

20/1/74
TESE

04

Metodologia de Coordenação da Proteção de
Sistemas Industriais de Grande Porte

1974 — EFEL

Prof. Amadeu C. Caminha

METODOLOGIA DE COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO
EM
SISTEMAS INDUSTRIAIS DE GRANDE PORTE



Prof. Amadeu Casal Caminha
TESE DE LIVRE DOCÊNCIA

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

- 1974 -

Class. 621.316.9167(043.2)

Cutt. C 183m

Tombo 04

A minha família.

Los meus amigos da EFFT.

PALAVRAS INTRODUTÓRIAS

Em tudo que se refere à proteção dos Sistemas Elétricos, é de bom alvitre aceitar-se que, na realidade, conjugam-se aí, de modo perfeito, ARTE e CIÊNCIA [1]:

"CIÊNCIA é conhecimento sistematizado. ARTE é conhecimento tornado eficiente por habilidade".

Ou seja, ciência é técnica; arte é filosofia.

É com essa idéia básica que se inicia este trabalho, no qual serão expostos princípios filosóficos sobre coordenação e seletividade, técnicas básicas do emprego de dispositivos de proteção de sobrecorrente nos sistemas elétricos industriais de grande porte, única faceta a ser abordada.

A intenção do trabalho, preponderantemente didático, é o traçado de um roteiro de análise que permita, em forma inspirativa, mostrar as grandes possibilidades de executar-se com perfeição essa técnica, seja manualmente, como geralmente ainda é feita, ou automaticamente, com o emprego de computadores.

Não há, por certo, no trabalho, descobertas de caráter científico, mas sim uma contribuição pessoal, de característica artística, na acepção acima definida. Ao longo de alguns anos de trabalho profissional, tanto em sistemas como em escolas, adquirimos a convicção de que, quando não é possível ir até o fundo de um problema, é pelo menos útil abrir-se os horizontes para tal. Não nos move, pois, outra intenção neste caso, e isso não só pela falta de tempo hábil, como de conhecimentos mais amplos, em especial de computação aplicada, que o de mostrar um caminho, que é correto, necessário e útil, aos engenheiros que trabalham em sistemas produtores e consumidores de energia elétrica, e que devem trabalhar em harmonia nos setores respectivos.

O trabalho está, pois, dividido em duas partes. Uma primeira, em que são desenvolvidos os princípios definitórios de coordenação e seletividade e apresentada uma forma de realização, denominada gráfica, e que capacita aos técnicos a

realização manual desse trabalho. Esta parte é necessária, não só por se tratar de uma divulgação útil, em nosso idioma, tão carente ainda de publicações no gênero, como também porque ela é básica para compreensão da segunda parte. Nesta, apresentamos um roteiro para emprego de computador, reunindo, ordenando e complementando as informações que existem esparsamente publicadas a respeito. Talvez sua mais importante característica seja exatamente a de ser apenas um roteiro; isso dará margem a novas aventuras, por caminhos vários, na busca da realização de programas sucessivos de ajuste automático de relés, em campo de trabalho muito fecundo e de grande repercussão.

Uma ampla bibliografia foi exaustivamente consultada e citada passo a passo. Ainda com a finalidade de propiciar a análise de novos aspectos, foi indicada uma bibliografia auxiliar extremamente valiosa àqueles que necessitem aprofundar-se no assunto; isto é uma contribuição adicional ao trabalho.

O que nos moveu na direção escolhida foi, principalmente, a receptividade com que vimos acolhido este tipo de trabalho, de interesse geral dos concessionários e grandes consumidores de energia, bem como o estímulo recebido do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, aceitando o tema como uma pesquisa, na sua área de apoio tecnológico às Universidades.

Esperando ter contribuído com algo útil, dentro de nossas limitações de tempo e conhecimento, submetemos este trabalho à ilustre e douta Comissão de Julgamento.

I N D I C E*Palavras Introdutórias**1a. Parte - Princípios de Coordenação Gráfica*

	Pag.
Cap. 1.I - O Sistema Industrial de Grande Porte	002
2.I - A Geometria da Proteção	004
3.I - Ajuste dos Dispositivos de Proteção Usuais	010
4.I - Método Gráfico de Coordenação	054

2a. Parte - Coordenação da Proteção por Computador

Cap. 1.II - Descrição de um Programa Automático de Ajuste da Coordenação	040
--	-----

ANEXOS

I - Tecnologia dos Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente mais usuais	055
II - Dados referentes à Letra Código	077
III - Curvas de Corrente de Energização, levantadas com Oscilógrafo	079
IV - Curvas Tempo-Corrente Típicas	080
V - Exemplo de Coordenação Gráfica da Proteção	086
VI - Estudo de Curto-Circuito para Peleamento	098
VII - Saída Típica de Programa de Ajuste Automático de Relés por Computador	103
VIII - Guia Geral para Seleção de Relés de Sobrecorrente	121

BIBLIOGRAFIA

126

I PARTE

PRINCÍPIOS DE COOPDENAÇÃO GRÁFICA

CAP. 1.1O SISTEMA INDUSTRIAL DE GRANDE PORTE

Quando a energia deixa de fluir em uma instalação industrial, para a produção da mesma, independentemente de quanto fora investido em máquinas, em estocagem de matéria prima, no bom projeto dos produtos, na qualificação dos operários e em outras variáveis. [10].

Se considerarmos, pois, que o sistema de energia elétrica em uma instalação de grande porte não representa, em geral, mais que uns 2-5% do custo total do investimento, parece plenamente justificável todas as medidas que se fizeram necessárias a evitar-se aquela paralização, mediante o emprego das melhores técnicas e equipamentos mais adequados.

No estabelecimento de um sistema de distribuição, seu planejamento global requer do engenheiro industrial a análise de muitos fatores, por vezes aparentemente contraditórios e altamente polêmicos, tais como os aspectos de segurança, economia, simplicidade, previsão de expansão, flexibilidade e facilidades de manutenção. Isso no aspecto geral, apenas.

Mais particularmente, alguns problemas existem e exigem do engenheiro decisões importantes: tipo e magnitude da carga, existência e confiabilidade da fonte de energia, custo viável do sistema elétrico, níveis de tensão, arranjos mais convenientes, filosofia de aterramento e proteção em geral, etc.

No aspecto particular da proteção, objeto de nossa análise de agora, também uma série de decisões serão tomadas, compreendendo desde os tipos de proteção contra fenômenos de sobre e sub correntes ou tensões, até aqueles de hierarquização das cargas e limites aceitáveis de fornecimento da energia às cargas.

Considerando a necessidade de limitação do assunto, com vistas a uma conclusão, nosso trabalho será confinado principalmente à coordenação da proteção em geral, e em particular, na fixação de uma filosofia do emprego da proteção de sobrecorrente; a justificativa de um tal estudo baseia-se entre outras sugestões, na encontrada em artigo intitulado [32]: "A PROPOSED PUBLICATION ON SYSTEM COORDINATION AND PROTECTION FOR INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS", de autoria de T. D. Higgins (da Union Carbide Chemicals Company, South Charleston, W. Va - USA) e N. Peach (da Power Magazine, Mc Graw Hill Publishing Company, New York, NY - USA), publicado no volume ICA - 1 nº 6, pag. 410, mês nov/dez-1965, com a aprovação do "Industrial and Commercial Power Systems Committee" do IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers - USA), para apresentação no IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, Buffalo, NY, October 5-7, 1965.

Na ocasião mesma em que vemos a maior parte da indústria brasileira decidida na valorização do trabalho de seus abnegados engenheiros, confiando-lhes a oportunidade de projetar e executar suas instalações de grande porte, já com grande dose de técnica transplantada, adaptada e melhorada, em um trabalho para o qual vem contribuindo nossa Escola há mais de meio século, sentimos que este nosso trabalho seria de utilidade. Não se trata apenas de uma compilação, por si só já útil, a nosso ver, mas também e principalmente isto representa uma tomada de posição consciente e deliberada, que esperamos seja bem compreendida. É uma mensagem dirigida, em especial, à nova geração de engenheiros a quem caberá acelerar o ritmo da tecnologia própria do País, conduzindo-o ao seu verdadeiro lugar de Nação desenvolvida.

CAP. 2.1A GEOMETRIA DA PROTEÇÃO

A indústria de material elétrico dispõe hoje de uma infinidade de dispositivos protetores, em diferentes graus de complexidade, preço, características físicas e de funcionamento.

Assim sendo, a tarefa do engenheiro projetista torna-se cada vez mais uma "arte", apesar dos esforços de normalização de conduta tendentes a tornar seu serviço uma "ciência", esta capaz de ser melhor e mais rapidamente difundida que aquela.

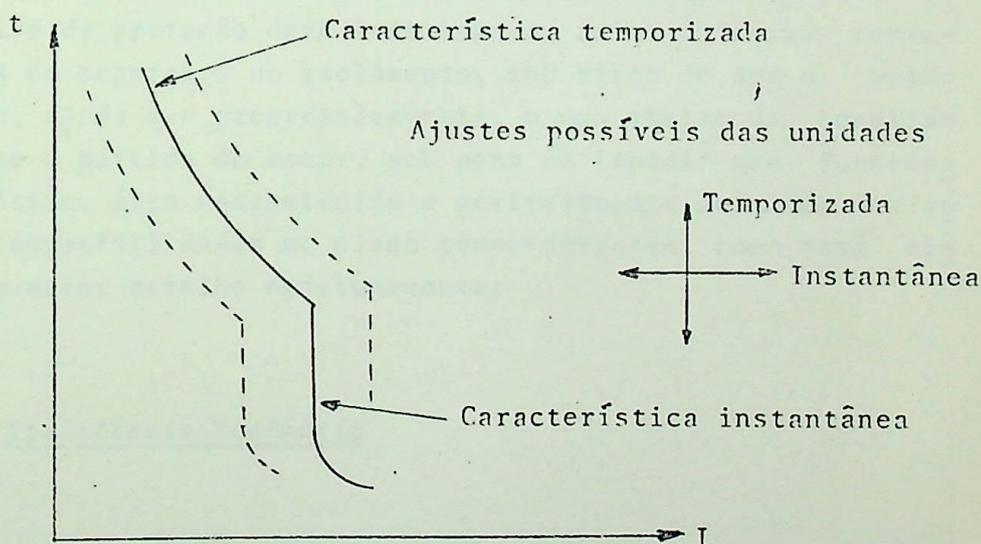
Uma poderosa ferramenta de que dispõe o projetista de proteção, com vistas à simplificação de seu trabalho, é a representação gráfica não só das características dos dispositivos de proteção, como também das situações anormais do sistema, de tal sorte que, por superposição de ambas, é possível a análise do comportamento mútuo. A este procedimento costuma-se chamar a "Geometria da Proteção", pela utilização de diversos planos de representação, mais convenientes a cada caso [21].

Dentre esses planos, são mais usuais aqueles denominados "tempo-corrente" - Ixt - e "resistência-reatância" - RxX. É interessante dizer-se que, em alguns casos mais complicados, a mobilidade do projetista nesses planos ou entre eles, exige o emprego de técnicas matemáticas mais avançadas como, por exemplo, a teoria das Variáveis Complexas. Esse realce faz-se necessário, uma vez que, com o enorme impulso resultante da utilização de computadores em geral, muitas teorias anteriormente meras elocubrações mentais de filósofos e matemáticos, passaram a ter uma aplicação objetiva e de enorme valia, e vem justificar a introdução da dosagem de matemática que existe hoje nos cursos de pós-graduação, visando facilitar o progresso daqueles alunos.

1. Plano Tempo-Corrente

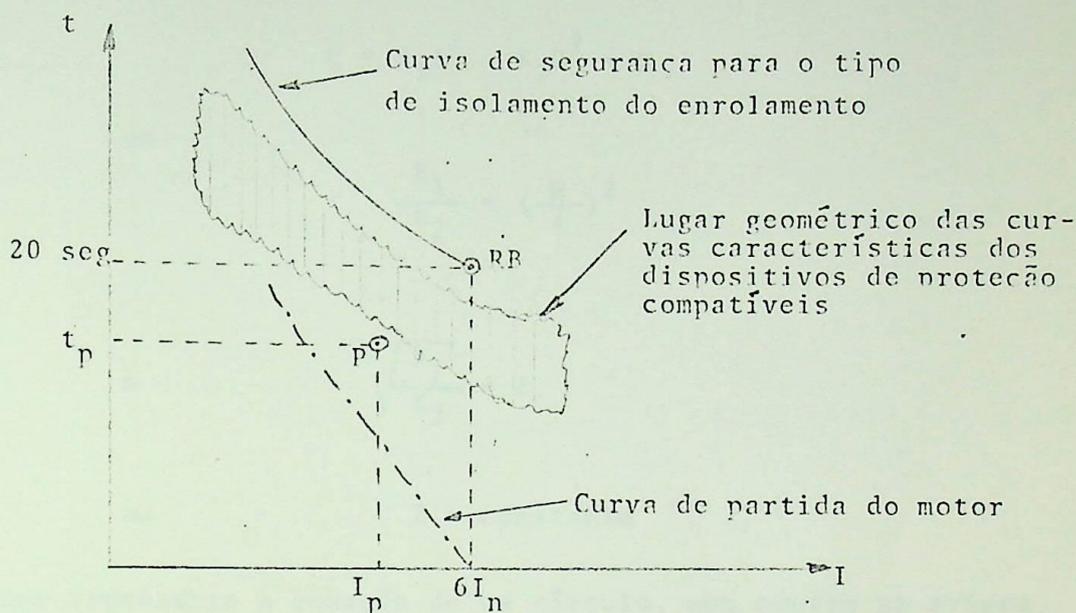
Diversos dispositivos destinados à proteção de sobre correntes e/ou sobrecarga, como fusíveis, relés, disparadores de ação direta, e que obedecem às leis gerais da conversão ele tromecânica de energia ($I^n t = \text{cte}$), são representados vantajo samente no plano tempo-corrente.

Como sabemos, esses dispositivos têm frequentemente características instantâneas e/ou de tempo-inverso, e que às vezes, inclusive, podem ser regulados, fato esse tranquilamente representável no plano tempo-corrente, como abaixo indicado, em escalas logarítmicas ou semi-logarítmicas, como são representados mais comumente nos catálogos de produtos dos diversos fabricantes, como a seguir exemplificado.



Da mesma forma como foram representadas as curvas de resposta dos dispositivos de proteção, é também possível repre sentar-se, no mesmo plano, certas condições de operação dos e quipamentos do sistema. Por exemplo, e como na figura a seguir,

vemos as condições de sobrecarga admissível e a de partida de um motor elétrico, com a conseqüente fixação de uma zona ou lugar geométrico das curvas que, como indicados na figura anterior, correspondem aos dispositivos de proteção correspondentes.



É fácil entender que nenhuma curva característica de dispositivo de proteção deve localizar-se acima da curva representativa da segurança do isolamento, sob risco de ser o mesmo destruído, ainda que progressivamente, e nem abaixo da condição que define a partida do motor, sob pena de impedir seu funcionamento. Assim, fica estabelecida e perfeitamente definida uma região de compatibilidades no plano tempo-corrente, como será discutido em maior detalhe oportunamente.

2. Plano Resistência-Reatância

Um relé de distância é sensibilizado pela impedância (Z) que ele vê entre sua localização e o ponto de defeito, mediante os sinais de corrente e tensão que lhe são impressos, adequadamente. Assim, em termos muito sumários, poderíamos dizer que o relé funciona comparando continuamente um conjugado motor, determinado pela corrente (e. proporcional a $K_1 I^2$, conforme a teoria

da conversão eletromecânica), e outro conjugado de oposição, de terminado pela tensão ($-K_2U^2$), tal que, no ponto limite de operação, o conjugado resultante anula-se; se desprezamos uma possível ação da mola antagonista, resulta:

$$C = K_1 I^2 - K_2 U^2 = 0$$

ou

$$\frac{K_1}{K_2} = \left(\frac{U}{I}\right)^2$$

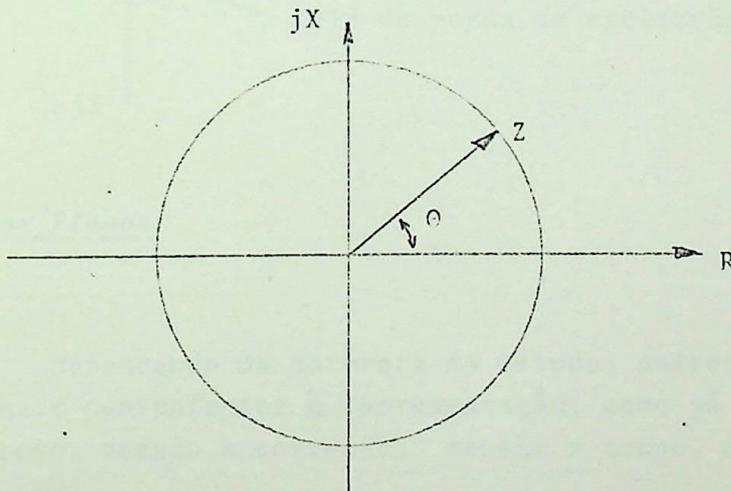
e

$$\sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = Z$$

ou

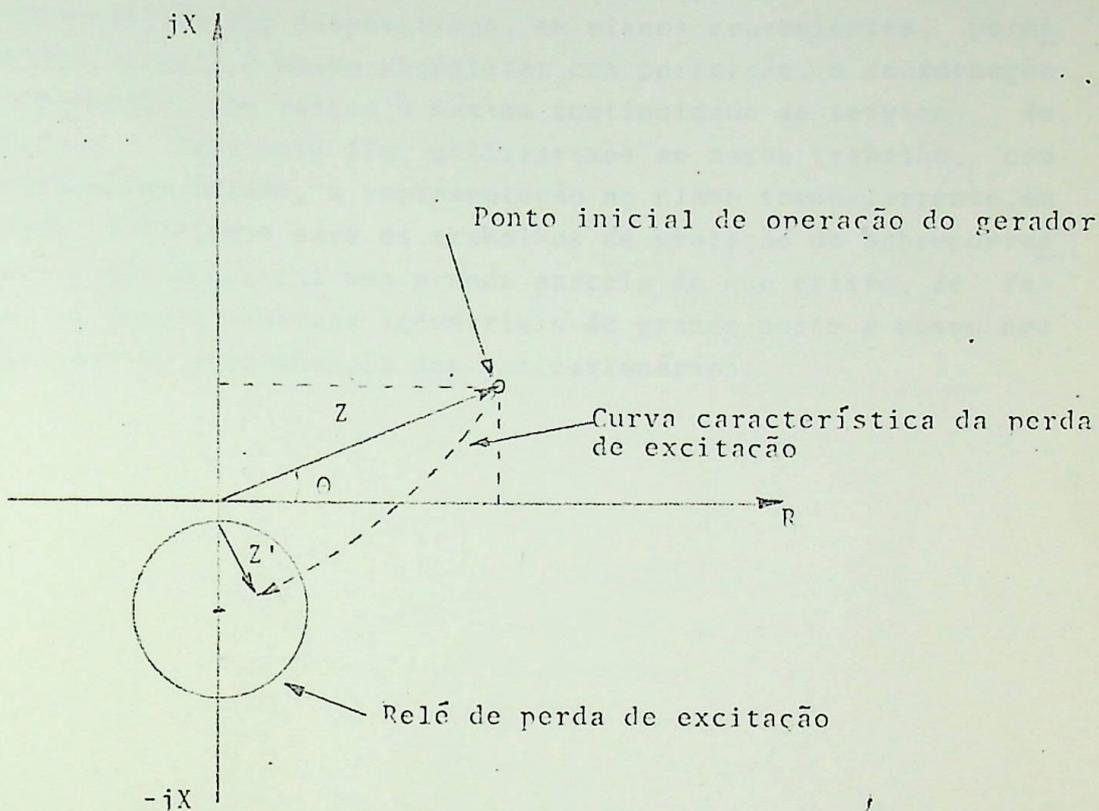
$$Z = \text{constante}$$

é que representa a equação de um círculo, com centro na origem, em um plano $Z = (R + jX)$, como abaixo indicado.



