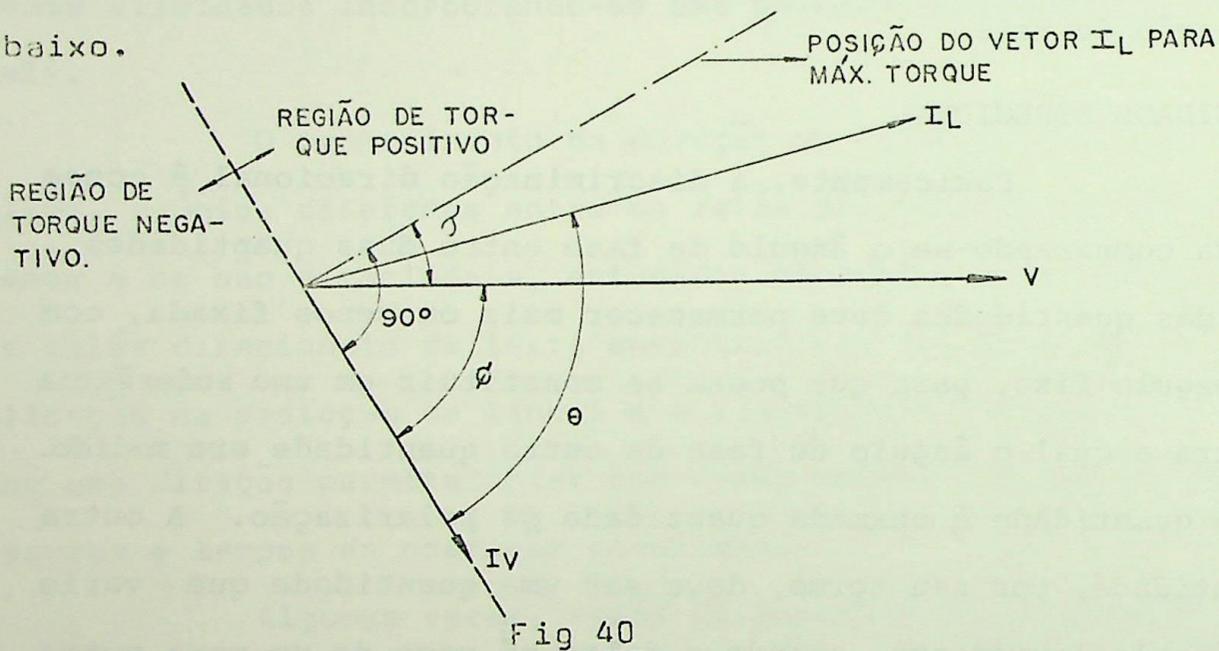
I_v é a corrente na bobina de polarização do rele.

$\text{sen } \theta$ é o seno do ângulo entre as correntes I_L e I_v .

K_1 - constante de conversão

K_2 - força de restrição inclusive atrito.

As relações vetoriais entre estas quantidades podem ser melhor entendidas com o auxílio do diagrama vetorial abaixo.



O valor de ϕ é de 60° a 70° atrasado (corrente atrasada da tensão) para a maioria das bobinas de tensão. Assim, máximo torque ocorrerá quando o ângulo entre I_L e V for de 30° a 20° . O ângulo de máximo torque deve ocorrer sempre em condições de curto circuito, que é quando se necessita a operação do relé. Quando de um curto fase terra, o ângulo entre I_L e V é da ordem de 60° a 90° atrasado, dependendo das características das linhas. Assim, para que um relé direcional de terra desenvolva máximo torque sob curto fase terra, o mesmo deve ser projetado com um ân-

gulo de máximo torque (τ) de 60º a 90º atrasado. A maioria dos relés de terra são fabricados com um ângulo de máximo torque (τ) igual a 60º atrasado. Para que se consiga isso, deve-se inserir no circuito da bobina de polarização, uma combinação de resistências e capacitâncias de modo a se obter um ângulo (ϕ) entre V e I_v igual a 30º adiantado (corrente adiantada da tensão).

O diagrama vetorial para uma falta fase-terra com ângulo 60º atrasado está mostrado abaixo.

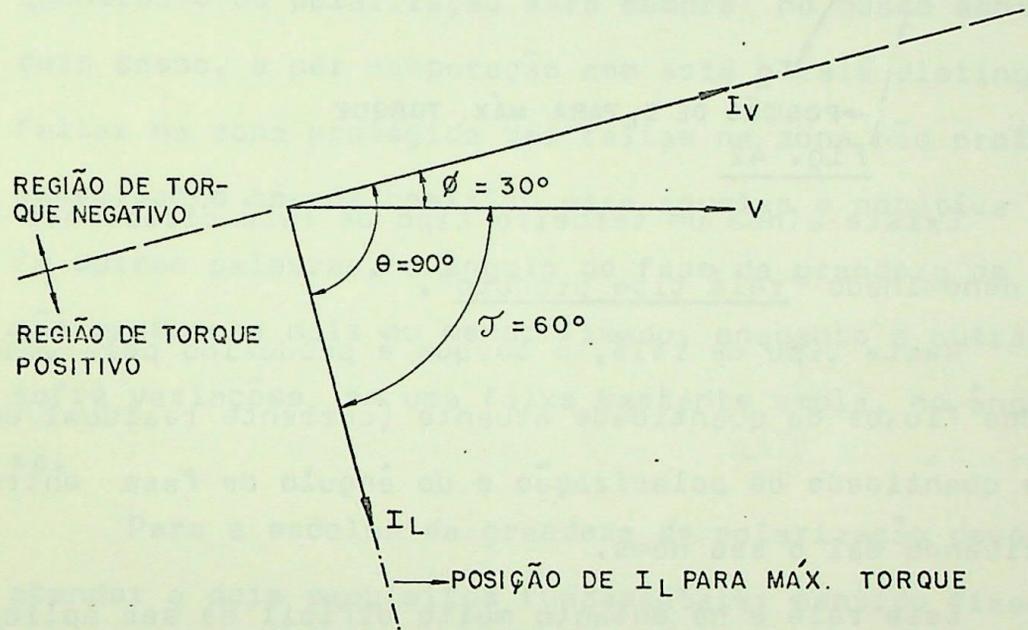


Fig. 41

Na maioria dos relés, pode-se mudar facilmente o ângulo de máximo torque, adaptando o relé para linhas de maior ou menor ângulo. Entretanto este expediente não é extremamente necessário. Considere por exemplo o torque desenvolvido à um ângulo de máximo torque de 60º como 1 pu.

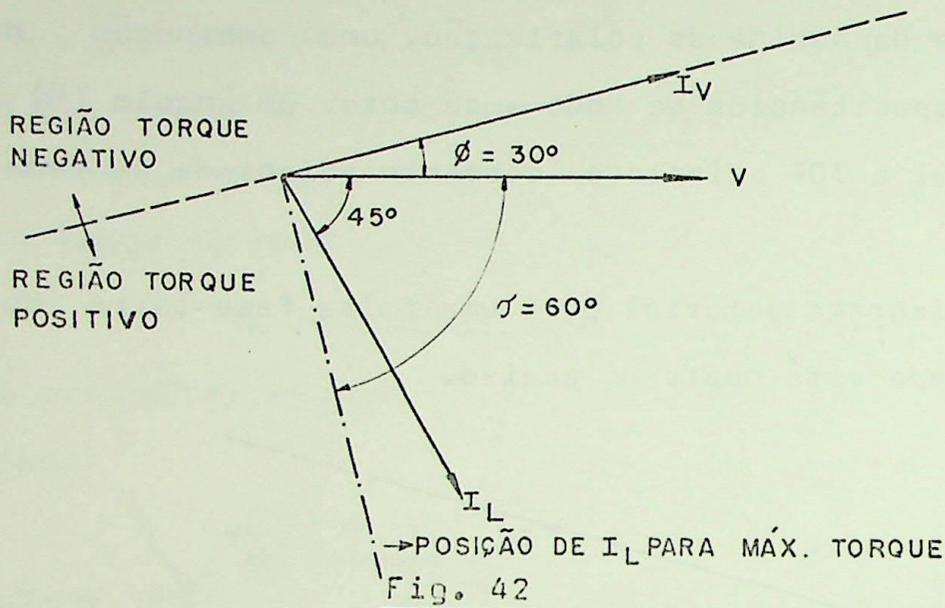
Assim $T = K I_L I_v \text{ sen } (60+30) = K I_L I_v = 1 \text{ pu}$

Para um ângulo de curto de 85º teremos

$$T = K I_L I_v \text{ sen } (85+30) = 0.90 \text{ pu}$$

Para um ângulo de curto de 45° teremos

$T = K I_L I_V \sin (45+30) = 0.90 pu$, e cujo diagrama fazorial correspondente é o da Fig. 42



Existe ainda um terceiro tipo de relé direcional de terra, denominado "relé tipo produto".

Neste tipo de relé, o torque é produzido pela ação conjunta dos fluxos da quantidade atuante (corrente residual de linha), da quantidade de polarização e do ângulo de fase entre estas, derivando daí o seu nome.

Esse relé é no entanto muito difícil de ser aplicado, requerendo o cálculo exato da quantidade de polarização no relé para cada aplicação. Impõe, no entanto, uma carga bastante baixa ao TC e pode ser vantajoso em aplicações onde está é um problema.

A boa performance da unidade direcional depende basicamente de uma escolha correta da quantidade de polarização. A quantidade de polarização mais adequada varia em cada caso, em função de múltiplos fatores, razão porque será tratada com detalhes no próximo tópico.

3.4 - POLARIZAÇÃO DE RELÉS DE TERRA

A operação correta de um relé direcional de terra depende fundamentalmente da escolha adequada da quantidade fixa, ou referência, contra a qual a corrente residual de linha pode ser comparada, afim de que possa haver discriminação do sentido da corrente de linha pelo relé direcional. A corrente de linha reverte seu sentido com relação ao ponto de localização do relé, para faltas à esquerda ou à direita deste. Ao contrário, a quantidade de polarização será sempre no mesmo sentido nos dois casos, e por comparação com esta o relé distinguirá as faltas na zona protegida das faltas na zona não protegida, desenvolvendo torque positivo para aquelas e negativa para estas. Em outras palavras, o ângulo de fase da grandeza de polarização permanece mais ou menor fixado, enquanto a outra grandeza, sofre variações, em uma faixa bastante ampla, no ângulo de fase.

Para a escolha da grandeza de polarização devemos pois atender a dois requisitos fundamentais: sentido fixado e suficiente magnitude para todas as faltas em que o relé deve operar.

No caso de relés direcionais de terra temos diversas / grandezas que podem ser utilizadas como referência, sendo a solução mais adequada variável, em função das características / particulares de cada caso e dos aspectos econômicos envolvidos

Assim temos como referências: corrente de sequência zero (I_0), voltagem de sequência zero (V_0), seus valores residuais ($3I_0$, $3V_0$), o uso conjunto das duas grandezas acima ($3I_0$ e $3V_0$), e a tensão de sequência negativa (V_2). O uso da corrente residual é conhecida como "Polarização por Corrente" e o uso da voltagem residual como "Polarização por tensão". Em

ambos os casos acima a segunda quantidade (quant. variável) será sempre a corrente residual da linha protegida.

A corrente residual de polarização pode ser conseguida através de um TC no neutro dos transformadores aterrados, um TC em um enrolamento em delta do transformador ou três TC's no enrolamento em delta do transformador, conforme será explicado com detalhes adiante. A tensão de polarização é conseguida através do secundário em delta aberto de um TP de barra com conexão estrela-delta aberto ou estrela-estrela-delta aberto / (duplo secundário), ou com arranjos especiais de potencial de vices e capacitores de acoplamento.

A melhor maneira de se polarizar um relé direcional de terra depende de vários fatores tais como número de transformadores na subestação, conexões do transformador, se é transformador ou auto-transformador, segurança e flexibilidade requeridos, aspectos econômicos etc. A seguir analisaremos cada caso em particular, detalhando todos os aspectos envolvidos.

- Polarização por Corrente

- Transformadores de 2 e 3 enrolamentos

Este método é aplicável a SE's com transformadores com neutro aterrado, Normalmente a corrente residual de polarização é obtida de um TC no neutro do transformador. No entanto, o simples fato de existir um enrolamento aterrado não assegura a existência de uma referência de corrente confiável. Um completo estudo do circuito de sequência zero do banco e algumas vezes do resto do sistema é necessário para uma escolha segura da corrente de polarização. Consideraremos a seguir as conexões mais usuais.

Seja o transformador triângulo-estrela da figura 1

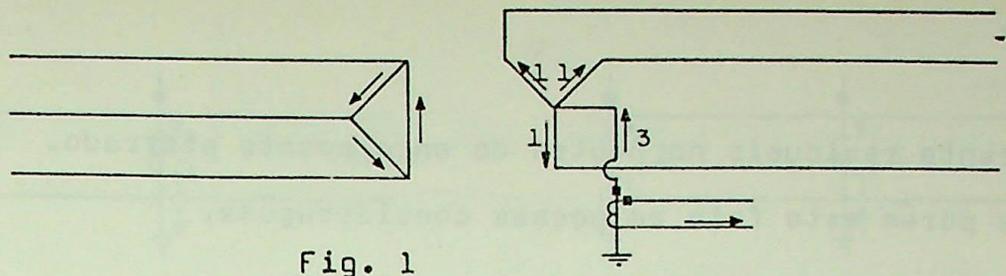


Fig. 1

Como sabemos do estudo de circuitos de seqüência zero pa
 ra transformadores, o trafo acima permite o fluxo de corrente de
 seqüência zero para faltas à terra no circuito em estrêla. A
 presença de um enrolamento em delta permite um fluxo de corren
 te de seqüência zero da terra para o neutro e da estrêla para
 a linha. Este sentido é único para qualquer falta à terra à di
 reita do enrolamento em estrêla, e portanto é adequada para a
 polarização de relés de terra conectados no sistema do lado da
 estrêla. Quando de uma falta no sistema do lado da estrêla do
 trafo, circularão correntes de seqüência zero no enrolamento
 em delta (correntes de compensação). Estas correntes não flui
 rão para fora do delta. Faltas à terra no sistema conectado ao
 enrolamento em delta não causarão fluxo de corrente residual
 no neutro do banco.

- Transformador estrêla-estrêla aterrado (fig.2)

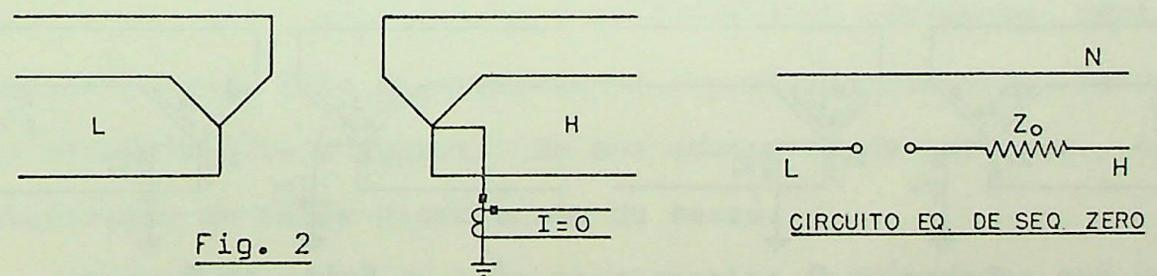


Fig. 2

Neste caso, como não há condições para a circulação de corren
 tes de seqüência zero no lado não aterrado, não haverá circula
 ção de corrente no neutro para faltas no sistema conectado ao
 enrolamento aterrado do transformador. Não haverá portanto cor
 rente para polarização dos relés de terra no neutro deste trafo.
 Para trafos tipo "CORE" haveria condição de fechamento do
 circuito magnético de seqüência zero através do núcleo-tanque
 ar no lado não aterrado, dando portanto condições para o fluxo

de corrente residuais no neutro do enrolamento aterrado. Ignoraremos porém este fato em nossas considerações.

- Transformador estrela aterrado-estrela aterrado

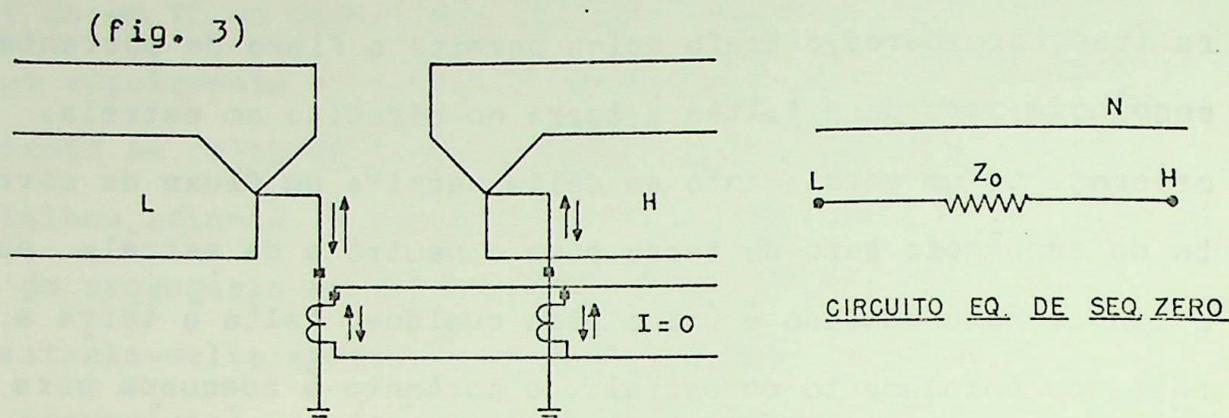


Fig. 3

Supondo que haja outras conexões à terra nos dois lados do transformador acima haverá circulação de corrente residual nos dois neutros do trafo para faltas à terra em qualquer dos dois circuitos.

O sentido da corrente nos dois neutros mudará quando o ponto de falta se deslocar de um lado para outro do transformador. Por essa razão não se poderia pensar em usar TC em apenas um dos neutros. O sentido da corrente para faltas nos dois lados está indicado na figura 4,

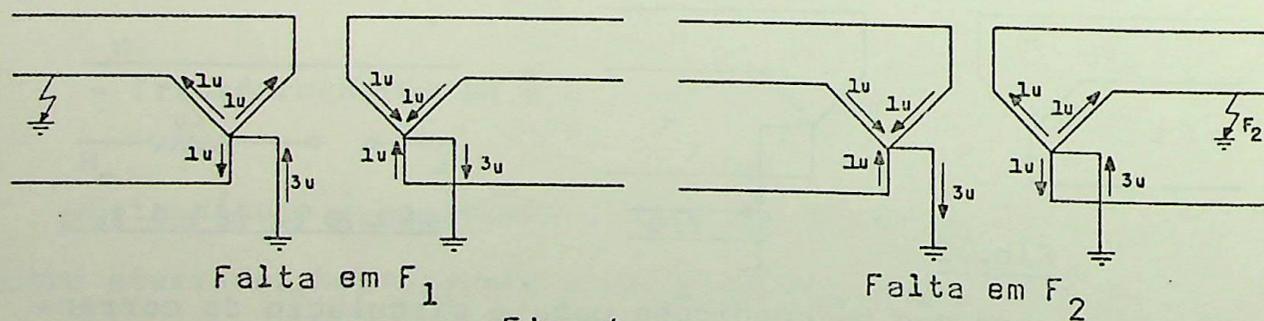
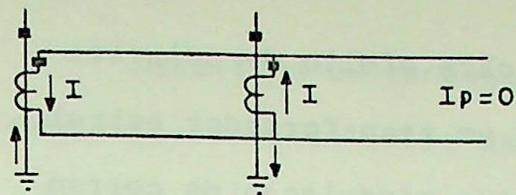
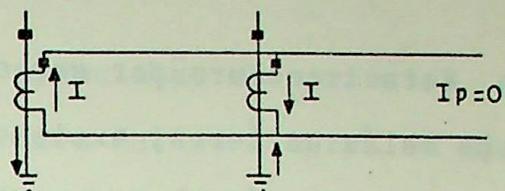


Fig. 4

onde a letra "u" significa unidade e é diferente nos dois lados do transformador.

Se tentarmos paralelar os dois TC's de neutro e usarmos relações de TC diferente de maneira a igualar a corrente nos dois lados do trafo, a corrente no circuito de polarização do relé será nula, qualquer que seja a localização da falta.

Falta em F_1 Falta em F_2

Se tentarmos usar relações de TC's tais que as correntes não se igualem, concluiremos que o sentido da corrente de polarização se inverterá quando o ponto de falta se move de um para outro lado do transformador. Isto porque como se depreende do diagrama de sequência zero desse trafo, as correntes residuais nos dois neutros estão para si na razão inversa da relação das tensões dos dois lados do transformador. Assim, conclui-se que com um transformador estrêla aterrado-estrêla aterrado não se consegue uma adequada corrente para a polarização de relés de terra, a despeito do fato de circularem correntes em ambos os neutros para faltas à terra em qualquer dos dois circuitos.

Caso não existam outros transformadores com adequadas conexões na SE, deve partir para outro tipo de polarização, como por exemplo a polarização por tensão.

Evidentemente um transformador de dois enrolamentos conexão delta-delta não permite a circulação de correntes residuais dentro ou fora do enrolamento e portanto dispensa maiores considerações à respeito de sua adequacidade para uso na polarização de relés direcionais de terra.

Transformadores de três enrolamentos também podem ser usados para polarização por circuito de relés de terra.

Abaixo, uma análise das diversas conexões.

- Transformador estrêla-delta-estrêla aterrado (fig.5)

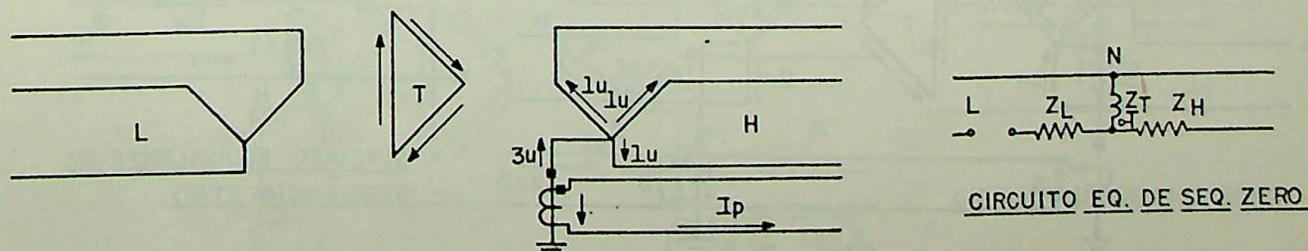


Fig. 5

CIRCUITO EQ. DE SEQ. ZERO

Este transformador comporta-se, para efeito de polarização de relés de terra, exatamente como um transformador estrela aterrado-delta já estudado. Haverá sempre circulação de corrente residual no neutro para faltas à terra no sistema conectado ao enrolamento da alta e não haverá correntes residuais em nenhum enrolamento para faltas no sistema conectados aos demais enrolamentos. Não está sendo considerado aqui o possível aparecimento de correntes parasitas, devido à capacitância dos enrolamentos para a terra, nos enrolamentos não aterrados. O neutro aterrado é portanto uma fonte de corrente residual adequada para a polarização de relés no lado da alta do transformador.

- Transformador delta-delta-estrela aterrado (fig.6)

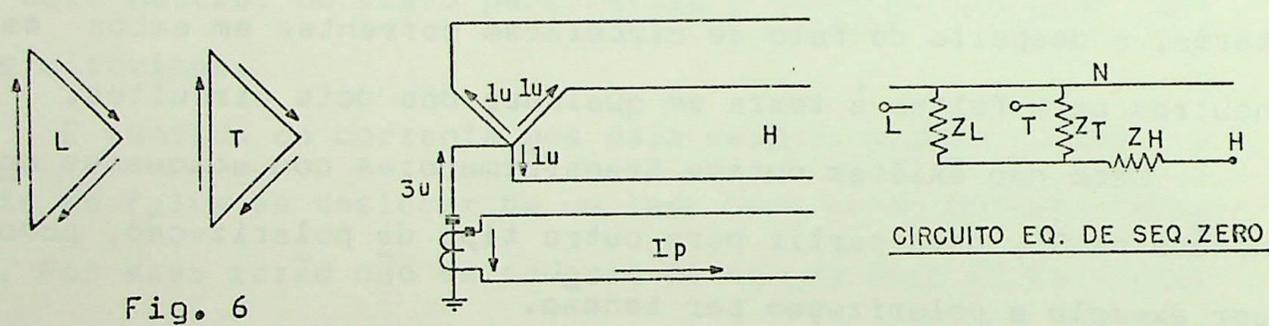


Fig. 6

Para este caso valem as mesmas considerações feitas para o caso anterior. Haverá circulação de corrente da terra para o neutro e da estrela para a linha sempre que ocorrer uma falta à terra na alta. O único efeito do segundo enrolamento em delta é aumentar mais uma malha no diagrama de sequência zero e portanto ocasionar um aumento na corrente de sequência zero.

- Transformador estrela aterrado-delta-estrela aterrado (fig. 7)

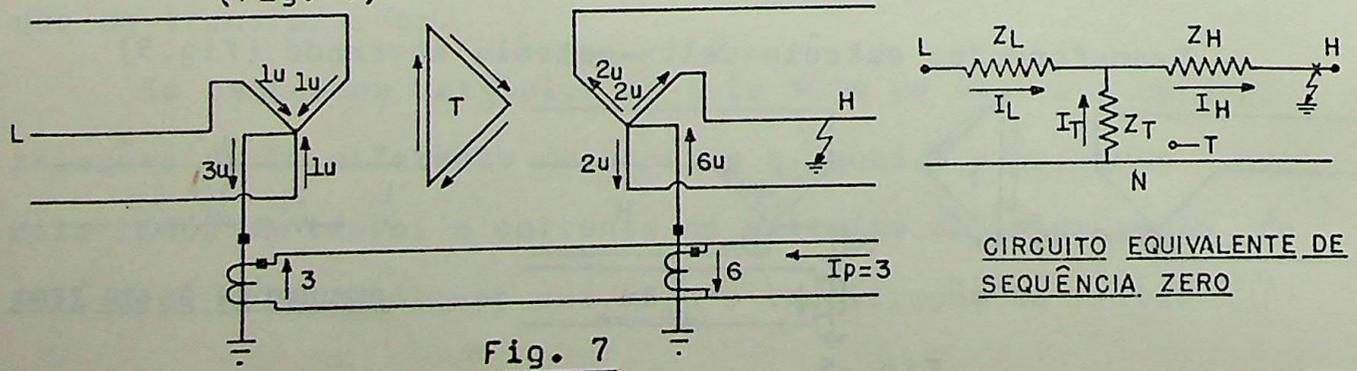


Fig. 7

Este tipo de conexão permite circulação de correntes de sequência zero em ambos os neutros para faltas à terra em qualquer dos dois circuitos aterrados (Alta e Média).

O sentido das correntes nos neutros será sempre contrário um ao outro, ou seja, estará sempre subindo em um neutro e descendo no outro. Se a falta se mover de um enrolamento aterrado para outro, os sentidos acima se inverterão, continuando portanto contrários entre si.

O sentido da corrente no enrolamento terciário é facilmente visualizado no circuito equivalente de sequência zero do transformador - será sempre no mesmo sentido qualquer que seja a localização da falta. Podemos então, a partir desse ponto, analisar a viabilidade do uso das correntes residuais do trafo para a polarização de relés direcionais de terra. O uso de um TC isoladamente em um dos neutros não é uma quantidade de polarização adequada porque o sentido da corrente no neutro inverte quando o ponto de falta passa de um para o outro circuito aterrado. Uma quantidade de polarização adequada pode no entanto ser obtida paralelando-se os dois TC's de neutro e usando-se relações de TC inversamente proporcionais as tensões nominais dos dois circuitos. Obtem-se assim uma corrente residual resultante de valor suficiente para a polarização e sempre no mesmo sentido qualquer que seja a localização da falta.

Para uma falta no lado da alta a distribuição de correntes está indicada na figura 7. Para uma falta no lado da média tensão, o sentido e distribuição de correntes está indicado na figura 8.

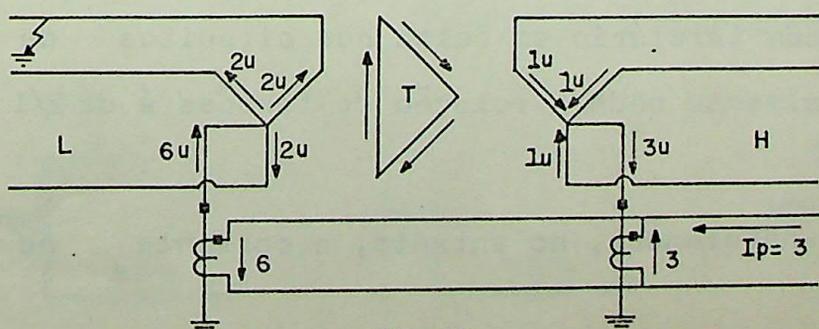
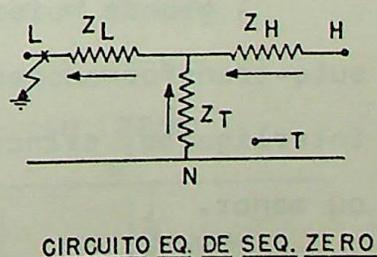


Fig. 8



Demonstra-se que a corrente de polarização obtida paralelando-se os dois TC's de neutro é equivalente à corrente que circula no enrolamento em delta do transformador. Já demonstramos que essa corrente circula sempre no mesmo sentido, qualquer que seja o ponto de falta.

Desta maneira a corrente do delta se constitui em uma adequada quantidade de polarização e é frequentemente empregada onde não é possível, ou é muito difícil, medir as duas correntes de neutro. Quando o enrolamento terciário não alimenta nenhuma carga pode-se usar apenas um TC. Mediremos então a quantidade I_0 . Se o enrolamento terciário alimenta alguma carga o expediente acima não poderá ser empregado porque correntes de carga não balanceadas poderiam prover uma polarização errada. Neste caso seria obrigatório o uso de 3 TC's (1 em cada perna) em paralelo, medindo a corrente $3I_0$. Esta conexão elimina a corrente de carga, uma vez que a soma das sequências negativa e positiva nas 3 fases será sempre zero. A divisão de correntes entre o enrolamento em delta e os enrolamentos em estrela do transformador dos exemplos 7 e 8 foi mostrado igual apenas para efeito didáticos. Na realidade êsses valores são diferentes e dependem dos valores relativos das impedâncias Z_t, Z_l e Z_h bem como das impedâncias de sequência zero do resto do sistema conectado aos enrolamentos do transformador.

- Auto - Transformadores

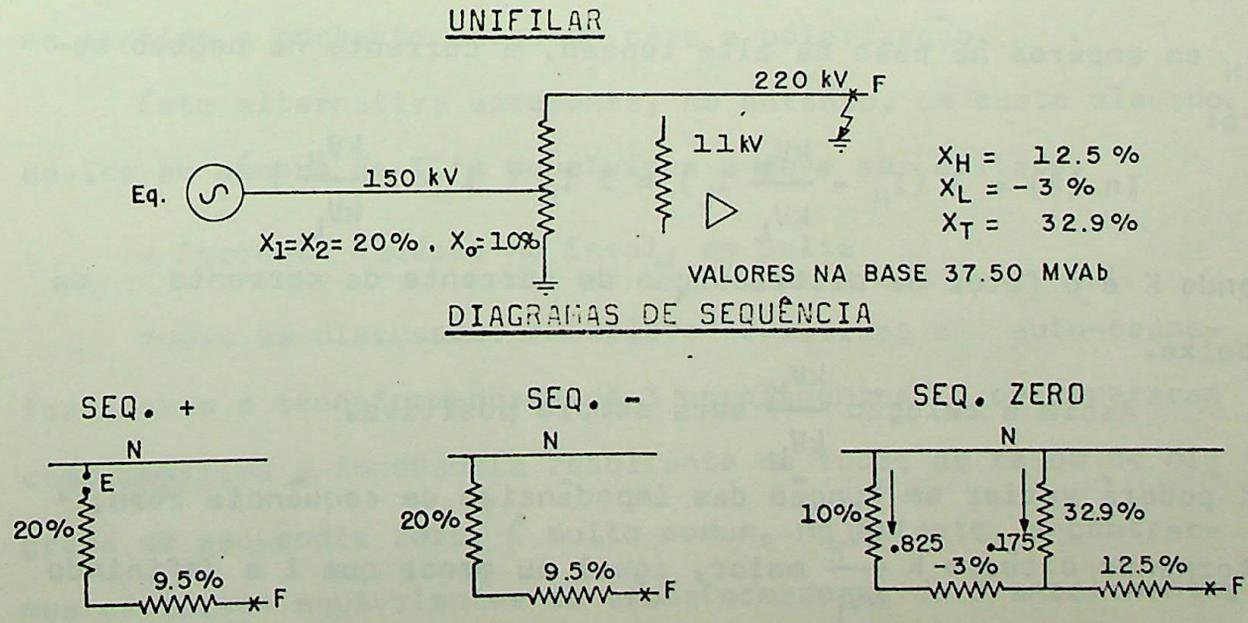
A grande maioria dos sistemas de potência atuais possuem auto-transformadores com terciário em delta nos circuitos de interligação, principalmente onde a relação de tensões é de 2/1 ou menor.

Para um auto-transformador, no entanto, a corrente no

neutro apresenta comportamento bastante peculiar e diferente do transformador de 3 enrolamentos. Para faltas à terra no lado da baixa tensão do auto-transformador circulará corrente no neutro e seu sentido será sempre da terra para o neutro.

Para faltas à terra do lado da alta, no entanto, a corrente poderá circular no sentido terra-neutro, neutro-terra, ou ser simplesmente nula. Dai se conclui não ser a corrente do neutro de um auto-transformador uma quantidade segura em grandeza e sentido para a polarização de relés direcionais de terra. O valor e sentido depende dos valores relativos das impedâncias de sequência zero do auto-trafo bem como do restante do sistema a êle conectado. Um estudo particular de um determinado auto-transformador e sistema poderá nos mostrar ser a corrente no neutro sempre no mesmo sentido para qualquer ponto de falta, e portanto adequada para a polarização de relés de terra. Este procedimento seria no entanto perigoso, de vez que futuras modificações na configuração do sistema, e portanto na malha de sequência zero, poderiam alterar o sentido da corrente de neutro.

Os fatores que determinam a corrente de neutro podem ser melhor entendidos através da solução de um exemplo típico como o da fig. 9.



$$X_1 + X_2 + X_0 = 29.5\% + 29.5\% + 18.26\% = 77.26\% = 996 \text{ ohms em } 220 \text{ kV}$$

CÁLCULOS DAS CORRENTES

$$\text{No pto de defeito } I_1 = I_0 = I_0 = \frac{220.000}{\sqrt{3} \times 996} = 127 \text{ A em } 220 \text{ kV}$$

$$\text{Seq posit. e negativa em } 150 \text{ kV } 127 \times \frac{220}{150} = 187 \text{ A em } 150 \text{ kV}$$

$$\text{Seq. zero em } 150 \text{ kV} = 127 \times 0.825 \times \frac{220}{150} = 154 \text{ A}$$

$$\text{Seq. zero em } 11 \text{ kV (terciário)} = 127 \times 0.175 \times \frac{220}{\sqrt{3} \times 11} = 256 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} \text{Corrente no neutro do banco} &= 3 (I_{0H}(\text{A}) - I_{0L}(\text{A})) \\ &= 3 (127 - 154) = -81 \text{ A} \end{aligned}$$

Sentido da corrente do neutro → neutro para terra

Fig. 9

Neste exemplo a corrente da baixa tensão é maior do que a corrente da alta para uma falta a terra nesta. A corrente no neutro fluirá do ponto neutro para a terra e portanto em sentido oposto ao da corrente que fluirá no neutro para uma falta no lado da baixa, não sendo portanto apropriada para a polarização de relés de terra. Como se pode ver nesse exemplo, uma parte de corrente de falta flui diretamente de um para outro circuito do auto-transformador enquanto uma parte é transformada através do mesmo. Para uma falta na alta tensão, com I_L e I_H em ampéres na base da alta tensão, a corrente no neutro será:

$$I_n (\text{A}) = 3 \left(I_H - \frac{kV_H}{kV_L} I_L \right) = 3 I_H \left(1 - k \frac{kV_H}{kV_L} \right)$$

onde K é o fator de distribuição de corrente da corrente da baixa.

Assim a relação $\frac{kV_H}{kV_L}$ será sempre positiva.

K poderá variar em função das impedâncias de sequência zero, tornando o termo $K \frac{kV_H}{kV_L}$ maior, igual ou menor que 1 e definindo

o sentido da corrente de neutro.

Anteriormente foi dito que para faltas à terra na baixa tensão o sentido da corrente de neutro seria único e no sentido terra-neutro. Com efeito. Para uma falta na baixa tensão, com I_L e I_H em ampéres na base da baixa tensão, a corrente no neutro será:

$$I_n = 3 \left(I_L - I_H \frac{kV_L}{kV_H} \right) = 3 I_L \left(1 - p \frac{kV_L}{kV_H} \right)$$

A relação $\frac{kV_L}{kV_H}$ será sempre menor que 1.

O fator de distribuição será sempre menor que 1.

Assim o termo $p \frac{kV_L}{kV_H}$ será sempre menor que 1 e o sentido da corrente único.

Se em algum caso for impossível ou mesmo difícil a obtenção da corrente do neutro do auto-transformador, a polarização pode ser feita através da corrente do enrolamento em delta, com 1 ou 3 TC's conforme este enrolamento esteja sem carga ou não da maneira já explicada para os transformadores de potência.

Uma outra alternativa existe e poderá ser usada se não for possível também o uso dos TC's no enrolamento em delta. Consiste em paralelar os TC's nos dois enrolamentos do auto-transformador e também com o TC de neutro.

A corrente no circuito de polarização será sempre no mesmo sentido e portanto adequada para a polarização.

Esta alternativa apresenta, no entanto, um custo elevado devido ao número de TC's envolvidos e deve ser evitada.

- Corrente Reversa no Enrol. em Delta

Todas as discussões anteriores relativas a auto-transformadores e transformadores de 3 enrolamentos consideraram como positiva a impedância resultante de todos os ramos do diagrama de sequência zero. É muito comum, no entanto, encontrarmos circuitos equivalentes de transformadores de 3 enrolamentos



e auto-transformadores, em que um dos ramos apresenta impedância negativa. Geralmente este ramo é o da baixa tensão e seu valor é bastante baixo. Este valor de impedância negativa não tem nenhum significado físico, constituindo-se apenas em um artifício matemático empregado para se obter a real transferência de potência através do circuito equivalente do transformador. Em todos os casos no entanto, a soma desta impedância com a impedância do ramo da alta tensão será positiva. Considere o circuito da fig. 10, em que $-J_N$, J_P e J_Q representam as impedâncias dos ramos da baixa, terciário e alta do circuito equivalente do transformador e J_M a impedância equivalente do sistema conectado ao enrolamento da baixa.

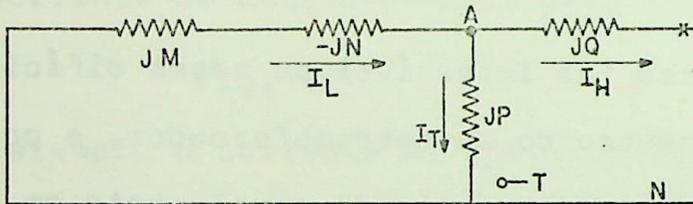


Fig. 10

Em muitos casos, a impedância do circuito externo (J_M) é bastante baixa, menor ainda do que a impedância negativa ($-J_N$), tornando a impedância equivalente $[J_M + (-J_N)]$ negativa. Isto ocorre quando o sistema externo é um sistema bastante grande e solidamente aterrado. Se esta impedância negativa resultante for, em valor absoluto, menor do que a impedância do ramo que representa o enrolamento terciário (J_P), a direção da corrente no terciário será reversa, bem como a corrente do neutro, tornando não apropriado qualquer dos métodos já descritos para a polarização por corrente de relés direcionais de terra.

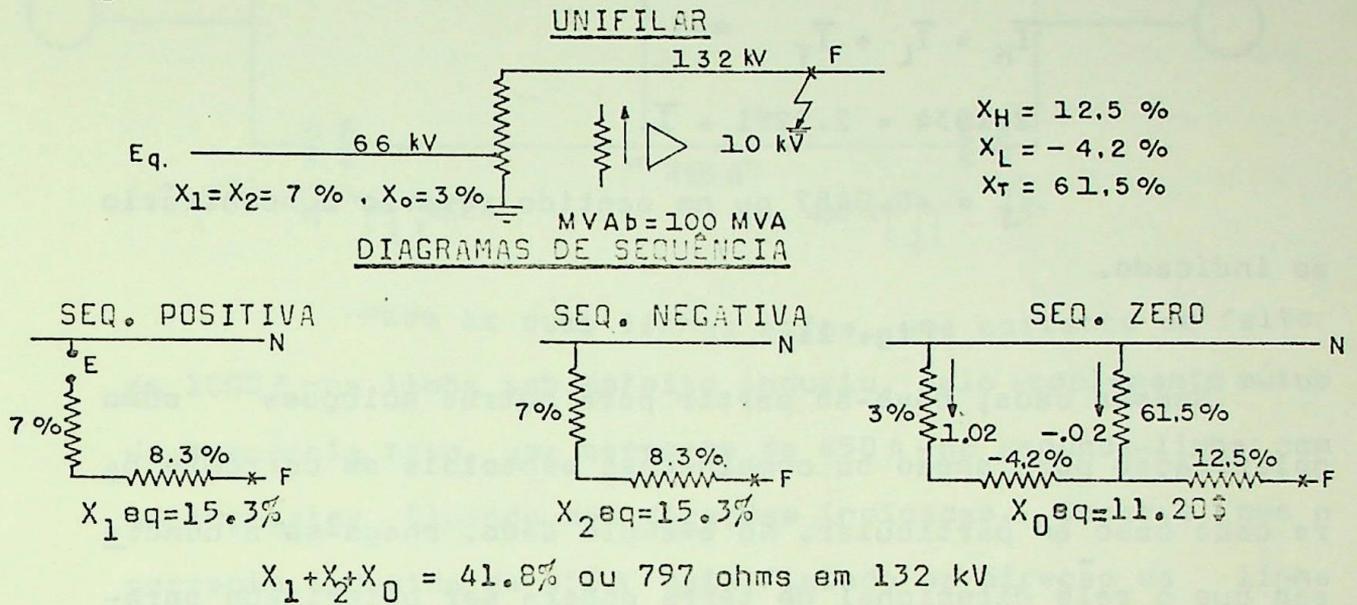
Esta situação é comum ocorrer como resultado do paralelo de vários grandes transformadores aterrados em uma mesma subestação. O sentido da corrente no terciário é facilmente determinado aplicando-se a lei dos nós ao ponto "a" do diagrama da fig. 10, com as correntes I_H , I_L e I_T em valores pu.

Para uma falta na alta $\bar{I}_H = \bar{I}_L + \bar{I}_T$

Para uma falta na baixa $\bar{I}_L = \bar{I}_H + \bar{I}_T$

onde a barra indica valores em pu.

Um exemplo típico ilustrará o que foi dito. Considere a fig. 11



CÁLCULO DAS CORRENTES

Para uma falta fase-terra em F:

$$I_L = I_2 = I_0 = \frac{132000}{\sqrt{3} \cdot 797} = 995 \text{ A em } 132 \text{ kV}$$

$$\text{Seq. zero no circuito } 66 \text{ kV} = I_{OL} = 995 \times 1,02 \times \frac{132}{66} = 1950 \text{ A}$$

$$\text{Seq. zero no terciário} = I_{OT} = 995 \times 0,02 \times \frac{132}{\sqrt{3} \times 10} = 145 \text{ A}$$

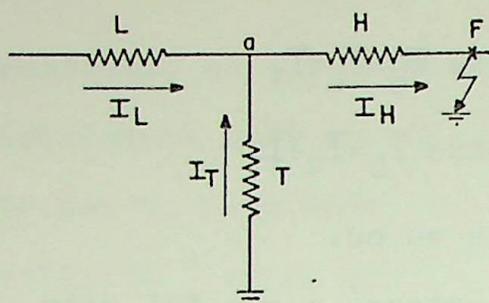
$$\begin{aligned} \text{Corrente no neutro } 3I_{ON} &= 3(I_{OH} - I_{OL}) \\ &= 3(995 - 1950) = -2985 \text{ A} \end{aligned}$$

Sentido da corrente no neutro → neutro para a terra.

$$\text{Seq. zero em pu na alta} = \frac{I_0(A)}{I_0(B)} = \frac{995}{437,38} = 2,2834 \text{ pu}$$

$$\text{Seq. zero em pu na baixa} = \frac{I_0(A)}{I_0(B)} = \frac{1950}{874,77} = 2,2291 \text{ pu}$$

Determinação do sentido da corrente no terciário



Aplicando a lei dos nós ao nó "a"

$$\bar{I}_H = \bar{I}_L + \bar{I}_T$$

$$2.1834 = 2.2291 + \bar{I}_T$$

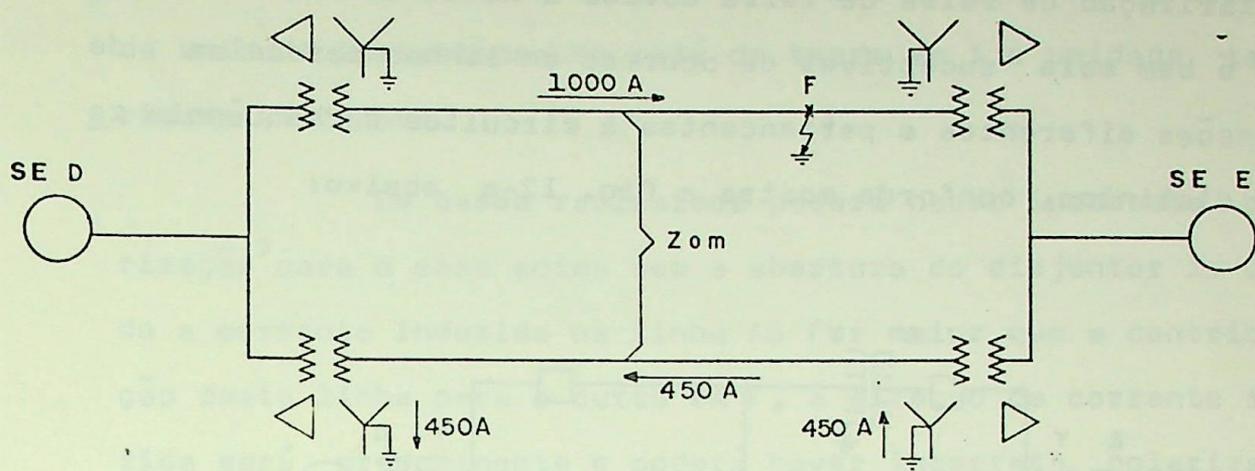
$I_T = -0.0457$ pu no sentido reverso ou contrário ao indicado.

Fig. 11

Nesses casos, deve-se partir para outras soluções como polarização por tensão ou combinações especiais de corrente para cada caso em particular. No exemplo dado, chega-se à conclusão que o relé direcional de terra poderá ser polarizado paralelando-se os TC's dos enrolamentos em delta e o TC do neutro e de tal maneira conectados que o relé receba a corrente $(I_T - I_N)$ onde I_T é a corrente do delta e é positiva quando flui na direção normal e I_N é a corrente do neutro e positiva quando fluindo da terra para o neutro. A corrente $(I_T - I_N)$ do circuito de polarização estará sempre no mesmo sentido para qualquer ponto de falta e para quaisquer valores de impedâncias externas. Não se deve esquecer, no entanto, que esta é uma solução particular e não pode ser generalizada. Como não foi levado em conta problemas próprios do TC, como corrente de magnetização, burdens impostos etc, julgamos a ser a polarização por tensão a melhor alternativa para esse caso.

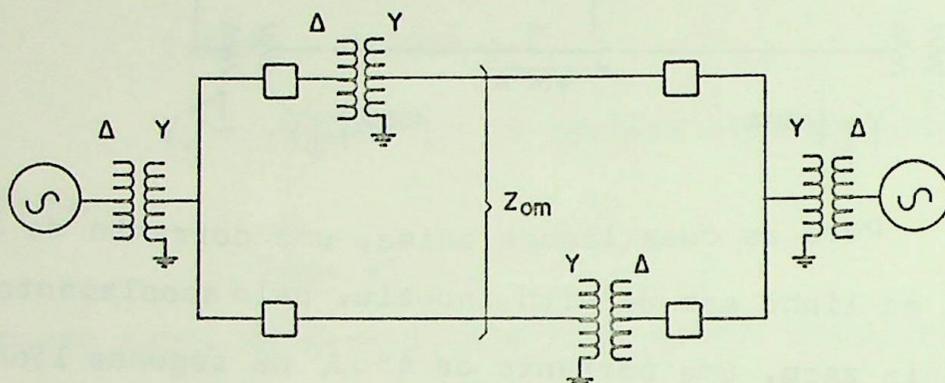
- Correntes Induzidas por linhas Paralelas

Algumas vezes a polarização por corrente é afetada por correntes induzidas de linhas paralelas. Considere o exemplo da fig. 12:

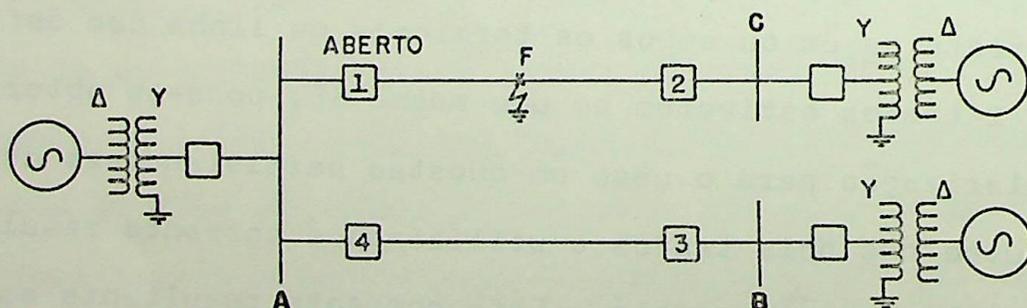


Para as duas linhas acima, uma corrente de falta de 1000 A na linha sob defeito induziu, pelo acoplamento mútuo de sequência zero, uma corrente de 450 A na segunda linha, com as correntes fluindo nas direções indicadas. Observe que a corrente induzida de 450 A está fluindo na direção da linha para o transformador e do neutro para a terra, sendo reversa na linha e no circuito de polarização e produzindo portanto torque positivo no relé de Terra na SE D. Na SE E o sentido é correto tanto na linha quanto no circuito de polarização, e o relé produzirá torque positivo. Poderá haver abertura in correta de um ou ambos os terminais da linha sem defeito. Se os 2 trafos estiverem em uma mesma SE, pode-se obter correta polarização para o caso em questão paralelando-se os TC's de neutro dos dois trafos e utilizando a corrente resultante pa ra polarização do relé. Esta corrente resultante estará sem pre no mesmo sentido no circuito de polarização, já que a cor rente induzida será sempre menor que a corrente na linha de feita, uma vez que o fator de acoplamento é sempre menor ' que 1. Incorreta polarização poderá também ocorrer para re lés polarizados por tensão de sequência zero, de maneira simu lar à explicada para a polarização por corrente. A incorreta

polarização de relés de terra devido a mútua de seqüência zero é bem mais susceptível de ocorrer em linhas paralelas de tensões diferentes e pertencentes a circuitos de seqüência zero distintos, conforme mostra a fig. 12-a abaixo:



Em determinadas circunstâncias poderá haver falsa polarização de relés de terra em linhas paralelas de mesma tensão. Isto poderá ocorrer, por exemplo, na linha AB do sistema abaixo, para uma falta à terra em F e com o disjuntor 1 aberto.



Com o disjuntor 1 aberto, as duas linhas passarão a pertencer a malhas de seqüência zero distintas e falsa polarização poderá ocorrer para os relés da linha AB. Evidentemente esta condição poderá ocorrer mesmo com o disjuntor 1 fechado antes da falta. Quando do aparecimento da falta o mesmo poderá abrir antes do disjuntor 2 devido a diferentes ní

veis de corrente de curto em 1 e 2 para a falta em F, atuação da unidade instantânea do relé de terra em 1 e unidade temporizada em 2, etc.

Em casos raríssimos poderá haver incorreta polarização para o caso acima sem a abertura do disjuntor 1. Quando a corrente induzida na linha AB for maior que a contribuição desta linha para o curto em F, a direção da corrente induzida será predominante e poderá haver incorreta polarização dos relés de terra dessa linha.

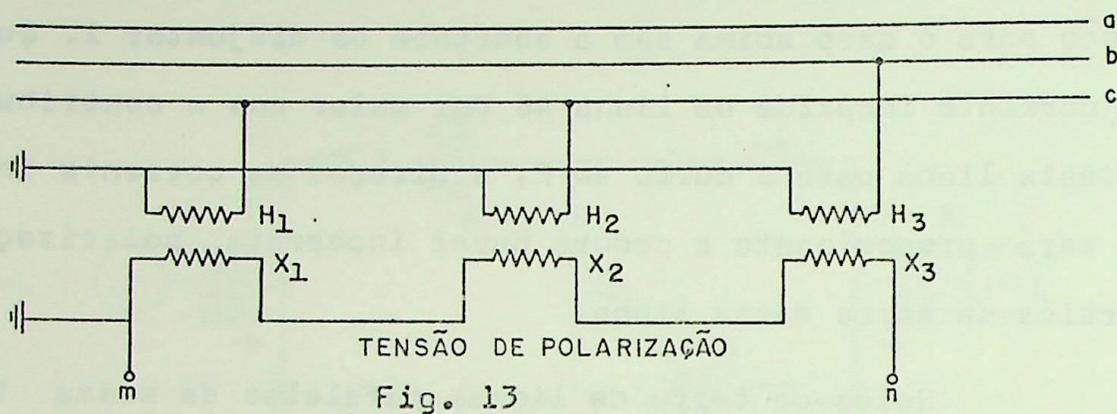
Relés de terra de linhas paralelas de mesma tensão não poderão ser incorretamente polarizados se as duas linhas estiverem conectadas à mesma barra em cada uma de suas extremidades.

Polarização por Tensão

Nas SE's onde não houver corrente residual ou esta não for adequada para a polarização de relés direcionais de terra, poderá ser usada a polarização por tensão residual.

Isto requer a obtenção da tensão E_0 ou $3 E_0$ no ponto de instalação do relé.

O método mais utilizado (FIG. 13) consiste em obter a tensão $3 E_0$ através do secundário em delta-aberto de um TP estrêla-delta aberto.



A tensão entre os pontos m e u será

$$V_{m u} = V_a + V_b + V_c = (V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}) + (V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}) + (V_{c1} + V_{c2} + V_{c0})$$

Expressando V_c e V_b em função de V_a e simplificando obteremos

$$V_{m u} = 3 V_{a0} = 3 V_{b0} = 3 V_{c0}$$

Na maioria das SE's, um TP estrêla-estrêla é necessário para alimentação de relés de distância. Nesta circunstância, a tensão $3E_0$ poderá ser obtida com um TP auxiliar estrêla-delta aberto conectado ao secundário do TP principal (FIG.14) ou com um TP de duplo secundário, sendo um em estrêla para alimentação de relés de distância e outro em delta aberto para a polarização de relés de terra. Este último método é muito usado com potential devices tipo capacitor de acoplamento (FIG.15) ou tipo bucha, ambos tendo um enrolamento auxiliar para a obtenção da tensão residual.

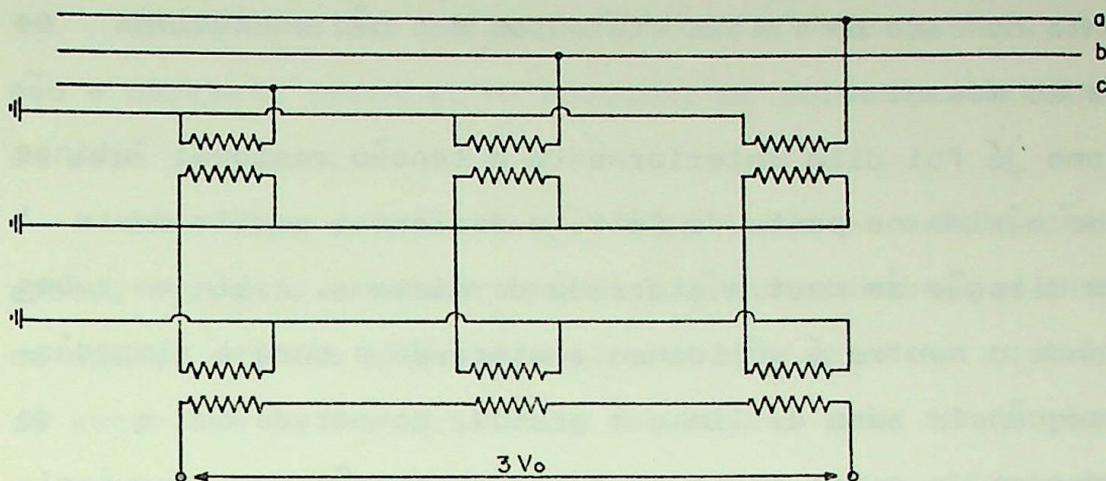


Fig. 14

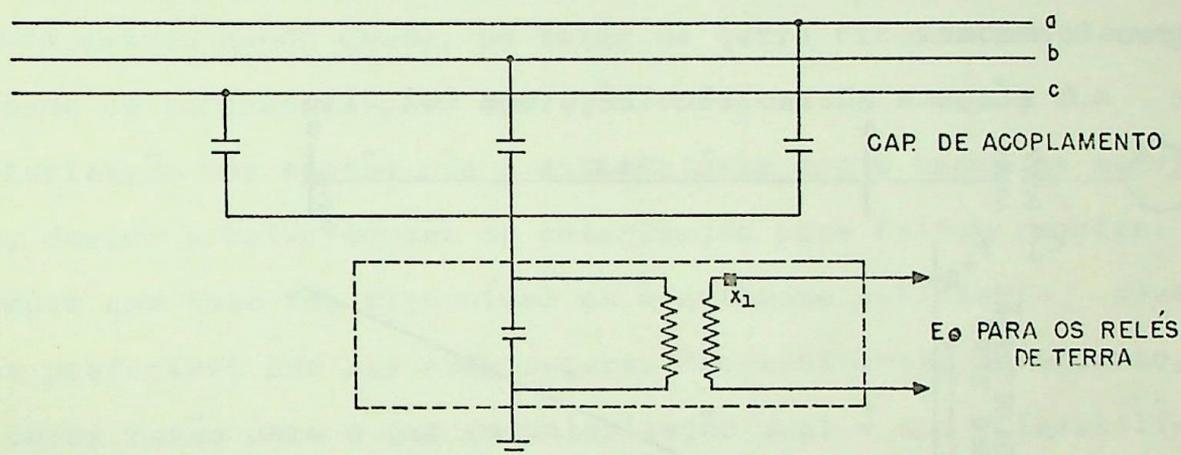


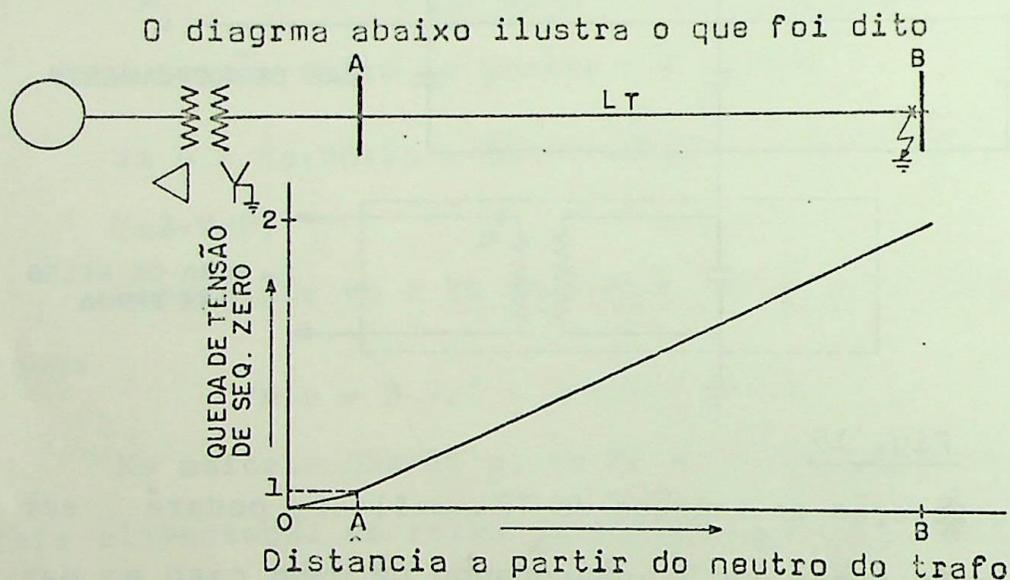
Fig. 15

Quanto à relação de tensões do TP auxiliar, poderá ser unitária, maior ou menor que 1, dependendo de cada caso em particular. Em sistemas solidamente aterrados a tensão na barra da SE tende a ser bastante baixa para faltas no final da linha e por esta razão uma relação maior que 1 é geralmente usada. Se o sistema não é solidamente aterrado ou é aterrado através de impedância, a tensão residual na barra da SE será maior e uma relação unitária ou mesmo menor que 1 poderá ser usada.

Para faltas próximas ao TP, a tensão residual pode atingir valores da ordem de 1 a 3 vezes a tensão nominal de um dos enrolamentos do delta aberto. Assim é bastante desejável o prévio conhecimento dos valores máximos e mínimos da tensão residual, que nos permitirá uma adequada escolha da relação de tensões do TP auxiliar, de maneira a suprir o relé com uma tensão

suficiente no caso de faltas distantes mas não excessivas se próximas ao mesmo.

Como já foi dito anteriormente a tensão residual atinge seu valor máximo no ponto de falta e decrece a partir deste ponto em direção ao neutro aterrado do sistema. Assim em subestações onde o neutro é solidamente aterrado e onde a impedância de sequência zero da linha é grande, comparada com a do transformador, a maior parte da queda de tensão de sequência zero para uma falta no final da linha se dará nesta, e a tensão no TP será apenas a queda de tensão de sequência zero do transformador.



0-1 queda de tensão no trafo

1-2 queda de tensão na linha

Fig. 16

Este exemplo também nos mostra porque a polarização por corrente é geralmente recomendada em SE's com grandes bancos de transformadores solidamente aterrados.

Teríamos que escolher uma relação de TP bastante alta para suprir o relé com suficiente tensão para faltas distantes, do mesmo, tornando as tensões para faltas próximas bastantes altas e perigosas.

Entende-se por polarização dual o emprego de ambos, tensão e corrente residual na unidade, ou unidades direcionais de um relé de terra.

Este tipo de polarização é aplicado em subestações onde ambos, corrente e tensão residual são disponíveis e onde o uso de apenas uma das quantidades acima não preenche os critérios de segurança ou flexibilidade requeridos pela concessionária.

Como exemplo pode-se citar o caso de uma SE com transformador aterrado e que é retirado de serviço para manutenção ou por dispositivos de proteção. Se somente polarização por corrente estava sendo usada, os relés de terra ficaram sem a quantidade de referência para operação correta. Isto supõe que a polarização por tensão não é satisfatória com o banco em serviço, devido a baixa tensão de polarização para faltas remotas. Sempre que esta for disponível em quantidade suficiente deve ser preferível por ser mais segura. Provavelmente, no entanto, a maior razão para o uso de polarização dual é sua flexibilidade. O relé poderá ser comprado sem maiores considerações e usado em esquemas de polarização por corrente, tensão ou dual, segundo o estudo de cada caso em particular.