Igualmente, sobre o mesmo plano podem ser representadas algumas situações de defeito que ocorrem no sistema. Por exemplo, se um gerador perde sua fonte de excitação, ele não só deixa de fornecer potência reativa ao sistema, como ainda retira deste o reativo necessário a sua magnetização. A figura adjacente mostra o resultante deslocamento do ponto de operação inicial do gerador, ao longo do plano R-X, do primeiro em

direção ao quarto quadrante, e a conseqüente detecção do defeito por um relê, denominado de perda de excitação, e cuja característica fôra convenientemente localizada, com essa finalidade, no mesmo plano R-X.



3. Outros Planos

Dependendo da natureza do estudo, outros planos revelam-se mais convenientes à representação, como já explicado anteriormente: tensão x corrente, tensão x tempo, corrente-distância, etc.

O que é importante salientar é que a dupla representação, como acima indicado, isto é, por um lado as características dos equipamentos e/ou dos sistemas e pelo outro lado das características dos dispositivos de proteção, torna possível, em cada caso particular, sentir não apenas o comportamento do equipamento e/ou do sistema, quando sujeitos a anormalidades de operação, como também e principalmente, prever-se qual seria a

característica do dispositivo de proteção que melhor se adaptaria à detecção dessas anormalidades, com rapidez e confiabilidade.

Além disso, e este é nosso objetivo do momento, essa representação dos dispositivos, em planos convenientes, permite-nos atingir e mesmo visualizar com perfeição, a coordenação da proteção, com vistas à máxima continuidade de serviço do sistema. Para esse fim, utilizaremos em nosso trabalho, com muito maior ênfase, a representação no plano tempo-corrente, em geral, suficiente para os trabalhos de proteção de sobrecorrentes, e que constitui uma grande parcela do que existe, de fato, em nossos sistemas industriais de grande porte e mesmo nos sistemas de distribuição dos concessionários.

CAP. 3.1DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO USUAIS NOS SISTEMAS

aguu
↘

Nos sistemas elétricos, com vistas à proteção de sobre corrente, são usualmente empregados dispositivos diversos que tem finalidades de interrupção, detecção e capacidade de manobra nem sempre possíveis de serem obtidas em um único elemento [22].

Assim, é usual estabelecer-se as seguintes distinções:

a) Dispositivos detetores

Destinados à constante vigilância sobre os circuitos, interrompendo-os ou, pelo menos, iniciando essa interrupção sob condições anormais; dentre eles, citaremos os

- a1 - fusíveis
- a2 - relés, e seus associados transformadores
- a3 - disparadores-série de ação direta, etc.

b) Dispositivos interruptores

Destinados a abrir, automaticamente, os circuitos sob condições anormais; são, por exemplo os

- b1 - fusíveis
- b2 - disjuntores, atuados por relés

c) Dispositivos com capacidade de manobra

Destinados a controlar a abertura e o fechamento dos circuitos, agora também à vontade do operador, sob condições anormais ou não. São eles:

- c1 - disjuntores
- c2 - contactores
- c3 - outras chaves

Todos esses dispositivos são usados em condições especiais, estabelecidas pela análise do sistema, e com base nas:

- 1- correntes normais ou nominais, sob as quais os dispositivos devem poder funcionar indefinidamente;
- 2- correntes de sobrecarga, toleráveis sob certas condições, como as resultantes das partidas dos motores, magnetização dos transformadores, etc;
- 3- correntes anormais, como as resultantes de curto-circuitos, e que devem ser rapidamente eliminadas, sob pena de pesados esforços térmicos e dinâmicos serem aplicados aos equipamentos.

Para que se possa bem compreender as finalidades da coordenação da proteção, resumidamente sendo as de:

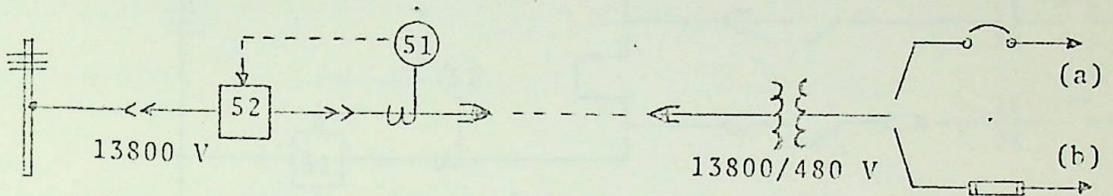
- 1- isolar a menor parte possível do sistema, ou seja, isolar o curto-circuito tão próximo quanto possível de sua origem:

- 2- efetuar esse isolamento no menor tempo possível, é necessário um bom conhecimento da tecnologia desses dispositivos de proteção, razão porque apresentamos, em anexo, um resumo dos tipos mais correntemente encontrados, e de suas normas de aplicação, com a finalidade de estabelecer recomendações para sua calibração, ^{STOP} principalmente de acordo com o National Electrical Code [12], na falta de mais completas informações técnicas brasileiras. É importante explicar que essas regras de aplicação se constituirão em informações a serem fornecidas, na segunda parte, para o programa de ajuste automático por computador.

Deve-se também alertar aqui que existe técnicas muito elaboradas para fixação dos valores da corrente de curto-circuito, em cada caso, e que serão usadas na proteção. Por fugir de nosso objetivo, no momento, restringimo-nos a comentar o assunto no Anexo III.

3.1.1. Regras de Aplicação dos Pelês de Sobrecorrente

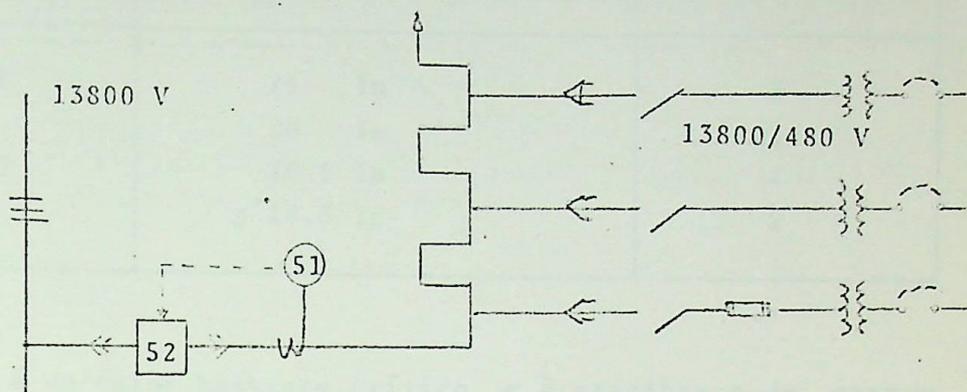
3.1.1.1. Circuitos Alimentadores com um Único Transformador



O transformador pode ter ou não um dispositivo de proteção automático no secundário, tal como um outro relé, ou um disjuntor sêco.

- a) Em havendo, os relés temporizados de fase serão calibrados para uma corrente de acionamento não superior a:
- 4 vezes a corrente de plena carga do transformador, se a impedância deste estiver compreendida entre 6 e 10%;
 - 6 vezes, se a impedância é menor ou igual a 6%.
- b) Não existindo proteção automática, tipo disjuntor, no secundário, os relés de sobrecorrente de fase serão calibrados para uma corrente máxima de:
- 2.5 vezes a corrente de plena carga do transformador; é comum usar-se 1.5 vezes, refinando a sensibilidade da proteção; especialmente quando o transformador não alimenta motores de grande potência.

3.1.1.2. Circuitos Alimentadores com Vários Transformadores



Neste caso, é comum calibrar-se os relés de sobrecorrente de fase, de ação temporizada, para uma corrente de acionamento igual a

- 1.5 vezes a soma das correntes à plena carga dos vários transformadores, observadas as mesmas restrições anteriores aplicadas ao transformador de menor capacidade, respectivamente, havendo ou não dispositivo de proteção automática no secundário.

Caso algum dos transformadores já tenha um dispositivo primário de proteção (por exemplo, um fusível no extremo de um cabo longo), abandona-se a regra acima, e os relés deverão ser calibrados para a menor corrente de acionamento que possibilite coordenação seletiva com o dispositivo de proteção primário e individual desse transformador.

Por outro lado, as Normas ANSI [12] estabelecem os valores máximos de corrente de curto-circuito simétrica que os transformadores podem suportar durante determinados tempos, conforme a tabela a seguir.

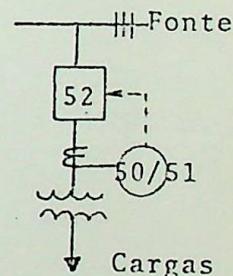
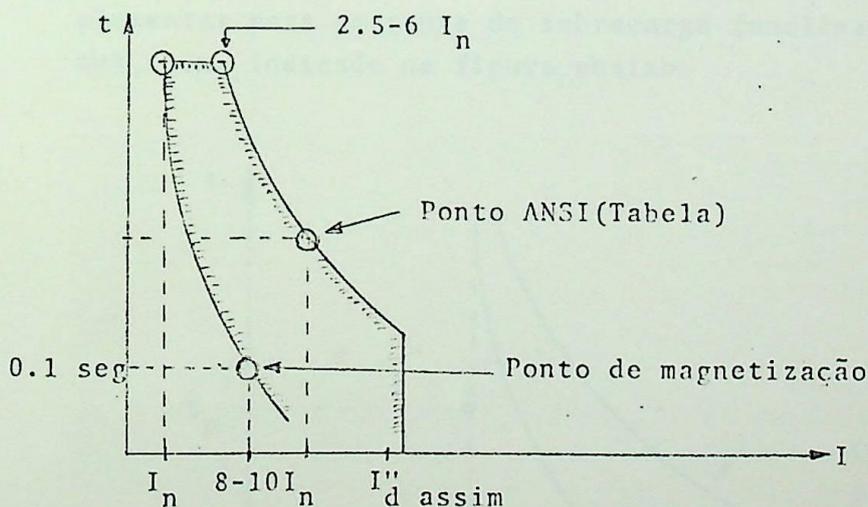
Além disso, a calibração dos relés deve permitir que circule não apenas, e continuamente, a corrente nominal e uma margem para possível sobrecarga, como também, temporariamente, a corrente de magnetização (inrush), esta da ordem de 8-10 vezes a corrente nominal e com duração típica de 0.1 segundos.

TABELA ANSI

Impedância do transformador (%)	Corrente máxima de curto-circuito simétrico ($m \cdot I_{\text{nominal}}$)	Tempo admissível (seg)
$\leq 4\%$	25 I_n	2
5	20 I_n	3
6	16.6 I_n	4
≥ 7	$\leq 14.3 I_n$	5

Como esse é um valor bastante crítico, e à semelhança da corrente de partida dos motores, é totalmente conveniente registrá-la em oscilógrafos especiais, trabalhando com os valores médios obtidos de diversos registros. (Vide exemplo no Anexo V)

Constata-se pois, que há um lugar geométrico no plano tempo-corrente, e que deverá conter as curvas características dos diversos dispositivos de proteção que satisfazem os requisitos acima [8], conforme figura abaixo.



Quanto às unidades INSTANTÂNEAS dos relés de sobrecorrente, elas deverão ser calibradas para uma corrente de acionamento superior ao maior dos seguintes valores:

- à corrente de curto-circuito assimétrica, subtransitória, para

uma falta nos terminais do secundário do transformador (essa corrente é igual a $k \cdot I_{cc}$ sim, onde $k = 1.6$ se $U > 5$ KV e $k = 1.5$ se $U < 5$ KV)

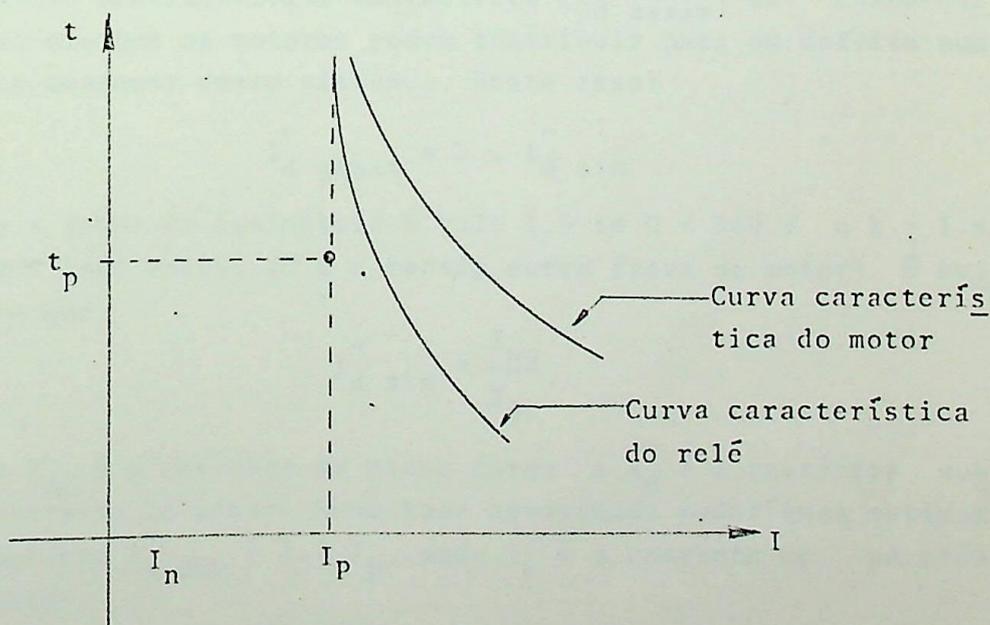
- à corrente transitória de magnetização do transformador, como acima definido, computado a soma delas se vários transformadores estiverem sendo servidos pelo mesmo alimentador.

Como uma regra geral, o dispositivo protetor mais próximo à fonte não deve disparar sob a corrente assimétrica que ambos vêm, enquanto que aquele mais próximo da carga deve atuar.

3.1.1.3. Circuitos Alimentadores de Motores

a) Os relés de sobrecorrente de fase, ação TEMPORIZADA, devem ser calibrados para uma corrente de acionamento imediatamente superior:

- à corrente de partida do motor, o que exige uma proteção suplementar para corrente de sobrecarga (analisada posteriormente), como indicado na figura abaixo.



Como dito anteriormente, os dados de partida, fixando uma importante limitação de utilização do plano tempo-corrente, deve ser determinada pela média de registros oscilográficos. No entanto, quando isso não é possível, e para fins exclusivamente de ante-projeto, podem ser usados, além dos valores indicados no catálogo do fabricante, em geral muito sumariamente, ou em tabelas diversas, também a conceituação de Letra-código. [24]

De fato, tanto os códigos americanos NEMA-MG 1-2.15 (Standards for Motors and Generators) e ASA - C50. 2-1955, como as normas brasileiras da ABNT exigem que os fabricantes de motores incluam uma Letra código ou designação na placa, correspondente à faixa do valor de partida (KVA/HP) para o qual o motor foi projetado. Assim, e em particular para motores de indução, rotor gaiola, até 200 HP, a corrente de rotor bloqueado (I_{RB}) em amperes, pode ser calculada a partir do valor nominal em HP e o valor da letra código KVA/HP, conforme Anexo II, da seguinte forma:

$$I_{RB} = \frac{HP \times KVA/HP}{C}$$

onde C tem os valores tabelados [12] no Anexo II.

b) Quanto às unidades INSTANTÂNEAS, devem ser calibradas para uma corrente de acionamento imediatamente superior à:

- corrente subtransitória assimétrica ($I''_{d \text{ assim}}$) de curto-circuito com que os motores podem contribuir para um defeito num ponto qualquer desse sistema. Neste caso:

$$I''_{d \text{ assim}} = k \cdot I''_{d \text{ sim}}$$

onde o fator de assimetria k vale 1.5 se $U < 600 \text{ V}$ e $k = 1.6$ se $U > 2400 \text{ Volts}$. (U é a tensão entre fases do motor). É evidente que

$$I''_{d \text{ sim}} = \frac{I_{pc}}{X''_d}$$

onde I_{pc} é a corrente de plena carga e X''_d é a reatância subtransitória do motor. Numa base aproximada poderíamos estimar a corrente $I''_{d \text{ sim}} \approx 1.2 I_p$, onde I_p é a corrente de partida do motor.