- Polarização por sequência Negativa

Onde a polarização por quantidade de sequência zero (corrente e tensão) não puderem ser aplicadas, uma boa solução é muitas vezes conseguida com o uso das quantidades de sequência negativa (corrente e tensão) em unidade de polarização de relés direcionais de terra.

A polarização por sequência zero não é geralmente utilizada nos seguintes casos:

1 - Em linhas paralelas onde o problema da mútua de sequência zero não permite uma solução adequada com as quantida-

des de sequência zero.

2 - Em auto-transformadores com correntes reversas no neutro e nos enrolamentos em triângulos, e onde a polarização por tensão não se mostrou uma boa solução.

3 - Em transformadores de dois enrolamentos com neutros aterrados e onde a polarização por tensão não se mostrou uma boa solução.

4 - Onde o aspecto econômico não permite o uso de equipamentos para a polarização por sequência zero. (caso de uso de vários TC's em arranjos especiais).

5 - Onde a operação do sistema reduz ou limita a aplicação da polarização de sequência zero.

O termo "relé direcional de terra de sequência negativa" refere-se a um relé de terra em que a unidade direcional opera alimentada por tensão e corrente de sequência negativa, obtido através de respectivos filtros, e que supervisionam, por controle do torque, a operação da unidade de sobrecorrente de sequência zero. Em outras palavras, a discriminação direcional é feita através da corrente de sequência negativa, tensão de sequência negativa e o ângulo de fase entre estes.

A sequência negativa está presente em todas as faltas não equilibradas, e por isso presente em uma falta fase-terra e duas fases-à-terra.

De maneira similar à polarização por tensão residual, o emprego da sequência negativa na unidade de polarização de relés de terra requer um estudo prévio de cada caso, afim de se assegurar que quantidades suficientes de tensão e corrente desta sequência estarão presentes no relé para várias condições de falta.

No entretanto a sequência negativa apresenta a vantagem de nunca apresentar reversão na polarização, e estar menos sujeita a ficar fora, por abertura de disjuntores, do que a se

quência zero.

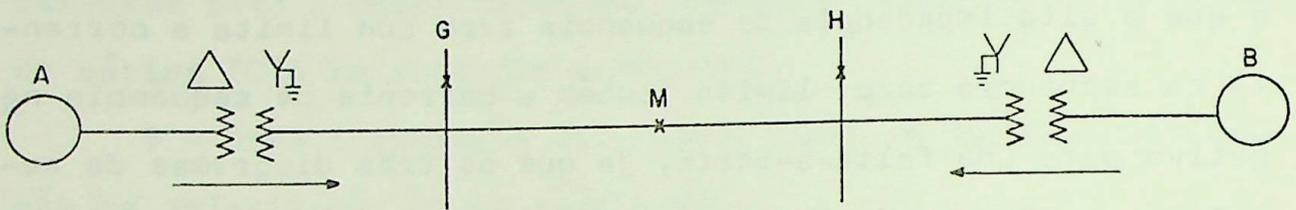
- Comparação entre as quantidades de sequência zero e sequência negativa

De uma maneira bastante geral, pode-se dizer que se existir insuficiente sequência zero para operar um relé com polarização por essa sequência, não haverá provavelmente suficiente sequência negativa para a mesma finalidade. A razão para isto é que a alta impedância de sequência zero que limita a corrente de sequência zero, limita também a corrente de sequência negativa para uma falta-à-terra, já que os tres diagramas de sequência estão em série neste tipo de falta. Se uma corrente de sequência zero pequena vezes uma impedância de sequência zero grande produz uma queda de tensão pequena, então uma corrente de sequência negativa pequena vezes uma impedância de sequência negativa pequena tende a produzir uma queda de tensão sempre menor. Em termos de energia, diremos que à medida que a impedância de sequência zero cresce a corrente diminui, mas a tensão aumenta, tendendo a manter a energia de sequência zero dentro de estreitos limites. A tensão de sequência negativa, de outra maneira, decresce com o aumento da impedância de sequência zero, bem como a corrente de sequência negativa, resultando pois em uma queda acentuada da energia de sequência negativa necessária para a operação da unidade direcional do relé de terra. No entretanto, em sistemas com múltiplos aterramentos, com bastante fontes de corrente de sequência zero, a sequência negativa disponível no relé, para faltas em diversos pontos, será consideravelmente maior do que a sequência zero, tornando inclusive sem efeito algumas das afirmações gerais feitas anteriormente. Isto pelas seguintes razões:

- 1 - Para faltas remotas, a alta impedância de sequência'

zero da linha dissipa acentuadamente a energia de sequência zero.

2 - A corrente de sequência zero se distribui pela malha de sequência zero e apenas uma parcela da corrente total, e portanto da energia, fluirá do terminal do relé para a falta. Essa parcela será consideravelmente menor se a falta ocorrer no final da linha e próxima de uma grande fonte de sequência zero. O exemplo da fig. 17 é uma boa ilustração do que dissemos.



TIPO DE FALTA	FALTA EM	CONTRIBUIÇÃO A → G		VALORES NA BARRA G				VALORES NA BARRA H		CONTRIBUIÇÃO B → H		VALORES NA BARRA H	
		I_2	I_0	E_2	E_0	$E_2 I_2$	$9E_0 I_0$	E_2	E_0	I_2	I_0	$E_2 I_2$	$9E_0 I_0$
UMA FASE À TERRA	G	2.32	2.73	.418	.164	.971	4.03	.305	.032	.678	.267	.207	.077
	M	1.29	1.05	.233	.063	.301	.595	.287	.106	.673	.880	.183	.840
	H	1.16	.365	.209	.022	.242	.072	.398	.202	.885	1.68	.352	3.05
DUAS FASES À TERRA	G	1.23	3.67	.220	.220	.271	7.26	.162	.043	.36	.36	.058	.139
	M	1.25	1.07	.225	.064	.281	.615	.275	.107	.61	.89	.168	.856
	H	.73	.45	.131	.027	.096	.109	.252	.252	.56	2.09	.141	4.71

Todos os valores estão em pu.

Fig. 17

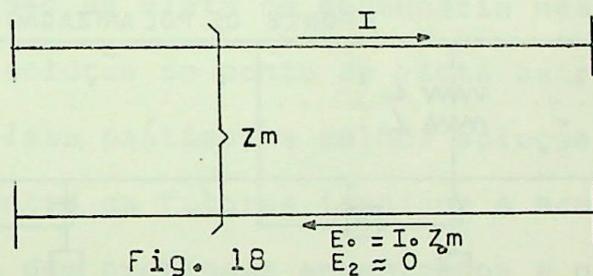
Conforme podemos observar, a energia $E_2 I_2$ é cerca de 3 vezes a energia $9E_0 I_0$ na barra G para uma falta na barra H e a mesma acontece com as energias na barra H para uma falta em G. Também nota-se que embora no ponto de falta (para uma falta 1

fase-à-terra) I_0 e I_2 sejam sempre iguais, a contribuição de sequência negativa de uma barra para faltas fase-à-terra na barra oposta é bem maior que a contribuição de sequência zero. Por último, pode-se notar que a energia de sequência negativa em uma barra varia dentro de estreitos limites para variações no ponto de falta, ocorrendo o inverso com a energia de sequência zero.

- Aplicações do Relé Direcional de Terra de Sequência Negativa

Abaixo à guisa de ilustração, serão sumarizados alguns casos onde a aplicação do relé de terra de sequência negativa se mostra vantajosa.

Caso 1 - Indução Mútua entre linhas paralelas Fig. 18



Como já vimos anteriormente, em linhas paralelas não se pode conseguir com o uso de quantidade de sequência zero uma boa solução para a unidade direcional dos relés de terra. Em linhas paralelas a impedância mútua pode atingir valores tão altos como 50 a 70% da impedância própria da linha, trazendo problemas para a polarização de relés de terra.

De outra maneira, a impedância mútua de sequência negativa usualmente não vai além de 3 a 7% da impedância própria da linha e pode, portanto, ser desprezada do ponto de vista prático. Em tais casos a aplicação de relés de terra com polarização por sequência negativa constitui-se em excelente solução.

Caso 2 - Subestações sem fonte de terra e TP's de barra em del

ta aberto Fig. 19

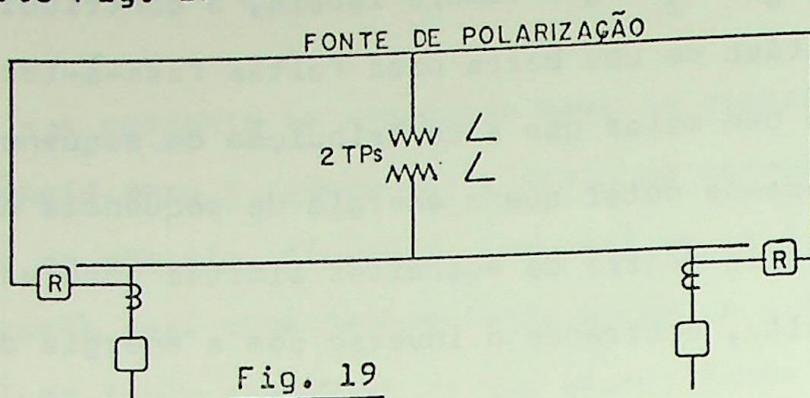


Fig. 19

Em subestações sem fonte de terra e onde por economia somente dois TP's foram usados não se poderá utilizar as quantidades de sequência zero para polarização de relés de terra. Entretanto a conexão dos TP's em delta aberto se constitui em adequada fonte de polarização com o uso das quantidades de sequência negativa.

Caso 3 - Fontes de sequência zero não adequadas para a polarização Fig. 20

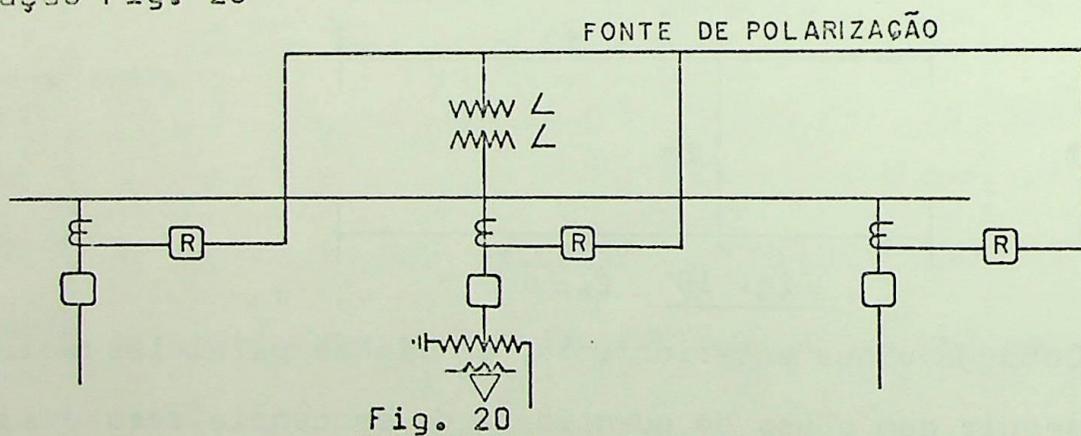


Fig. 20

A aplicação da polarização por sequência negativa constitui-se em boa solução em subestações com auto-transformadores com corrente reversa no neutro e triângulo e onde a aplicação da polarização por tensão não é segura ou não poderá ser utilizada devido ao uso dos 2 TP's em delta-aberto.

A impedância de sequência zero de auto-transformadores é baixa, podendo fazer a tensão de sequência negativa baixa para curtos duas fases-à-terra. Este tipo de falta, no entanto, é sentido pelos relés de fase, não constituindo assim impedimento ao uso da sequência negativa. Por outro lado para

curtos 1 fase-à-terra com baixa impedância de sequência zero, a tensão de sequência negativa será apreciável e a tensão de sequência zero será pequena. Assim o uso da sequência negativa apresenta-se como uma solução mais vantajosa em confronto com a polarização por tensão quando usada isoladamente.

- Considerações Finais - Conclusões

A análise dos diversos métodos disponíveis para a polarização de relés direcionais de terra não nos deixa concluir pela existência de um método seguro e infalível, aplicável a todos os casos sem necessidade de estudos prévios, tanto técnicos como econômicos.

A acertiva acima é reforçada pelo fato de que a melhor solução do ponto de vista de engenharia nem sempre coincide com a melhor solução do ponto de vista estritamente técnico. Do ponto de vista prático, a melhor solução nasce sempre do compromisso entre os fatores técnicos e econômicos envolvidos. A diversidade dos problemas encontrados e o elevado número de fatores que influenciam, requerem sempre a elaboração de completos e detalhados estudos prévios para se alcançar, em cada caso particular, a melhor solução. A solução ótima para a polarização de um relé de terra vai sempre depender de fatores como número de transformadores na subestação, número de enrolamentos de cada transformador, tipo de conexão de cada enrolamento, potência dos transformadores, tipo de aterramento dos neutros, características do sistema externo conectado a cada enrolamento, cálculo das quantidades de polarização no relé para vários pontos de falta, critérios econômicos, facilidade de acesso às fontes de polarização etc. Apesar dos fatores acima, algumas conclusões de aspecto mais ou menos genera

lizados podem ser extraídas. Assim temos:

1 - O uso de polarização dual é sempre melhor do que o uso da polarização por corrente ou tensão isoladamente. Esta afirmação pressupõe, é claro, que os dois tipos de polarização sejam viáveis e seguros. Este tipo de polarização oferece mais flexibilidade e segurança ao sistema. Assim um transformador pode ser retirado de serviço para manutenção ou por dispositivos automáticos de proteção e os relés estarão ainda polarizados por tensão. Se houver algum problema no circuito de tensão os relés continuarão ainda corretamente polarizados por corrente. O uso conjunto das duas quantidades produz um torque sempre maior que qualquer das duas isoladamente.

Este aspecto é particularmente útil nos casos onde o uso isolado de tensão ou corrente não produziria um torque satisfatório. O aspecto econômico também é favorável. Um relé com polarização dual custa apenas um pouco mais do que um polarizado por corrente ou tensão. Um TP com um enrolamento extra em delta-aberto custa também pouco mais que um de 2 enrolamentos. Assim a empresa poderá adquirir apenas um tipo de relé e usa-lo em 3 tipos diferentes de polarização conforme o estudo de cada caso em particular, diminuindo assim o número de unidades necessárias em estoque, para reposição.

2 - A polarização por tensão é mais segura do que a polarização por corrente.

Esta afirmação pressupõe a existência de tensão de polarização em quantidade suficiente para qualquer ponto de falha. A maioria dos fabricantes nos oferece relés que asseguram correta discriminação direcional a partir de uns poucos volts na bobina de polarização. Assim a polarização por tensão poderá ser empregada na grande maioria dos casos.

3 - A polarização por sequência negativa é a melhor solução ' para linhas paralelas com acoplamento mútuo.

Em linhas paralelas é possível encontrar tensões e correntes induzidas, de sequência zero, que poderiam provocar in correta polarização de relés de terra polarizados por quantidades de sequência zero. Se existir vários trafos na SE, dependendo de suas conexões, uma solução com correntes de sequência zero poderia ser encontrada. Na maioria dos casos, entretanto, a polarização por sequência negativa não só é a melhor, como também a única solução.

3.5 - RELÉS DE DISTÂNCIA DE TERRA

As duas grandes desvantagens dos relés de sobre-corrente, quais sejam, atrazo de tempo devido à necessidade de coordenação e sensibilidade à variação na geração do sistema, podem ser eliminadas com o uso da proteção de distância. Relés de distância de fase foram há muito desenvolvidos e são intensivamente usados na proteção de linhas sem maiores restrições. Para o desenvolvimento de relés de distância de terra, entretanto, dificuldades adicionais necessitaram ser vencidas. Estas dificuldades estão relacionadas à medição da correta impedância ou reatância pelo relé durante faltas à terra. Em primeiro lugar porque a falta à terra é mais complicada que as faltas de fase. Em segundo lugar porque foi necessário usar um elemento que respondesse à reatância em vez da impedância do circuito em falta, uma vez que para um curto à terra temos que considerar a resistência de terra, e a resistência de arco afeta o curto fase-terra de maneira bem mais sensível do que afeta os curtos de fase. Defeitos de fase envolvem somente as sequências positivas e negativa e desde que as impedâncias das sequências negativa e positiva para linhas de transformadores são iguais, nenhuma complicação existe na medição de distância.

De outra maneira, os curtos à terra envolvem as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, e as complicações aparecem pelo fato de ser a impedância de sequência zero diferente das demais sequências para as linhas e transformadores do sistema. Esse fato faz com que a relação entre a tensão fase-terra e a corrente de linha não seja constante, mas passível de variações para mudanças na malha do sistema. Como sabemos, mudanças na configuração do sistema causam variações,

nos valores das correntes de seqüência fluindo nos varios ramos da malha, e mais importante, nas proporções entre essas correntes. As quedas de tensões das diversas seqüências também variam mas não nas mesmas proporções das correntes. Assim, a relação da tensão fase-terra para a corrente de linha, ou a impedância medida por um relé de terra, será diferente para curtos em um mesmo ponto da linha protegida para variações no sistema externo.

Dois metodos foram desenvolvidos afim de contornar esse problema - "Método de Compensação por Corrente" e "Método de Compensação por Tensão".

- MÉTODO DE COMPENSAÇÃO POR CORRENTE

Durante um curto fase terra em uma linha de transmissão, a tensão no relé será:

$$V_a = I_1 Z_1 + I_2 Z_2 + I_0 Z_0 \quad (1)$$

onde as impedâncias e correntes são aquelas ocorridas entre o relé e o ponto de falta.

Supondo $Z_1=Z_2$, adicionando e subtraindo o termo $I_0 Z_1$ na equação (1) teremos

$$V_a = (I_1 + I_2 + I_0) Z_1 + (Z_0 - Z_1) I_0$$

$$V_a = Z_1 \left[I_a + I_0 \left(\frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) \right]$$

$$Z_1 = \frac{V_a}{I_a + I_0 \left(\frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right)}$$

Assim, para que um relé de terra possa medir corretamente a impedância da linha, o mesmo deve ser alimentado com a tensão fase-terra da linha e com uma corrente igual à soma da corrente da linha com uma parcela proporcional à componente de seqüência

zero da corrente da linha, esse fator sendo $K = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$.

Se existir alguma linha paralela mutuamente acoplada à linha em consideração teremos que $Z_1 = \frac{E_a}{I_a + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_0 + \frac{Z_{0m}}{Z_1} I_{0m}}$

Assim, para que o relé meça corretamente Z_1 , teremos que adicionar à corrente alimentada ao relé uma corrente proporcional à corrente mútua de sequência zero, o fator de proporcionalidade sendo

$K_m = \frac{Z_{0m}}{Z_1}$ onde Z_{0m} é a impedância mútua de sequência zero.

Esses são os fundamentos do método de compensação por corrente. Um exemplo de aplicação desse método é o relé HX da Westinghouse, que usa uma unidade de reatância supervisionada por uma unidade de impedância.

- MÉTODO DE COMPENSAÇÃO POR TENSÃO

Uma outra alternativa para a correta medição da impedância do trecho protegido consiste em medir Z_0 em lugar de Z_1 . A reatância vista por um relé para uma falta fase-terra é:

$$X_r = \frac{V_{LN}}{I_{LN}} = \frac{I_1 X_1 + I_2 X_2 + I_0 X_0}{I_1 + I_2 + I_0}$$

No método de compensação por tensão, compensadores são usados para subtrair da tensão de linha para neutro as quedas $I_1 X_1$ e $I_2 X_2$ devidas às sequências positiva e negativa. Um filtro de corrente de sequência zero elimina $I_1 + I_2$, reduzindo as quantidades alimentadas à unidade de medida do relé, às quantidades de sequência zero. Assim o relé opera medindo uma reatância igual a:

$$X_r = \frac{I_0 X_0}{I_0} = X_0$$

Se o relé puder discriminar a fase faltosa, um único elemento de medida de reatância pode ser usado para a proteção das três

fases, aplicando-se a esse elemento a tensão fase-neutro da fase faltosa. Isso é possível com o uso de uma unidade seletora de fase em falta, que trabalha utilizando as relações de fase entre as seqüências negativa e zero nas diversas fases durante uma falta a terra. Durante uma falta a terra, a teoria das componentes simétricas nos mostra que as correntes de seqüência negativa e zero estão aproximadamente em fase na fase faltosa e defazadas de aproximadamente 120° nas outras duas fases (Fig.43). Assim, na unidade seletora, apenas o contato da fase faltosa será fechado.

A unidade direcional da maioria desses relés trabalha com corrente de seqüência zero e tensão não compensada da fase em curto, provendo assim correta discriminação direcional para ambas as faltas, fase-terra e duas fases à terra. Uma das maiores vantagens desse relé é que, operando apenas com quantidades de seqüência zero, é independente da corrente de carga e portanto só é energizado quando da ocorrência de uma falta à terra, podendo assim ser feito bem sensível e operando com uma pequena quantidade de energia.

FASES EM FALTA	CORRENTES DE SEQUÊNCIA POSITIVA	CORRENTES DE SEQUÊNCIA NEGATIVA	CORRENTES DE SEQUÊNCIA ZERO
a,b			
b,c			
a,T			
b,T			

T → TERRA

FIG. 43

Vários outros tipos de relés de distância existem, cada um operando baseado em princípios especiais ou incorporando unidades adicionais que tornam mais apropriado para uma determinada aplicação. Dois tipos de relés de distância de terra especiais serão aqui sumarizados apenas com o objetivo de apresentar os princípios básicos sobre os quais se baseiam a sua operação.

- RELÉ TIPO HXL (WECO)

Um relé especial para proteção de terra tira proveito do fato de que a corrente de carga desaparece de todas as três fases quando o disjuntor de um dos terminais de uma linha abre, supondo não existir cargas em derivação (tapped loads) no meio da linha. Essa perda de carga junto com a presença de corrente de falta em no mínimo uma fase, pode ser usado para operar sequencialmente um relé no segundo terminal da linha, após o primeiro ter sido aberto por um relé de terra convencional. Este relé é conhecido como relé tipo LL. No relé HXL essa unidade foi combinada com uma unidade de reatância e uma unidade direcional resultando em um relé bastante apropriado para a proteção de terra de linhas de transmissão.

Com um relé tipo HXL em cada terminal da linha, todas as faltas à terra na porção central da mesma serão eliminadas instantaneamente pela atuação da unidade de reatância dos relés em ambos os terminais. Faltas à terra próximo de um terminal será eliminada instantaneamente pela proteção de distância desse terminal e sequencialmente pelo elemento de perda de carga do terminal remoto.

- RELÉ ESTÁTICO TIPO SGD (WECO)

Este novo relé de distância de terra, tira provei

to do fato de que para um curto fase-terra teremos sempre no ponto de curto as relações:

$$V_{ag}=0 \text{ (desprezando resist\~{e}ncia defeito)}$$

portanto:

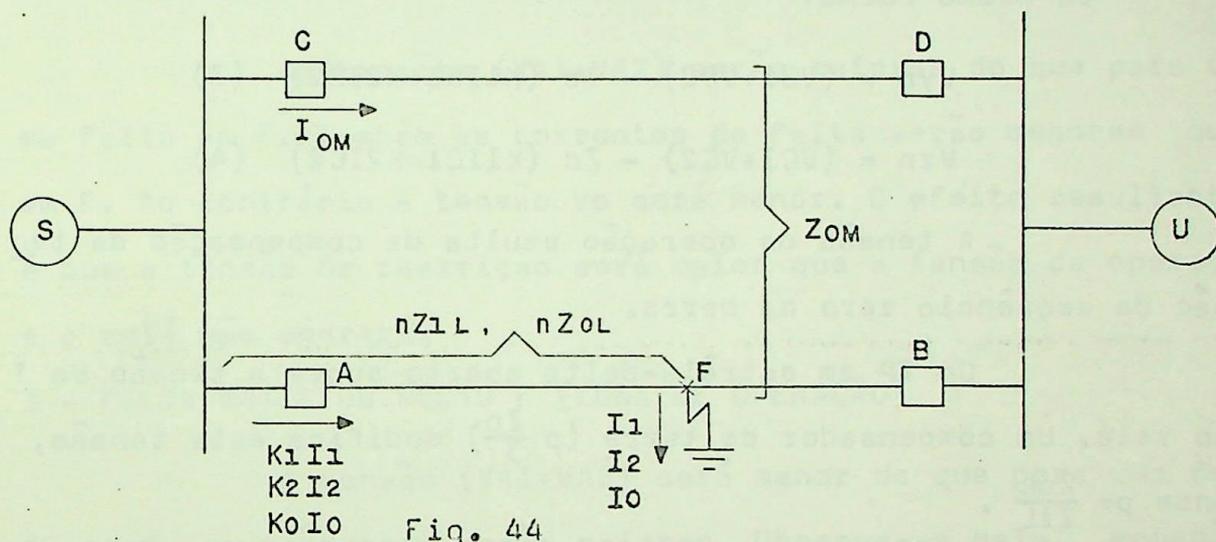
$$V_{ag} = 0 = V_{a1f} + V_{a2f} + V_{a0f}$$

donde:

$$|V_{a0f}| = |V_{a1f} + V_{a2f}| \quad (1)$$

Princípio de Operação

Considere a figura 44 abaixo, para um curto fase-terra



em F e onde "K" é o fator de distribuição da corrente e "n" é a percentagem da linha a ser protegida.

Para um curto em F a tensão em A será:

$$V_{LG} = n Z_{1L} (K_1 I_{11} + K_2 I_{12}) + n Z_{0L} (K_0 I_0)$$

As tensões V_{AG} , V_{BG} , V_{CB} e V_0 são compensadas por correntes da linha protegida e produzem torques de restrição e operação no relé.

O relé mede as correntes de sequência da linha e por meio de compensadores (Z_c) produz os torques (V_{xn} , V_{yn} e V_{zn}) de restrição e o torque V_{wo} de operação.

Para a obtenção dos torques de restrição o relé é alimentado através de TP's auxiliares conectados em estrêla com neutro flutuante eliminando assim a tensão de sequência zero do circuito do relé. A corrente de sequência zero da linha também é compensada e somente quantidades de sequências positiva e negativa produzirão restrição. As tensões de restrição serão:

$$V_{xn} = (V_{AG} - V_o) - Z_c \left[(K_1 I_{A1} + K_2 I_{A2} + K_o I_o) - K_o I_o \right]$$

$$V_{xn} = (V_{A1} + V_{A2}) - Z_c (K_1 I_{A1} + K_2 I_{A2}) \quad (2)$$

da mesma forma:

$$V_{yn} = (V_{B1} + V_{B2}) - Z_c (K_1 I_{B1} + K_2 I_{B2}) \quad (3)$$

$$V_{zn} = (V_{C1} + V_{C2}) - Z_c (K_1 I_{C1} + K_2 I_{C2}) \quad (4)$$

A tensão de operação resulta da compensação da tensão de sequência zero na barra.

Um TP em estrêla-delta aberto supre a tensão V_o ao relé. Um compensador de terra ($p \frac{Z_c}{3}$) modifica esta tensão, onde $p = \frac{Z_o L}{Z_{1L}}$.

O compensador recebe a soma da corrente residual da linha protegida ($3K_o I_o$) mais uma porção da corrente da linha paralela ($3d I_{om}$) que esta mutuamente acoplada.

A tensão de operação será:

$$V_{wo} = V_o - \frac{p Z_c}{3} (3K_o I_o + 3d I_{om})$$

$$V_{wo} = V_o - \frac{Z_o L}{Z_{1L}} Z_c (K_o I_o + d I_{om})$$

Baseado na equação (1), as tensões de restrição e operação são comparadas. Se a tensão $|V_{wo}|$ excede uma das tensões $|V_{xn}|$, $|V_{yn}|$ ou $|V_{zn}|$ o relé opera. Os compensadores são então ajustados de maneira que no ponto de equilíbrio (ponto F) o torque seja nulo. (Ajustes de Z_c para uma impedância igual a Z_{AF}).

Assim teremos:

1 - FALTA NO PONTO F (EQUILIBRIO)

Considere uma falta à terra na fase A.

As tensões das sequências negativa e positiva são modificadas pelos compensadores de fase. A tensão de sequência zero é modificada pelo compensador e com os compensadores convenientemente ajustados, teremos

$$|V_{xn}| = |V_{wo}|$$

e nenhum torque é produzido.

2 - FALTA ALÉM DO PONTO F (ZONA DE NÃO OPERAÇÃO)

As tensões ($V_{A1}+V_{A2}$) serão maiores do que para uma falta em F. Também as correntes de falta serão menores que em F. Ao contrário a tensão V_o será menor. O efeito resultante é que a tensão de restrição será maior que a tensão de operação e o relé não operará.

3 - FALTA ANTES DO PONTO F (ZONA DE OPERAÇÃO)

A tensão ($V_{A1}+V_{A2}$) será menor do que para uma falta em F. As correntes serão maiores. Observa-se pela equação (2) que $|V_{xn}|$ será pequeno. De outra maneira V_o será maior que para um falta em F. Assim, o torque de operação excederá o torque de restrição e o relé operará.

DIRECIONALIDADE - Este relé é inerentemente direcional. Quando a falta muda de direção em relação ao relé, as tensões de barra mantém as mesmas polaridades, enquanto as correntes tem suas polaridades invertidas. Assim, a compensação será no sentido de aumentar a tensão de restrição e diminuir a tensão de operação, assegurado correta e inerente discriminação direcional ao relé.

OBS: As quedas nos compensadores se somam as tensões nas barras e V_{wo} diminuirá pelo fato de V_o ser negativo.

3.6 - PLANEJAMENTO DA PROTEÇÃO

Como é sabido, o bom funcionamento de qualquer sistema é fundamentalmente dependente de um planejamento correto, constituindo esta a fase mais importante no projeto de qualquer sistema. Assim serão aqui resumidos os principais aspectos que devem merecer a atenção do engenheiro durante a fase de planejamento de um sistema de proteção. As primeiras perguntas a serem respondidas estarão sempre relacionadas ao tipo de proteção e esquema de proteção a usar, bem como à segurança requerida para esse esquema, e variam em função da importância do elemento em estudo para o sistema elétrico, classe de tensão, tempos críticos para estabilidade nos diversos pontos do sistema, existência de acoplamento mútuos etc.

A melhor solução para cada caso deverá ser encontrada no confronto entre os aspectos técnicos e econômicos envolvidos e na maioria das vezes não será a solução técnica ideal mas uma solução tecnicamente viável com margem de risco calculada. Para sistemas radiais ou de baixas tensões, onde os valores de correntes de curto não são elevados e tempos razoáveis de operação são permitidos, o uso simples de relés de sobrecorrente é julgado como solução adequada. Onde for requerido menores tempos de operação a proteção de distância poderá ser empregada. Esta por sua vez poderá ser usada em uma grande variedade de esquemas, dos mais simples como esquemas básicos de proteção de distância, em duas zonas com relés eletromecânicos, até esquemas com canal piloto para transferência de informações utilizando relés de distância estáticos.

Em linhas de grande importância, ou onde não for

permitida temporização para abertura, a proteção por canal piloto deverá ser especificada. O estabelecimento de tempos críticos para estabilidade em valores muito baixos poderá determinar a aplicação de relés estáticos. A existência de acoplamentos mútuos entre linhas paralelas obriga muitas vezes o uso do esquema de comparação de fase para a proteção de terra das linhas. As características operativas do sistema devem ser conhecidas e respeitadas através da especificação de um sistema de proteção que permita aos órgãos responsáveis pela operação do sistema, a maior flexibilidade possível para operação do mesmo.

O desconhecimento desse aspecto durante a fase de planejamento poderá levar à adoção de um sistema de proteção que reduza as alternativas de operação do sistema.

Problemas específicos apresentados pelo sistema em operação normal ou em condições de emergência ou transitórias poderão muitas vezes determinar a adoção de esquemas especiais de proteção, de maneira a minimizar as aberturas automáticas in desejáveis de disjuntores durante estes períodos. Esquemas out-of-step blocking e tripping devem ser aplicados a pontos pré-selecionados do sistema de maneira a minimizar o efeito danoso sobre o mesmo, quando sob condições de perda de sincronismo ou balanços de potência. Os efeitos nocivos de uma insuficiência de geração no sistema são eliminados com a aplicação de relés de subfrequência em um correto esquema de load shedding. Uma vez determinado o tipo de relé e esquema de proteção a usar, deve-se especificar os demais elementos do esquema de proteção (TP's, TC's etc) de maneira compatível com o relé escolhido.

Assim de nada adianta especificar um relé de distância estático, de tempo de operação da ordem de 4,160 ms., se o TC especificado está sujeito a saturação AC ou DC e poderá portanto não haver corrente no circuito do relé por 1 ou 2 ciclos. Entretanto saturação DC poderá ser permitida em TC's a serem usados para proteção de retaguarda remota e com relés de abertura temporizada. Como a possibilidade de falha existe para todos os elementos de um sistema de proteção, é importante prover uma forma de proteção de retaguarda para todos os elementos do sistema de potência. Esta proteção de retaguarda é comumente dividida em duas categorias, local e remota, cada uma tendo suas vantagens e desvantagens e a melhor solução variando para cada caso particular. Na proteção de retaguarda remota, falhas na proteção de uma subestação são eliminados pela atuação da proteção e abertura de disjuntores em outra subestação. Evidentemente estas aberturas deverão ser temporizadas, afim de esperar que a proteção da subestação de vanguarda atue. Os mesmos relés no entanto são na maioria das vezes utilizado para a proteção primária e de retaguarda, significando economia e simplicidade no esquema. Os relés de sobrecorrente de terra oferecem uma inerente proteção de retaguarda remota para a maioria dos sistemas em virtude de seus baixos ajustes e das grandes correntes de terra existentes nos sistemas solidamente aterrados. Quando se usa relés de distância e esquemas unitários de proteção de linha (canal piloto) deve-se prover cada terminal com relés adicionais para a proteção de retaguarda remota. As principais vantagens e desvantagens da proteção de retaguarda remota são sumarizados abaixo.

VANTAGENS:

- 1 - Relativamente barata
- 2 - Oferece proteção de retaguarda para todos os elementos de proteção da subestação de vanguarda (relés, disjuntores, TP's, TC's bateria, fiação etc)
- 3 - Requer equipamento menos complexo.

DESVANTAGENS

- 1 - Geralmente de baixa velocidade.
- 2 - Menor sensibilidade. Relés as vezes difíceis de ajustar para completa proteção de retaguarda e frequentes compromissos não requeridos.
- 3 - A subestação inteira é desnecessariamente interrompida.
- 4 - Pode causar desnecessária interrupção de serviço em terminais com várias linhas.

Na proteção de retaguarda local, usa-se duplo sistema de proteção. Isso significa em sua versão mais rígida, a duplicação de todo o sistema de proteção, incluindo disjuntores e sistema de corrente contínua, bem como o uso de proteção de retaguarda para falta em disjuntor e proteção diferencial de barra.

Com esse sistema de retaguarda, elimina-se alguns dos inconvenientes da retaguarda remota, podendo os relés serem ajustados de maneira mais sensível e com atuação rápida e seletiva. Entretanto esta solução se mostra por demais onerosa para ser utilizada em sua forma completa, e raramente o é. As estatísticas demonstram que a percentagem de falhas no sistema de proteção devido à falta de corrente contínua é de 1%. Devido à defeitos em TP's da ordem de 3%. O risco de defeito em um

desses elementos é assim plenamente aceitável na maioria dos casos. O emprego parcial de um sistema de proteção local é entretanto bastante vantagoso e comumente usado em linhas e transformadores de maior importância.

As principais vantagens e desvantagens da proteção de retaguarda local são:

VANTAGENS

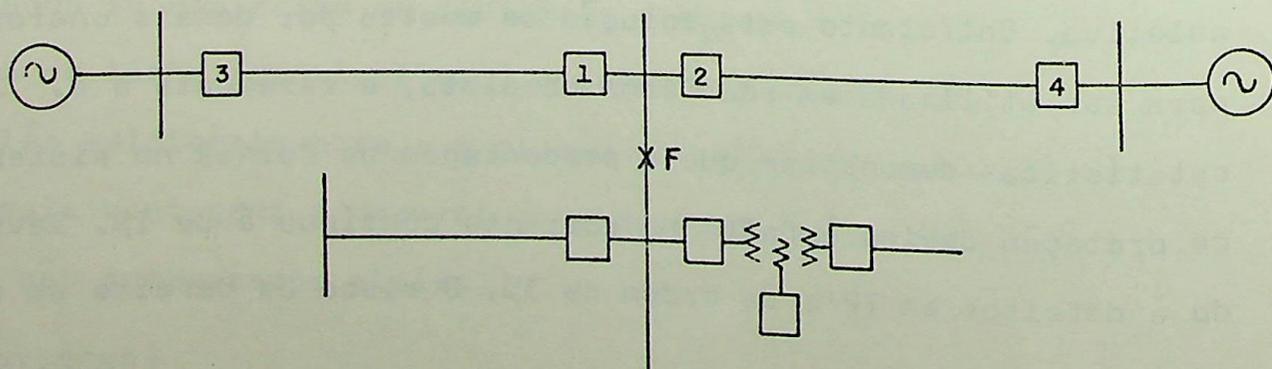
- 1 - Operação rápida.
- 2 - Operação seletiva.
- 3 - Proteção mais sensível.
- 4 - Geralmente oferece uma proteção de retaguarda mais completa, particularmente em terminais com mais de uma linha conectada.

DESVANTAGENS

- 1 - Mais cara.
- 2 - Mais complexa e portanto com maior probabilidade de operação incorreta.

Convém lembrar, entretanto, que mesmo quando se usa um completo esquema de proteção local, ainda é necessário dotar o sistema com alguma forma de proteção de retaguarda remota.

Considere o diagrama abaixo:



Para uma falta em F e falha do disjuntor 2, é necessário a abertura

tura do disjuntor 4. Para falha do disjuntor 1 é necessário a abertura do disjuntor 3. Um importante aspecto que não deve ser esquecido na fase de planejamento é o da padronização das características dos relés para os diversos elementos do sistema. São inúmeras as vantagens de uma padronização, com reflexos positivos em toda a estrutura operacional da companhia. A coordenação de relés de características diferentes, principalmente relés de sobrecorrente, é mais trabalhosa e na maioria das vezes somente possível às custas de redução da sensibilidade e velocidade dos relés. A adoção de relés de mesmas características conduz a ajuste e coordenação mais simples, segura, sensível, rápida, trazendo ainda como vantagens adicionais menor número de unidades em estoque para reposição, menor número de instruções, esquemas etc, redundando pois em sensível economia em dinheiro e horas de trabalho. Para a proteção de terra de linhas de transmissão e aplicação em neutro de transformadores, por exemplo, relés de sobrecorrente com características muito inversa são bastante apropriados e poderiam ser adotados. Finalmente, convém salientar que o bom desempenho de um sistema de proteção depende também, em grande parte, de uma correta especificação dos elementos desse sistema. Para este trabalho é indispensável se ter em mãos completa estudo de curto circuito, com valores de correntes e tensões em todas as barras do sistema, e levando-se em consideração inclusive futuros acréscimos de geração e mudanças na configuração do sistema. Assim transformadores de corrente poderão ser especificados corretamente para cada caso, levando em consideração saturação AC e DC, efeitos térmicos, dinâmicos etc. O conhecimento da relação

do TC e dos valores de correntes de falta no início e fim de cada linha são essenciais para a escolha correta de faixa de taps da unidade instantânea de relés de sobrecorrente, faixa de ajuste de impedância para relés de distância etc.

A não consideração desse aspecto pode conduzir' a uma escolha errônea das faixas de ajustes mencionadas, imPLICANDO muitas vezes em uma redução da sensibilidade e veloCIDADE da proteção.

4 - AJUSTES, COORDENAÇÃO E FILOSOFIAS DE PROTEÇÃO

4.1 - GENERALIDADES

Neste último capítulo trataremos dos aspectos práticos relacionados ao ajuste, coordenação e filosofias de proteção. Os dois primeiros aspectos são de fácil trato e equacionamento. Trata-se de fazer com que a proteção cumpra suas funções básicas, isto é, seja sensitiva seletiva e rápida.

Os curtos circuitos submetem os elementos de um sistema elétrico a sobretensões e severos esforços térmicos e dinâmicos, reduzindo a vida desses elementos segundo uma taxa variável em função do número de curtos, valores de corrente e tempos de eliminação do defeito. Por outro lado componentes do sistema podem ser completamente destruídos pela energia $Q=RI^2t$ desenvolvida durante os curtos. Como nos sistemas atuais as correntes de curtos podem ser extremamente elevadas e a energia varia com o quadrado dessa corrente, os tempos de eliminação dos defeitos devem ser reduzidos a valores bastante baixos, de maneira a manter a energia desenvolvida dentro de limites seguros. A redução do tempo de eliminação do defeito, por outro lado, se traduz num acréscimo do limite de estabilidade naquele ponto do sistema, e a redução do tempo de atuação de relés é de extrema importância onde estabilidade é um problema. Uma das preocupações principais do engenheiro de proteção deve ser portanto, conseguir os mínimos tempos possíveis de atuação da proteção. Proteção coordenada significa mínimos cir

cuitos interrompidos por falta, rápida localização do defeito, mais rápida recuperação do sistema e portanto economia para a empresa. De posse dos dados do sistema e sem perder de vista as características funcionais da proteção (seletividade, sensibilidade e rapidez) o engenheiro irá ajustar a proteção para que ela cumpra suas funções de uma maneira especial por ele desejada. Em outras palavras, ele irá ditar uma filosofia de proteção para o sistema. Constitui pois as filosofias de proteção o aspecto abstrato desta, não sendo regida por equações ou princípios rígidos, e variável segundo uma gama muito grande de fatores, Varia de uma empresa para a outra, de um engenheiro para outro dentro de uma mesma empresa e um mesmo engenheiro aplica diferentes filosofias para diferentes áreas em um mesmo sistema.

As características particulares do sistema em uma determinada área requerem uma filosofia especial que adequem a proteção à essas características. Desde que a proteção, respeitando suas funções básicas, deve dar ao sistema a maior flexibilidade de operação possível, a filosofia de proteção a ser ditada para uma área deve levar em consideração os aspectos operacionais dessa área.

Alguns engenheiros de proteção, baseados na probabilidade de defeitos em determinados ponto, preferem ajustes mais audaciosos, correndo o risco de ter, algumas vezes, operações descoordenadas da proteção naquele ponto, mas ganhando em rapidez e sensibilidade para a maioria dos defeitos naquele elemento do sistema. Outros engenheiros preferem ajustes mais cautelosos e seguros. O confronto acréscimo de risco versus redução do tempo de eliminação do defeito leva muito da opinião pessoal do engenheiro

de proteção.

Essas considerações dão uma idéia da extensão e complexidade do assunto, bem como da dificuldade de seu tratamento em um trabalho como este. Assim faremos sempre que possível, neste capítulo, pequenas incursões no campo das filosofias de proteção, com o bjetivo de mostrar um dos caminhos que poderam ser tomados, não devendo estes pois, serem tomados como únicos. Para um correto ajuste da proteção de um sistema elétrico, é essencial o conhecimento da influência, sobre esse ajuste, de fatores relacionados à curtos assimétricos e transformadores de corrente. Abordaremos rapidamente cada um desses aspectos.

4-2 CURTOS ASSINÉTRICOS

Assimetria em sistemas de potência de corrente alternada é o fenômeno pelo qual as oscilações de corrente tornam-se assimétricas em relação ao seu eixo horizontal de referência. Nesta situação, os valores máximos e mínimos da onda de corrente, medidos em relação ao eixo horizontal, apresentam valores diferentes. Serão no entanto simétricos em relação a um novo eixo horizontal, paralelo ao primeiro, no caso de resistência desprezada, e à um eixo constituído por uma curva exponencial decrescente se a resistência for considerada.

- RESISTÊNCIA DESPREZADA

Nos sistemas de grande porte e tensões elevadas os ângulos de impedâncias são bastante altos e esta simplificação é válida.

Assim, durante um curto circuito a corrente estará 90° atrasada da tensão.

Se um curto circuito ocorre quando a onda de tensão passa pelo seu máximo (90°), a condição de curto circuito fica automaticamente satisfeita e a onda de corrente será uma onda simétrica em relação ao eixo horizontal de referência, com valor máximo igual a E/X , onde X é a reatância de Thévenin do sistema no ponto de curto. Figs 1 e 2.

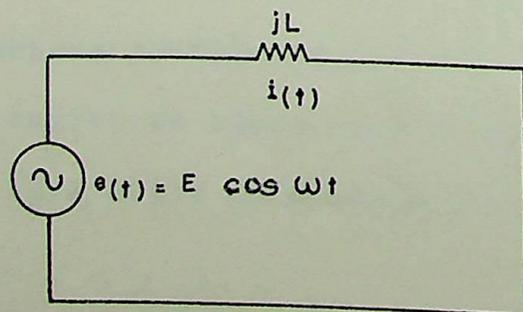


FIG. 1

Equação de malha

$$L \frac{di}{dt} = E \cos \omega t$$

Aplicando Laplace

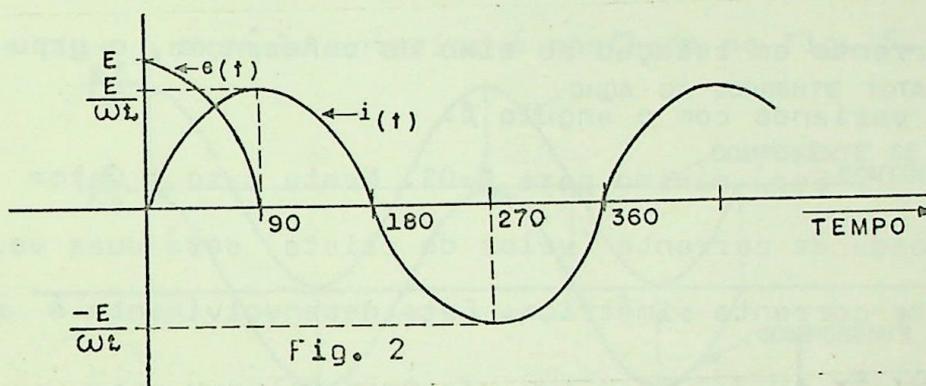
$$Ls i(s) - L I(0) = E \frac{s}{s^2 + \omega^2}$$

$$I(0) = 0 \text{ donde}$$

$$i(s) = \frac{E}{Ls} \frac{1/s}{s^2 + \omega^2}$$

inversa:

$$i(t) = \frac{E}{\omega L} \text{ sen } \omega t \quad (1)$$



Se um curto circuito ocorre no entanto em outro ponto qualquer da onda de tensão, a condição de defazamento sob curto não estará satisfeita. A onda de corrente será assimétrica em relação ao eixo horizontal de referência. Considere as figuras e o desenvolvimento abaixo, onde ϕ é o ângulo, contado a partir do ponto zero da onda de tensão ($t=0$), em que o curto ocorre.

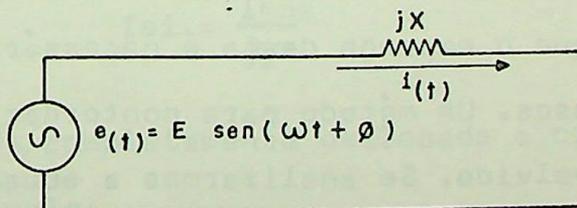


Fig.3

Equação de malha:

$$L \frac{di}{dt} = E \text{ sen } (\omega t + \phi)$$

$$Ls i(s) - LI(0) = E \left[\frac{\omega \cos \phi}{s^2 + \omega^2} + \frac{s \text{ sen } \phi}{s^2 + \omega^2} \right]$$

$I(0) = 0$ donde,

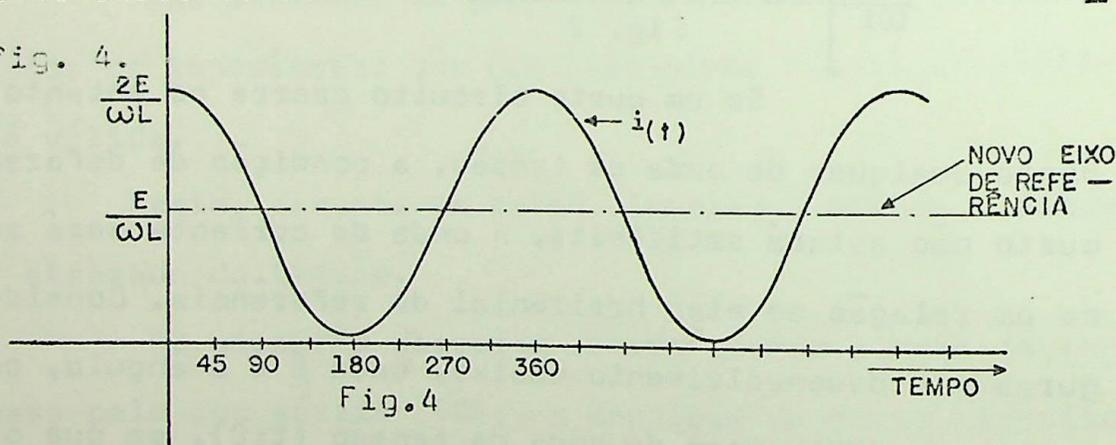
$$i(s) = \frac{E}{L} \left[\frac{w \cos \phi}{s(s^2 + w^2)} + \frac{\sin \phi}{(s^2 + w^2)} \right]$$

inversa:

$$i(t) = \frac{E}{wL} \cos \phi + \frac{E}{wL} \cos (wt - \phi) \quad (2)$$

Se na equação 2 considerarmos $\phi = 90^\circ$ teremos o mesmo desenvolvimento da figura 2. Para qualquer valor de ϕ diferente de 90° teremos um desenvolvimento assimétrico da onda de corrente em relação ao eixo de referência, o grau de assimetria variando com o ângulo ϕ .

Será máximo para $\phi = 0^\circ$. Neste caso o valor inicial da onda de corrente (valor de crista) será duas vezes o da onda de corrente simétrica. Este desenvolvimento é mostrado na fig. 4.



O fato de ser a onda de corrente assimétrica torna os cálculos em que o emprego desta é necessário, bastante difíceis e trabalhosos. Um método para contornar esse problema foi então desenvolvido. Se analisarmos a equação 2, bem como as demais equações de ondas de corrente assimétricas envolvendo resistência, veremos que elas são sempre compostas de dois termos de diferentes significados. Sempre um dos termos é a equação de uma onda senoidal e simétrica em relação ao eixo horizontal de referência.

O outro termo representa uma quantidade não va-

riável senoidalmente, que se soma ao primeiro termo para compor a onda assimétrica resultante. Esta onda assimétrica pode então ser decomposta em duas componentes, cada uma sendo tratada separadamente - Uma componente senoidal e simétrica em relação ao eixo de referência, e uma componente unidirecional, denominada componente de corrente contínua. A soma das duas em qualquer ponto dará a onda assimétrica resultante. Trata-se portanto de uma componente de corrente contínua gerada por um sistema de corrente alternada. A composição dessas componentes para o exemplo anterior é mostrado na fig. 5.

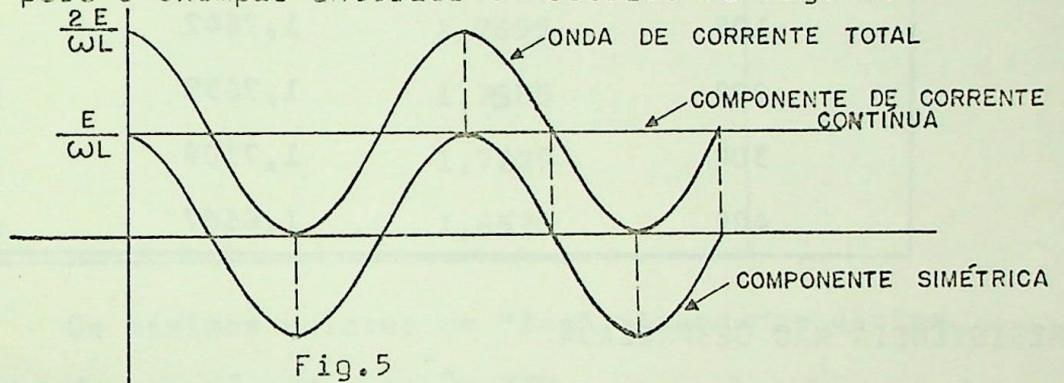


Fig.5

Vimos que o valor de pico da onda assimétrica é duas vezes o da onda simétrica para $\beta=0^\circ$. calculemos agora seu valor máximo eficaz. Chamando de I_{si} o valor eficaz da onda de corrente simétrica e I_{as} o valor eficaz da onda assimétrica teremos:

$$I_{si} = \frac{i_{\max}}{\sqrt{2}}$$

Para uma onda completamente deslocada a componente de corrente contínua vale:

$$I_{d.c.} = I_{si} \sqrt{2}$$

Assim o valor máximo rms da onda assimétrica desprezando resistência será:

$$I_{as} = \sqrt{(I_{si})^2 + (\sqrt{2} I_{si})^2} = \sqrt{3} I_{si}$$

Entretanto, maximizar o valor de pico da corrente assimétrica é diferente do maximizar seu valor rms. Os dois máximos acima ocorrerão para valores de ϕ diferentes. Assim, enquanto o máximo valor de pico ocorre para $\phi=0^\circ$, o máximo valor rms de "Ias", com $R=0$, se dará para um ângulo ϕ de aproximadamente 10° , conforme tabela abaixo.

Ângulo " ϕ "	Máximo "Ias"
0°	1,7321
10°	1,7642
20°	1,7639
30°	1,7309
40°	1,6667

- RESISTÊNCIA NÃO DESPREZADA

Considere o circuito abaixo.

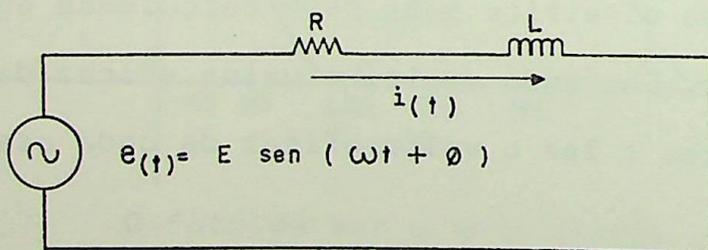


Fig. 6

A equação da malha é:

$$Ri + L \frac{di}{dt} = E \text{ sen } (\omega t + \phi)$$

e a solução:

θ .

Agora para $\theta = 0^\circ$

$$I_{as} (\text{máx}) = 1,7492 \cdot I_{si}$$

Para outros ângulos θ , os valores máximos e-
fícizes alcançados, considerando resistência, estão tabelados a-
baixo.

Angulo " θ "	Máximo "Ias"
0°	1,7492
10°	1,7655
20°	1,7585
30°	1,7229
40°	1,6579

Os máximos valores de "Ias" alcançados variam
em função do ângulo θ e também da relação X/R.

Variando-se esses dois parâmetros encontramos
o máximo dos máximos que vale:

$$I_{as} = 1,7662 I_{si}$$

máx

e ocorre para um ângulo $\theta = 12^\circ$ e uma relação X/R = 200.

Outras considerações importantes a respeito
de correntes assimétricas são:

- o grau de assimetria da corrente é maior para maiores valores
de X/R.

- os maiores graus de assimetria da corrente se dão para ângulos

$$i = \frac{E}{Z} \operatorname{sen} (\omega t + \phi - \theta) + \frac{E}{Z} \operatorname{sen} (\theta - \phi) e^{\frac{-R\omega t}{X}} \quad (3)$$

ou

$$i = \frac{E}{Z} \operatorname{sen} (\omega t + \phi - \theta) - \frac{E}{Z} \operatorname{sen} (\phi - \theta) e^{\frac{-R\omega t}{X}}$$

onde

$$\theta = t^{-1} \frac{X}{R}$$

Nas considerações anteriores vimos que a componente contínua se mantém constante, sem variações. Isto porque o circuito foi considerado de resistência desprezível. Entretanto todo circuito contém uma certa resistência, por menor que seja.

Assim a componente contínua será atenuada por perdas RI^2 nesta resistência e decairá a zero segundo uma curva exponencial, função das constantes R e X do circuito. Isto nos é mostrado pelo aparecimento de uma exponencial no primeiro termo da equação (3). Quanto maior a relação R/X mais rápido o decaimento da componente de corrente contínua. O tempo necessário para a componente de corrente contínua decrescer a um valor igual a 37% do seu valor inicial é denominado constante de tempo da componente de corrente contínua e será tanto maior quanto maior a relação X/R. Os valores máximos alcançados quando se considera resistência diferem um pouco dos cálculos desprezando-a. Considerando resistência, o ângulo ϕ que nos dará o máximo valor de pico da onda de corrente assimétrica será também 0° , da mesma forma que para o caso de resistência desprezada. Os valores eficazes máximos serão, no entanto, diferentes para o mesmo ângulo

θ na faixa de 10° a 30° , diminuindo para ângulos além dessa faixa.

- para valores de X/R menores que 1,73 os fatores de assimetria se situam na faixa de 1,0 a 1,1.

Nas aplicações práticas em sistema, temos sempre fixados os valores de X/R . Assim teremos que determinar o valor de θ para máximo valor de I_{as} . Determinando-se o máximo valor de I_{as} para cada valor da relação X/R e plotando-se estes valores em um gráfico, obtem-se uma curva bastante útil para uso nos trabalhos de proteção e dimensionamento de equipamentos. Esta curva é mostrada na Fig. 10.

- APLICAÇÕES DA CORRENTE ASSIMÉTRICA

As aplicações da corrente assimétrica serão melhor entendidas com a ajuda do exemplo abaixo.

Problema - Calcular e plotar a corrente assimétrica para o circuito da Fig. 7. O resultado está mostrado na fig.8

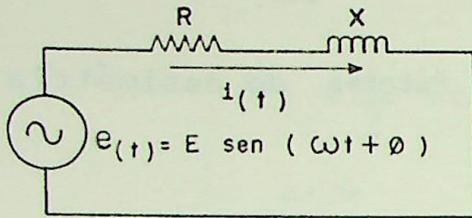


Fig.7

$$E = 100V$$

$$\omega = 377 \text{ rad/seg}$$

$$\phi = 20^\circ = 0.349 \text{ rad.}$$

$$X = 10 \text{ ohms}$$

$$R = 2 \text{ ohms}$$

$$\frac{X}{R} = 5$$

$$\sqrt{R^2 + X^2} = 10.2 \text{ ohms}$$

$$\theta = \text{tg}^{-1} \frac{X}{R} = 78,7^\circ$$

$$\theta = 1.373 \text{ rad.}$$

Substituindo estes valores na equação 3, teremos

$$i = 9.8 \text{ sen}(1.024) e^{-75.4t} + 9.8 \text{ sen}(377t - 1.024)$$

$$i = 8,37 e^{-75.4t} + 9.8 \text{ sen}(377t - 1.024)$$

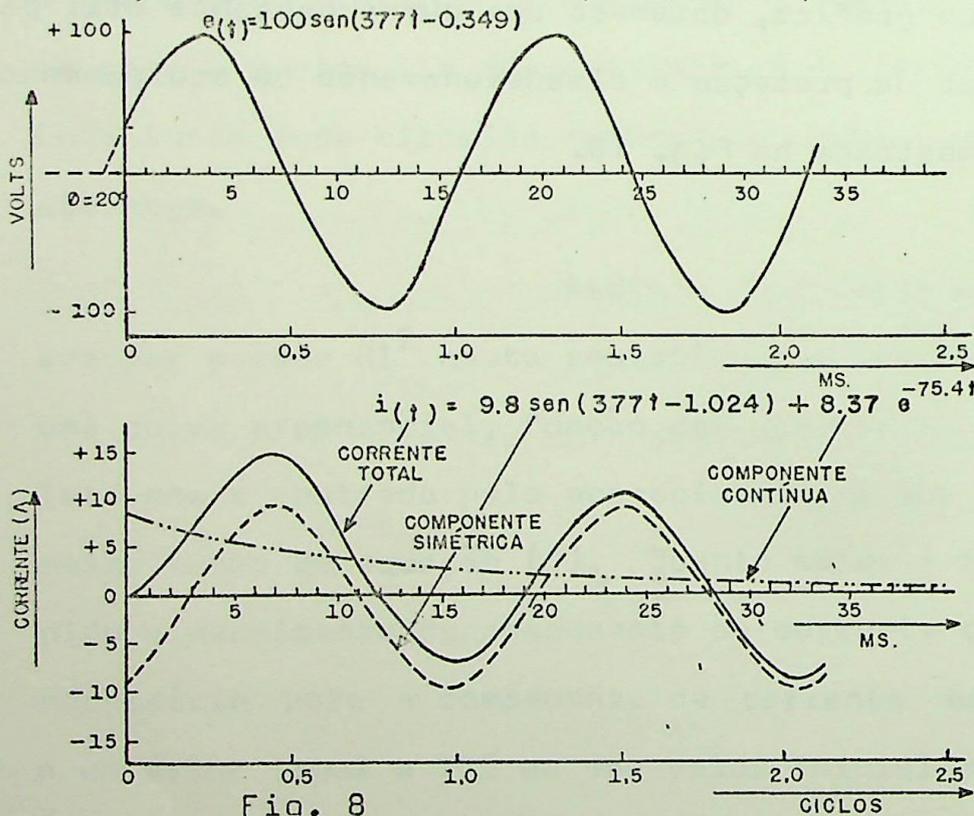


Fig. 8

DISJUNTORES - Os efeitos termico e magnetico são funções do quadrado da corrente. A figura 8 nos mostra que o primeiro pico da onda de corrente assimétrica é de aproximadamente 1.5 vezes o valor de pico da onda simétrica.

Assim, a força magnética exercida sobre um equipamento de interrupção de corrente será cerca de 2.25 vezes

a força magnética exercida pela componente simétrica da onda assimétrica, para o exemplo em questão. O esforço térmico também será elevado, pois o primeiro desenvolvimento da onda assimétrica não só alcança valor de pico elevado mas permanece acima do eixo de referência por um período maior que meio ciclo, fazendo com que a quantidade i^2t , isto é, o efeito térmico, seja elevado. Ambos os efeitos acima devem pois serem considerados na especificação dos interruptores de corrente para um sistema de potência.

Quando nos interessa o valor de uma corrente assimétrica, calculamos o valor da corrente simétrica pelos métodos usuais e aplicamos ao valor encontrado um fator de assimétrica apropriado. Para fins práticos, esse valor não precisa ser precisamente determinado, podendo ser estimado baseado na relação X/R do circuito, e no tempo após o início da falta em que estamos interessados.

Assim, quanto maior a relação X/R do circuito maior será o grau de assimetria e mais lento o seu decaimento.

O valor máximo alcançado diminui quando o ponto de falta se afasta da fonte de geração e diminui para os sucessivos ciclos da onda de corrente assimétrica, devido à atenuação da componente de corrente contínua. A onda de corrente se tornará simétrica quando a componente de corrente contínua for totalmente atenuada. Devido à alta relação X/R do enrolamento de um gerador, o fator de assimetria será maior para faltas nas barras de geração ou em linhas de alto ângulo próximas destas barras. A atenuação será pequena e altos graus de assimetria poderão ocorrer ainda vários ciclos após o início da falta. Para esses casos, fatores de assimetria tão altos como

1.6 poderão ser usados. Para faltas com baixos ângulos de impedância, longe das grandes fontes de geração, os fatores máximos recomendados para o primeiro ciclo variam de 1.15 a 1.25. Convém salientar que o ângulo de impedância deve ser calculado usando-se a impedância equivalente do sistema no ponto de falta. Para um curto 1 fase-à-terra, por exemplo, a impedância a usar será $Z_t = 2Z_1 + Z_0$, onde os valores representam impedâncias de Thevenin para o ponto de falta. O fator de assimetria a usar varia para cada aplicação.