3.I.1.4. Circuitos Alimentadores de Cargas Diversificadas

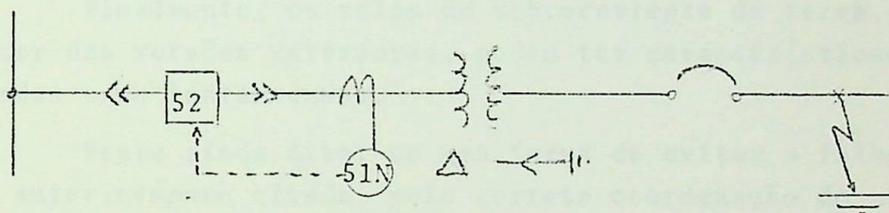
Neste caso os relés de sobrecorrente de fase, ação TEMPORIZADA, devem ser calibrados para uma corrente de acionamento imediatamente superior à:

- somatória das correntes de partida dos motores com partida simultânea, acrescido da somatória das correntes de plena carga dos outros circuitos de motor ou não.

Quanto às unidades INSTANTÂNEAS, são normalmente bloqueadas em sua ação, devido à dificuldade de serem coordenadas com os outros relés instantâneos dos circuitos secundários.

3.1.1.5. Relês de Sobrecorrente de Terra

É conhecido da teoria dos transformadores que as correntes de curto-circuito entre fase e terra são bloqueadas por todas conexões de transformador de dois enrolamentos, que não estrela-estrela com neutros aterrados. Assim, como mostrado na figura abaixo, um relê de terra (51N-ASA) no primário do transformador Δ , por exemplo, não "vê" o defeito fase-terra ocorrido no secundário e, portanto, não precisará coordenar com o dispositivo protetor do secundário.

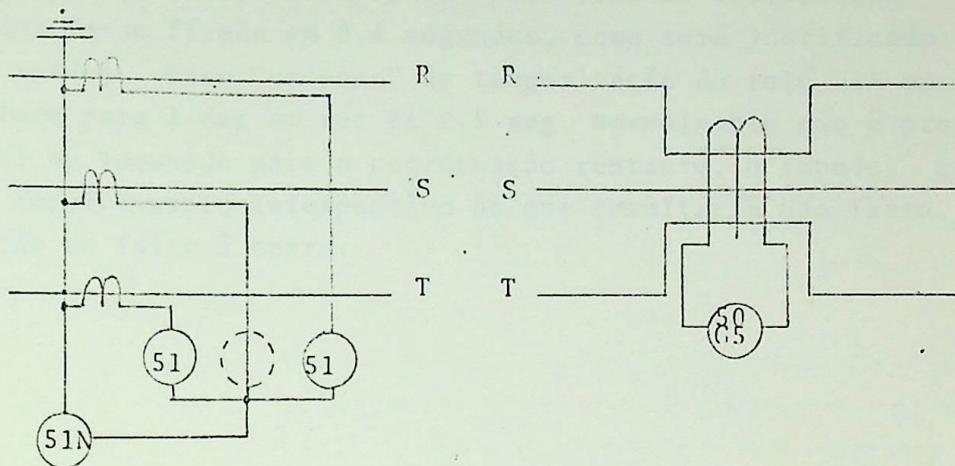


Em geral, os relês sobrecorrente de terra são calibrados para uma corrente de acionamento muito menor que a dos relês de fase (comumente para o valor da corrente fase-terra nominal); são, por isso, passíveis de disparos intempestivos, normalmente devidos à imprecisão dos transformadores de corrente que os alimentam, especialmente quando circulam correntes elevadas no primário destes, ocasionando saturações diferentes nas três fases, resultando alimentar-se erroneamente a bobina de terra do relê.

De fato, a corrente de curto-circuito para a terra é normalmente detetada, conforme figuras a seguir, seja:

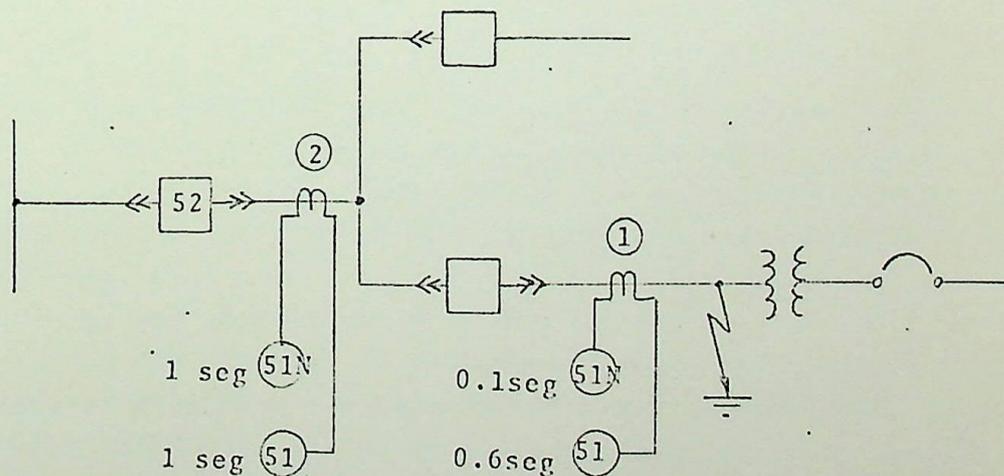
- por um relê de sobrecorrente ligado ao circuito residual de dois ou três (melhor, mas caro) relês 51-ASA, ligados a três transformadores de corrente;

- ou, por um relê, denominado "Ground sensor" (50GS), colocado na janela de um transformador de corrente de núcleo especial que envolve os três condutores de fase, e que, portanto, elimina aquele êrro de saturação anteriormente citado.



Finalmente, os relês de sobrecorrente de terra, em qualquer das versões anteriores, podem ter características temporizadas e/ou instantâneas.

Resta ainda citar-se uma forma de evitar a falsa ope^{ra}ção anteriormente citada, pela correta coordenação do tempo de operação do relê de terra com aquele do relê de fase locali^zado mais próximo, e à montante, da falta conforme mostrado na figura abaixo.

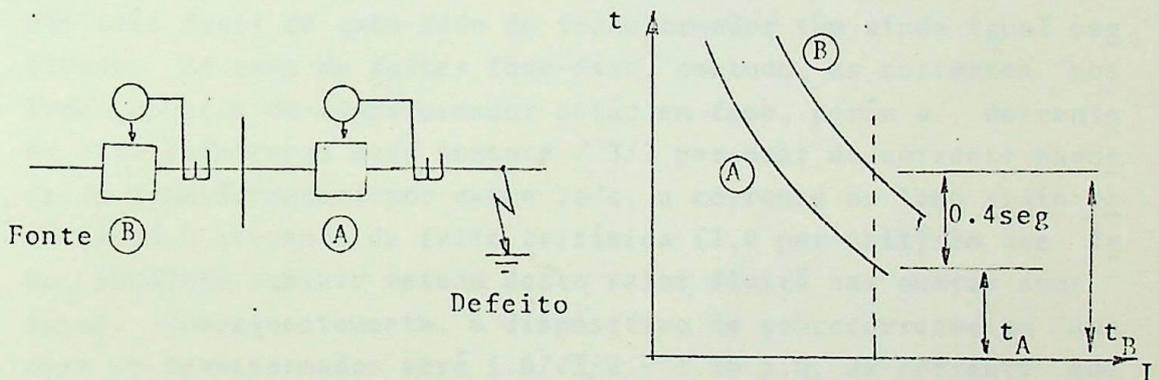


Por exemplo, se os relés em (1) tem os tempos de ajuste indicados, os relés em (2) deveriam ser ajustados para $(0.6 + 0.4) = 1$ seg (admitindo-se que a diferença mínima de tempo de operação entre dois relés, para fins de coordenação do sistema fosse fixado em 0.4 segundos, como será justificado mais tarde). Esse "excesso" de temporização do relé 51N em (2) ajustado para 1 seg em vez de 0.5 seg, normalmente não é prejudicial ou incomodo para a coordenação restante, e impede qualquer funcionamento intempestivo do que resultaria uma falsa indicação de falta à terra.

3.1.2. Coordenação dos Relês de Sobrecorrente

Como dito anteriormente, ao analisarmos as finalidades da coordenação, pretende-se estabelecer uma hierarquia de desligamentos no sistema, eliminando rapidamente e na ordem pré-estabelecida a parte defeituosa do mesmo, evitando-se a todo custo a propagação do dano.

Em linhas muito gerais, isso é conseguido estabelecendo-se um "intervalo de tempo" entre as características representativas dos relês em série, no plano tempo-corrente, conforme indicado na figura abaixo.



Essa margem de tempo, discutida na Bibliografia [6 e 25] resulta de um inquérito feito entre concessionários americanos, dos quais 50% informaram adotar 0.5 seg, 25% adotaram 0.4 seg e os restantes 25% ficaram com 0.3 seg exigindo porém, frequente manutenção dos relês. Um valor conservativo, com vistas ao crescimento do sistema industrial, é adotar 0.4 seg e quando o valor de tempo nas proximidades da geração revelar-se alto demais, baixar aquele degrau para 0.3 seg, submetendo-se ao preço de manutenção mais frequente e rigorosa (salvo uso de disjuntor mais rápido que o clássico de 8 ciclos).

A margem de 0.4 seg foi assim determinada:

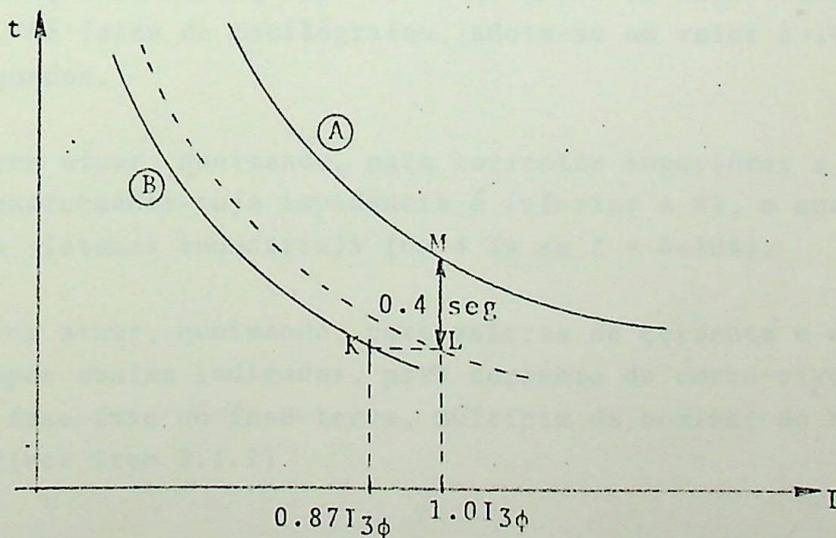
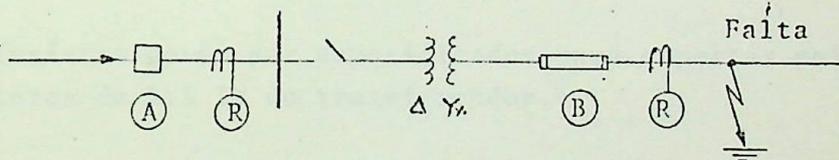
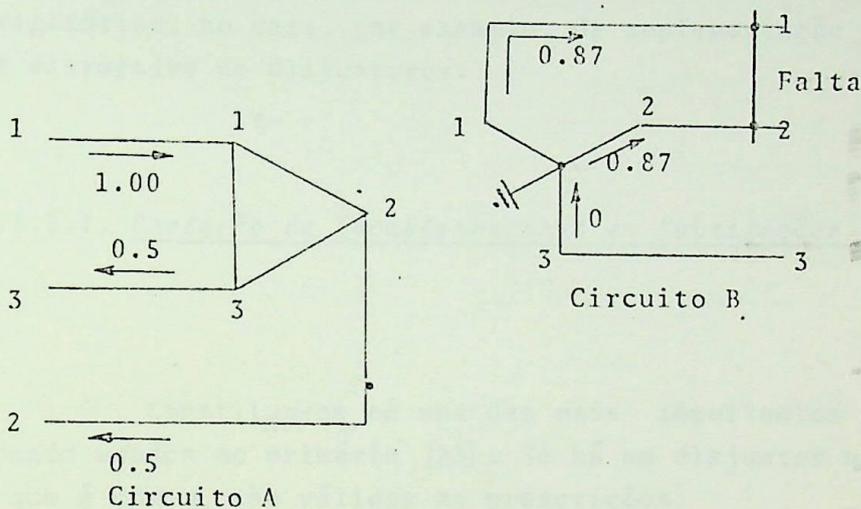
- tempo de abertura do disjuntor de 8 ciclos	0.13 seg
- tempo de sobrepercurso do relé	0.10 seg
- tempo devido à imprecisão de fabricação e erro de posicionamento do dispositivo de tempo	<u>0.17 seg</u>
Total	0.40 seg

É possível [6] em disjuntores de 2 ou 3 ciclos, chegar-se até margem de tempo de 0.2 seg, mas então os testes de ajuste assumiriam rigor extremo. No entanto, isso permitiria usar um maior número de relés em série coordenados; segundo certos autores [5], um máximo de 6-8 relés série é normal.

Um caso particular, bastante interessante e muito frequente, ocorre com a coordenação de relés envolvendo transformadores em conexão ΔY [4]. De fato, uma tal conexão introduz um deslocamento angular de 30° entre as correntes de falta nos seus lados opostos. No caso de faltas trifásicas isso não afeta os dispositivos de proteção de sobrecorrente, porque as correntes nas três fases de cada lado do transformador têm ainda igual magnitude. No caso de faltas fase-fase, contudo, as correntes nos lados opostos do transformador estão em fase, porém a corrente na fase defeituosa será somente $\sqrt{3}/2$ per-unit da corrente naquele do transformador; por outro lado, a corrente no lado sadio será igual à corrente de falta trifásica (1.0 per-unit) em uma fase, enquanto somente metade deste valor fluirá nas outras duas fases. Conseqüentemente, o dispositivo de sobrecorrente em uma fase do transformador verá $1.0/\sqrt{3}/2 = 1.16$ p.u. da corrente que o dispositivo no lado faltoso vê, e assim sendo, operará proporcionalmente mais rápido. Este decréscimo no tempo de operação do dispositivo no lado sadio poderia ser suficiente para impedir a operação seletiva nos lados opostos do transformador, a menos que uma margem seja a isso reservada. A "receita" adotada na prática é, pois, deixar uma faixa de 0.16 p.u. na corrente, ao lado do dispositivo secundário, antes de contar o intervalo seletivo para traçado da curva característica do dispositivo primário. Observar que o outro conjunto de dispositivos no primário e secundário, vendo a corrente na relação 0.5/0.866, não cria qualquer problema.

Ou seja, em resumo, quando dois relés estão separados

por um transformador triângulo-estrela, conforme figura abaixo, o relê de sobrecorrente do lado triângulo será seletivo com o relê no lado estrela, quando a margem de 0.4 segundos for esta belecida para uma corrente igual à trifásica de curto-circuito para o primeiro e para 0.87 dessa corrente para o segundo. Isso equivale, simplesmente, a deslocar o relê B para a direita de 16%. (Isso é válido, quaisquer que sejam os dispositivos colocados envolvendo o transformador).



3.1.3. Regras de Aplicação dos Fusíveis

Pelas razões conhecidas e limitantes do emprego dos fusíveis, torna-se necessário aplicá-los com bastante critério. Isso, no entanto, não deve chegar ao ponto de uma condenação total ao emprego de fusíveis, que, como é sabido são verdadeiramente obrigatórios, no caso, por exemplo, de suplementação da capacidade de disruptiva de disjuntores.

3.1.3.1. Proteção de Transformadores em Subestações Unitárias

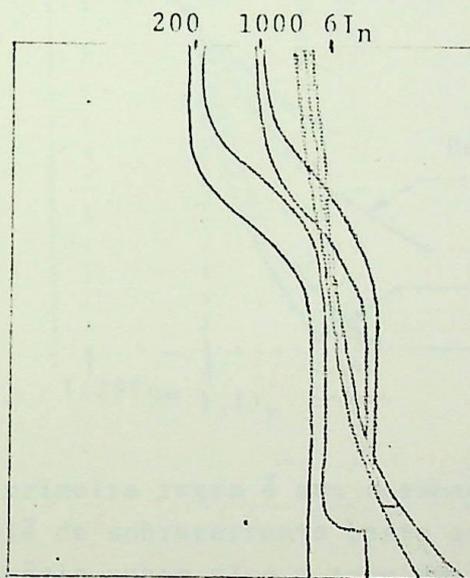
Constitue-se em uma das mais importantes aplicações, quando usados no primário [23]. Se há um disjuntor no secundário, o que é comum, são válidas as prescrições:

- a) os fusíveis devem ser especificados para suportar pelo menos, ou cerca de 1.5 In do transformador.
- b) devem, além disso, suportar a corrente de magnetização inicial. Na falta de oscilógrafos, adota-se um valor $8-10 \text{ In} \times 0.1$ segundos.
- c) devem atuar, queimando, para correntes superiores a 6 In para transformador cuja impedância é inferior a 6%, o que é normal nos sistemas industriais (ou 4 In se $Z = 6-10\%$).
- d) devem atuar, queimando, para valores de corrente e dentro dos tempos abaixo indicados, para corrente de curto-circuito franco fase-fase ou fase-terra, múltipla da nominal do transformador (ver item 3.1.2)

Caso o transformador seja estrela(primário)-triângulo, os fusíveis no primário vendo apenas 58% da corrente fase-terra no secundário, deve-se multiplicar os valores de corrente da tabela por 0.58, para localizar o ponto ANSI desse tipo de transformador.