Os disjuntores, por exemplo, só iniciam o processo de interrupção da corrente algum tempo depois do início da mesma, esse tempo variando atualmente entre 2 e 8 ciclos.

Para disjuntores mais lentos a assimetria da corrente pode ser inclusive desconsiderada.

Dada a aplicação em relés, o problema se torna um pouco mais complicado e considerações adicionais devem ser feitas.

A componente de corrente contínua causa um sobre-alcance nos relés de distância, em percentagem variável de acordo com as características de projeto de cada um.

Os relés de distância para uso em primeira zona de proteção incorporam feituas adicionais que praticamente eliminam a componente de corrente contínua do circuito de medida do relé, limitando o seu sobrealcançe transitório a menos de 3%. Para tais relés, portanto, a assimetria de corrente não necessita ser considerada. Nos relés de distância para uso em 2ª e 3ª zonas de proteção, bem como em determinados esquemas de proteção por canal piloto, onde variações limitadas de alcance são permitidas, a sensibilidade às correntes assi-

métricas não é, por razões econômicas, corrigida, podendo o sobrealcançe transiente desses relés atingir a casa dos 20%. Assim a aplicação desses relés em outros esquemas que não os indicados deve ser precedida de cuidadoso estudo.

Para o ajuste de unidade temporizada de relés de sobrecorrente a assimétria pode, geralmente, ser desprezada. Entretanto para o ajuste da unidade instantânea de tais relés, o completo conhecimento da assimétria da corrente é necessária. Unidades instantâneas tipo atração eletromagnética (plunger e charneira) são altamente sensíveis à componente de corrente contínua. Como estas unidades apresentam tempos de operação da ordem de 1 ciclo para correntes acima de 2 vezes a corrente de ajuste, o valor máximo da componentes de corrente contínua deve ser usado. As unidades instantâneas tipo cilindro de indução são, por características inerentes a esse tipo de unidade, bem menos sensíveis à componente de corrente contínua. Para essas unidades fatores mais baixos podem ser usados. O fator de assimetria a ser usado no ajuste da unidade instantânea de um relé de sobrecorrente varia, portanto, de acordo com o tipo de unidade, ponto de instalação do relé e também de acordo com o circuito a proteger. O uso de fator de assimétria no ajuste de um relé de linha, por exemplo, causa um subalcançe neste relé. A percentagem da linha efetivamente protegida será tanto menor quanto maior o fator de assimétria usado.

Assim em linhas onde uma descoordenação pode ser muito danosa ao sistema, fatores mais seguros devem ser usados. Como exemplo podemos citar linhas de interligação de sistemas, linhas que se abertas desconectam grandes fontes de geração, linhas que abrem o sistema em pontos indesejáveis etc.

Nos demais casos fatores mais baixos poderão ser usados, correndo-se um pequeno risco nas melhorando a sensibilidade e velocidade da proteção para defeitos na linha.

Por fim, não se deve esquecer que sendo as correntes e tensões nas tres fases defazadas de 120° , haverá sempre assimetria em pelo menos duas fases. Os valores máximos calculados somente poderão ocorrer em uma fase, bem como em somente uma fase a corrente poderá ser completamente simétrica.

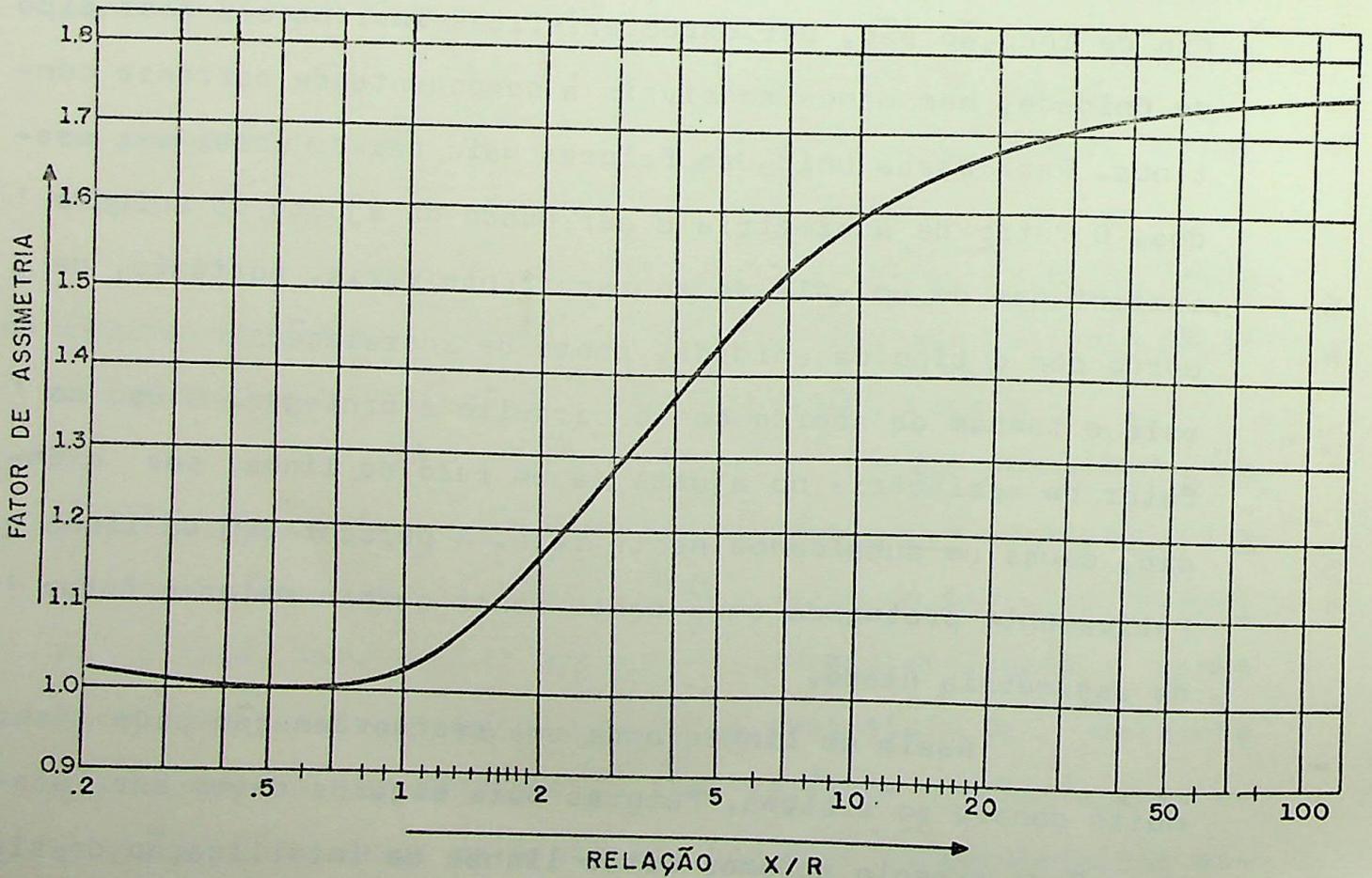


FIG. 10

VALORES MÁXIMOS DE CORRENTE ASSIMÉTRICA
 OBS. OBTIDOS MÁXIMIZANDO I COM RELAÇÃO À Ø PARA CADA VALOR DE X / R .

4.3 - TRANSFORMADORES DE CORRENTE

DEFINIÇÃO - É um transformador destinado a reproduzir no seu circuito secundário a corrente de seu circuito primário com sua posição fazorial razoavelmente mantida, em uma proporção de finida, conhecida e adequada para uso com instrumentos de medição, controle e proteção.

PRINCIPIO DE OPERAÇÃO

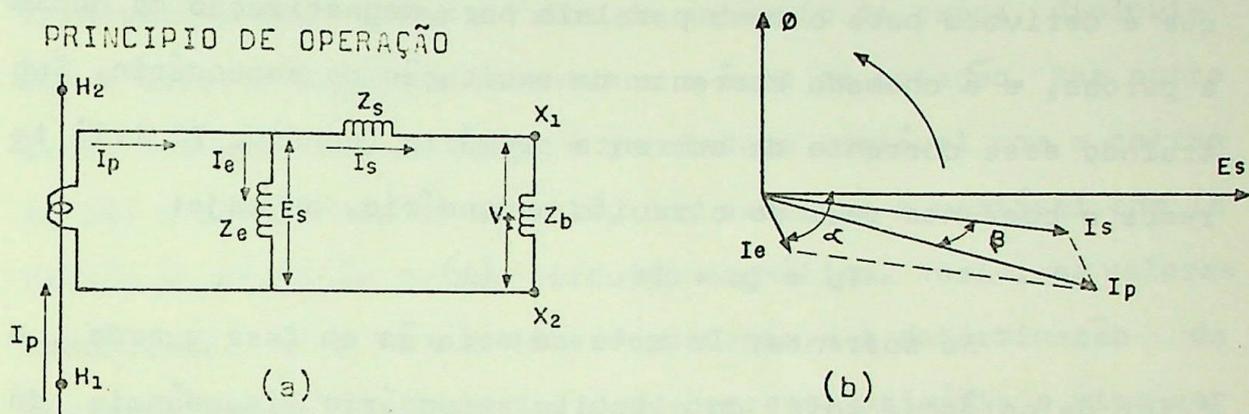


Fig. 1

A figura 1 mostra o circuito equivalente e as relações vetoriais de um transformador de corrente de relação 1:1 e onde:

I_p = corrente primária

I_e = corrente de excitação do secundário

I_s = corrente secundária

E_s = tensão secundária induzida

V_t = tensão terminal

Z_e = impedância de excitação do secundário

Z_s = impedância do enrolamento secundário

Z_b = impedância da fiação+equipamentos conectados aos terminais do secundário

β = ângulo de fase

α = ângulo da corrente de excitação

Em geral a corrente secundária é inversamente proporcional à relação de espiras quando referida à corrente pri-

mária. De maneira idêntica a um transformador comum, a transformação ideal nunca é conseguida. Pequenos erros estão sempre presentes devido à corrente requerida para magnetizar o núcleo e para suprir as perdas no mesmo.

Assim a corrente primária pode ser considerada como constituída de duas componentes. Uma dessas correntes é a que é derivada para o ramo paralelo para magnetização do núcleo e perdas, e é chamada corrente de excitação do secundário. Subtraindo essa corrente da corrente primária (consid. TC 1:1) teremos a corrente real do circuito secundário, ou seja:

$$I_p = I_s + I_e \quad (1)$$

As correntes I_s e I_e só estarão em fase quando o fator de potência total do circuito secundário (impedância do secundário+fiação+equip. conectados ao secundário) for igual ao fator de potência do circuito de excitação.

Fora desta condição haverá sempre um ângulo (β) entre I_s e I_p , que é chamado "erro de ângulo de fase do TC". Este ângulo é considerado positivo quando a corrente secundária está adiantada da corrente primária.

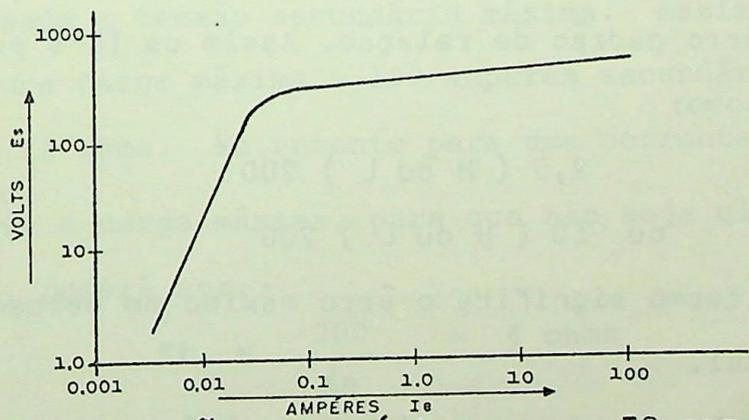
Para uso com relés, esse erro não é significativo e I_s+I_e podem ser somados aritmeticamente. O "erro de relação", devido ao fato de ser a corrente secundária diferente da primária é expresso em termos de um fator de correção de relação (FCR), este sendo

$$FCR = \frac{\text{Relação Real}}{\text{Relação de Placa}}$$

ou Relação Real = Relação de Placa x FCR.

O valor da corrente de excitação (I_e) depende da valor do fluxo (ϕ), que por sua vez depende da tensão secundária (E_s). Portanto para uma determinada corrente secundária, a

corrente de excitação aumentará (e conseqüentemente o erro) com o aumento da impedância total secundária. O fator de potência da impedância secundária também afeta o erro do TC. Se a fator de potência aumenta, a corrente I_s estará mais em fase com a tensão E_s . Assim o erro de ângulo (β) é aumentado, mas o "erro de relação" é diminuído, porque I_p será mais próximo de I_s . Vice-versa, diminuindo o fator de potência da carga, diminuímos o erro de ângulo e aumentamos o erro de relação. Por outro lado, a impedância da carga é geralmente variável com a corrente I_s . A impedância de um relé, por exemplo, é variável com I_s devido à saturação do seu circuito magnético. Assim, os valores secundários de um TC são interdependente e a determinação da corrente secundária para uma dada corrente primária e vice-versa envolverá sempre um processo iterativo. Para esse cálculo, é de extrema importância o conhecimento da curva de excitação secundária do TC. Esta curva relaciona E_s e I_e e está mostrada na fig. 2



Curva de excitação secundária para um TC com $N=240$, $F=60\text{Hz}$ resistência interna do secundário 1,08 ohms, referência : MASON PAG 118

Fig. 2

A região onde essa característica deixa de ser linear é chamada joelho da curva de saturação. O máximo valor de tensão na região linear é chamado tensão de saturação do TC. Pequenos acréscimos de tensão além desse ponto produz elevados

acréscimos na corrente de excitação, já que devido à saturação magnética o valor da impedância de excitação (Z_e) cai abruptamente. Para um núcleo completamente saturado, o valor dessa impedância será próximo de zero, e toda a corrente primária irá para o ramo paralelo para magnetização do núcleo. A determinação da máxima tensão de excitação possível, sem saturação, é extremamente importante nos estudos de proteção.

- TC's PARA PROTEÇÃO

Desde que o erro de ângulo de fase é pequeno, êle não tem significativa importância nos estudos de proteção e não necessita ser considerado. O erro de relação é, de outra maneira, de extrema importância em proteção devido as altas correntes e burdens envolvidos. Os TC's para proteção são fabricados com classes de precisão padrão, que define sua performance para valores de sobrecorrentes. Esta precisão é baseada na maior tensão secundária que o TC é capaz de desenvolver sem exceder o erro padrão de relação. Assim os TC's podem ser classificados como:

2,5 (H ou L) 200

ou 10 (H ou L) 200

O primeiro termo significa o erro máximo em percentagem da corrente nominal.

O segundo termo (H OU L) é determinado pelas características construtivas do TC e será explicado mais tarde.

O terceiro termo é a tensão secundária que o TC pode desenvolver a uma corrente secundária igual a 20 vezes a nominal (100A), sem exceder o erro de relação dado. Erros padrões são 2,5 e 10%. Tensões secundárias padrões são 10, 20, 50, 100, 200, 400 e 800 V. O valor da carga secundária pode ser tirado dos valores de corrente e tensão dados. Assim um TC 2,5 (H ou)

200 pode ter uma carga (relês + fiação + enrol. secundário) de 2 ohms sem exceder o erro de 2,5% para correntes secundárias de 5 até 100A.

Um TC 10 (H ou L) 400 poderá ter uma carga secundária de 4 ohms sem exceder o erro de 10% para correntes secundárias de 5 até 100A.

Quanto a classe os TC's de proteção são classificados em TC's classe L e H.

Os TC's classe H são TC's com enrolamento secundário de alta impedância, e todos os TC's tipo enrolado pertencem a essa classe. Esses TC's apresentam um erro de relação percentual fixo para toda a faixa de correntes de 25 a 100 amperes secundários, desde que não seja ultrapassada a tensão secundária máxima fixada. Em outras palavras, os TC's classe H permitem acréscimos na carga secundária para correntes abaixo de 100 amperes até o limite inferior de 25A, desde que não seja ultrapassada a tensão secundária máxima. Assim um TC 10H200 poderá ter uma carga máxima a 100 amperes secundários igual a $Z_t = \frac{200}{100} = 2$ ohms. No entanto para uma corrente secundária de 50 amperes a carga máxima, para que não seja ultrapassado o erro de 10%, poderá ser:

$$Z_t = \frac{200}{50} = 4 \text{ ohms}$$

Para $I_s = 25$ A teremos:

$$Z_t = \frac{200}{25} = 8 \text{ ohms}$$

e este é o limite de carga secundária total permitido, para que não seja ultrapassado o limite de erro de relação percentual de 10%. Para correntes abaixo de 25 A, a carga secundária também não poderá ser maior que 8 ohms. Se em qualquer caso a carga máxima for excedida, o erro máximo especificado será excedido.

Os TC's classe "L" possuem baixa impedância interna do secundário, o que é uma característica dos TC's tipo bucha. Esses TC's apresentam uma magnitude de erro constante (e portanto um erro percentual variável) sob condições similares à anterior. Em outras palavras os TC's tipo L não admitem acrescimos de carga para variações na corrente secundária. Assim um TC 2,5 L 400 admite a $Z_t = \frac{400}{100} = 4$ ohms para toda a faixa de correntes secundárias (5A a 100A) para que não seja excedido o erro de relação máximo de 2,5%.

No entanto se para correntes abaixo de 100 A aumentarmos proporcionalmente a carga de maneira a não exceder a tensão secundária especificada, ainda podemos classificar o TC classe L. Assim um TC classificado como 2,5 L 400 poderá ter uma carga secundária máxima de 4 ohms como já vimos. Se para uma corrente secundária de 25 amperes aumentarmos a carga secundária para 16 ohms, a tensão secundária de 400 V não será ultrapassada, mas o erro de relação será também 4 vezes maior. Assim um TC 2,5 L 400 poderá ser também um TC 10H400. Estas ' classificações, no entanto, só se aplicam se o enrolamento completo do TC for usado. Se o TC é de relação múltipla a classe de precisão refere-se somente ao maior tap (enrolamento completo). Para os taps de menor numero de espiras a precisão será ' menor, Assim um TC que é superior a outro quando o enrolamento completo é usado, pode-se tornar inferior quando um tap baixo é usado. Para os TC's classe H, a precisão para derivações no enrolamento secundário não poderá ser calculada. Terá que ser obtida por testes. Para os TC's classe "L", entretanto, ela poderá ser determinada a partir da precisão do enrolamento completo, se o TC possui enrolamento uniformemente distribuído sobre o núcleo para todos os taps. A tensão secundária máxima va

riará diretamente com o número de espiras do tap usado. Por exemplo, um TC de relação múltipla e enrolamento uniformemente distribuído sobre o núcleo em todos os taps é classificado como 10L400 no tap de 240 espiras, (enrolamento completo). No tap de 120 espiras será classificado como 10L200. No tap de 60 espiras como 10L100.

- EFEITO DA CORRENTE PRIMÁRIA

Foi dito anteriormente que o valor da corrente de excitação (I_e) depende da tensão de excitação (E_s) que é requerida para forçar a corrente secundária (I_s) através da impedância total do circuito secundário. Quando a corrente primária decresce do valor nominal, para um determinado TC com uma carga fixa e constante, a corrente secundária decresce aproximadamente na mesma razão. Entretanto, como os TC's são projetados para operar a baixas densidades de fluxo no núcleo, abaixo do ponto de máxima permeabilidade, a corrente de excitação não irá decrescer tão rapidamente quanto a corrente secundária. Desde que o erro é dependente da relação da corrente de excitação para a corrente secundária, ele irá aumentar quando a corrente primária, e portanto a corrente secundária, decrescer. Os TC's tipo bucha consistem de um enrolamento secundário sobre um núcleo circular que é projetado para uso nas buchas dos transformadores, disjuntores etc. O condutor de fase na bucha age assim como um primário de uma só espira para o TC. Para ser acomodado nas buchas, o TC deve ter um diâmetro grande para o núcleo. Para compensar esse maior comprimento do circuito magnético e também o fato de possuir apenas uma espira primária, a seção transversal do núcleo tem que ser maior. Como existe menor saturação em um núcleo de maior seção transversal, os

TC's tipo bucha tendem a ser mais exatos que os tipo enrolado, para altas correntes secundárias. Para baixas correntes entretanto, tende a ser menor preciso devido a sua alta corrente de excitação.

Uma particularidade bastante útil quando se trabalha com TC's tipo bucha de enrolamento uniformemente distribuído diz respeito ao uso da característica de excitação secundária. Esta curva é geralmente dada para o enrolamento completo. Se usarmos um tap menor do TC, podemos usar a mesma curva desde que efetuemos a correção dos valores de correntes e tensão dessa curva. Dividindo os valores de E_s e I_e pelo número de espiras do enrolamento completo, obtemos uma curva em termos de tensão e corrente por espira. Para usa-la em um tap qualquer, basta multiplicarmos esses valores pelo número de espiras desse tap.

- ESPECIFICAÇÃO DE TC's PARA PROTEÇÃO DE TERRA

Os relés de terra usam os mesmos TC's utilizados para a proteção de fase. Assim, para especificarmos um TC para a proteção de terra, devemos adicionar as restrições impostas pelos relés de terra àquelas impostas pelos relés de fase. O primeiro passo a ser dado diz respeito à escolha da relação do TC. Como a corrente secundária é padronizada em 5A, a escolha da relação reduz-se à escolha da corrente primária nominal do TC. Esta deve ser escolhida tendo em vista as seguintes restrições

a - Máxima Corrente de Carga.

A corrente primária nominal de um TC deve ser igual ou maior que a maior corrente de carga prevista para o circuito. Para a determinação da máxima corrente de carga deve se levar em consideração as operações em condições de emergên-

cia e crescimentos futuros de carga. Os TC's podem ser especificados para suportarem cargas acima da nominal por curtos intervalos, geralmente 24 horas. Isto é feito através da especificação de um fator de multiplicação da corrente primária nominal, chamado fator térmico, que pode variar de 1,0 até 2,0.

b - Máxima Corrente de Curto

Desde que o erro de relação do TC só é garantido para correntes secundárias iguais ou inferiores a 100 amperes, é desejável que se escolha uma relação tal que esse limite não seja excedido. A corrente secundária não está para a primária na exata relação de espiras devido à corrente de excitação. Desprezando-se esta, no entanto, a mínima corrente primária capaz de manter a corrente secundária inferior a 100A será:

$$I_p = \frac{I_{cc}}{20}$$

onde I_{cc} é o maior valor de corrente de curto circuito, calculado no ponto onde se localiza o TC.

Esta máxima corrente de curto é também utilizada para verificação da capacidade mecânica e térmica do TC.

Para verificação da capacidade de resistência mecânica, deve-se considerar um curto completamente assimétrico através da aplicação do fator de assimetria (1,732). A capacidade de resistência mecânica de um TC é especificada em termos do valor RMS de uma onda de corrente completamente assimétrica que o TC é capaz de suportar com o secundário curto-circuitado. O efeito térmico é levado em consideração através do estabelecimento da resistência térmica nominal do TC, definida como o máximo valor RMS de uma onda de corrente simétrica que o TC é capaz de suportar sem exceder a máxima temperatura

especificada, geralmente 250°C, por um curto período de tempo, geralmente 1 segundo. Se se determinar que o curto terá uma duração maior, a redução na capacidade de resistência térmica pode ser considerada através da fórmula:

$$\text{Cap. term. tempo } t = \frac{\text{Cap. term. 1 seg.}}{\sqrt{t}}$$

onde t é o tempo de duração da falta.

EXATIDÃO DO TC

Os fatores que influenciam na escolha da exatidão do TC já foram discutidos anteriormente.

Acrescenta-se apenas que os TC's tipo bucha são mais economicos para altas tensões, em virtude de já virem com os disjuntores e transformadores, dispensando por isso pedestal, ferragem para fiação e suporte, e economizando espaço na S.E.

- CLASSE DE PRECISÃO

São normalizadas duas classes 2,5 e 10%.

A escolha de uma ou outra varia com a aplicação. Proteções diferenciais frequentemente requerem TC's da classe 2,5%.

Para proteção de linhas a classe 10% é geralmente satisfatória.

TENSÃO SECUNDÁRIA

Se a tensão secundária especificada para o TC for ultrapassada o mesmo passa a operar na região de saturação podendo causar não operação, operação retardada ou descoordenação de relés de proteção. A especificação desta tensão depende da aplicação, se é admitido saturação AC e DC do transfor-

mador de corrente ou não, tempo de operação do relé, valor de corrente e cargas secundárias etc. Entretanto convém adiantar que a tensão de saturação é uma medida da qualidade do TC. Quanto mais alta a tensão especificada mais caro o TC. TC's com chaves de precisão 2,5 ou 10%, 1 ou 2 enrolamentos secundários, etc, não diferem substancialmente em preço.

Mas se passarmos de uma para outra das tensões secundárias padronizadas, estaremos provocando uma sensível variação no preço do TC. Assim as tensões secundárias 400 e 800V só são especificadas para linhas de altas tensões e elevada importância para o sistema. A tensão desenvolvida no secundário de um TC é dada pela formula:

$$E_s = I_s (Z_c + Z_f + Z_s) V$$

onde Z_c , Z_f e Z_s representam as impedâncias da carga, fiação e enrolamento secundário respectivamente e compõe a impedância total (Z_t) do circuito secundário.

Desprezando a corrente de excitação, a corrente I_s estará para a corrente primária segundo a relação de espiras. Assim, para uma dada corrente máxima de curto circuito, pode-se especificar uma tensão secundária para uma carga fixada, ou pode-se determinar a máxima carga para uma tensão especificada. Evidentemente variando-se a relação do TC varia-se a corrente secundária e nova condição é estabelecida. A solução em cada caso vai depender do que podemos variar e do que temos fixado.

Exemplos:

1 - Determinar a máxima carga secundária que poderá ser conectada aos terminais secundários do TC 10H200, relação 300/5 sem que seja excedido o erro máximo de 10%. A máxima corrente de curto-circuito ao TC é de 1800 amperes:

Solução:

$$\text{Corrente secundária} = \frac{1800}{60} = 30 \text{ amperes}$$

$$\text{Máxima carga} = Z_t = \frac{E_s}{I_s} = \frac{200}{30} = 6,6 \text{ ohms}$$

2 - Especificar a tensão secundária para um TC tipo bucha, relação 600/5, classe de precisão 10%, que deverá alimentar um circuito de impedância total igual a 5 ohms em um ponto onde a corrente de curto circuito máxima é de 3000A.

Solução:

Como a carga de um TC tipo bucha é especificada em termos de 100 amperes secundários e esse TC não admite acréscimos de carga para variações na corrente, temos:

$$E_s = I_s \times Z_t = 100 \times 5 = 500V$$

A tensão padronizada imediatamente superior é 800V

TC 10L800

OBS: Este exemplo ilustra a dificuldade de aplicação dos TC's tipo bucha com relés de terra, que possui elevados valores de impedância nos taps inferiores.

3 - Determinar a mínima relação de transformação para um TC classificação 10H200 para alimentação de uma carga de 7 ohms em um ponto onde a máxima corrente de curto circuito é de 2000 amperés.

Solução:

$$\text{máxima corrente secundária admissível } I_s = \frac{2000}{7}$$

$$I_s = 28,6 \text{ A}$$

$$\frac{I_{cc}}{R_{TC}} = 28,6 \quad R_{TC} = \frac{I_{cc}}{28,6} = \frac{2000}{28,6} = 70$$

TC 350/5

SATURAÇÃO A.C. e D.C.

Relés estáticos com tempo de operação da ordem de 0.5 ciclo já estão sendo largamente empregados nos sistemas de alta tensão, em virtude das altas potências de curto e dos baixos tempos de eliminação de defeitos fixados nos estudos de estabilidade. Os transformadores de corrente para uso com esses relés devem ser escolhidos pois, de maneira a ter uma resposta linear durante o primeiro meio ciclo da corrente de falta. Um completo estudo da performance do TC para correntes simétricas e assimétricas deve ser efetuado portanto para ca da aplicação.

SATURAÇÃO A.C.

A saturação A.C. ocorre quando a corrente primária é simétrica, sem componente de corrente contínua, mas suficiente para fazer com que o TC opere na parte não linear da curva de saturação. Sob condições de saturação A.C., a corrente do circuito secundário será consideravelmente menor do que a corrente primária referida ao secundário, e com forma de onda bastante distorcida. Desde que a tensão de saturação não deve ser ultrapassada, a saturação A.C. depende não só do valor da corrente secundária mas também do valor do burden, da classe do TC, etc.

Como sabemos, a tensão secundária desenvolvida é função da corrente secundária e do burden. Por uma vez, a impedância de burden é função da corrente, devido à saturação do circuito magnético de relés e demais instrumentos de impedância não linear, conectados ao secundário do TC. A corrente secundária, também, é função da corrente primária e do grau

de saturação do circuito magnético do TC. Assim, temos 3 variáveis interdependentes, o que nos levará sempre a um processo iterativo para a determinação da corrente secundária a partir de uma dada corrente primária e vice-versa. Na parte de aplicação de TC's com relés de terra será dado um exemplo de cálculo.

A maneira de se limitar a saturação a.C. consiste em manter a tensão secundária abaixo do ponto de saturação.

Isto poderá ser feito diminuindo o burden ou a corrente secundária, através do uso de uma relação de TC maior.

Em casos especiais, onde as duas alternativas acima não forem viáveis, pode-se também usar um conjunto de dois TC's e repartir o burden entre os dois. O burden imposto a cada TC ficará assim reduzido por um fator de dois.

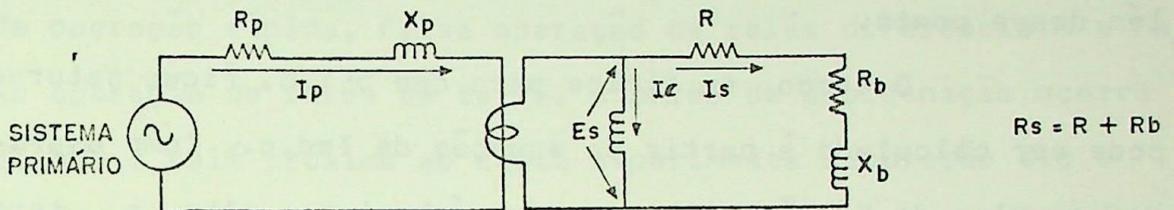
SATURAÇÃO D.C.

Desde que o valor máximo de uma onda de corrente completamente assimétrica pode atingir a 1,73 vezes o valor máximo da onda de corrente simétrica, um TC escolhido para não experimentar saturação a.c. poderá experimentar saturação d.c. para o mesmo nível de corrente simétrica. À primeira vista, poderia se pensar que escolhendo um TC que evite saturação a.c. para uma corrente igual a 1,73 vezes a máxima corrente simétrica, estaríamos evitando também a saturação d.c. .

Tal suposição entretanto não é verdadeira em virtude da diferença de variação das duas componentes (senoidal e corrente contínua) da corrente assimétrica. Quando a corrente primária é assimétrica, o crescimento da tensão E_s é muito rápido, causando uma conseqüentemente rápida variação no fluxo

e levando o TC à saturação antes que o valor eficaz de E_s alcance o limite estabelecido quando somente a saturação a.c. é considerada. Enquanto o crescimento do fluxo no núcleo é uma função do grau de assimetria da corrente primária, o decaimento desse fluxo será função dos parâmetros do burden do TC.

Considere o circuito abaixo.



Se um curto circuito ocorre em um ângulo tal que provoque máxima assimetria teremos, considerando X_e constante e $X_B=0$, a seguinte expressão para a componente de corrente contínua de I_e :

$$I_{e_{D.C.}} = I \frac{1}{1 - \frac{\alpha}{\delta}} (e^{-\alpha t} - e^{-\delta t})$$

Onde

I - máximo valor de picada corrente de curto primário referida ao secundário do TC.

$\alpha = \frac{\omega}{X_e/R_s}$ = constante de tempo do cto secundário

$\delta = \frac{\omega}{X_p/R_p}$ = constante de tempo da componente d.c. do circuito primário.

O T.C. apresentará saturação d.c. se o valor de $I_{e_{d.c.}}$ encontrado pela fórmula anterior for maior que o valor de I_e correspondente ao joelho da curva de saturação desse T.C. (valor de I_e correspondente à tensão de saturação do T.C.). Desde que nos circuitos usuais $\alpha \ll \delta$, o termo $e^{-\alpha t}$ controla a taxa de crescimento do fluxo no núcleo, ou $I_{e_{d.c.}}$, e $e^{-\delta t}$ controla o subsequente decaimento do $I_{e_{d.c.}}$. Assim, observa-se que o T.C. não entra instantaneamente em estado de saturação, mas o alcança através de uma curva exponencial,

• da mesma maneira, deixa a condição de saturação d.c. através de um caminho exponencial decrescente.

A equação anterior é válida para a região saturada, e não saturada do TC. Deve-se apenas ter o cuidado de usar o valor de X_e não saturado para valores de I_e desde zero até o joelho da curva e o valor de X_e saturado para valores de I_e além desse ponto.

O tempo, em ciclos para que o T.C. fique saturado pode ser calculado à partir da equação de $I_{ed.c.}$. Como usaremos o valor de X_e não saturado, que é bastante alto, o termo $e^{-\alpha t}$ será aproximadamente igual a 1. Resolvendo a equação de $I_{ed.c.}$ para o tempo através da relação $e^{-\delta t} = -\frac{2\pi f}{X_p/R_p}$ teremos:

$$f \text{ (ciclos)} = \frac{X_p}{2\pi R_p} \ln \left[1 + (1 - \delta/\alpha) \frac{I_{edc}}{I} \right]$$

onde o tempo, em ciclos, encontrado, representa o tempo contado a partir do início da falta até o instante em que o TC entra em saturação, e varia de centésimos de ciclo a vários ciclos.

O tempo em que o TC deixará a saturação d.c., pode também ser calculado pela mesma equação, adicionando-se ao tempo para saturar ($X_e = X_e$ não sat.), o tempo expendido na saturação ($X_e = X_e$ saturado). Se $X_e = X_e$ saturado, $e^{-\alpha t} \approx 0$, devido ao pequeno valor de X_e saturado. Assim, o tempo em ciclos, para que o TC deixe a saturação d.c. será:

$$f \text{ (ciclos)} = \frac{X_{esat}}{2\pi R_p} \ln \left[\left(\frac{\delta}{\alpha} - 1 \right) \frac{I_{edc}}{I} \right]$$

O fenômeno da saturação A.C. requer que a tensão de saturação E_s esteja aplicada na reatância X_e . No caso da saturação d.c. isto não é necessário ocorrer. O T.C. pode alcançar o ponto de saturação quando o valor rms de E_s ainda é uma fração do valor requerido para saturação A.C.

Nas considerações anteriores, foi considerado um burden resistivo. Se considerarmos a reatância do burden, os resultados mostrarão uma saturação um pouco mais severa.

Tres grandes problemas podem ocorrer devido à saturação d.c.:

Perda de coordenação entre relés de sobrecorrente de operação rápida, falsa operação de relés diferenciais e falsa operação de relés de terra. A perda de coordenação ocorre quando o relé próximo ao curto experimenta saturação d.c. e o relé de retaguarda não. Assim, o relé próximo ao curto irá receber uma corrente destorcida ou simplesmente não receber corrente, causando a descoordenação. A falsa operação de relés diferenciais também pode se dar se um dos TC's experimenta saturação d.c. e o outro não. Quando os TC's dos dois lados do transformador experimentam saturação d.c., falsa operação ainda pode ocorrer. Os dois circuitos do transformador apresentam relações X/R diferentes, e portanto o decaimento da componente de corrente contínua será desigual para os dois circuitos, em virtude da diferença nas constantes de tempo desses circuitos.

Relés diferenciais de barra também poderão operar incorretamente devido à diferentes graus de saturação dos TC's. Falsa operação de relés de terra podem ocorrer quando de um curto trifásico ou fase-fase com TC's experimentando saturação d.c. Quando de um curto de fase, os TC's podem experimentar diferentes graus de saturação, em virtude de diferentes burdens ligados aos TC's e em virtude dos diferentes graus de assimetria nas tres fases. Assim, haverá o aparecimento de corrente residual que poderá operar relés de terra de operação rápida. Uma solução para o caso acima seria a adição de burden nas tres fases. A adição de burden aumenta a saturação nos TC's me

nos saturados reduzindo assim a corrente de desbalanço no circuito residual. Esta solução, no entanto, só deverá ser usada em casos extremos, já que o acréscimo de burden agrava o problema de saturação A.C..

Dois meios mais efetivos de reduzir o problema de saturação d.c. seria, aumentar a relação do TC ou especificar TC's com maiores tensões de saturação. Escolhendo um TC com uma tensão E_s de saturação igual ao dobro daquela necessária para evitar saturação A.C., o problema da saturação d.c. ficará grandemente reduzido.

PERFORMANCE DE TC'S COM RELÉS DE TERRA

Na análise anterior sobre máximos burdens permitidos para TC's de proteção, desprezamos a queda de tensão na impedância secundária, e a corrente de excitação dos TC's. Esta foi no entanto apenas uma primeira aproximação, de carácter puramente didático. Para a aplicação com relés de terra estas simplificações não são permitidas em razão de dois factores principais.

- Altos burdens apresentados pelos relés de terra em baixos taps, que podem tornar a corrente de excitação bastante alta.

- Haverá corrente de excitação nos TC's das 3 fases para um curto-à terra em uma delas, uma vez que os secundários dos TC's são interconectados.

Muitas vezes, no ajuste da proteção de terra de uma área, desejamos dar a um determinado relé o máximo de sensibilidade possível. Nestas circunstâncias, somos levados instintivamente a adotar o menor tap disponível no relé. Este procedimento, no entanto, sem a correta determinação das correntes

secundária e de excitação dos TC's, pode condúzir a resultados errôneos. A impedância de bobina de taps de um relé varia com o quadrado do número de espiras. Como o número de espiras é inversamente proporcional a corrente de pick up, a impedância varia inversamente aproximadamente com o quadrado da corrente de pickup. Em outras palavras, se conhecemos a impedância de um relé em um determinado tap, pode-se calcular a sua impedância, em qualquer outro tap através da formula:

$$Z_1 = Z_2 \left(\frac{I_2}{I_1}\right)^2$$

onde Z_1 e Z_2 são as impedâncias nas correntes de pickup I_1 e I_2 respectivamente. Considere o relé IBCG 51 da GE, faixa de taps de 0,5 a 2,0 A e impedância igual a $5,6+j21 = 21,73$ ohms no tap de 0,5 A.

A impedância da bobina no tap 1,0 A será

$$Z_1 = 21,73 \left(\frac{0,5}{1,0}\right)^2 = 5,43 \text{ ohms}$$

No tap 2,0 será

$$Z_2 = 21,73 \left(\frac{0,5}{2,0}\right)^2 = 1,34 \text{ ohms}$$

Assim, à medida que diminuimos o tap, diminuimos a corrente secundária (I_s) necessária para operar o relé, mas ao mesmo tempo aumentamos a tensão secundária de excitação e portanto a corrente de excitação. A partir de um certo tap, devido à saturação do núcleo e ao aumento desmesurado da corrente de excitação, a corrente primária necessária à operação do relé passa a crescer ao invés de decrescer. Existe portanto um tap, que poderá não ser o mais baixo, que dá ao relé máxima sensibilidade em termos de corrente primária. Esta variação segue curva semelhante à figura 10 abaixo:

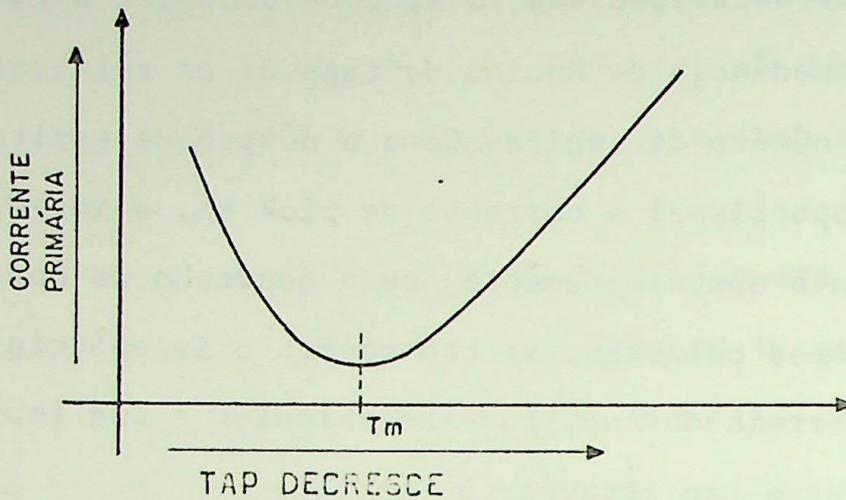


FIG. 10

T_m é o tap mínimo do relé para mínima corrente primária (máxima sensibilidade).

O exemplo abaixo é bastante apropriado e elucidará a questão.

PROBLEMA 1

Para o relé de sobrecorrente conectado conforme figura 11 abaixo, determine o valor da corrente de pickup que irá operar o relé a um valor mínimo de corrente em uma fase. A impedância do relé no tap 1,5 A é 2,4 ohms. Considere que a impedância à corrente de pickup varia inversamente com o quadrado da corrente de pickup, e que o relé é disponível em qualquer tap. Os TC's estão conectados na relação 100/5 A (20 espiras) e a característica secundária de excitação no tap 1200/5 é a da fig.2. (MASON PAG. 131)

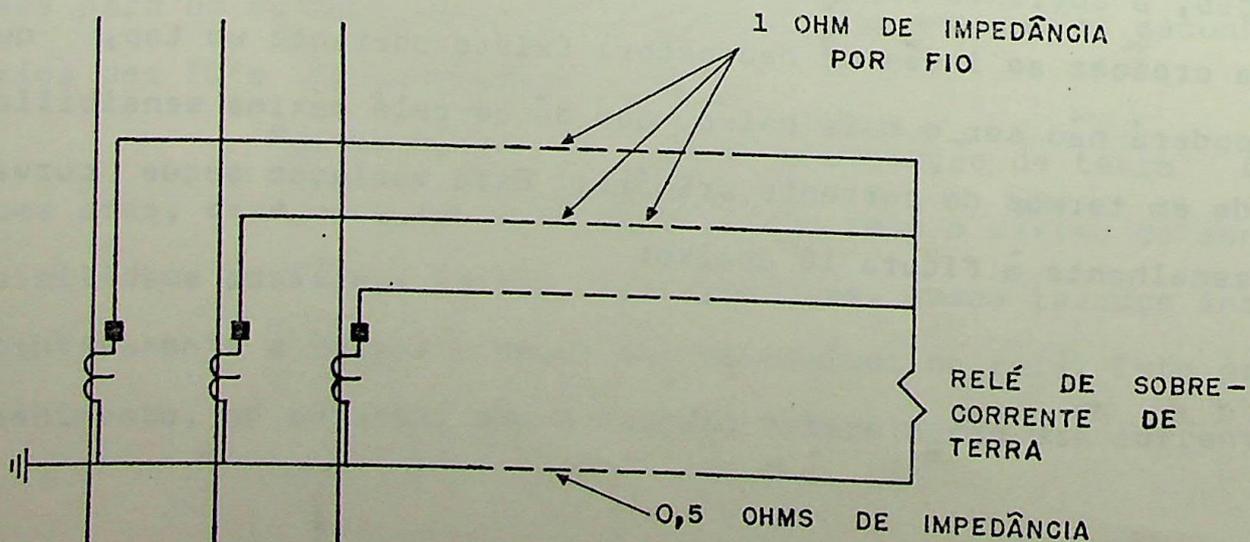


FIG 11

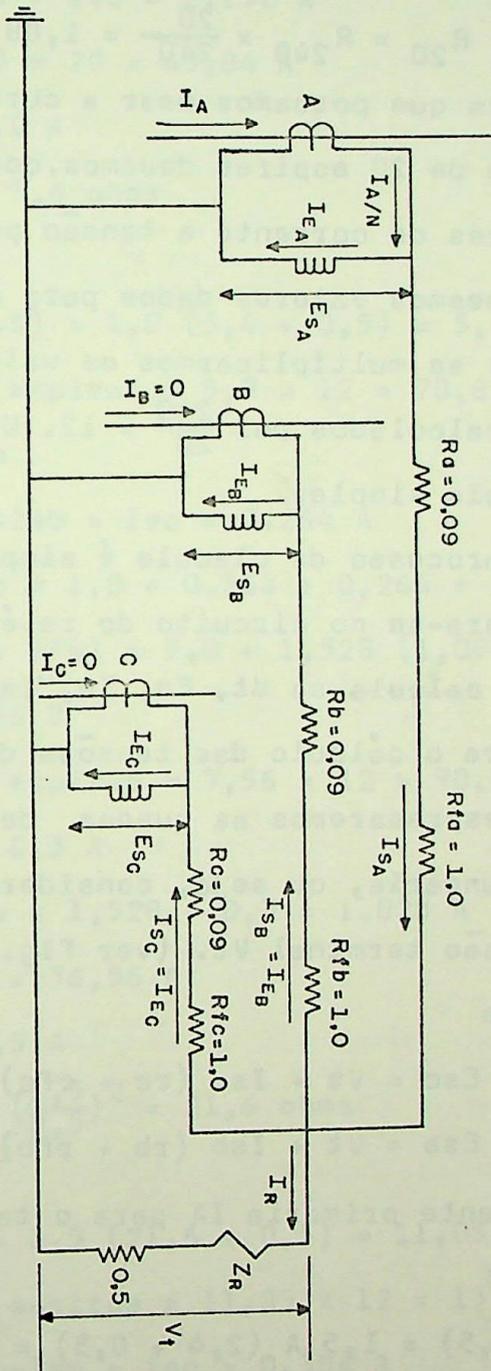


FIG. 12

CIRCUITO EQUIVALENTE PARA O PROBLEMA 1

SOLUÇÃO

Como a resistência de uma bobina de taps varia aproximadamente com o número de espiras, a resistência secundária no tap de 20 espiras poderá ser derivada da resistência no tap de 240 espiras

$$R_{20} = R_{240} \times \frac{20}{240} = 1,08 \times \frac{1}{12} \approx 0,09 \text{ ohms}$$

Para que possamos usar a curva de excitação secundária para o tap de 20 espiras devemos, conforme já explicado, dividir os valores de corrente e tensão por 240/20. Pode-se também usar os mesmos valores dados para o enrolamento completo (240 espiras) se multiplicarmos os valores de corrente e tensão secundária calculados por $\frac{240}{20} = 12$. Utilizaremos este artifício por ser mais simples.

O processo de cálculo é simples. Varia-se o tap do relé, considera-se no circuito do relé a mínima corrente capaz de operá-lo calcula-se V_t , E_s , I_e , I_a/N e I_A .

Para o cálculo das tensões de excitação das fases não faltosas, desprezaremos as quedas de tensão na fiação e resistência secundária, ou seja, consideraremos como tensão de excitação a tensão terminal V_t . (ver fig. 12) rigorosamente, no entanto teríamos

$$E_{sc} = V_t + I_{sc} (r_c + r_{fc})$$

$$E_{sb} = V_t + I_{sb} (r_b + r_{fb})$$

Cálculo da corrente primária I_A para o tap 1,5 A.

Tensão terminal:

$$V_t = I_r (Z_r + 0,5) = 1,5 \text{ A} (2,4 + 0,5) = V_t = 4,35 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido a 240 espiras} = 4,35 \times 12 = 52,2 \text{ V}$$

Na curva de saturação encontramos

$$E_{sb} = E_{sc} = 52,2 \text{ V} \rightarrow I_{eb} = I_{ec} = 0,24 \text{ A}$$

$$I_{sa} = I_r + I_{eb} + I_{ec} = 1,5 + 0,24 + 0,24 = 1,98 \text{ A}$$

$$E_{sa} = V_t + I_{sa} (r_a + r_{fa}) = 4,35 + 1,98 (0,09 + 1,0)$$

$$E_{sa} = 4,35 + 1.678 = 6,50 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido a 240 espiras} = 6,50 \times 12 = 78,10 \text{ V}$$

$$E_{sa} = 78,10 \text{ V} \rightarrow I_{ea} = 0,312 \text{ A}$$

$$I_{A/N} = I_{sa} + I_{ea} = 2,292 \text{ A}$$

$$I_A = 1,563 \times 20 = 45,84 \text{ A}$$

Calculo para o tap 1,0 A

$$Z_r \text{ no tap } 1,0 = 5,4 \text{ ohms}$$

Tensão terminal:

$$V_t = I_r (Z_r + 0,5) = 1,0 (5,4 + 0,5) = 5,9 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido a 240 espiras} = 5,9 \times 12 = 70,8 \text{ V}$$

Na curva de saturação

$$E_{sb} = E_{sc} = 70,8 \text{ V} \rightarrow I_{eb} = I_{ec} = 0,264 \text{ A}$$

$$I_{sa} = I_r + I_{eb} + I_{ec} = 1,0 + 0,264 + 0,264 = 1,528 \text{ A}$$

$$E_{sa} = V_t = I_{sa} (r_a + r_{fa}) = 5,0 + 1,528 (1,09)$$

$$E_{sa} = 7,56 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido a 240 espiras} = 7,56 \times 12 = 90,0 \text{ V}$$

$$E_{sa} = 90,0 \text{ V} \rightarrow I_{ea} = 0,3 \text{ A}$$

$$I_{A/N} = I_{sa} + I_{ea} = 1,528 + 0,3 = 1,828 \text{ A}$$

$$I_A = 1,828 \times 20 = 36,56 \text{ A}$$

Cálculo para o tap 0,5 A

$$Z_r (0,5A) = 2,4 \left(\frac{1,5}{0,5} \right)^2 = 21,6 \text{ ohms}$$

Tensão terminal:

$$V_t = I_r (Z_r + 0,5) = 0,5 (21,6 + 0,5) = 11,05 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido a 240 espiras} = 11,05 \times 12 = 132,6 \text{ V}$$

$$E_{sa} = E_{sb} = 132,6 \text{ V} \rightarrow I_{eb} = I_{ec} = 0,384 \text{ A}$$

$$I_{sa} = I_r + I_{eb} + I_{ec} = 0,5 + 0,384 + 0,384 = 1,268$$

$$E_{sa} = V_t + I_{sa} (r_a + r_{fa}) = 11,05 + 1,268 (1,09) = 12,43 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido a 240 espiras} = 12,43 \times 12 = 149,18 \text{ V}$$

$$E_{sa} = 149,18 \rightarrow I_{ea} = 0,42 \text{ A}$$

$$I_{A/N} = I_{sa} + I_{ea} = 1,688 \text{ A}$$

$$I_A = 1,688 \times 20 = 33,76 \text{ A}$$

Calculo para o tap 0,3 A.

$$Z_r = 2,4 \left(\frac{1,5}{0,3}\right)^2 = 60 \text{ ohms}$$

Tensão terminal:

$$V_t = I_r (Z_r + 0,5) = 0,3 (60,5) = 18,15 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido ao tap 240 espiras} = 18,15 \times 12 = 217,8 \text{ V}$$

$$E_{sb} = E_{sc} = 217,8 \text{ V} \rightarrow I_{eb} = I_{ec} = 0,516 \text{ A}$$

$$I_{sa} = 0,3 + 0,516 + 0,516 = 1,332 \text{ A}$$

$$E_{sa} = 18,15 + 1,332 (1,09) = 19,601 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido ao tap 240 espiras} = 19,601 \times 12 = 235 \text{ V}$$

$$E_{sa} = 235 \text{ V} \quad I_{ea} = 0,54 \text{ A}$$

$$I_{A/N} = ; 1,332 + 0,540 = 1,872 \text{ A}$$

$$I_A = 37,44 \text{ A}$$

Calculo para o tap 0,2 A

$$Z_r (0,2A) = 135 \text{ ohms}$$

Tensão terminal

$$V_t = 0,2A (135,5) = 27,1 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido ao tap 240 espiras} = 352,2 \text{ V}$$

$$E_{sb} = E_{sc} = 352,2 \text{ V} \rightarrow I_{eb} = I_{ec} = 12,0 \text{ A}$$

$$I_{sa} = 24,2 \text{ A}$$

$$E_{sa} = 27,1 + 24,2 (1,09) = 53,48 \text{ V}$$

$$\text{Valor referido ao tap 240 espiras} = 641,73 \text{ V}$$

$$E_{sa} = 641,73 \rightarrow I_{ea} \gg 1000 \text{ A}$$

$$I_{A/A} = I_{sa} + I_{ea} \gg 1024 \text{ A}$$

$$I_A \gg 20 \text{ 000 A}$$

ou seja, a corrente primária necessária para operar o relé começa a aumentar a partir do tap 0,3 A.

O tap para operação com mínima corrente primária é o tap 0,3 A, e a mínima corrente primária capaz de operar es-

te relé é 37,44 ampéres.

Em outras ocasiões o problema que se nos apresenta é inverso. Temos uma determinada corrente de curto, e não queremos que haja saturação para o relé de terra instalado naquela ponto. Devemos então procurar um tap que, além de evitar saturação nos dê uma corrente de excitação pequena e confine a maior parte da corrente secundária no circuito do relé. Devemos então fixar uma tensão de excitação, através da curva de saturação calcularmos as correntes de excitação, arbitrarmos um tap para o relé, uma corrente secundária e calcularmos a corrente primária. Se encontrarmos uma corrente diferente da corrente primária real, deve-se variar o tap e a corrente secundária até que o valor de corrente calculado seja igual ao valor real. Utilizando o relé e o TC do problema anterior, vemos que para uma corrente de curto primária de 1000 ampéres, por mais alto que seja o tap escolhido para o relé (e portanto menor o burden) uma grande parte da corrente referida ao secundário (I_A/N) ficará sempre confinada no circuito de excitação. Uma solução só seria conseguida com o TC em uma relação mais alta. Sempre que as correntes de curto forem elevadas e a sensibilidade dos relés não forem problema, deve-se usar o enrolamento completo do TC. Onde a sensibilidade fôr problema, um estudo particular para cada caso deve ser feito. Se usamos uma relação de TC maior e menores taps para o relé, estamos aumentando a carga imposta ao secundário desse TC. Se usamos um tap menor para o TC e maior tap para o relé, diminuimos o burden imposto ao secundário do TC, mas sua tensão de saturação também foi diminuída e piorada portanto sua performance.

NORMA ANSI PARA TC's PARA PROTEÇÃO

A partir de 1968 entrou em vigor a norma CS7.13-1968, da ANSI, referente a transformadores de potencial e corrente.

Com relação a transformadores de corrente para proteção, uma mudança significativa ocorreu na parte referente à exatidão dos TC's para serviço de relés, com dois novos símbolos descrevendo a capacidade do TC como segue:

1 - TC's classe "C", significa que a relação de transformação pode ser obtida por métodos algébricos, ou seja, pode ser calculada, e cobre os TC's tipo bucha com enrolamento uniformemente distribuído sobre o núcleo. Cobre também qualquer outro tipo de TC nos quais o fluxo de dispersão no núcleo tenha um efeito desprezível sobre o erro de relação, para correntes secundárias não superiores a 20 vezes a nominal (100A).

2 - TC's classe "T" significa que a relação do transformador deve ser determinada por testes, e cobre os TC's tipo enrolado ou outro TC qualquer no qual o fluxo de dispersão tenha um efeito apreciável no erro de relação, para correntes secundárias na faixa de 5 a 100 amperes. O fato de ter o fluxo de dispersão no núcleo, um efeito apreciável sobre o erro, implica em que a relação deve ser determinada por testes, não podendo ser calculada por métodos algébricos.

Quanto às classes de precisão, ambas, 2,5% e 10% poderão ser especificadas.

Se na especificação não for feita menção à classe de precisão, fica automaticamente subentendida a classe de 10%.

Assim, um TC especificado T100 significa um TC em que a relação deve ser determinada por testes, com um erro de relação máximo de 10%, para tensões secundárias igual ou infe

riores à 100V e correntes secundárias não superiores a 100A. Um TC 2,5 C 200 significa um TC em que a relação pode ser calculada, com erro máximo de relação não superior a 2,5%, para qualquer corrente secundária na faixa de 1 a 100 ampéres, e carga secundária não superior a 1 ohm. A norma ANSI é mais simples e geralmente usada onde não se requer TC's com características especiais ou de grande precisão. Quando informações mais precisas são necessárias, afim de se calcular os efeitos de saturação A.C. por exemplo, as curvas de fator de correção, características de saturação A.C., etc, devem ser usadas.

4.4 - LINHAS DE TRANSMISSÃO

Para os tópicos que se seguem, consideraremos que os TC's de proteção já se encontram convenientemente escolhidos e ajustados de acordo com os critérios de máxima carga, máximo curto e saturação AC e DC já apresentados.

- RELÉ DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE DE TERRA - 57 N

- UNIDADE INSTANTÂNEA - (U.I;)

Como esta unidade opera sem temporização proposital, com tempos de atuação da ordem de 1 ciclo, a mesma deve ser ajustada de maneira a não operar para curtos além do relé da linha adjacente, afim de evitar descoordenação.

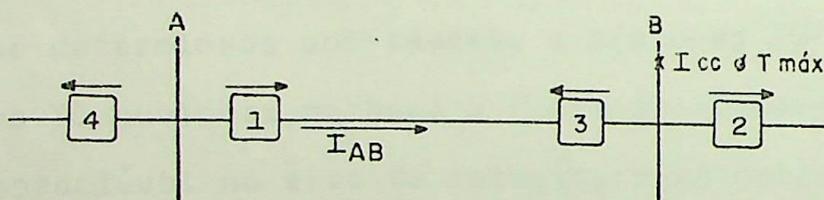


Fig. 13

Referindo-se a fig. 13, a unidade instantânea do relé em 1 não deve atuar para curtos à direita do relé em 2. Assim, a unidade instantânea em 1 deve ser ajustada para a máxima corrente de curto na barra B. Todos os curtos à direita de B terão valores menores que o curto máximo em B e estarão além do alcance da unidade instantânea do relé em 1.

Como trabalhamos sempre com curtos circuitos simétricos, devemos multiplicar o valor de corrente encontrado por

um fator de assimetria estipulado, para levarmos em conta a possibilidade de ocorrência de curtos assimétricos.

A corrente de ajuste da U;I. do relé em l será:

$$I = \frac{(I_{AB} \text{ para curto fase-terra máx em B}) \times K}{RTC}$$

onde RTC é a relação de TC's da proteção em l e K é o fator de assimetria para curtos em B. Esse fator varia em função do ângulo da impedância $tg^{-1}(X/R)$, tipo de U.I. e importancia da linha, conforme já explicado no tópico referente a curtos assimétricos. Quanto maior o fator usado menor a percentagem da linha efetivamente protegida para curtos simétricos. Para a determinação desse fator, não devemos esquecer que o curto simétrico calculado é o máximo possível, baseado em baixa resistência de terra, máxima geração, configuração do sistema favorável e resistências de arco e de defeito nulas. Quaisquer variações nas condições acima atuarão no sentido de reduzir o valor da corrente. Determinada empresa, utilizando unidades instantâneas tipo cilindro de indução, tem usado em linhas de 138 e 230 kV fatores de assimetria 1,15, com excelente resultados. Para um curto circuito simétrico máximo em B, a máxima corrente calculada em l é de 1000A. Assim o ajuste do relé em l será para $RTC = 120$ e $K = 1,15$

$$I = \frac{1000 \times 1,15}{120} = 9,58 \text{ ampéres}$$

O tap de 10 ampéres deverá ser usado.

Determinadas configurações favorecem o ajuste da proteção de terra. Em linhas terminadas em transformadores com qualquer uma das conexões mostradas, a proteção de terra em l

será insensível para defeitos à terra à direita do transformador e poderá ser ajustada no mínimo tap possível, oferecendo assim excelente proteção de back-up para defeitos à terra no trafo, e elevada sensibilidade para defeitos na linha. Fig. 14

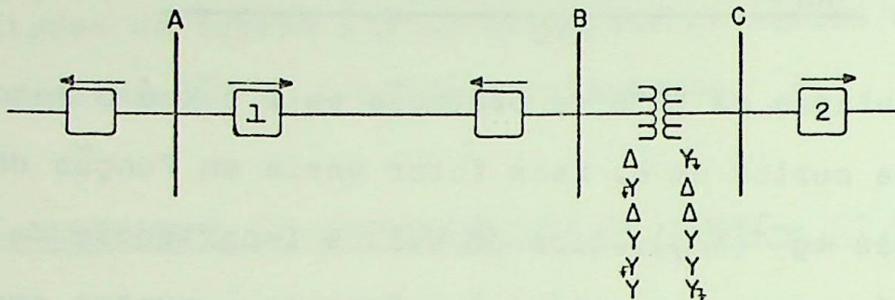


Fig. 14

Vantagem também poderá ser tirada muitas vezes em linhas terminadas em transformadores de três enrolamentos conforme fig. 15.

A contribuição de corrente de terra da barra A para a barra B é geralmente menor para um curto na barra C do que para um curto na barra B. Assim, o relé em 1 poderá ser ajusta-

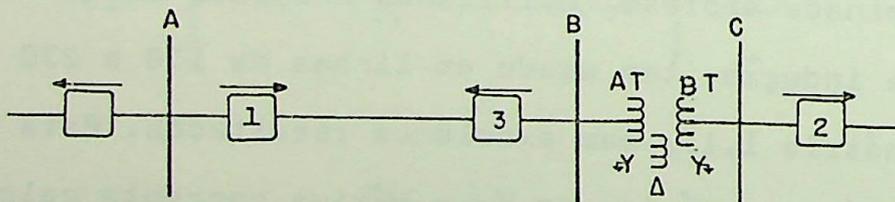


Fig. 15

do para um curto em C ao invés de B, melhorando a sensibilidade da proteção em 1 para curtos na linha AB.

Suponhamos, por exemplo que a contribuição de corrente da barra A seja 1200 ampéres para um curto máximo em B e 500 ampéres para um curto máximo em C. Usando um fator $K = 1,4$ para maior segurança o ajuste da U.I. em 1 seria, para $RTC=120$:

$$I = \frac{500 \times 1,4}{120} = 5,8 \text{ ampéres}$$

O tap 6 A deverá ser usado.

Se utilizarmos apenas o curto em B e $K = 1,15$ teremos:

$$I = \frac{1200 \times 1,15}{120} = 11,5 \text{ A}$$

Idênticas considerações aplicam-se também a linhas terminadas em trafos estrêla aterrado-estrêla aterrado.

- UNIDADE TEMPORIZADA (U.I.)

O objetivo desta unidade é oferecer proteção para defeitos fase-terra na porção da linha fora do alcance da proteção instantânea, bem como oferecer proteção de backup remoto à proteção de vanguarda.