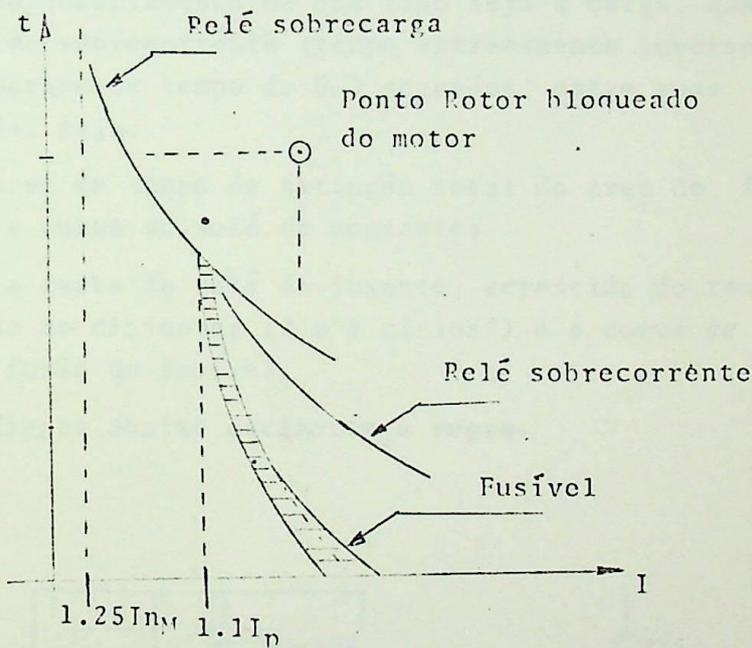
Além disso, não deve ser esquecido de deixar a margem de 16%, ao lado da curva do disjuntor do secundário, para levar em conta a coordenação primário-secundário desse transformador' estrela-triângulo, como explicado anteriormente.

Uma das sérias limitações, por vezes apontadas, é que como mostra o unifilar abaixo, nunca procura-se efetuar coordenação seletiva entre o fusível e o disjuntor principal do secundário do transformador; isso exigiria alto calibre do fusível, e não seria possível colocá-lo na faixa fixada pelas condições anteriores, também mostrados na figura. A solução é coordenar os disjuntores principal e dos ramais e "enfiar" entre eles o fusível, como recomendado. É o risco necessário.



3.1.3.2. Proteção de Motores

No caso de usar-se fusíveis na proteção de curto-circuito, no ramal do motor de média tensão, é comum usar-se relés de sobrecarga, tipo réplica (TMC, da GE, por exemplo) para proteção do motor e, às vezes ainda, o disjuntor principal da subestação sendo dotado com relé de sobrecorrente. Nesse caso, a coordenação gráfica complica-se um pouco, e algumas regras práticas devem ser obedecidas, conforme figura abaixo.



A primeira regra é que o espaçamento entre as curvas do fusível e relé de sobrecorrente basta ser de 0.2 segundos (às vezes, é necessário subir algo o tape do relé, para evitar interseção com a curva do fusível).

A segunda, que o relé térmico seja calibrado para a máxima sobrecarga permissível do motor ($1.25 I_n$, por exemplo).

Finalmente, como terceira regra, para segurança, a interseção das curvas fusível-relé de sobrecarga deve dar-se em torno da abscissa de 1.10% da corrente de partida do motor (I_p).

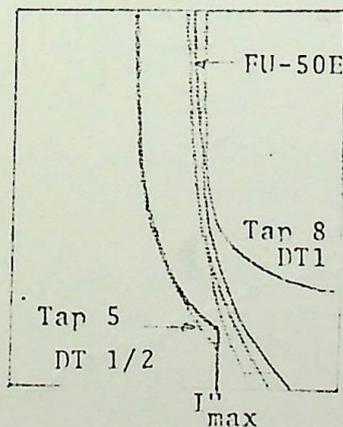
Porém, o relé não deve deixar o motor permitir a condição de rotor bloqueado; isso fixa o tipo de relé rápido, lento ou médio. Deve-se alertar aqui, mais uma vez, para a importância do registro oscilográfico real (médio) da corrente de partida dos motores; de outra forma, essas "regras de dedo" poderão, se aplicadas sistematicamente, conduzir a resultados indesejáveis, pelas sucessivas hipóteses e concessões.

3.1.3.3. Coordenação Fusível-Relé de Sobrecorrente

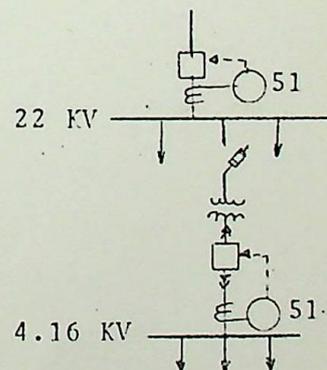
Independentemente de que tipo seja a carga, quando fusível e relé de sobrecorrente (tempo extremamente inverso) estão em série, a margem de tempo de 0.2 segundos entre suas curvas pode ser usada, seja:

- entre a curva de tempo de extinção total do arco do fusível jusante e a curva do relé de montante;
- ou, entre a curva do relé de jusante, acrescido do tempo de interrupção do disjuntor (2 a 8 ciclos?) e a curva de tempo mínimo de fusão do fusível.

A figura abaixo esclarece a regra.



Barra 4.16 KV



3.1.3.4. Coordenação de Fusíveis e Disjuntores Secos

Como vimos é das aplicações mais usuais, e exige-se que o fusível cumpra as condições do item 3.1.3.1. Dois casos podem ocorrer, na prática.

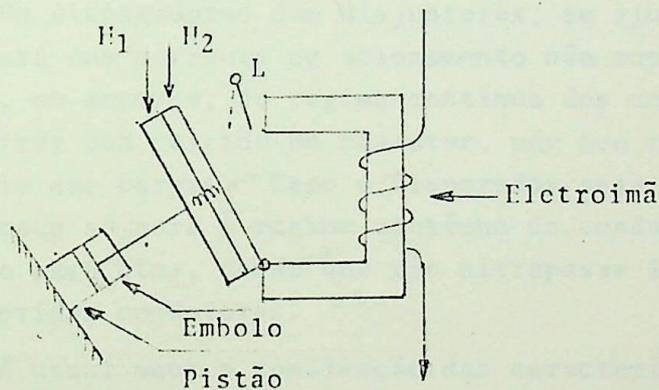
- a) Uma operação totalmente seletiva dos dispositivos de proteção da subestação, vide Fig. 3.1.3.1., é exigido. Isso obrigaria ter-se o disjuntor B do tipo (TLD + Instantâneo), e o disjuntor principal A do tipo (TLD + TCD) e obrigatoriamente por baixo da curva de curta-duração do fusível.
- b) O caso mais comum, é o descrito em 3.1.3.1, ou seja, não exigir-se a operação totalmente seletiva entre o fusível e o disjuntor A. Isso seria mais grave ainda, se o transformador é estrela-triângulo, exigindo a margem de 16% entre os disjuntores A e B!

3.1.4. Regras de Aplicação dos Disparadores

Disjuntores secos são usados principalmente na proteção de circuitos que envolvem correntes relativamente grandes.

Normalmente, os disjuntores secos, tipo força, já possuem a eles incorporados os dispositivos de disparo ou disparadores e cuja função é de detetar as sobrecorrentes e processar a sua interrupção.

De um modo simplificado (vide descrição detalhada no Anexo I.3), pode-se dizer que os disparadores são dispositivos-série no circuito e atuam por dupla ação magnética [22], como representado na figura abaixo.



Assim, para correntes de curto-circuito muito pequenas, ou para sobrecargas, o campo do eletro-ímã é de tal valor que suas charneiras H_1 e H_2 movem-se juntas, demorando certo tempo até atingirem o braço L que provoca o disparo. Este disparo retardado é consequência do atrito do embolo deslocando-se dentro do pistão. Caso, porém, verifique-se um curto-circuito severo,

o campo magnético torna-se suficientemente potente para vencer o tensionamento da mola existente entre H_1 e H_2 . Assim, H_2 move-se bruscamente, sem temporização, provocando o disparo instantâneo.

3.1.4.1. Disjuntores Sêcos em Alimentadores

Estes circuitos destinam-se a fornecer energia a cargas diversas: iluminação, transformadores auxiliares e grupos de pequenos motores, e cujos ramais são, por vezes, protegidos por disjuntor em caixa moldada.

É recomendável colocar-se um dispositivo protetor (fusível ou disjuntor), contra sobrecorrente, em cada condutor não ligado à terra.

Os disparadores dos disjuntores, se ajustáveis, são calibrados para uma corrente de acionamento não superior a 150% da capacidade, em amperes, do regime contínuo dos condutores; isso conduz a tirar bom partido do condutor, por seu regime, e não pela somatória das cargas. Caso o disparador seja não-ajustável, é especificado só para o regime contínuo do condutor, podendo ser arredondado para cima, desde que não ultrapasse 150% da capacidade dos referidos condutores.

É usual aqui a combinação das características de longa duração (TLD) e instantânea, esta calibrada em 12X.

3.1.4.2. Disjuntores Sêcos em Ramais de Motores

Além de serem usados, neste caso, para proteção de sobrecorrente, podem servir como chave de partida direta ou a plena tensão, com alguns inconvenientes, porém.

Se usado também como chave de partida, o disjuntor deve ter:

- a) corrente nominal maior que 115% da corrente nominal a plena carga do motor (I_{pc}).
- b) corrente de acionamento do disparador (I_a) por ação temporizada, menor que 125% daquele valor (arredondado até 140%, para fins de especificação).
- c) capacidade de interrupção igual ou maior que a corrente de curto-circuito para defeito nos terminais do motor.

É usual a combinação de características de longa-duração (TLD) e instantânea, sendo esta última calibrada para cerca de duas vezes a corrente de partida (I_p) do motor.

Os inconvenientes principais do uso do disjuntor, como chave de partida são:

- a) sua curva característica não se aplica perfeitamente à curva de aquecimento do motor.
- b) o disparador não permite um número tão grande de partidas-e-paradas como os contactores.

O melhor uso dos disjuntores, em ramal de motor, pois, admitindo-se que os motores já tem proteção de sobrecarga independente, é apenas contra curto-circuito, sendo especificado para ter:

- a) I_n menor que 115% I_{pc}
- b) I_a menor 150-250% I_{pc} (até 400%, para fins de especificação), esses valores dependendo da letra código (A-150%; BaE-200%), etc, segundo [12].
- c) O instantâneo regulado de $2I_p$ até $14I_{pc}$.

Caso haja mais de um motor no ramal, e mesmo outras cargas, adiciona-se às prescrições acima, as respectivas correntes nominais dessas cargas, e escolhe-se a capacidade de interrupção para o curto-circuito total no local de instalação do disjuntor.

3.1.4.3. Disjuntores Sêcos nos Secundários BT de Transformadores

O disjuntor sêco, comumente instalado no secundário de baixa tensão dos transformadores, deverá satisfazer os seguintes requisitos:

- a) I_n de seu disparador retardado é da ordem de 125-133% I_{pc} do transformador, para levar em conta a sobrecarga futura permissível com instalação da ventilação forçada.
- b) I_a do disparador retardado será inferior a 250% I_{2n} do transformador (em geral, 133-250%; na falta de dados melhores usa-se $I_a = 150\% I_{2n}$)
- c) A capacidade de interrupção do disjuntor deve atender às correntes de curto-circuito para falta no lado BT, admitindo-se manter-se a tensão no primário; se desejarmos considerar nessa falta, a contribuição do sistema, adotá-la idêntica à capacidade do disjuntor AT.

Como regra geral, se o disjuntor sêco BT está calibrado abaixo de 250% I_{2n} , pode ser dispensado disjuntor no lado AT; o disjuntor do alimentador, agora obrigatório, substituirá a ação deste. Por outro lado, se há o disjuntor do lado AT, pode-se dispensar o do lado BT, reciprocamente.

3.1.4.4. Disjuntores Sêcos nos Circuitos de Geradores BT

Servem como comando e proteção, desde que:

- a) os disparadores temporizados tenham $I_a = 125-150 I_{pc}$ do gerador;

b) os disparadores instantâneos sejam calibrados entre $8-12 I_n$ do disparador temporizado;

É preferível, no entanto, neste caso, usar relés de sobrecorrente com restrição ou travamento por tensão, substituindo o disparador temporizado, com vantagens óbvias.

3.1.4.5. Modos de Operação

Segundo as normas, os disjuntores sêcos podem operar seletivamente ou em cascata. No primeiro caso, todos disjuntores tem capacidade de interrupção superior à corrente de curto-circuito no ponto de aplicação. É a solução ótima.

No segundo caso, operação em cascata, só o disjuntor sêco principal é dotado de tal capacidade de interrupção, servindo assim de retaguarda para os demais. É solução barata, porém discutível, a nosso ver.

3.1.4.6. Disjuntores em Caixa Moldada

São de grande variedade, mas caracterizados basicamente por:

- a) utilizar uma lâmina-bimetálica que fornece a curva de longa-duração (TLD), para proteção contra curto-circuito moderados e sobrecargas leves. Além de não haver ajuste, é discutível a real atuação, em sobrecarga, a nosso ver.
- b) ter um elemento magnético, de ação instantânea, só por vezes ajustável, em máximo ou mínimo, e que dificulta a coordenação por não ser bloqueável.
- c) não permitir a obtenção da característica temporizada de curta-duração (TCD).
- d) não poderem ser usados na operação em cascata: podem atuar mais rápido que o disjuntor principal e "explodir".

CAP. 4.IMÉTODO GRÁFICO DE COORDENAÇÃO4.I.1. Palavras Iniciais

A coordenação entre dispositivos de proteção deve ser tal que somente os circuitos faltosos serão rapidamente isolados para minimizar o dano e causar a mínima quantidade de distúrbios ao restante do sistema. Isso não tem sido sempre possível devido às cargas e projeto do sistema.

A determinação do apropriado ajuste dos relés é parte arte, parte ciência. A seleção de tais ajustes depende da experiência pessoal, ajuizamento e condições locais de operação. Conseqüentemente, qualquer prescrita tabulação de ajustes de relés não baseada na experiência de operação está sujeita a correção e pode requerer revisão.

Deve ser relembrado sempre que qualquer variação na capacidade do sistema, na carga, no procedimento de operação, ou características de curto-circuito requer um re-exame do sistema para determinar que mudanças, se for o caso, são requeridas no ajuste dos relés.

4.1.2. Coordenação Gráfica das Curvas dos Relês

De modo geral, poderíamos dizer que a coordenação entre dispositivos de proteção pode ser conseguida [28], seja:

- pelo uso das curvas tempo-corrente
- pelo uso das tabelas de coordenação
- ou, pela utilização de convenientes "regras de dedo", ou indicações, estabelecidas pelos próprios fabricantes.

Os métodos são progressivamente mais fáceis na ordem dada, porém, evidentemente, a ordem inversa é aquela que apresenta mais flexibilidade ao projetista, em especial se a coordenação deve ser conseguida sobre uma grande faixa de correntes de defeito. De modo geral, o uso das tabelas de coordenação, organizadas a partir das curvas tempo-corrente, tem a mesma precisão do primeiro método e assim em muitos casos, como por exemplo, nos ajustes da proteção de redes de distribuição, representa menor quantidade de trabalho, para casos típicos bem determinados. A grande e genérica arma do projetista, no entanto, é a utilização das curvas tempo-corrente, no já citado esquema da geometria da proteção.

Assim sendo, é frequentemente sugerido pelos especialistas [2, 3, 6, 4], como sempre aconselhável colocar as curvas dos relês e outros dispositivos a coordenar, sobre uma única e mesma folha de papel, usando uma base de corrente comum. Esse procedimento revela certos conflitos que, de outra forma, seriam só muito dificilmente detectados.

Evidentemente, no entanto, tal procedimento seria dispensável para projetistas bastante experimentados e desde que fossem adotadas como Regras Básicas de Coordenação:

1. Usar relês em série tendo a mesma declividade das curvas. Isso é raramente encontrado, além de mistura com curvas de outros dispositivos, como fusíveis e disparadores de disjuntores secos, largamente usados nos sistemas industriais, o que

portanto, quase sempre invalida essa primeira regra sugerida.

2. Assegurar-se de que os relés mais afastados da fonte de energia tenham ajustes de corrente igual ou abaixo daqueles à montante. Infelizmente, porém, é frequente ter-se que fugir a uma ou ambas regras, e é quando o esforço maior exigido para locação das curvas, como dito acima, justifica-se plenamente, no chamado Método de Superposição [4].

Os sistemas industriais tem uma grande variedade de dispositivos de proteção de sobrecorrente, com muito diferentes declividades nas características tempo-corrente, como vimos. Em consequência, não é prático pensar-se em utilizar o chamado Método de Gabarito [5, 6], dos mais antigos, e só aconselhável para curvas de igual declive, salvo para profissionais altamente treinados. Igualmente o também conhecido Método do Ponto-ponto [7] não é o melhor, por ser lento e tedioso.

A mais rápida e fácil maneira de traçar as curvas coordenadas de vários dispositivos de proteção de sobrecorrente, para fins de estudos de coordenação de instalações industriais e outros, é, pois, pelo Método de Superposição das curvas tempo-corrente fornecidas pelos fabricantes.

Tais curvas tempo-corrente dos fusíveis, disjuntores com disparadores de ação direta, relés, religadores automáticos, etc, costumam ser fornecidos pelos fabricantes em folhas de papel logaritmico transparentes, conhecidas como EEI (Edison Electric Institute). São folhas de $4 \frac{1}{2} \times 5$ ciclos, indicando tempos no eixo vertical e correntes no eixo horizontal.(Anexo VI)

Essas curvas são facilmente relocáveis sobre folhas virgem, de mesmas dimensões e características, conhecidas como Keuffel-Esser Co, nº 336, e hoje já impressas correntemente no País.

Quando superpondo as folhas de curvas representativas de dispositivos operando sob tensões de diferentes níveis, deve-se lembrar que todas as curvas devem ser locadas na base de uma escala comum, e que é assinalado claramente na parte inferior da folha; em geral, adota-se o mais baixo nível de tensão do sistema em estudo.

Além disso, é necessário iniciar pela locação do dispositivo mais afastado da fonte de energia, e fazer uso conveniente dos múltiplos de corrente indicados na folha-virgem. Sucessivamente, como explicado a seguir, são locadas as demais curvas dos dispositivos existentes à montante, até a fonte.

O processo, pois, exige os seguintes PASSOS:

- 1- Obtenção das curvas dos diversos dispositivos de proteção, junto aos fabricantes respectivos, ou no arquivo de dados técnicos; por vezes, é necessário adaptar os dados fornecidos, por não estarem ainda locados em folhas do tipo EEI, o que ocorre frequentemente com catálogos de produtos europeus.
- 2- Aquisição das folhas-irgens, em papel vegetal transparente.
- 3- Utilização de um "copiometro": caixa de madeira ou metálica, com lâmpadas no interior, e uma das faces dispendo de vidro opaco e dispositivo para fixação das folhas a serem superpostas; em casos de emergência, a própria vidraça das janelas pode ser usada...
- 4- Obtenção dos diversos valores de correntes de curto-circuito, de partida de motores, de magnetização dos transformadores, etc, e que serão marcados sobre a folha-virgem, juntamente com o diagrama unifilar simplificado do sistema.

4.1.3. Exemplo de Aplicação

Para ilustrar o Método de Superposição proposto, e fornecer outros detalhes de sua correta utilização, incluindo-se algumas observações de caráter pessoal, apresentamos no Anexo IV um exemplo, retirado da Bibliografia [17] de nossa autoria. Esperamos, com isso, ter dirimido todas as possíveis dúvidas no emprego do método.

II PARTE

COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO POR COMPUTADOR

II PARTE

COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO POR COMPUTADOR

A aplicação e ajuste de relés e outros dispositivos de proteção em um sistema de potência é uma ARTE requerendo apreciável experiência e engenhosidade [14], como mostrado na primeira parte deste trabalho.

Dentro desta arte, contudo, há muito trabalho de rotina repetitiva; assim, após o engenheiro ter decidido, por exemplo, que os disjuntores terão relés de sobrecorrente na proteção de retaguarda de fusíveis colocados nos alimentadores, há ainda trabalho de rotina e consumação de tempo na coordenação dos tempos de abertura dos dispositivos usados.

Essa a razão porque, já há algum tempo vêm os concessionários de energia, principalmente, investigando para saber até que extensão um computador poderia executar os aspectos rotineiros da arte do releamento [14, 15, 16, 31].

Nossa intenção, nesta 2a. parte, é a de ordenar informações esparsas de bibliografia e contatos pessoais com usuários e projetistas, de modo a traçar um possível roteiro para automação de ajuste dos dispositivos de proteção mais usualmente encontrados. É obvio, no entanto, que se trata apenas de um roteiro, e só pretende ter a finalidade inspirativa descrita em nossas palavras introdutórias.

CAP. 1.IIDESCRIÇÃO DE UM PROGRAMA AUTOMÁTICO DE COORDENAÇÃO1.2.1. Limitações de um Programa Automático de Coordenação

É preciso que se tenha consciência, no início deste trabalho, de algumas das muitas limitações a que se sujeitará o programador na busca de uma solução automatizada para o ajuste da proteção.

Dentre essas limitações poderemos citar, rapidamente a quelas devidas:

- à própria característica do computador a ser utilizado, em especial, quanto aos seus recursos em memória, velocidade e compatibilidade com recursos periféricos vários;
- à disponibilidade de dados dos fabricantes de dispositivos de proteção, particularmente quanto às equações das curvas-resposta dos dispositivos, ou erro esperado nas curvas gráficas fornecidas;
- às aproximações aceitas, não só relativas ao desempenho dos dispositivos sob ação de fatores imprevisíveis, como também devidas aos próprios valores das grandezas de operação, por exemplo, das correntes de curto-circuito calculadas pelos métodos clássicos.
- à extensão desejada de um único programa, tendo em vista não só a variedade de dispositivos de proteção usuais, como também de situações de emprego dos mesmos.

1.2.2. Finalidades Esperadas do Programa . .

A exata definição do que se espera conseguir do programa a ser desenvolvido, é de capital importância, de vez que isso estabelecerá exigências específicas quanto ao próprio computador, economicidade do processamento e sua confiabilidade.

Admitamos, pois, que um primeiro programa a ser feito fosse destinado apenas ao ajuste dos dispositivos de sobrecorrente. Nesse caso, um tal programa deveria ser capaz:

- a- de aplicar, ajustar e conferir aplicação de relés de sobrecorrente de fase, relés direcionais de sobrecorrente, fusíveis e religadores;
- b- de aplicar, ajustar e conferir relés de sobrecorrente de terra, e
- c- eventualmente, introduzidas que sejam as modificações devidas, ajustar e conferir relés de distância, sem contudo aplicá-los, isto objeto de complicação muito maior, e que seria deixado para uma segunda etapa de desenvolvimento do programa.

Evidentemente que, apesar dessas limitações, as decisões lógicas a serem programadas devem ser suficientemente largas para incluir a maioria de locações de faltas e condições de operação possíveis. É de se supor que um engenheiro perfeito conhecedor da execução manual descrita na 1a. parte, e tendo suficiente prática de programação em computador, será capaz de executar um tal programa, em sua forma mais simples, e, progressivamente introduzir as necessárias complementações.

Para que se tenha uma primeira idéia, o fluxograma mostrado a seguir (Fig. 1.2) aponta os principais elementos de um tal programa [14], a partir da saída obtida de um programa de cálculo de curto-circuito compatível [19], e a ser especificado adiante.

Deve ficar perfeitamente claro que há dois problemas vitais para o usuário de um tal programa:

- O primeiro consiste na pura e simples verificação de se o ajuste já disponível em seu sistema é correto. Caso contrário, onde estão as imperfeições, como falta de seletividade, e, se possível, que sugestões de ordem geral poderiam ser aconselhadas.
- O segundo problema, de muito maior complexidade, consiste em, estabelecidos que sejam os locais dos relés, escolher os tipos dos mesmos e ajustá-los para operação seletiva e coordenada.

Nesses dois problemas verifica-se a sequenciação de trabalho a ser desenvolvido pelo programador, e também a importância do ajuizamento humano na solução final. É a perfeita de finição da fronteira de trabalho do homem versus máquina!

Assim, cabe ao elemento humano, e a isso denominamos ARTE:

- a- escolhido o diagrama unifilar do sistema, fixar onde serão colocados os dispositivos de proteção;
- b- no primeiro problema, estabelecer de que tipo serão esses dispositivos, em cada localização e seus ajustes;
- c- fornecer instruções ao programa, sobre o desempenho que possa ser julgado normal, de tais dispositivos, determinando os termos de comparação para correção;
- d- fornecer os limites de ajustagem e outras limitações não só dos dispositivos, como de operação do sistema;
- e- estabelecer os limites de alcance de cada tipo de proteção.

Caberia à máquina, devidamente instruída até mesmo para gerar certas decisões, em um mixto de CIÊNCIA e ARTE:

- a- realizar com grande rapidez os cálculos e verificações de ajustes possíveis dos dispositivos;
- b- comparar os resultados com os dados disponíveis em sua memória, executar variantes e otimizar a solução, no grau determinado;
- c- fornecer como saída, os ajustes finais e tempos de operação para todos os dispositivos do sistema;

d- oferecer comentários que permitam análise e possível tomada de decisão pelo homem, no sentido de determinar uma melhor variante de ajuste.

É razoável afirmar-se, a esta altura, que a medida que o programa for sendo aperfeiçoado, exigir-se-á cada vez mais elemento humano de melhor qualidade para manuseá-lo e interpretar corretamente os resultados. É como se houvesse um constante desafio entre homem e máquina, em um jogo de rapidez e astúcia, como só imaginável pelas mentes mais fantasiosas.

1.2.3. Descrição Geral do Fluxograma Proposto (Fig. 1.2)

0. Dados de Entrada

São exigidos para o programa alguns tipos básicos de dados de entrada, tais como:

- dados de falta ou defeito
- descrição do sistema

01. Dados de Falta ou Defeito

O programa deve ser preparado para usar a saída de um programa de curto-circuito, por exemplo, na forma de fita de entrada, para o que um "Elo de Translação dos dados de falta" deve re-arranjar os dados para os elos subsequentes.

Os dados de falta, usualmente requeridos do programa de curto-circuito [13, 14], estão citados no Anexo III.

02. Descrição do Sistema

Estes dados definem o sistema do mesmo modo como indicado pelo manual do programa de curto-circuito, e relaciona

as locações dos dispositivos com o sistema. Por exemplo, seria necessário definir nos dados de entrada coisas como: "Linha 1 conecta a Barra 1 à Barra 3, sendo que a locação 3 está no extremo da linha e próximo à Barra 1, enquanto que a locação 4 está no extremo da linha e junto à Barra 3". (Vide Fig. 2.2).

Este tipo de informação é, então, usada para obter-se as apropriadas correntes a partir do programa de falta, para cada locação de dispositivo, conforme mostrado em um diagrama-tipo, como abaixo.

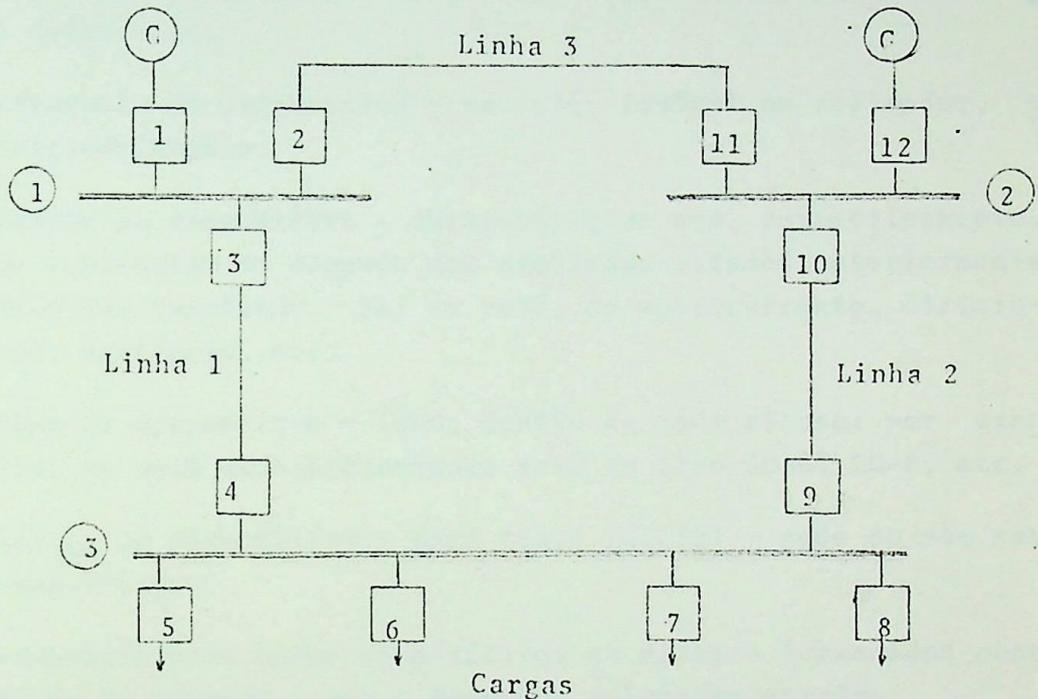


Fig. 2.2- Descrição do Sistema

1. Constantes Gerais e Controle do Programa

Englobam-se aqui dados tais como: definição da extensão do sistema, incluindo o número de locações de dispositivos, linhas, barras, etc; opção de saída desejada; informações gerais como, por exemplo, que o mínimo ajuste do dispositivo de tempo dos relés de sobrecorrente será 1.0, ou a respeito do mínimo calibre do fusível a usar, ou do intervalo de tempo de

coordenação, etc, informações essas que serão sistematicamente adotadas pelo programa, a menos de ordem específica em contrário.

2. Dados de Locação dos Dispositivos

A juízo do usuário, serão fornecidos para cada locação dados como:

- categoria do dispositivo - se relê, fusível ou religador, obrigatoriamente;
- classe do dispositivo - obrigatório ou não, respectivamente, se o primeiro ou segundo dos problemas citados anteriormente deve ser resolvido. Ex: se relê, de sobrecorrente, direcional, distância, etc;
- tipo do dispositivo - idem, dentro de cada classe; por exemplo, se relê de sobrecorrente será do tipo CO-6, CO-8, etc.
- ajuste do dispositivo - para teste inicial - pode ou não ser especificado;
- permissão para mudar dispositivos ou ajustes fornecidos como dados de entrada, caso o programa julgá-los errados;
- relação dos transformadores de corrente - pode ou não ser especificados;
- tensão do sistema - a fim de transformar os valores por unidade do programa de falta, em correntes reais;
- tipo de linha na locação - se de motor, gerador, carga ou alimentador, com vistas ao ajuste preliminar;
- máxima corrente de curta-duração;
- constantes especiais, por exemplo, no motor: corrente de rotor travado, tempo de partida;
- mínimo ajuste do dispositivo de tempo, se outro que o padrão;
- intervalo de tempo de coordenação - idem

- condições especiais, por exemplo, se a locação está dentro de uma zona de proteção diferencial, etc, etc.

3. Constantes Gerais dos Dispositivos

Para cada dispositivo, - relê, fusível, religador, etc -, certas informações devem ser armazenadas: tapes disponíveis, faixa dos tapes, curva tempo-corrente, etc.

Com relação ao banco de dados para armazenagem da curva de tempo-corrente, trata-se de um problema interessante, com diversas possibilidades de solução [2, 8], dependendo de se são conhecidas as equações das curvas [30] ou somente o jogo de curvas fornecidas pelo fabricante e obtidas por ensaio real.

4. Elo de Ajuste e Seleção Preliminar

A cada locação no sistema corresponde um particular tipo de dispositivo e ajuste especificado, um ou ambos pré-selecionados como dado de entrada. Assim, o programa deve usar uma lógica capaz de conferir essa seleção e imprimir uma sugestão para feitura de outra seleção caso a pré-seleção não seja julgada apropriada, ou, caso o tipo e ajuste não tenham sido pré-selecionados (2º problema citado) o programa deve fazer a seleção.

Evidentemente, para que isso seja possível, uma série de regras lógicas devem ter sido previamente fornecidas ao programa, que as usa da mesma forma que um engenheiro tarimbado usa sua prática, no caso de um ajuste manual.

Assim, por exemplo, para os diversos tipos de carga deveriam ser definidas informações como abaixo:

- 1- Caso de alimentador de carga - fixa-se, por exemplo, uma sistemática de utilização de um relê de sobrecorrente, tipo CO-6 ou similar, com tape ajustado para 1.25 vezes a máxima corrente de tempo-curto (STM) através o alimentador, e um dial

de tempo ajustado para 0.5 ou outro qualquer valor que foi fixado como dado de entrada; quanto ao elemento de disparo instantâneo, é fixado, por exemplo, para 6 vezes o ST^M , evitando os intempestivos devidos a corrente de magnetização ou de partida com carga fria, etc.

- 2- Caso de motor - estabelece-se, por exemplo [9], como valor de partida uma combinação de relés BL-1/CO-5. Ajusta-se o tape do BL-1 (relé de sobrecarga, tipo replica) para o valor da corrente nominal do motor e seu elemento instantâneo para 1.8 vezes a corrente de rotor bloqueado. O ajuste do CO-5 faz-se no tape 2.5 vezes a corrente nominal do motor, dial de tempo para 0.5 (reajustável para cima de modo a obter-se um tempo de operação com rotor-travado superior ao tempo de partida nominal do motor); quanto ao elemento instantâneo do CO-5, ajustá-lo também para 1.8 vezes a corrente de rotor bloqueado.
- 3- Caso de gerador - se for adotada a filosofia inicial da aplicação de relés apenas para falta interna, e não considerar a proteção de retaguarda contra falta externa, o programa pode pré-selecionar, por exemplo, um sensível relé direcional com restrição por tensão ($1V-3$) ajustável à máquina, se não for preferível relés diferenciais.
- 4- Caso de alimentador de interligação - ao contrário dos três casos anteriores, locações de extremidade, para os quais não se exigiu cobertura de retaguarda de quaisquer outros dispositivos, neste caso haverá tal necessidade, complicando-se a lógica. De fato, tanto a possível direção das correntes como seu valor máximo e mínimo são variáveis, obrigando uma lógica de geração de correntes de valor e direção aleatórias (a ser melhor discutido sob o título "elo de saída"). Assim, se assumirmos uma direção como positiva e a outra como negativa, na interligação, é possível tomar uma decisão com relação a se um relé de sobrecorrente simples ou um relé direcional de sobrecorrente é requerido. Uma regra lógica possível é:

"se $\frac{I_{neg\ max}}{I_{pos\ min}} > 0.25$ use-se um relé direcional" [2]

Uma informação adicional, evidente, é que caso seja de terminado o uso do relé direcional, é preciso que o programa ve rifique se a corrente circulante na direção de não-operação, a qualquer instante, não excede o regime térmico da sua bobina de corrente.