A proteção temporizada em 2, por exemplo deve alcançar defeitos mínimos em C afim de oferecer proteção de backup

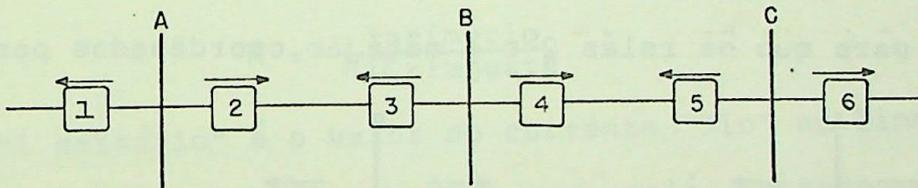


Fig. 16

para falhas da proteção em 4. Como nos curtos circuitos, principalmente na fase-terra, pode-se conhecer os valores máximos da corrente mas nunca os mínimos, o ajuste da proteção de terra deve ser bem sensível de maneira a atuar para defeitos mínimos, com resistência de arco e de defeito na zona protegida. Felizmente, no entanto, devido ao fato de as correntes de terra serem elevadas nos sistemas multi-aterrados e os relés de terra serem ajustados independentes das correntes de carga, os mesmos

apresentam elevada sensibilidade, extendendo seu alcance a uma região bastante ampla do sistema elétrico. Os sistemas de transmissão são bastante equilibrados, não constituindo a corrente de desequilíbrio uma limitação ao ajuste dos relés de terra. Essa limitação existe, entretanto, para os sistemas de distribuição, não sendo recomendados ajustes para correntes abaixo de 1% da corrente de linha.

Na escolha do tap, deve-se levar em consideração o burden que será imposto ao TC para faltas próximas ao relé, a fim de se evitar descoordenação devido à completa saturação do mesmo. Uma vez fixado o tap, deve-se procurar coordenar este relé com os relés das linhas adjacentes. Para que dois relés de sobrecorrente estejam coordenados para quaisquer valores de corrente, eles devem estar coordenados para a máxima corrente que passar pelos dois para uma mesma falta. Referindo-se à fig. 17, a condição para que os relés 2 e 4 estejam coordenados para quais

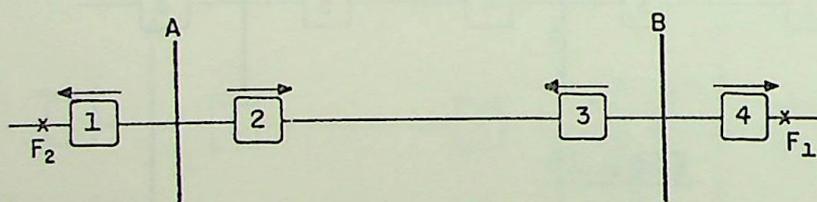


Fig. 17

quer valores de corrente é que estejam coordenados para um curto fase-terra máximo em F1. A pior condição de coordenação para os relés 1 e 3 é um curto fase-terra máximo em F2. Para qualquer outro ponto de curto à direita de B as correntes que atravessam os relés 2 e 4 serão menores que para o curto em F1 e os relés estarão coordenados. Da mesma forma estes relés estarão coorde-

nados para qualquer valor de curto em F1 (curtos mínimos). Os tempos de operação da unidade temporizada dos relés de sobre-corrente para os diversos valores de corrente é obtido através de curvas tempo corrente conforme fig. 18 abaixo

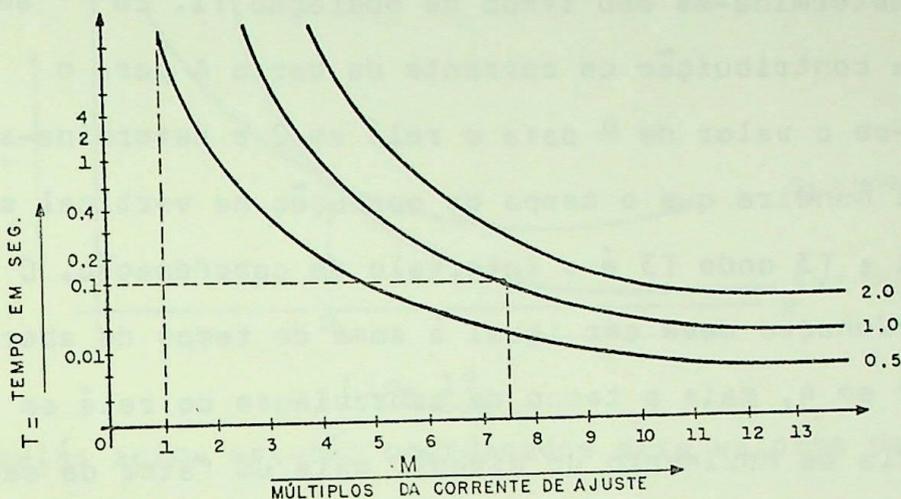


Fig. 18

Para um dado valor de corrente primária o múltiplo M, da corrente de ajuste do relé será:

$$M = \frac{I_{\text{primário}}}{R_{TC} \times I_{\text{ajuste}}}$$

onde "I primário" é o valor da corrente "3Io" na linha, e "I ajuste" é o valor de ajuste do tap do relé. Se temos o valor de M e um tempo de operação desejado, a curva a usar nos é dada pela interseção da linha vertical em M com a horizontal em T. Se temos o valor de M e a curva, encontramos o tempo de operação levantando-se a vertical em M até a curva fixada e traçando-se a partir desse ponto uma horizontal que irá determinar no eixo T, o tempo de operação do relé. Nota-se na fig. 18 que o intervalo de tempo entre as curvas é menor para maiores valores de M. Esta é a razão de usarmos a máxima corrente para coordenação de dois relés. Para qualquer valor de corrente menor o interva-

entre as curvas dos dois relés irá aumentando e portanto o intervalo de coordenação entre os relés também aumentará.

Assim para se coordenar o relé em 2 com o relé em 4, calcula-se o curto em F1, calcula-se o valor de M para o relé em 4, e determina-se seu tempo de operação T1. Em seguida calcula-se a contribuição de corrente da barra A para o curto F1, calcula-se o valor de M para o relé em 2 e determina-se uma curva de tal maneira que o tempo de operação na vertical em M seja $T2 = T1 + T3$ onde T3 é o intervalo de coordenação. O intervalo de coordenação deve ser igual à soma do tempo de abertura do disjuntor em 4, mais o tempo de sobreviagem do relé em 1 (devido à inércia de movimento do disco), mais um fator de segurança. O tempo de sobreviagem varia com o valor de M e é diferente para relés de diferentes características. Os tempos dos disjuntores variam de 2 a 8 ciclos. Assim onde não se dispõe de dados precisos um intervalo de coordenação de 0,4 seg é geralmente usado. Se valores exatos são conhecidos intervalos menores podem ser usados. Para disjuntores de tempo de operação igual a 3 ciclos e relés de sobrecorrente de baixo tempo de sobreviagem, intervalos de coordenação da ordem de 0,2 seg tem sido usados sem maiores problemas.

O critério de máxima corrente para coordenação no entanto falha quando se coordenam relés de diferentes características.

Considere na fig. 17, a coordenação de relé de características inversa em 2 com um relé de característica muito inversa em 4. Conforme mostrado na fig. 19, as características desses dois relés não são apropriadas para a coordenação.

As curvas tempo corrente se cruzam para baixos valores de corrente devido a natureza diversa de suas variações. Neste caso devemos fazer o estudo de coordenação para toda a faixa de variação de correntes.

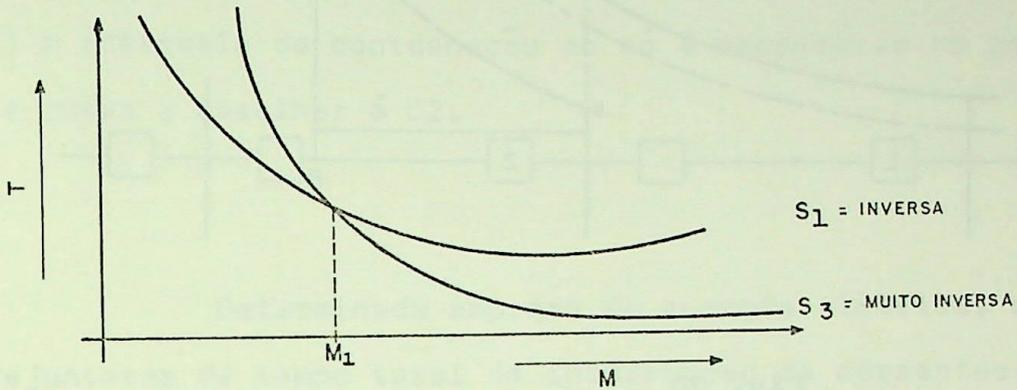


Fig. 19

Os relés acima estarão coordenados para valores de M maiores que M_1 e descoordenados para valores de M menor que M_1 . Esta é a grande desvantagem de se usar relés de características diferentes. A coordenação só é possível diminuindo-se a sensibilidade ou aumentando o tempo de operação dos relés. Todas as considerações interiores à respeito de terminação de linha em trafos com conexão delta ou estrêla isolada aplicam-se igualmente ao ajuste da unidade temporizada. Até aqui tratamos da coordenação das unidades instantânea e temporizada isoladamente. Esta entreteção não é uma boa prática para a coordenação de relés de sobrecorrente. A performance da proteção pode ser sensivelmente melhorada se levarmos em conta na coordenação da unidade temporizada a região da linha adjacente sob proteção da unidade instantânea da proteção daquela linha. Considere na fig. 20 abaixo a coordenação dos relés 1 e 2.

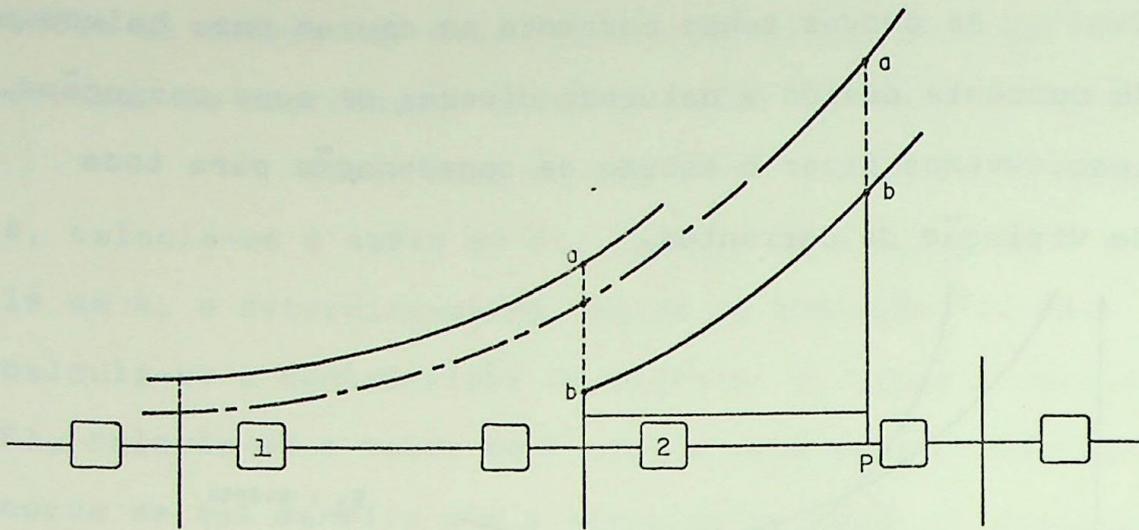


Fig. 20

Para coordenarmos a unidade temporizada do relé em 1 com a unidade temporizada do relé em 2 sem considerar a unidade instantânea em 2, a curva a escolher para o relé em 1 será a curva cheia mostrada na fig. 20 de maneira a se obter o intervalo de coordenação desejado ab . Se no entanto considerarmos a unidade instantânea em 2, as unidades temporizadas só necessitam coordenar na região da linha além do alcance da proteção instantânea em 2, ou seja no ponto P mostrado na fig. 20.

A curva escolhida para essa nova condição é a linha pontilhada mostrada na fig. 20.

Obtem-se assim uma redução nos tempos de operação da unidade temporizada.

Uma melhor visualização pode ser obtida analisando-se o diagrama tempo-corrente abaixo

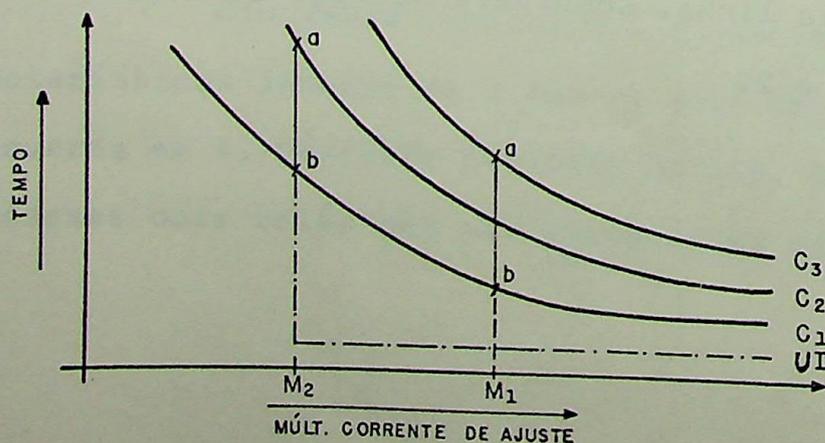


FIG. 21

A curva C1 é do relé em 2 (fig. 20). Se não considerarmos a U.I. em 2 a curva a escolher para o relé em 1 é a curva C3, de maneira a se obter o intervalo de coordenação ab no ponto M1. Se considerarmos a U.I. (linha pontilhada da fig. 21) o intervalo de coordenação ab só é necessário no ponto M2, e a curva a escolher é C2.

Determinada empresa de energia elétrica, usando disjuntores de tempo total de interrupção de correntes da ordem de 3 ciclos e usando relés de característica muito inversa ajustou a proteção de terra de todo o seu sistema 138 kV e 230 kV (cerca de 1000 km de linhas) baseada nos seguintes critérios:

- 1 - Unidade Instantânea - ajuste para curtos máximos na barra adjacente com fator de assimetria 1,15.
- 2 - Unidade Temporizada - ajuste de maneira a operar em 0,2 seg para curtos máximos na barra adjacente (fig. 22).

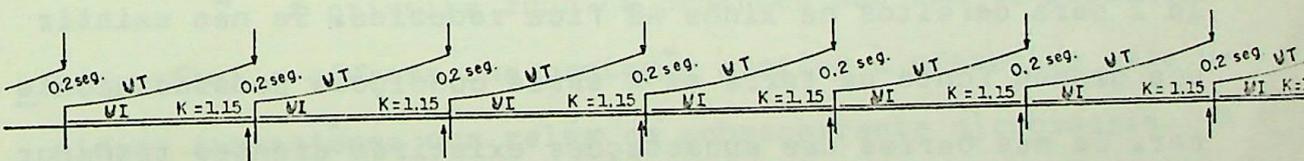


Fig. 22

Estatísticas feitas sobre um período razoável de tempo demonstraram excelente resultado, com índice de descoordenação igual a zero e índice de atuação da unidade instantânea da ordem de 85%.

- RELÉ DE SOBRECORRENTE DE TERRA

É o relé mais difícil de ser ajustado, o que mais requer reajuste, e o que apresenta a pior performance da proteção. Todas as considerações feitas para o relé direcional de sobrecorrente de terra aplicam-se integralmente ao relé de sobrecorrente. Este apresenta no entanto um problema adicional— devido ao não conhecimento da direção da corrente a coordenação deve ser efetuada para ambas as direções com relação ao relé. Referindo-se à fig. 23, a unidade instantânea do relé 2 não deve alcançar curtos máximo em F1 e nem em F2. Deve ser

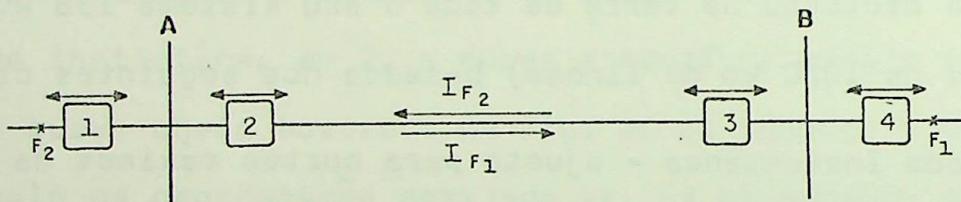


Fig. 23

ajustada portanto para a corrente que for maior, I_{F1} ou I_{F2} .

Se I_{F2} for maior que I_{F1} o alcance da U.I. do relé 2 para defeitos na linha AB fica reduzida. Se não existir uma grande fonte de terra em A essas condições poderão acontecer. Se nas barras das subestações existirem grandes transformadores com neutro aterrado, as correntes na direção de operação desejada serão maiores, e diz-se nestas condições que o sistema possui uma inerente característica direcional. A unidade temporizada do relé 2, por uma vez, deve coordenar com o relé 4 para curtos em F1 e também com o relé 1 para curtos em F2. Isto só é possível muitas vezes às custas da redução da velocidade da proteção.

Mesmo quando a característica do sistema é favorável

vel e um bom ajuste é conseguido, o mesmo não é confiável. A retirada de um transformador por exemplo, pode determinar uma completa mudança na distribuição das correntes de terra nas barras próximas e tornar a proteção de sobrecorrente em algum ponto inadequada. Por essas e várias outras razões o emprego da proteção de sobrecorrente para linhas é limitado aos circuitos de distribuição e outros de pouca importância.

- RELÉ DE DISTÂNCIA DE TERRA (21 N)

Devido as vantagens que oferece o relé de distância de terra vem tendo crescente aplicação na proteção de linhas de transmissão. Embora exista uma grande variedade de relés de distância de terra, incorporando, unidades adicionais como unidades de sobrecorrente para partida e retaguarda do relé, partida por sub impedância etc, um bom esquema de proteção de distância é constituído basicamente por três zonas de proteção através do uso de três unidades de medição de impedâncias.

A primeira zona de proteção não tem temporização proposital e oferece uma proteção similar à oferecida pela unidade instantânea dos relés de sobrecorrente direcionais. A qualidade da proteção oferecida é entretanto melhor, porque é baseada na relação da tensão para a corrente no ponto de localização do relé, tornando a medição da distância mais precisa e independente de variações na corrente. Também, os relés de distância para primeira zona de proteção incorporam circuitos adicionais que praticamente eliminam o sobrealcance transien-

te causado pelas correntes assimétricas.

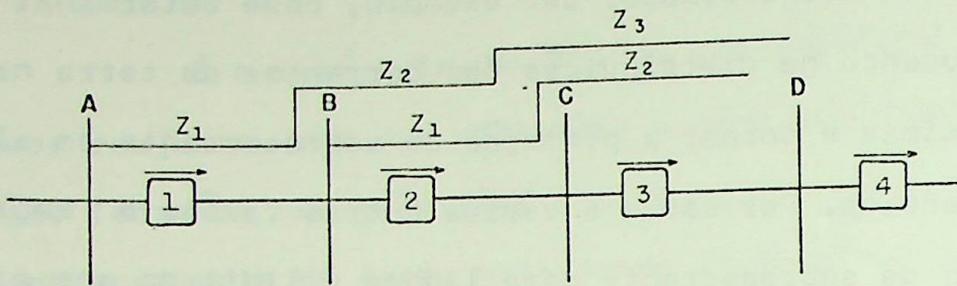


Fig. 24

Desde que não há temporização proposital o relé 1 (fig. 24) é geralmente ajustado para uma impedância igual a 90% da impedância da linha AB, afim de evitar descoordenação com a primeira zona do relé 2, devido à imprecisão dos dados, erro devido a não correspondência entre os valores calculados e os valores de ajuste do relé etc.

A relação entre a impedância primária (da linha) e impedância secundária (referida ao circuito do relé) é dada pela fórmula:

$$Z_{sec} = Z_{pri} \times \frac{RTC}{RTP}$$

onde Z_{pri} pode ser Z_1 ou Z_0 segundo o relé seja compensado por corrente ou tensão.

Dependendo da importância da linha, alguns engenheiros de proteção defendem o ajuste da 1ª zona para 100% da linha, baseados nas seguintes considerações.

- 1 - Erros de TC's e resistências de arco agem sempre no sentido de diminuir o alcance de um relé de distância.
- 2 - Devido a catenária da linha a mesma apresenta uma impedância sempre um pouco maior do que a calculada.
- 3 - Os relés de primeira zona incorporam circuitos adicionais

que tornam praticamente nulo o sobrealcançe transiente devido às correntes assimétricas.

- 4 - É possível manter o erro de ajuste do relé sempre inferior a 0,5%.
- 5 - A probabilidade de defeitos próximo ao terminal adjacente é pequena.

Assim corre-se um risco de descoordenação pequeno mas aumenta-se a percentagem de defeitos na linha eliminados pela proteção de 1ª zona.

Evidentemente em linhas de grande importância, onde uma descoordenação seria danosa ao sistema, o ajuste convencional deve ser usado. A função da segunda zona de proteção é oferecer proteção para defeitos, inclusive com arco, no trecho final da linha. Assim o alcance da segunda zona deverá ser estendido além do terminal adjacente, e necessita ser temporizado a fim de que coordene com a primeira zona de proteção de linha adjacente. O mínimo valor de ajuste da segunda zona varia em função da linha protegida. Para linhas médias e longas o ajuste para uma impedância igual a 120% da impedância da linha é julgado suficiente. Para linhas curtas valores maiores são recomendados. Se a linha adjacente é também uma linha média ou longa, o alcance da 2ª zona pode ser estendido até 70% desta linha. Nestes casos, a 2ª zona oferecerá proteção de backup remoto para defeitos nos 70% iniciais da linha adjacente. O intervalo de coordenação será função apenas do tempo total de eliminação do defeito (relé+disjuntor) pela proteção de primeira zona da linha adjacente. Disjuntores a óleo de alta tensão apresentam tempo

total de operação e extinção do arco da ordem de 3 ciclos. Relés de distância eletromecânicos operam geralmente em tempos da ordem de 1 a 2 ciclos. Como não há disco de indução, a sobreviagem não existe para relés de distância. A temporização é conseguida através de um relé de tempo, estático, de boa precisão. Assim intervalos de coordenação da ordem de 0,20 seg são bastante razoáveis. O ajuste da 2ª zona torna-se um pouco mais problemático quando a linha adjacente é curta e tem uma impedância pequena em relação à linha em estudo. Neste caso, ajustando a 2ª zona da linha em estudo em 120%, estamos extendendo o seu alcance além do alcance da primeira zona da linha adjacente (fig. 25). Neste caso teremos que coordenar as 2ªs

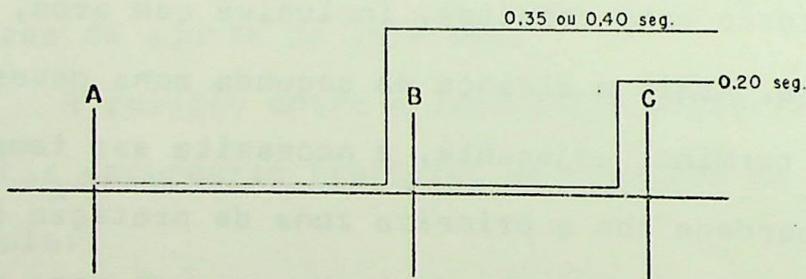


Fig. 25

zonas de proteção. Esta coordenação não acarreta grandes problemas devido aos pequenos intervalos de coordenação permitidos. A 2ª zona de proteção deve coordenar também com a proteção diferencial de barra, proteção diferencial do transformador e proteção de falha de disjuntor na barra adjacente à linha protegida. Altos tempos de operação dessas proteções poderão levar a um aumento da temporização da 2ª zona. A função da 3ª zona de proteção é oferecer proteção de retaguarda para as linhas adjacentes. Seu alcance deve ir além do 2º terminal adjacente e normalmente é estendida até o 3º ou mais, depen-

dendo da impedância das linhas adjacentes, com temporização ' 0,2 a 0,4 seg acima da temporização da 2ª zona. Devido ao grande alcance desta zona, deve ser verificado se ela não alcança o secundário ou terciário de algum transformador conectado às barras adjacentes. Caso isto aconteça e as proteções desses circuitos sejam lentas (sobrecorrente por exemplo) deve-se adotar, de acordo com o estudo de cada caso em particular, uma das duas soluções abaixo:

- Redução do alcance da 3ª zona de maneira a não alcançar o circuito em questão.
- Aumento da temporização da 3ª zona de maneira a coordenar com a proteção desses circuitos.

A não observância desse aspecto poderá causar a abertura incorreta do sistema de transmissão para defeitos em circuitos de distribuição, com consequências desastrosas para o sistema.

Da mesma maneira que para os relés de sobrecorrente, vantagens podem ser tiradas em linhas terminadas em transformadores. Relés de distância operados por quantidades de sequência zero serão insensíveis à faltas à terra além de um transformador com enrolamento em delta ou estrela isolada e poderão ser ajustados de maneira bem sensível. Neste caso não é necessário temporização para a 2ª zona de proteção, e os ajustes da 1ª e 2ª zona poderão ser iguais. Relés de distância de terra com compensação por corrente e bloqueio para defeitos de fase poderão ser ajustados da mesma maneira. Se o relé puder enxergar faltas à terra no secundário do transformador,

poderá ser ajustado para uma impedância igual à soma da impedância da linha mais 70% da impedância do trafo no tap de menor impedância. A 1ª e 2ª zonas poderão ter o mesmo ajuste acima e a temporização para a 2ª zona também neste caso é dispensada. Com esses ajustes a proteção ficará bem mais sensível para defeitos na linha e oferecerá excelente backup remoto para defeitos no trafo.

4.5 - TRANSFORMADORES

- TRANSFORMADOR DE FORÇA

As principais proteções usadas para a proteção de transformadores contra curtos operam indistintamente para curtos de fase ou envolvendo a terra. Embora o relé diferencial não receba quantidades de sequência zero, ele recebe as quantidades das sequências positiva e negativa presentes em um curto à terra e portanto oferece completa proteção para curtos à terra no transformador. Desde que o curto à terra provoque a formação de gases haverá a atuação do relé BUCHHOLZ. Este relé apresenta tempos de atuação da ordem de 0,5 ciclo.

Os relés de sobrecorrente de fase oferecerão proteção de retaguarda local para curtos à terra no transformador já que eles serão percorridos pela corrente de fase ($I_1 + I_2 + I_0$) desse curto. Evidentemente estes relés possuem altos ajustes e altos tempos de operação e a proteção oferecida será de péssima qualidade.

Como o neutro aterrado de um transformador constitui um caminho de retorno para as correntes de um curto à terra, o mesmo poderá ser percorrido por altas correntes quando da ocorrência de curtos à terra nas linhas próximas. A maneira de se calcular o valor dessas correntes já foi dada nos capítulos anteriores. Se houver falha da proteção das linhas, essas correntes poderão circular por um tempo muito longo e representar um real perigo para o transformador. Um relé de sobrecorrente é então geralmente colocado no neutro dos trans

formadores com o objetivo de oferecer proteção de backup para curtos externos. Este relé deve ser coordenado com os relés de linha e o seu ajuste deve ser feito de tal maneira que a sua curva corrente tempo de atuação fique abaixo da curva tempo corrente máxima permitida do transformador. Para transformadores imersos em óleo e refrigeração natural a norma ANSI C57.92-06.200 fornece a seguinte curva tempo corrente máxima.

Tempo	Múltiplos de Inominal*
2 s	25,0
5 s	16,0
10 s	11,3
20 s	8,00
30 s	6,70
60 s	4,75
2 min	4,00
5 min	3,00
30 min	2,00

Tabela 1

* Inominal = corrente nominal correspondente à potência com refrigeração natural.

Evidentemente esta corrente se refere a correntes trifásicas equilibradas e não pode, rigorosamente, ser aplicada

da a correntes de curtos monofásicos. Serve no entanto como uma referência grosseira, apenas com o objetivo de dar uma ordem de grandeza. Como não existe impedância entre o transformador e a barra da subestação para diferenciação das correntes de curto circuito, a unidade instantânea deste relé deve ser invariavelmente bloqueada. Este relé atua na chave de bloqueio (86) do transformador, que abre todos os circuitos a ele conectados. Para grandes transformadores isto poderá acarretar de sastrosas consequências para o sistema, através da retirada de grandes fontes de geração, partição do sistema em pontos não adequados etc. Assim a coordenação com os relés de linha deve ser feita de maneira bastante segura.

- TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO

Transformadores de aterramento são usados nos circuitos em delta dos transformadores de potência para prover uma conexão à terra nestes circuitos e permitir a circulação de correntes para curtos a terra, bem como manter as sobretensões nas fases não faltosas dentro de limites especificados. Desde que a corrente total de um curto à terra no circuito em delta deve retornar pelo neutro do transformador de aterramento, o mesmo deve ser especificado para a máxima corrente de curto que possa ocorrer. A especificação é geralmente dada em termos de corrente máxima no neutro por 1 minuto. Um relé de neutro geralmente de característica "inverso tempo longo" é colocado em seu neutro com a função de prover proteção de retaguarda para curtos nos alimentadores (fig. 26) protegendo

assim o próprio transformador de aterramento no caso de falha da proteção do alimentador. Deve ser ajustado de maneira que a curva tempo x corrente fique abaixo da curva do transformador.

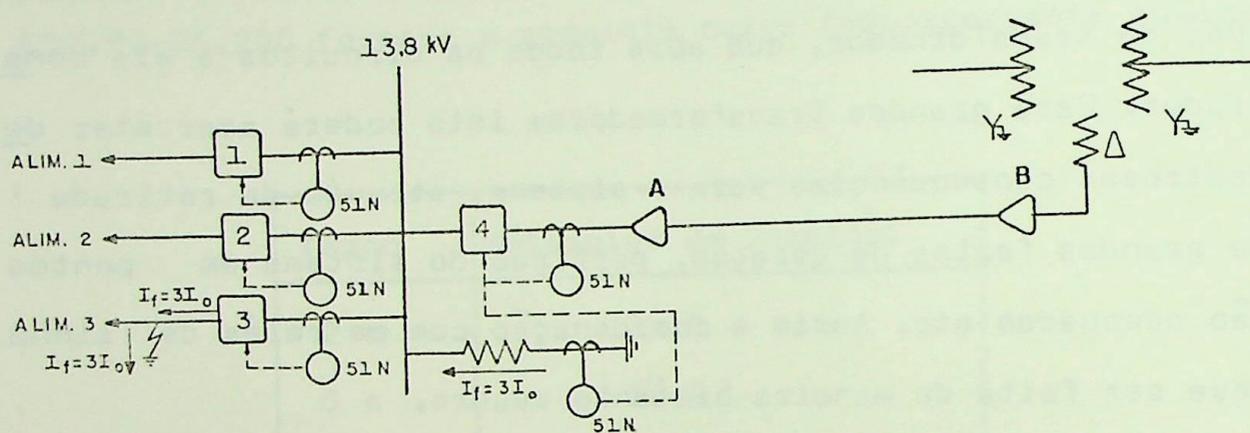


Fig. 26

Algumas vezes um relé de neutro é colocado no circuito geral 13,8 kV conforme mostrado na fig. 26. Esse relé é insensível a curtos à terra nos alimentadores por estar no circuito em delta do transformador. O circuito de sequência zero fica limitado apenas ao transformador de aterramento e alimentadores, conforme mostrado na fig. 26. A proteção de fase em 4 será, no entanto, sensível às contribuições das sequências positiva e negativa ($I_1 + I_2$) desse circuito para a falta e poderão oferecer também proteção de backup para o curto à terra nos alimentadores. Esta proteção não é entretanto confiável em virtude dos relés de fase em 4 serem ajustados para a carga total ligada ao enrolamento, e em virtude da falta à terra ser limitada a baixos valores pela alta impedância de sequência zero do transformador de aterramento. O relé de neutro em 4 será no entanto sensível a correntes de desequilíbrio provocadas por cargas não balanceadas nos alimentadores, ou não

fechamento de um dos polos de seu disjuntor ou chave seccionadora. Este relé atuará, em conjunção com o relé do transformador de aterramento, para faltas à terra no trecho AB (fig.26) geralmente constituído por um cabo que conecta o enrolamento em delta do transformador ao barramento dos alimentadores. Neste caso, ele deverá coordenar com o relé de neutro do transformador de aterramento para facilitar a localização do defeito pelo pessoal da operação. Este relé não tem realmente muita utilidade e sua aplicação é bastante discutida.