É razoável adotar-se a mesma linha de raciocínio acima, feita com relés de sobrecorrente simples ou direcionais, para a aplicação seja de relés de distância, fusíveis ou religadores. Assim, por exemplo, os tipos de fusíveis são selecionados com ba se na corrente máxima contínua e no máximo regime de interrupção, na locação correspondente; o regime do elo-fusível é selecionado para 1.2 STM ou o mínimo calibre de fusível que for introduzido como dado de entrada, o que for maior.

Resumindo: nesta parte do programa, ou seja, na sele ção preliminar, o que o programa faz realmente é resolver o 1º problema, com base em "receitas" usadas correntemente pelos espe cialistas e que varia, naturalmente, com a procedência das mes mas. Dessas verificações resultam os "comentários" que de vem ser impressos na saída dos dados, e que são extremamente úteis como brados de alerta para o analista do programa, como veremos mais adiante. (Anexo IV)

5. Elo de Desenvolvimento de Dados e Dispositivos Primários e de Retaguarda.

Foi dito anteriormente que no ajuste preliminar seriam considerados apenas, em princípio, os relés primários, principais ou de primeira linha. No entanto, é necessário agora tratar-se da proteção de retaguarda, uma técnica muito discutida, com prin cípios ainda não perfeitamente caracterizados, mas, a nosso ver, indispensável em um bom projeto. Assim sendo, ao invés de dei xar-se ao acaso a atuação da proteção de retaguarda, é preferí vel fixar-se algumas poucas regras [1], de modo a aceitar os pa res de relés principal-retaguarda. Por exemplo, na Fig. 2.2, o relé da locação [1] promove retaguarda para o relé da locação 2, e assim por diante: os relés 1 e 2 constituiriam um "par" e as sim as correntes e tensões a eles associadas deveriam estar coor denadas.

Uma lógica possível é a mesma que se adota para o ajuste manual, isto é, a partir de um relé qualquer (por exemplo o de número 1, na Fig. 2.2), o circuito é percorrido acompanhando o fluxo normal de corrente, já que sabemos que o(s) relé(s) de jusante tem sua(s) retaguarda(s) no relé de montante respectivo. Adotando, pois, um sentido positivo para a corrente (por exemplo, positivo quando a corrente sai da barra, e negativo quando entra), vê-se que há dois relés (nº 2 e 3) que serão "primários" em relação ao relé nº 1 admitido "de retaguarda". Assim, o programa estabelece, de imediato, os pares sem necessidade de sobrecarregar-se com essas informações os dados de entrada.

Essa lógica, aparentemente simples, no entanto, pode complicar-se bastante, exigindo artifícios outros.

Uma vez estabelecidos os pares de relés primário-retaguarda, o próximo passo seria estabelecer quais os pares de corrente que podem ou devem ser usados para os ajustes. E aqui de novo seremos levados à discussão do programa de curto-circuito [6] que definiu os tipos de defeitos supostos aplicados, e que analisaremos mais adiante [7]. (Anexo VI)

6. Elo Final de Coordenação

Obtidos que sejam os pares de correntes dos relés primário-retaguarda, conforme visto anteriormente, o passo seguinte será converter essas correntes em tempos de operação dos dispositivos, bem como reajustar os dispositivos de retaguarda até que seus tempos de operação excedam os tempos de operação do dispositivo primário correspondente por um certo valor, denominado "intervalo de temporização", fixado como dado de entrada.

Ao contrário do que ocorre no cálculo manual, em que por deficiência de tempo para verificar todas as possíveis hipóteses de defeito, o analista é obrigado a "escolher" a pior hipótese e trabalhar sobre ela, com os riscos óbvios, ao contrário, quando o cálculo das correntes de falta são feitos com auxílio do computador, um maior e crescente número de casos podem ser examinados. Como procuraremos mostrar adiante, alguns programas existem [6, 7], e estão sendo constantemente aperfeiçoados, para



fornecer, nas hipóteses diversas, as correntes de defeito para verificação da coordenação da proteção (Anexo VII).

Vamos supor, por enquanto, que temos conhecimento de um certo número de hipóteses de defeitos que dão, em relação à citada Fig. 2.2, uma série de pontos tempo-corrente relativos à locação nº 1. A corrente a ser usada é, pois, a corrente vista pela locação nº 1, e, o correspondente tempo de operação é o tempo de operação dos dispositivos nas locações nºs 2 e 3, acrescidos do "intervalo de temporização".

Partindo, pois, com o ajuste de tape e do dial de tempo da locação 1, como determinado pelo ajuste preliminar, determina-se o tempo de operação do dispositivo para cada uma das correntes desenvolvidas. Se qualquer dos tempos assim determinado cai abaixo dos tempos requeridos, estabelecidos previamente, o ajuste do dial de tempo é aumentado até o ajuste de tempo de operação. Após todos os pontos corrente-tempo serem conferidos, faz-se a média dos mesmos. Igualmente, determina-se a média dos tempos de operação para uma corrente ligeiramente menor que os ajustes dos elementos instantâneos. Por fim, toma-se a média das duas médias anteriores para obter um tempo relativo ao tape considerado.

O procedimento acima é, então, repetido para o próximo mais alto ajuste de tape possível no dispositivo da locação 1. Se o novo tempo é menor que o anterior, o processo é repetido para o seguinte tape mais alto, até que o ótimo ajuste de tape para este tipo de relé seja determinado.

Um processo semelhante é seguido para determinar o tipo ótimo de relé. Por exemplo, se um relé CO-6 foi usado, o processo seria repetido para um CO-7. Se o tempo médio obtido para este é menor que o obtido para o CO-6, repete-se o processo para o relé CO-8, e assim sucessivamente, até que o correto tipo de relé e seu ajuste, do ponto de vista de coordenação, seja determinado.

Novamente, o procedimento acima foi explanado em termos de um simples relé de sobrecorrente; no entanto, uma lógica similar, talvez algo mais complicada apenas, pode ser empregada para fusíveis e religadores. Por exemplo, para fusíveis, as curvas mínimas de fusão do fusível de sobre alcance (jusante) devem ser comparadas com as curvas de tempo de extinção total

dos fusíveis sobre alcançados (montante).

Embora a lógica descrita possa parecer até relativamente simples para programar no computador, é sabido que o engenheiro de relés lança mão ainda de outros compromissos, frequentemente, para obtenção de alta velocidade de operação para faltas primárias. Esses compromissos adicionais são difíceis de estabelecer como regras de aplicação e, assim sendo, são difíceis para o computador manusear.

É, pois, evidente que um tal programa automático de ajuste deve crescer passo a passo, pela inclusão sucessiva de compromissos. Por exemplo, após um ajuste ter sido determinado para a locação de retaguarda, o tempo de operação para uma falta no extremo da linha é conferido e, se maior que um certo valor, digamos 1.5 a 2 segundos, algum tipo de proteção, do tipo fio piloto, de grande velocidade deve ser aconselhado, já que aquele tempo obtido pode ser incompatível, por exemplo, com o permitido, digamos, pelo fabricante do gerador, e portanto o ajuste deve ser ignorado.

Assim, por mais evoluído que seja um programa de ajuste automático, a experiência e engenhosidade do engenheiro de relés será ainda requerida para guiar o computador na sua escolha.

7. Elo de Saída

Além de certo número de saídas que são servem como controle para o programador, como usual em todo tipo de programação, é útil ter-se disponíveis para uso do engenheiro de relés as seguintes:

- 1- Correntes - como será explicado na análise do programa de curto-circuito a usar (Anexo VI), consta de um jogo de sete correntes para cada locação ou disjuntor considerado.
- 2- Entrada de dispositivos e ajustes - em que são listados os dados de entrada para os dispositivos em cada locação, com os comentários resultantes da verificação pelo programa dos ajustes feitos preliminarmente. No primeiro problema essa lista contém apenas comentários; no segundo problema, já que

foi permitido ao programa trocar grandezas, isso é feito e impressa a razão, no comentário.

Os comentários são resultado de instruções dadas; por exemplo, no secundário dos transformadores de corrente $x/5$ não deve haver mais que $20 \times 5 = 100$ amperes, etc, como será listado posteriormente. (Anexo VII)

- 3- Dispositivos e ajustes primários - se desejado, essas informações podem ser impressas, como acima, correspondendo ao 1º problema antes citado.
- 4- Pares de coordenação de dispositivos primário-retaguarda - em que são mostrados os seis pares de corrente desenvolvidos no elo de dispositivo primário-retaguarda, para cada par de dispositivos sub e sobre alcançados. As correntes podem ser dadas em amperes, por unidade e em múltiplos da corrente de tape (MT); os tempos de operação são indicados em segundos, sendo impressos em código 777.77 para indicar operação muito de morada pelo fato de $MT = 1$ a 1.3, ou em código 999.99 indicando não operação se MT é menor que a unidade [14].
- 5- Dispositivos e ajustes finais - em que são dadas as informações de todos dispositivos após coordenação final.
- 6- Conferencia de operação de dispositivo - é um resumo em que o programa manda imprimir todos os tempos de operação resultantes das várias hipóteses de cálculo de corrente em cada locação. É útil para obter-se, por manipulações diversas, as correntes sobre as barras, já que no cálculo de curto-circuito a referência é a locação dos disjuntores, e então, para a calibração dos relés, por exemplo, exige-se a distribuição das correntes totais.

1.2.4. Tipos de Saida Desejáveis

No intuito de orientar o programador que irá ocupar-se da preparação do programa automático de ajuste de proteção, faremos algumas indicações a mais.

Para isso, julgamos útil apresentar um resumo (Anexo VII) de um estudo feito para a Refinaria Presidente Bernardes - Petrobrás, pela TRIEL - Engenharia Elétrica Especializada, em agosto de 1972, nos USA, utilizando programa do Westinghouse - Power System Analysis for Electric Utilities and Industry [14].

Trata-se de programa bastante evoluído, e que dá uma perfeita idéia das facilidades hoje disponíveis aos engenheiros de proteção. É relevante também salientar-se a qualidade exigida de tais engenheiros, para tirar partido integral de tal auxílio. Voltamos, pois, a insistir que é fundamental o engenheiro enfronhar-se bem na técnica de ajuste manual, descrita na primeira parte deste trabalho, antes de aventurar-se a usar programas automáticos de ajuste. Temos notícias e experiência própria que mostra o descompasso possível entre o esperado e o conseguido do programa, se o engenheiro responsável pelo preenchimento dos dados exigidos pelo manual de programa, não for um profissional perfeito conhecedor do processamento e ajuste manual.

Essa nossa convicção levou-nos a pensar neste trabalho cujo objetivo de traçar um roteiro inspirativo, esperamos ter conseguido.

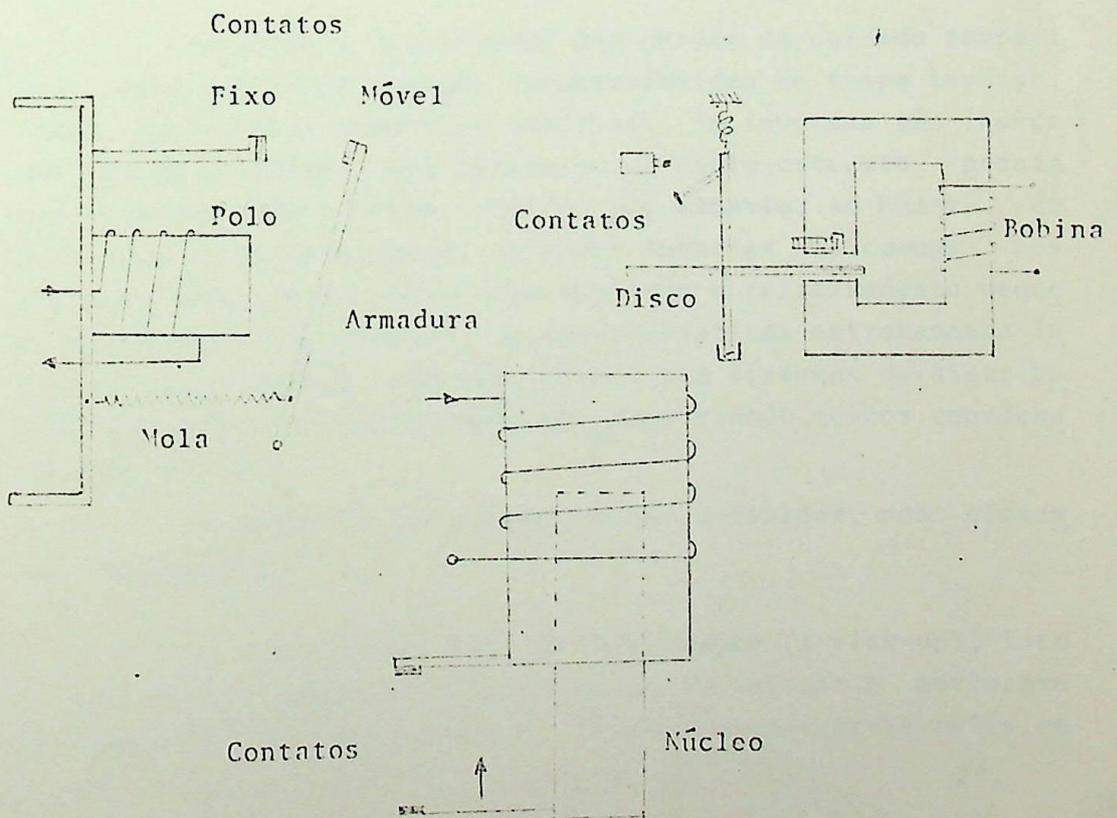
ANEXO I

TECNOLOGIA DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE MAIS USUAIS

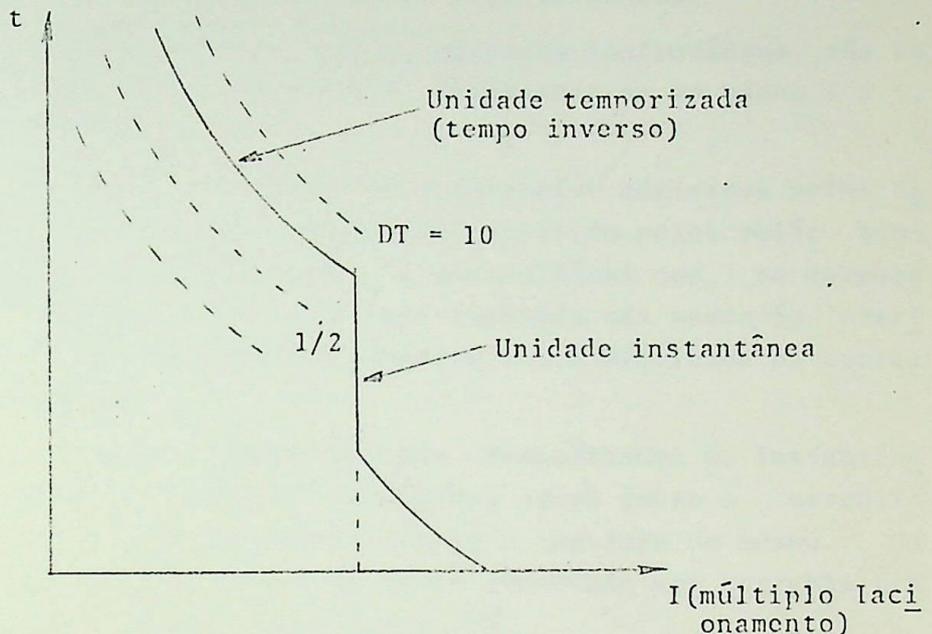
I.1. Relés de SobrecorrenteI.1.1. Generalidades

Por definição - segundo ABNT - o relé é o dispositivo por meio do qual um equipamento elétrico é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento ou do circuito em que ele está ligado, ou em outro equipamento ou circuito associado.

São encontrados nas estruturas abaixo indicadas, de armadura axial ou em charneira (usuais nos relés instantâneos) e disco de indução (este em relés de ação temporizada) [23]



As características, representadas no plano tempo-corrente, conforme abaixo indicado [22], associam as unidades temporizadas (através um dial ou ajustador de tempo) e instantâneas (sem retardo propositado), respectivamente, números 51 e 50-ASA.



Conforme a declividade das curvas da unidade temporizada, elas são ditas possuir características de tempo inverso, muito inverso e extremamente inversas. As inversas são indicadas quando a variação das correntes de curto-circuito possam ser relativamente grandes, devido, por exemplo, ao número de geradores em funcionamento; as muito inversas são comuns nos sistemas industriais, onde essa variação é relativamente pequena entre pontos adjacentes; as características extremamente inversas, ao contrário, são mais usuais nos sistemas de distribuição das Empresas Concessionárias, propiciando melhor coordenação com fusíveis.

Os relés de sobrecorrente são definidos, nos elementos temporizados:

a) por sua corrente de acionamento (I pick-up), isto é, pelo mínimo valor de corrente capaz de iniciar o movimento de fechamento de seus contatos. É usual encontrar-se relés em

Além dos tipos eletromecânicos que vimos de descrever, estão sendo rapidamente introduzidos os relés estáticos, cuja confiabilidade vem sendo aumentada, dia a dia. Sua análise, no entanto, é aqui dispensada, já que não altera a sequência do trabalho a que nos propuzemos.

1.1.2. Seleção da Declividade das Curvas Tempo-Corrente [27]

Não há um conhecido método científico para determinar o declive ideal da curva tempo-corrente para uma aplicação específica, exceto realmente para execução de cálculos preliminares de ajustes.[40] . (Anexo VIII)

Contudo, alguns comentários úteis podem ser feitos.

Tomemos, como exemplo, algumas das curvas disponíveis nos relés de linha Co-Westinghouse, para proteção de linhas:

Co-6 - Tempo mínimo definido

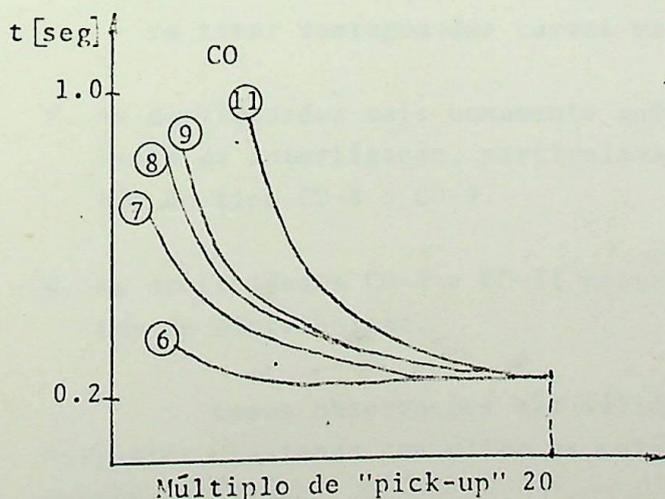
Co-7 - Moderadamente inversa

Co-8 - Inversa

Co-9 - Muito inversa

Co-11 - Extremamente inversa

Se um tempo comum de 20 vezes a corrente de tape for escolhido para todas as curvas, uma comparação de declividades pode ser obtida, como mostrado na figura abaixo. [7]



Tempos de operação para o dobro da corrente de "pick-up"

CO-6	0.33 seg
CO-7	0.75
CO-8	2.50
CO-9	3.00
CO-11	10.00

Uma breve discussão dos méritos comparativos dessas declividades pode ser assim resumida:

- A. Se o relê é para ser usado principalmente como retaguarda de disjuntores adjacentes, uma curva menos inversa é melhor indicada, do que se o relê fosse destinado a uma proteção primária, principal ou de primeira linha. Já que faltas em linhas adjacentes produzirão correntes de menores valores que para faltas na linha protegida, curvas mais achatadas proverão mais rápidos tempos de extinção para faltas na linha adjacente.
- B. A mistura de curvas com diferentes declividades deve ser feita com cuidado. A curva mais inversa coordenará com uma curva mais achatada, porém futuras variações no sistema podem mudar grandemente o aspecto da coordenação.
- C. Onde boa cobertura é obtível com unidades instantâneas, as curvas mais achatadas devem ser utilizadas para obter menores tempos de extinção, sob baixas correntes.
- E. As curvas achatadas (CO-6 e 7) são vantajosas onde:
 - 1. não há problemas de coordenação com dispositivos de proteção em outros locais do sistema, tais como no disjuntor de linha alimentador dos transformadores em rede.
 - 2. a variação da corrente de falta, entre faltas nos extremos próximos e afastados da linha protegida é muito pequena para tirar vantagem das curvas mais inversas.
- F. As declividades mais comumente aplicadas para releamento de linha de interligação, particularmente para proteção de terra, são do tipo CO-8 e CO-9.
- G. As declividades CO-9 e CO-11 prevalecem na maioria dos circuitos de distribuição.

Essas observações são válidas para tipos de outros fabricantes, bastando consultar os catálogos ou tabelas de correspondência [27].

I.2. Fusíveis

Por definição, segundo a ABNT-EB-53 - FUSÍVEL - conjunto removível constituído por elo fusível e demais partes integrantes essenciais ao funcionamento do elo fusível.

E, - ELO FUSÍVEL - parte do fusível percorrida pela corrente e do qual a totalidade ou uma parte se funde, quando a corrente excede determinado valor.

O elemento fusível provê tanto a função de detecção como a função de interrupção (mas não a função de manobra sob carga).

Os fusíveis representam os mais simples e baratos dispositivos automáticos de proteção [26], e podem ser classificados seja como limitadores de corrente ou não. Apesar disso, o fusível não é considerado um completo dispositivo de proteção, já que não incorpora um meio adequado de manobra (exceto, talvez, o tipo "oil-fuse cutout").

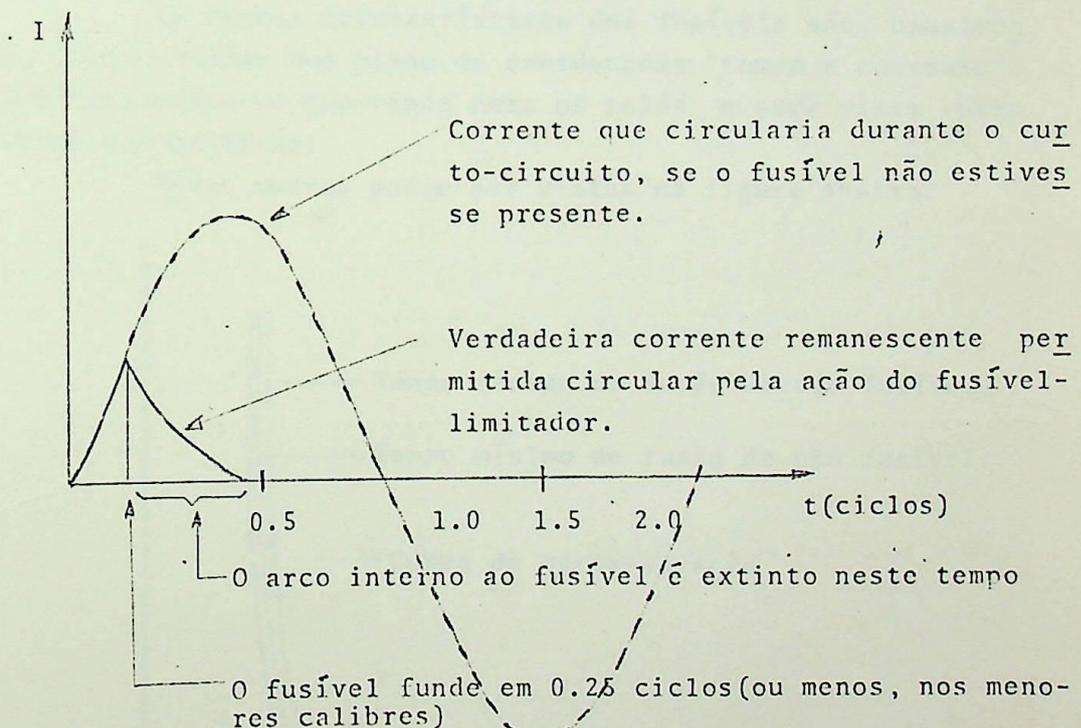
Os fusíveis são dispositivos de proteção bastante utilizados nos sistemas de potência e industriais [23], sendo comum encontrá-los conjugados a chaves interruptoras, disjuntores ou contactores, nos circuitos de tensões iguais ou inferiores a 600 Volts, bem como associados a chaves desligadoras, chaves interruptoras, corta-circuitos ou contactores nos circuitos de tensões superiores a 600 Volts.

Os fusíveis poderão ser do tipo - limitadores de corrente - quando interromperem a corrente de curto-circuito para um valor inferior ao seu valor de crista (ex: fusível de prata, com extintor de areia); em caso contrário, são denominados - não limitadores de corrente - (ex: fusíveis de ácido bórico). Por outro lado, são chamados - tipo expulsão - quando ao operarem expelam gases quentes, o que impede sua aplicação em instalações internas; ou são do tipo - não expulsão -, caso contrário.

Devido à grande expansão dos sistemas elétricos, ultimamente, aumentaram consideravelmente as capacidades de curto-circuito em muitas áreas e, em muitos casos, foram excedidas a

capacidade de interrupção dos fusíveis convencionais não-limitadores, tipo cartucho, por exemplo (e para os quais não existem publicadas as capacidades nominais de interrupção), e mesmo a dos disjuntores secos de baixa tensão. Em tais casos; pois, apenas os fusíveis limitadores de corrente, com capacidades de interrupção tão elevadas como 200 KA, podem fornecer uma proteção segura e eficiente, e, adotando-se uma coordenação adequada, é possível usar dispositivos a jusante da localização do fusível, com capacidades nominais de interrupção menores que as normalmente exigidas. Assim, nossa preocupação ficará restrita, neste trabalho, aos fusíveis tipo limitador de corrente que, contrariamente aos outros tipos, têm características de interrupção com bastante precisão e dignos de confiança.

A habilidade de limitação da corrente de fusíveis limitadores de corrente, pode ser ilustrada na figura abaixo:



Verifica-se, pois, [22] que um fusível limitador de corrente é de operação tão rápida, e tem um tempo de extinção do arco tão curto, quando operando com correntes que sejam elevadas em comparação com sua corrente nominal, que ele interrompe a circulação da corrente num ponto antecipado da primeira

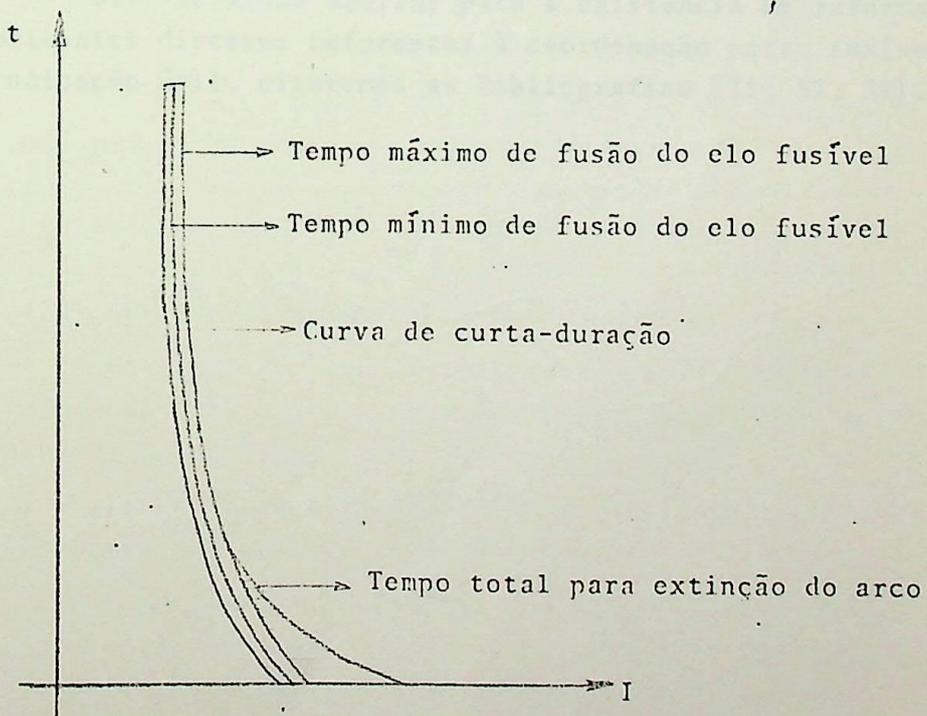
semi-onda, e o faz tão antecipadamente, que a corrente não tem a oportunidade de assumir o valor que atingiria, se não existisse o fusível-limitador (parte tracejada da figura).

Não obstante, mesmo os fusíveis limitadores têm limitações aplicáveis a todos os tipos, o que faz com que haja ferrenhos defensores de sua não utilização em sistemas com grande responsabilidade, do que discordamos por considerar aquela uma opinião muito extremada. Dentre essas limitações, podemos citar que a maior desvantagem dos fusíveis é que eles são monofásicos e interruptores não-repetitivos; isso poderia nos levar à operação de um motor só com duas fases (exigindo outra proteção), e à paralização do circuito para troca do elo em cada operação do fusível, por exemplo.

I.2.1. Curvas Características

As curvas características dos fusíveis são, usualmente, representadas num plano de coordenadas "tempo x corrente", semelhantemente ao que vimos para os relés e será visto para outros dispositivos.

Essas curvas podem ser vistas na figura abaixo:



Entende-se que essas diversas curvas significam:

1. Curva "corrente-tempo mínimo de fusão" - relaciona a corrente que circula no fusível com o tempo mínimo para o qual êle funde ou "queima".
2. Curva "corrente-tempo máximo de fusão" - obtida adicionando-se à curva anterior a "margem de tolerancia" admitida pelo fabricante, em amperes.
3. Curva "corrente-tempo total para a extinção do arco" - obtida adicionando-se à curva anterior o tempo necessário para a completa extinção do arco.
4. Curva "corrente de curta duração" - relaciona a corrente que circula no fusível com o tempo máximo permissível para que este não fique enfraquecido no caso de sobrecargas de curta duração.

Os fabricantes dão, normalmente, as duas primeiras curvas em folhas separadas, e fornecem as indicações para as outras duas (vide, por exemplo, a Norma da ABNT - EB - 123).

Deve-se ainda alertar para a existência de informações de fabricantes diversos referentes à coordenação entre fusíveis. Como indicação útil, citaremos as Bibliografias [28, 37, 38].

I.3. Disparadores de Ação Direta

Embora o programa a ser descrito na 2a. parte não inclua o ajuste da proteção, automaticamente, para o lado de baixa tensão por razões de simplificação, é preciso que o engenheiro conheça bem tais disparadores.

Realmente, disjuntores a sêco, com disparadores calibráveis constituem um dos principais equipamentos utilizados nos sistemas de distribuição industriais, oferecendo proteção contra sobrecorrentes e curto-circuitos.

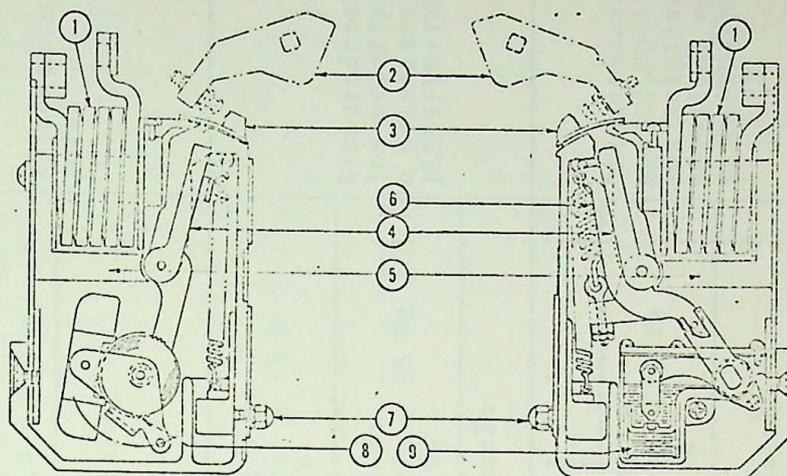
Os disparadores executam as mesmas funções nos sistemas de baixa tensão, que os relés de sobrecorrente nos sistemas de alta e média tensões. Porém, diferem principalmente dos relés em dois aspectos fundamentais: os disparadores fazem parte integrante dos disjuntores, e não requerem uma fonte auxiliar para disparo, pois a própria corrente é utilizada diretamente para isso. Entretanto, para que se obtenha a seletividade desejada, (atuação do disjuntor mais próximo) em um dado sistema, com o máximo possível de proteção (tempo mínimo de atuação), deve-se proceder a uma criteriosa seleção desses disparadores.

Para os disjuntores de baixa tensão, fabricam-se atualmente disparadores com três características tempo-corrente: de longa duração (TLD), de curta duração (TCD) e instantânea. Esses disparadores podem ser fornecidos combinando as características de longa e curta duração ou englobando as três características da aplicação, como for necessário.

Como exemplo, para um certo fabricante, citam-se os dados da tabela I.3, bem como são fornecidas as curvas respectivas retiradas do catálogo correspondente [34].

Para que se tenha idéia do funcionamento de um tal dispositivo pode-se recorrer à Fig. I.3.2, anexa.