PROTEÇÃO TANQUE-MASSA

Onde a proteção diferencial não é justificada economicamente, a proteção tanque-massa é geralmente usada. O tanque do transformador é isolado da terra exceto por uma conexão através de um TC cujo secundário alimenta um relé de sobrecorrente (fig. 27).

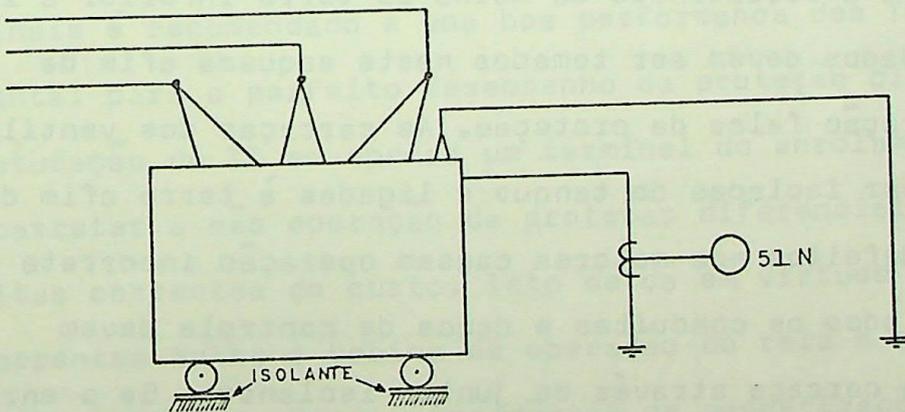


Fig. 27

Este relé atuará toda vez que a carcaça for energizada, o que poderá ocorrer quando de um flashover da linha para o tanque ou defeitos à terra internos no transformador.

É insensível a defeitos entre espiras ou entre fases. Como a maioria dos defeitos entre fase em um transformador acaba envolvendo a terra, haverá atuação desta proteção, embora muitas vezes tardiamente.

A linha Francesa de proteção demonstra grande preferência por esse esquema, usando-o em substituição à proteção diferencial mesmo para transformadores de grande importância.

Vários tipos de ligação do neutro e tanque à terra existem, como o uso de duas malhas de terra distintas, uma só conexão à terra para tanque e neutro etc. Entretanto a mais segura e portanto mais usada é a conexão separada do tanque e neutro à uma malha de terra comum, conforme ilustrado na fig. 27.

Para o bom funcionamento desta proteção a resistência de isolamento entre o tanque e terra deverá ser superior a 10 ohms, e a resistência da malha de terra inferior a 1 ohms. Vários cuidados devem ser tomados neste esquema afim de se evitar operação falsa da proteção. As carcaças dos ventiladores devem ser isoladas do tanque e ligadas à terra afim de evitar que defeitos nos motores causem operação incorreta da proteção. Todos os conduites e cabos de controle devem ser isolados da carcaça através de juntas isolantes. Se o enrolamento terciário do transformador não estiver sendo utilizado, deve ser ligado à terra além do ponto de instalação do TC e não no tanque do transformador.

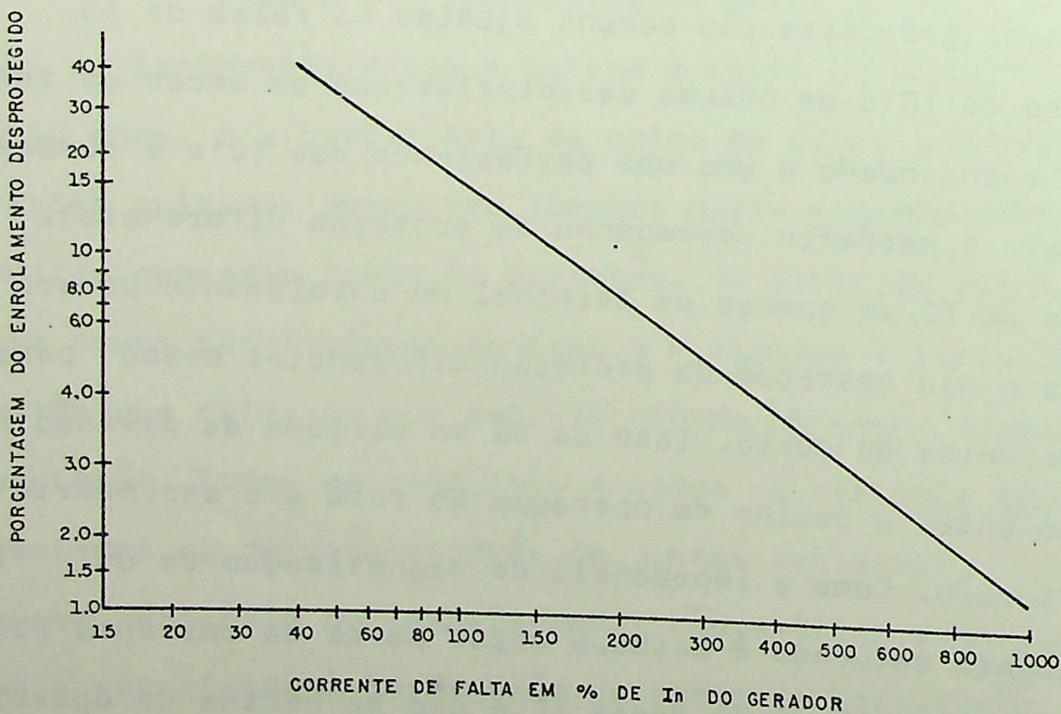
4.6 - GERADORES

- ENROLAMENTO DO ESTATOR

Se ambos os terminais de cada enrolamento são acessíveis, a proteção diferencial convencional poderá ser aplicada aos enrolamentos do estator. Máxima sensibilidade será obtida usando TC's com corrente primária nominal igual à corrente nominal do gerador. Devido à pequena sobrecarga permitida para o gerador, é prática comum usar TC's com corrente nominal igual a 125% da nominal do gerador. Desde que para o gerador não existe erro devido à comutação de taps, por não possui-la, o relé diferencial pode ser ajustado de maneira bem mais sensível do que para os transformadores. Enquanto para estes ajuste de "percent slope" na faixa de 25 a 35% são usuais, para os geradores são comuns ajustes na faixa de 10 a 15%. O uso de TC's de mesmas características em ambos os terminais é recomendado e uma boa performance dos TC's é fundamental para o perfeito desempenho da proteção diferencial. A saturação do TC em apenas um terminal do enrolamento poderá acarretar a não operação da proteção diferencial mesmo para altas correntes de curto. Isto se dá em virtude da divisão de correntes entre a bobina de operação do relé e o secundário do TC saturado. Como a impedância de magnetização de um TC completamente saturado é baixa, a maior parte da corrente fluirá no circuito secundário desse TC e não na bobina de operação, aumentando assim a restrição e diminuindo a corrente de operação do relé. Se a corrente de um curto fase-terra nos termi-

nais de um gerador for no mínimo igual à corrente nominal do mesmo, a proteção diferencial será sensível para defeitos à terra em qualquer ponto do enrolamento à partir dos 20% iniciais (contatos a partir do neutro), aproximadamente. A percentagem exata depende da relação de TC's utilizada, dos valores de corrente de curto e da corrente de carga, já que esta última flui na bobina de restrição do relé. (ver problemas 2 e 3)

A figura 28 mostra a relação entre a percentagem de enrolamento desprotegido e valores de corrente de curto em percentagem da corrente nominal do gerador, para um determinado gerador em particular. Esta proteção é considerada suficiente já que com 20% ou menos da tensão nominal aplicada ao isolamento, é muito pouco provável que uma falta à terra aconteça. Se no entanto acontecer, ela se desenvolverá e quando atingir os 20 %



REF. MASOU pág. 201

Fig. 28

do enrolamento causará a operação do relé.

Tentar diminuir a percentagem do enrolamento desprotegido através de um ajuste extremamente sensível da proteção diferencial não é recomendado, porque o risco de falsa operação para curtos externos também aumentará, em virtude dos diferentes graus de precisão dos TC's. O uso de relés diferenciais de percentagem variável diminuirá entretanto o risco acima, devido a alta restrição causada pelas correntes de curto. Como o sistema de potência é aterrado, as conexões dos TC's nos dois lados do gerador deve ser estrela-estrela para geradores em estrela e delta-estrela para geradores em delta. Se somente os terminais de saída do enrolamento forem acessíveis, a proteção diferencial de fase não poderá ser aplicada, já que as correntes não podem ser comparadas nos dois lados do enrolamento. Se entretanto esse gerador for aterrado solidamente ou através de baixa impedância, um relé diferencial para proteção de faltas à terra, usando quantidades de sequência zero, poderá ser usado, conforme mostrado na fig. 29.

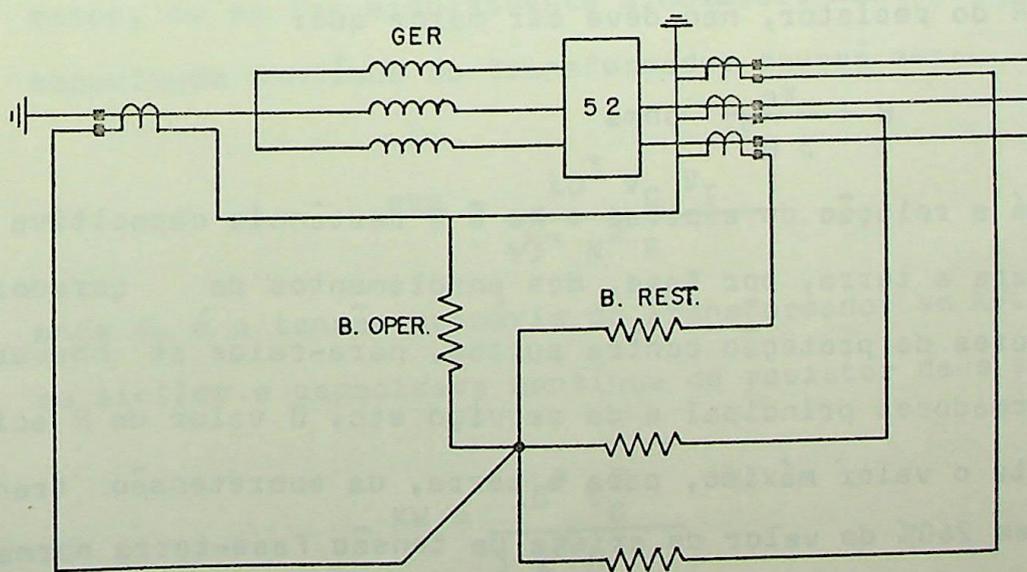


Fig. 29

Para geradores não aterrados ou aterrados através de alta impedância, de tal maneira que o valor de um curto à terra no terminal do gerador seja menor que sua corrente nominal, a proteção diferencial não oferecerá uma segura e completa proteção contra falhas à terra, devendo ser complementada por proteções mais sensíveis. Uma dessas proteções para um gerador com neutro aterrado será descrita abaixo.

O gerador é aterrado através do enrolamento da alta tensão de um transformador de distribuição, em cujo secundário é conectado um resistor e um relé de sobretensão (fig. 30).

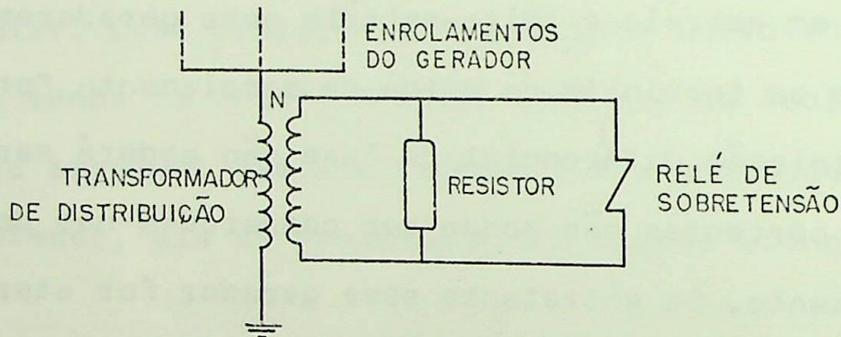


Fig.30

Testes indicaram que para evitar altas sobretensões transientes devido a problemas de ferrorressonância, a resistência R do resistor, não deve ser maior que:

$$R = \frac{X_c}{3 N^2} \text{ ohms}$$

onde N é a relação de espiras e X_c é a reatância capacitiva total para a terra, por fase, dos enrolamentos do gerador, capacitores de proteção contra surtos, para-raios se houver, transformadores principal e de serviço etc. O valor de R acima limita o valor máximo, para a terra, da sobretensão transiente em 260% do valor de crista da tensão fase-terra normal.

Valores menores de R podem ser usados. A sensibilidade do relé decresce com o valor de R, bem como decresce a possibilidade de operação do mesmo para faltas no lado da baixa tensão dos TP's do gerador. Por esta razão e para simplificar o cálculo do valor do resistor, sugere-se que se escolha um resistor de valor tal que limite a corrente de neutro a 15 ampéres, desprezando o efeito de Xc. O novo valor de R então será:

$$R = \frac{10^3 V_G}{15\sqrt{3} N^2} \text{ ohms}$$

onde V_G é a tensão fase-fase do gerador em KV. Para evitar grande corrente de magnetização no transformador de distribuição, a tensão nominal do enrolamento primário do transformador deve ser no mínimo igual a 1,5 vezes a tensão fase-neutro do gerador. A tensão nominal do enrolamento secundário poderá ser 120, 240 ou 480V, dependendo da tensão nominal do relé de sobretensão. A capacidade nominal do transformador e resistor depende se o relé irá operar os disjuntores principal e de campo, ou se irá simplesmente sinalizar. Neste último caso a capacidade contínua do transformador deverá ser:

$$KVA = \frac{10^3 V_G V_T}{\sqrt{3} N^2 R}$$

onde V_T é a tensão primária do transformador em KV. De maneira similar a capacidade contínua do resistor deve ser:

$$KW = \frac{10^3 V_G^2}{3 N^2 R}$$

Se o relé operar os disjuntores do gerador, valores menores são permitidos. O transformador poderá ser especificado para capacidade em 1 minuto, que será 21% da capacidade contínua determinada, e o resistor poderá ter sua potência especificada para 1 minuto.

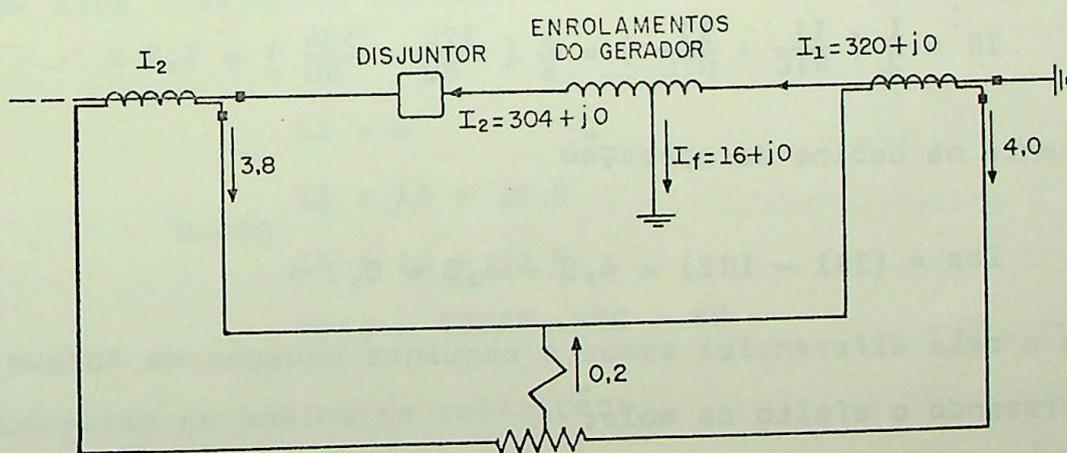
A decisão de abrir os disjuntores ou apenas sinalizar envolve vários aspectos. Sob condições de falta a tensão fase-terra nas outras partes do isolamento cresceria para $\sqrt{3}$ vezes a normal, crescendo pois o risco de se desenvolver outra falta fase-terra, esta se desenvolver em fase-fase e sérios danos ser causados ao gerador. Por outro lado, mesmo para uma corrente baixa, as laminações do estator poderão ser danificadas se se permitir ao gerador que continue operando com uma falta fase-terra em seus enrolamentos. Baseados nestes aspectos seria melhor que o relé operasse os disjuntores, imediatamente. Sobre outro ponto de vista, se o relé soar um alarme, o operador imediatamente tomará, junto aos órgãos do despacho de carga, as providências necessárias para que o gerador possa ser retirado de serviço para verificações, sem prejuízo ao sistema. A retirada subita de um gerador de grande porte pode causar deficiências de geração, rejeições de carga no sistema e consequente perda de toda a geração, entre outros aspectos negativos. Assim, a decisão a tomar depende da importância e do efeito do gerador sobre o sistema, bem como dos critérios particulares de cada empresa.

Determinadas companhias dispensam o transformador de distribuição e aterram o neutro simplesmente através de um

TP, no secundário do qual é conectado apenas o relé de sobre-tensão. A máxima corrente que pode fluir para um curto a terra é 71% daquela usando o esquema anterior com o maior valor de R permissível. Assim não há diferença apreciável de correntes. A principal desvantagem deste método é que não se pode saber se perigosas sobretensões transientes irão ocorrer. As principais vantagens são a simplicidade e o preço.

PROBLEMA 2

A figura abaixo mostra um relé diferencial percentual aplicado à proteção dos enrolamentos do estator de um gerador. O relé tem um pickup mínimo de 0,1 A e um inclinação de 10%. Uma falta à terra através de alta resistência ocorreu conforme mostrado, perto do ponto neutro do enrolamento, estando o gerador suprindo carga. Como consequência, as correntes, em ampéres, fluindo em cada terminal do enrolamento do gerador tem os valores e direções mostrados na figura.



Supondo que os TC's na relação 400/5 e sem êrros, irá o relé operar para abrir o disjuntor do gerador nestas condições?

O relé operaria para esse mesmo valor de corrente de falta se o gerador estivesse sem carga, com o disjuntor aberto?

Em um mesmo diagrama mostre a característica de operação do relé e os pontos que representam as correntes de operação e restrição no relé para as duas condições.

Fonte - Mason pag. 69 problema 2.

Solução:

$$\text{mínimo pickup} = 0,1 \text{ A}$$

$$\text{slope} = 10\%$$

$$\text{TC's} = 4.00/5 \rightarrow \text{RTC} = 80$$

$$\text{DADOS} \quad \text{Corrente carga } I_2 = 304 + j0 \text{ A}$$

$$\text{Corrente falta } I_F = 16 + j0 \text{ A}$$

$$\text{Corrente total } I_1 = 320 + j0 \text{ A}$$

Corrente na bobina de restrição:

$$I_R = \frac{1}{2} \left(\frac{I_1}{\text{RTC}} + \frac{I_2}{\text{RTC}} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{320}{80} + \frac{304}{80} \right) = 3,9 \text{ A}$$

Corrente na bobina de operação

$$I_{op} = (I_{R1} - I_{R2}) = 4,0 - 3,8 = 0,2 \text{ A}$$

Para o relé diferencial temos a seguinte equação de torque, desprezando o efeito da mola:

$$T = K_1 (I_1 - I_2)^2 - K_2 \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right)^2 \quad (1)$$

no ponto de equilíbrio $T = 0$, donde

$$(I_1 - I_2) = \frac{K_2}{K_1} \frac{1}{2} (I_1 + I_2) \quad (2)$$

chamando $\frac{K_2}{K_1} = a$ teremos

$(I_1 - I_2) = a \frac{1}{2} (I_1 + I_2)$, que é a equação de uma reta, da forma $y = ax$, onde "a" é a inclinação.

$$a = \text{tgb} = \frac{(I_1 - I_2)}{\frac{1}{2}(I_1 + I_2)}$$

Para o caso em questão o relé operará se "tgb" calculado for maior que 0,1 ou 10%. Assim:

$$a = \text{tgb} = \frac{4,0 - 3,8}{\frac{1}{2}(4,0 + 3,8)} \times 100 = 5,12\%$$

O relé não operará pois a inclinação é inferior a 10%, ou seja a corrente de operação é menor que 10% da corrente de restrição.

3º caso (Disjuntor aberto)

$$I_2 = 0$$

$$\text{DADOS } I_1 = 16 + j0 \text{ A}$$

$$I_F = 16 + j0 \text{ A}$$

$$TC's = 400/5 \rightarrow RTC = 80$$

Corrente na bobina de restrição:

$$I_R = \frac{1}{2} (I_{R1} + I_{R2}) = \frac{1}{2} (0,2 + 0) = 0,1 \text{ A}$$

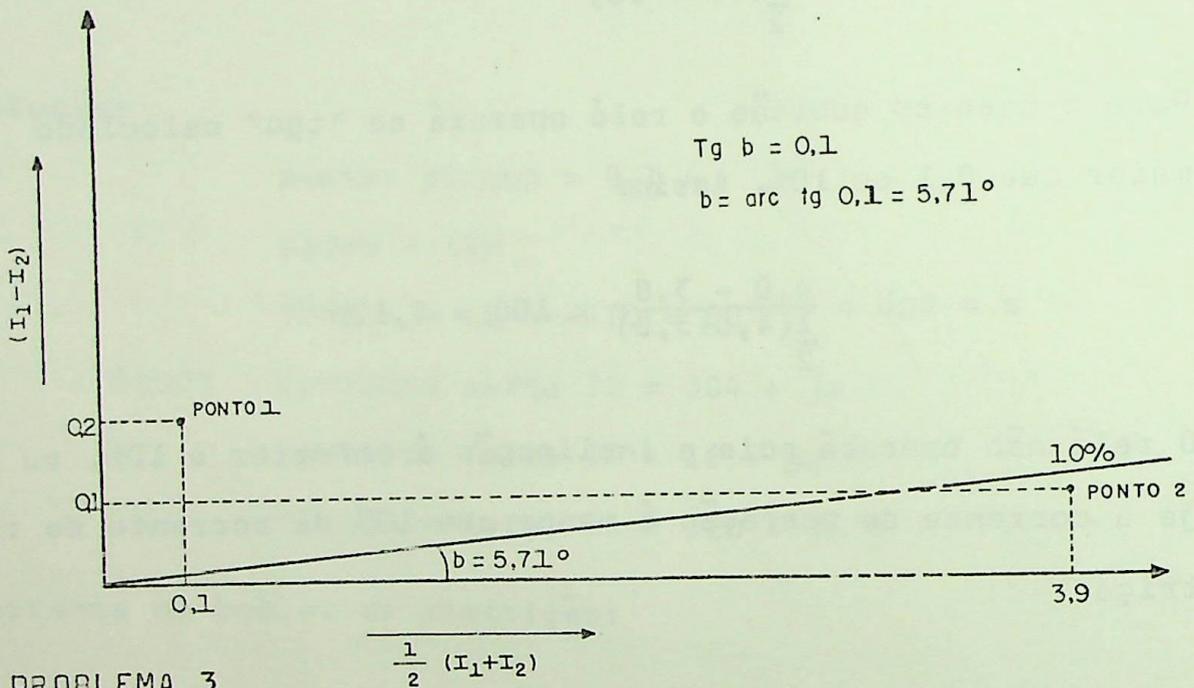
Corrente na bobina de operação:

$$I_{op} = IR_1 - IR_2 = 0,2 - 0,0 = 0,2 \text{ A}$$

$$a = \text{tg} b = \frac{(I_1 - I_2) \cdot 1 \times 100}{\frac{1}{2}(I_1 + I_2)} = \frac{0,2 \times 100}{0,1} = 200\%$$

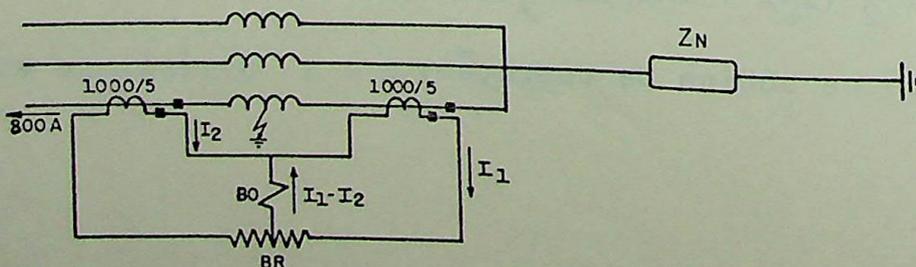
O relé operará.

Diagrama



PROBLEMA 3

Que percentagem do enrolamento do gerador abaixo estará protegido pelo relé diferencial, para uma falta à terra? A sensibilidade do relé é 0,1 A, a declividade ajustada é 10% e o resistor de aterramento limita a corrente de falta a 400 A, para uma falta nos terminais do gerador. Admitir que o gerador está fornecendo 800 A à carga, sob fator de potência unitária, e que os TC's permanecem precisos.



Solução:

Consideraremos que após a ocorrência da falta, o gerador continua fornecendo os 800 A à carga. Assim temos:

$$\text{Antes da falta} \quad I_1 = 4,0 \text{ A}$$

$$I_2 = 4,0 \text{ A}$$

$$\text{Após a falta} \quad I'1 = ?$$

$$I'2 = 4,0 \text{ A}$$

Para as condições acima a mínima corrente $I'1$ capaz de provocar a operação do relé no ajuste de slope 10% será:

$$\frac{(I'1 - I'2)}{\frac{1}{2}(I'1 + I'2)} = 0,1$$

$$20 (I'1 - I'2) = (I'1 + I'2)$$

substituindo $I'2$ por 4 A

$$20 I'1 - 80 = I'1 + 4$$

$$I'1 = 4,4210$$

A corrente de operação será:

$$I_{op} = (I'1 - I'2) = 4,4210 - 4,0 = 0,4210 \text{ A}$$

A percentagem (x) de enrolamento desprotegido pelo relé diferencial nos é dado pela fórmula (4):

$$x = I_{op} \times RTC \times \frac{Z_n \sqrt{3}}{E} \quad (4)$$

Como uma falta à terra nos terminais do enrolamen

to é limitada à 400 ampéres, teremos, desprezando as reatâncias Z_0 , Z_1 e Z_2 do gerador:

$$IF = 400 \text{ A} = \frac{E}{\sqrt{3} Z_n}$$

donde $\frac{Z_n \sqrt{3}}{E} = \frac{1}{400}$

substituindo esse valor em (4) teremos:

$$x = 0,4210 \times 200 \times \frac{1}{400} = 0,2105$$

$$x = 21,05\%$$

A percentagem do enrolamento protegido, nas condições de carga do problema será:

$$p\% = 100 - x\% = 78,95\%$$

Evidentemente a percentagem protegida é variável com a relação de TC e com a corrente de carga, já que esta circula pela bobina de restrição do relé.

ENROLAMENTO DE CAMPO

Por ser um circuito isolado, o enrolamento de campo de um gerador não é diretamente afetado por um curto a terra. Entretanto, a existência de um curto a terra aumenta a solicitação nas outras partes do enrolamento quando tensões são induzidas no campo por transientes no estator. Assim, a probabilidade de uma segunda falha a terra aumenta. Se esta ocorre, parte do enrolamento de campo ficará em by-pass e a corrente

no restante do enrolamento poderá crescer. Isso causará uma não uniformidade dos fluxos de air gap, e conseqüentemente um desbalanceamento da força magnética nos lados opostos do rotor. Dependendo de qual porção do campo ficou em by-pass, severos torques de desbalanceamento poderão ocorrer e desalinhar o eixo do rotor. A segunda falta poderá causar apenas um pequeno torque de desbalanceamento, mas o arco da falta causará aquecimento localizado no rotor e poderá vagarosamente distorce-lo, causando excentricidade e conseqüente vibração em períodos de 30 minutos a 2 horas. Aqui também a decisão sobre sinalizar ou operar o disjuntor aparece, e considerações semelhantes às tecidas para estator se aplicam. Acrescenta-se apenas que grandes danos já ocorreram imediatamente após a 2ª falta acontecer, sem tempo suficiente para que qualquer medida fosse tomada. Assim, caso seja permitido que o gerador continue operando com uma falta à terra no campo, deve ser adicionado equipamento automático para abrir os disjuntores de campo e principal, para amplitudes de vibrações perigosas.

A proteção para falhas à terra no campo consiste em aplicar uma tensão AC ou CC entre o circuito de campo e a terra através de um relé de sobretensão (fig. 31).

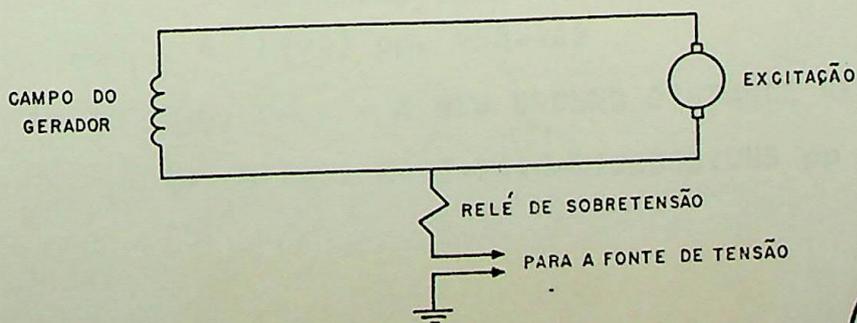
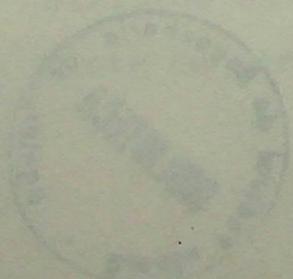


Fig. 31



Para qualquer falha a terra no campo o relé opera rá. Se usarmos uma fonte de CC o relé poderá ser ajustado de maneira mais sensível porque não será necessário considerar a corrente que flui para a terra devido à capacitância do campo para a terra, nem tomar cuidado para evitar a ressonância entre esta capacitância e a indutância do relé.

A maneira mais segura de se conectar o relé ao campo é através de escova no eixo do rotor.



BIBLIOGRAFIA

- MASON, C. RUSSEL - THE ART AND SCIENCE OF PROTECTIVE RELAYING
JOHN WILEY AND SONS INC. N.Y.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION - APPLIED PROTECTIVE RE-
LAYING
- WARRINGTON, A.R. JAN C. - PROTECTIVE RELAYING, JOHN WILEY AND
SONS, INC. N.Y.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION - TRANSMISSION AND DISTRI-
BUTION REFERENCE BOOK - EAST PITTSBURG, PENNSYLVANIA - 1950
- CLARKE, EDITH - CIRCUIT ANALYSIS OF A.C. POWER SYSTEMS - JOHN
WILEY AND SONS, INC. N.Y.
- G.E. NETWORK ANALYZER - SCHENECTADY N.Y. 1950
- GARIN, A.N. - ZERO-PHASE SEQUENCE CHARACTERISTICS OF TRANSFOR
MERS - G.E. REVIEW, VOL 43, MAR. AND APRIL 1940 pp 131-136, '
174-179
- CARSON, JOHN R. - WAVE PROPAGATION IN OVERHEAD WIRES WITH
GROUND RETURN - BELL SYSTEM TECH. J.5: 539-54, 1926
- BLACKBURN, J.L. - GROUND RELAY POLARIZATION - AIEE TRANS., 71
(1952) pp. 1088-1093
- BLACKBURN, J.L. - GROUND FAULT RELAY PROTECTION OF TRANS MIS-
SION LINES - AIEE TRANS. 71(1952) pp. 685-691
- AIEE COMMITTEE - SENSITIVE GROUND PROTECTION - AIEE TRANS - 69
PART I (1950) pp. 473-476
- WOLFE, W.A. - OPERATING EXPERIENCE WITH GROUND DISTANCE RELAYS
AIEE TRANS. 65(1946) pp. 458-462
- GOLDS BOROUGH, S.L. - A NEW GROUND DISTANCE RELAY, AIEE TRANS.
67 PART II(1948) pp. 1442-1446-DISCUSSIONS pp 1446-1447.