O fechamento do disjuntor, ainda que manualmente, é feito rápida e firmemente por um mecanismo de força independentemente do operador, uma vez este tenha iniciado a ação; isso evita a queima prematura dos contatos. Além da operação manual,



Esquemático de disparador EC-1 para Disjuntor AK-1, 15-50 A

- 1- Bobina de sobrecorrente
- 2- Eixo de disparo do disjuntor
- 3- Dedo de disparo
- 4- Armadura
- 5- Magneto
- 6- Mola do disparador instantâneo
- 7- Ajuste de "pick-up"
- 8- Mecanismo de escape do retardo de tempo curto
- 9- Amortecedor à óleo

Fig. 1.3.2a

TABELA I.3 - DISPARADORES PARA DISJUNTORES DE BAIXA TENSÃO

Tipo do disparador	Característica Faixa de calibração		Temporização (1)	Aplicação
Tipo a)	Longa duração (LTD)	80 - 160%	1A - Máxima - 15 a 38 s (2) 1B - Intermediária - 7,5 a 18 s 1C - Mínima - 5,3 a 8,2 s	Alimentadores para uso geral
	Instantâneo	4 - 9 x 6 - 12 x 9 - 15 x 80 - 250% (3)	Selecionar uma das faixas	
Tipo b)	Longa duração (LTD)	80 - 160%	1A - Máxima - 30 s (2) 1B - Intermediária - 15 s 1C - Mínima - 5 s	Disparadores para arranjos seletivos (LTD+STD) e seletivos por zona (LTD+STD+INST).
	Curta duração (STD)	2 - 5 x 3 - 7 x 4 - 10 x	2A - Máxima - 24 Hz (4) 2B - Intermediária - 16 Hz 2C - Mínima - 8 Hz	
	Instantâneo	Não ajustável	Especificar a calibração	
	Longa duração (LTD)	80 - 160%	1BB - Máxima - 4,5 s (2) 1CC - Mínima - 2 s	
Tipo c)	Curta duração (STD)	2, 3, 5, 5 x 3, 5, 7 x 4, 7, 10 x	2AA - Máxima 24 Hz (4) 2BB - Intermediária - 16 Hz 2CC - Mínima - 8 Hz	Alimentadores para uso geral (LTD+INST), arranjos seletivos (LTD+STD) e seletivos por zona (LTD+STD+INST)
	Instantâneo	4 - 9 x 6 - 12 x 9 - 15 x	Selecionar uma das faixas	

certos tipos podem ser operados eletricamente, à distancia, por meio de uma mola pre-comprimida, manualmente e/ou por motor: evidentemente, o sucesso de uma tal operação depende de uma confiável fonte auxiliar, especificada no catálogo, em cada caso, em valores de corrente e tensão necessárias:

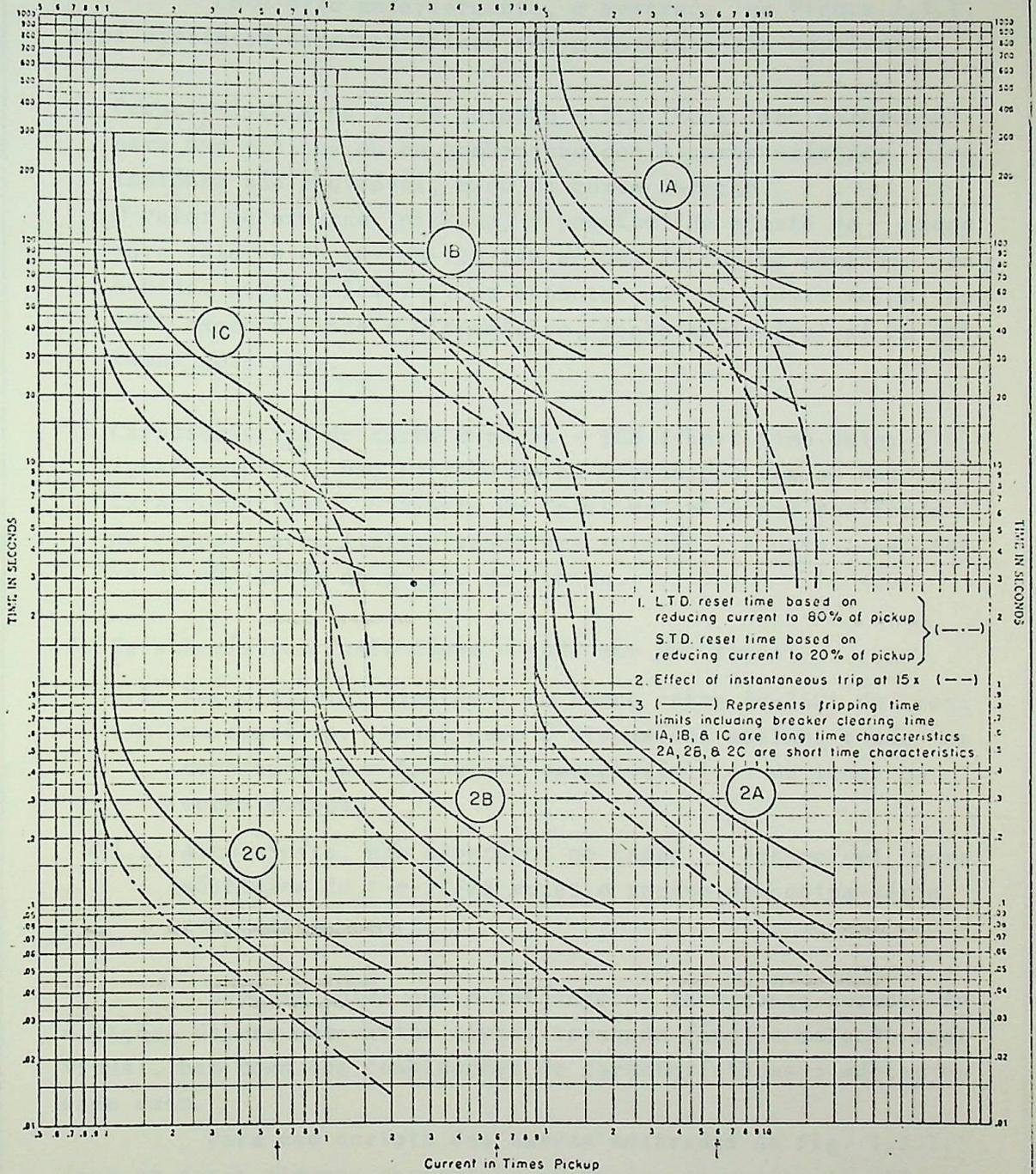
Quanto ao dispositivo de abertura, promovendo o disparo, intencional ou não, além do botão ou alavanca manual, os disjuntores secos podem ser equipados com disparadores operados eletricamente e usados para duas funções distintas:

- a- como um meio normal de abertura do disjuntor, o processo sendo iniciado manualmente ou por equipamento automático de manobra;
- b- como um meio de abertura do disjuntor, sob condições anormais do circuito.

A abertura normal é efetuada por uma bobina-shunt energizada por fonte de potencial constante, do tipo bateria ou transformador auxiliar.

A abertura anormal é feita por um de diversos dispositivos possíveis: dispositivo série de sobrecorrente, atuado pela corrente principal; por dispositivo de sub-tensão, em que uma mola é aliviada quando da redução de tensão; por um dispositivo shunt energizado através um relé e atuado a partir de transformadores de corrente no circuito de potência, etc.

O tipo indicado na Fig. I.3.2, é de fabricação G.E., e designado EC-1, sendo usado nos disjuntores AK-1-15, -25, -50A. Ele consiste de uma bobina série, circuito magnético com duas armaduras, amortecedor tipo embolo e mecanismo de escapamento tipo tempo-curto. A primeira armadura é restringida por uma mola, cujo tensionamento pode ser ajustado em um botão frontal do dispositivo; o movimento dessa armadura é ademais restrito por um pistão com orifício calibrado de fábrica, de modo a produzir rétaros de 5 ou 15 ou 30 segundos sob seis vezes a corrente de disparo (pick-up current). A conexão entre a armadura e o pistão é feita por meio de uma mola ajustada na fábrica, tal que correntes excedendo a 4-15 vezes o regime nominal do disjuntor vencem a ação da mola e o disjuntor dispara instantaneamente. A restrição da segunda armadura é uma semelhante mola, ajustável por botão no painel frontal do dispositivo; um simples mecanismo



Time-current characteristics produced by individual elements of Type EC-1 trip device for Type AK-1-15, -25, and -50 breakers.

Fig. I.3.1

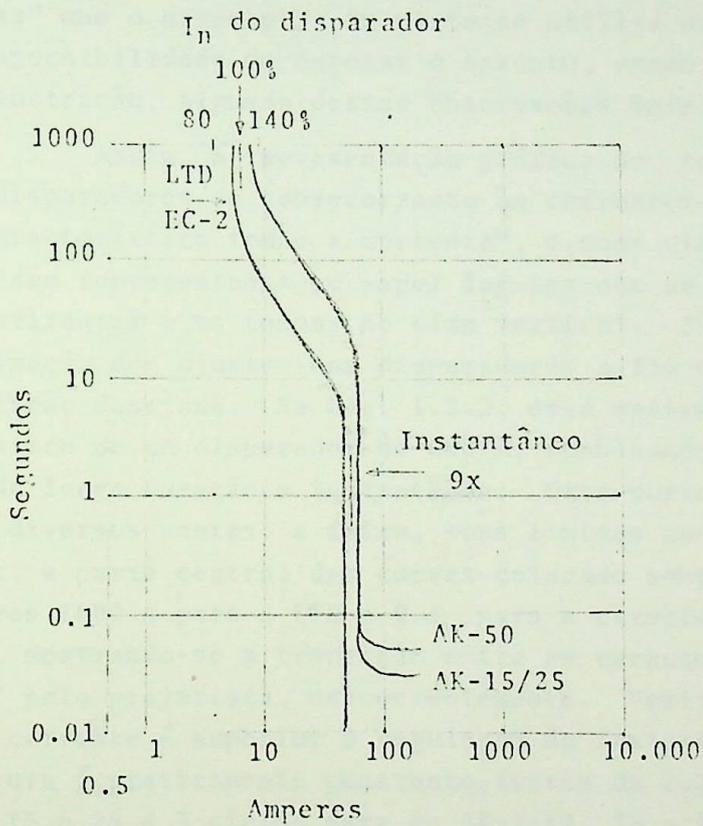
de escapamento, atuado por esta segunda armadura, provê ajustes de retardo, feitos na fábrica, da ordem de 8, 16 ou 24 ciclos sob 250% da corrente requerida para "pick-up" da armadura.

Como dito anteriormente, e mostrado na Figura I.3.1, três distintas características tempo-corrente são possíveis:

1. Característica de longa duração - TLD (long time delay-LTD)- para uso sozinha ou em combinação com a característica instantânea não ajustável, e/ou de curta duração. O valor de atuação (pick-up) é passível de ajuste no campo para valores de 80-100-120-140 e 160% do regime nominal da bobina; deve-se lembrar, no entanto, que um ajuste acima de 100% expõe à risco o dispositivo, sendo admissível só em sistemas seletivos.
2. Característica de curta duração - TCD (short time delay-STD)- igualmente para uso sozinha ou em combinação com as outras características. O ajuste de "pick-up" pode ser realizado no campo, entre limites tendo uma relação 2,5 para 1 na faixa de 200-1000% do regime da bobina.
3. Característica instantânea - pode ser dos tipos:
 - 3.1. Baixo ajuste, ajustável no campo entre 80-250% do regime contínuo. Nesse caso é disponível sozinha e não em combinação com as outras características de longa ou curta duração.
 - 3.2. Alto ajuste, não ajustável no campo, e disponível para múltiplos de 4-8-12-15 vezes o regime da bobina-série respectiva.

Deve-se notar que o catálogo do fabricante fornece indicações de uso dos vários tipos, tornando fácil a seleção individual, bem como das combinações de características a adotar em cada caso.

Para uso correto das curvas mostradas na Fig. I.3.1, deve-se fazer algumas observações. Assim, as curvas 1A, 1B e 1C são mostradas como faixas em vez de curvas simples; nelas, o limite superior é determinado pela máxima tolerância do dispositivo, acrescida do tempo de extinção do arco; o limite inferior é designado como o mínimo tempo de operação do disjuntor.



Curva típica de disparador LTD + Inst.

Fig. I.3.2b

A linha traço-ponto, abaixo da de seu limite inferior, indica a máxima quantidade de tempo que uma dada quantidade de corrente pode ser mantida através a bobina-série, sem ocasionar o disparo, se a corrente for imediatamente reduzida a 80% da corrente de pick-up (é o valor de recomposição ou "reset" do dispositivo). As curvas 2A, 2B e 2C tem mesmo significado, exceto que o limite para a STD é de 20%, ao invés dos 80% da LTD.

A fim de que fique bem esclarecido o uso dessas curvas, no método gráfico de coordenação que estamos desenvolvendo, são necessárias algumas informações adicionais, verdadeiras "receitas" que o engenheiro de proteção utiliza na prática diária. Na impossibilidade de esgotar o assunto, serão apresentadas, como ilustração, algumas dessas observações mais úteis, a seguir.

Assim, a representação gráfica do tempo de resposta dos disparadores de sobrecorrente às correntes, é chamada "curva característica tempo x corrente", e, como vimos na Fig. I.3.1 elas são representadas em papel log-log com as correntes no eixo horizontal e os tempos no eixo vertical. São usadas para de terminação dos ajustes dos disparadores a fim de se obter a coordenação desejada. Na Fig. I.3.2, está mostrada a curva característica de um disparador de 600 A, combinando as características de longa duração e instantânea. Esta curva serve para ilustrar diversos pontos: a faixa, seus limites como acima especificados, a parte central das curvas colocada sobre os respectivos valores (600 A para a LTD e $9 I_n$ para a característica instantânea), mostrando-se a transição entre as características, "ajeitada" pelo projetista, convenientemente. Verifica-se ainda que, se a corrente é superior à regulagem do instantâneo, o tempo de abertura é praticamente constante (cerca de 1.5 ciclos para os AK-1-15 e 25 e 3 ciclos para os AK-1-50, 75 e 100, no exemplo GE). Se fossem combinadas características LTD e STD, haveria os mesmos "ajeitamentos". Nessa figura foi suposto um ajuste 100% para a LTD; caso fosse 80% ou 140% ou outro valor qualquer, apenas a "cabeça" da curva seria deslocada do índice "1" para "0.8 ou 1.4" da folha virgem, conforme será descrito no processo gráfico em desenvolvimento.

Na impossibilidade de detalhar mais convenientemente o assunto neste trabalho, indicamos na Fig. I.3.3, um exemplo de ajuste de disparadores com relés, em um centro de carga [34]

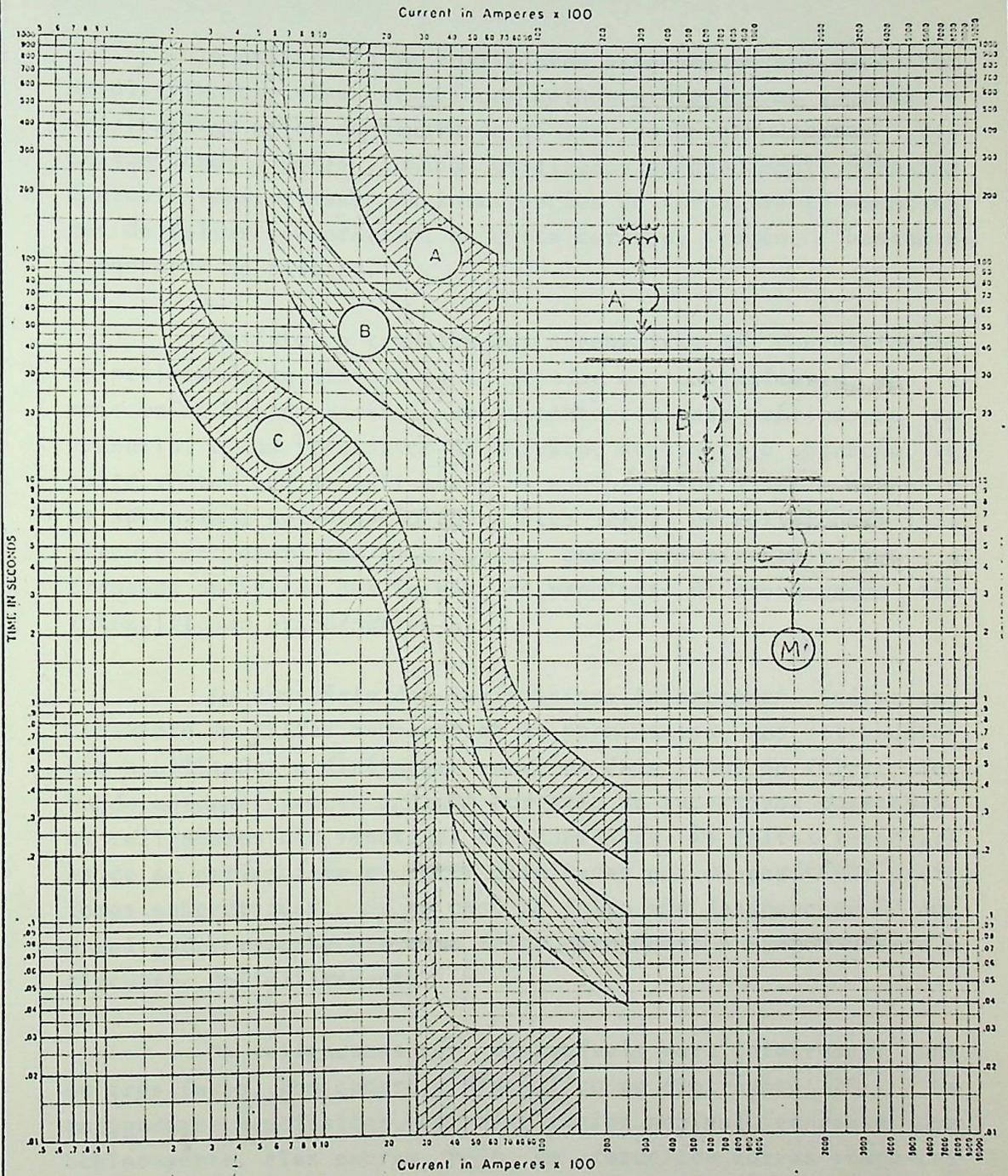


Fig. 1.3.3.

I.4. Religadores

A utilização de religadores automáticos nos circuitos de distribuição visa estabelecer melhor proteção ao sistema e possibilitar maior continuidade no serviço de atendimento aos consumidores [35], [36]. Quando utilizados adequadamente, permitem diminuir sensivelmente as interrupções de fornecimento decorrentes de faltas temporárias, de curta duração, porém, bastante frequentes na prática.

De fato, o trabalho dos engenheiros de concessionários projetando um sistema para atender os consumidores, sob o mais baixo custo possível, consistente com boas práticas de engenharia, e dos requisitos de serviço, segurança e operação, resulta em ter que decidir sobre os equipamentos a serem usados e na apropriada coordenação entre eles [28]. Os religadores (oil circuit recloser) tem sido usados consideravelmente e, com a tremenda aplicação dos mesmos, os problemas de coordenação têm intensificado grandemente.

Ao contrário dos fusíveis que interrompem indiscriminadamente as faltas temporárias ou permanentes, os religadores são habilitados a distinguir entre os dois tipos de falta. Testando automaticamente a linha por meio de sucessivas operações, os religadores dão repetidas oportunidades às faltas temporárias de se extinguirem ou serem eliminadas por dispositivos protetores subordinados. Só no caso da falta não desaparecer é que o religador reconhece-a como falta permanente e mantém aberto o circuito, definitivamente.

Os religadores são disponíveis para interromper uma ou três fases, com controle hidráulico ou eletrônico [28]. Os religadores monofásicos, de baixo regime nominal, empregam uma bobina-série; eles operam, pois, de acordo com curvas tempo-corrente fornecidas pelo fabricante. Seria, assim, perfeitamente possível empregar a mesma técnica de coordenação gráfica descrita, para coordenação de religadores com os demais aparelhos

protetores. No entanto, pela variedade de ciclos de operação, há outros métodos suficientemente mecanizados no setor de distribuição, que se tornam mais eficientes, nesse caso particular, razão pela qual não será discutido neste trabalho; recomenda-se aos interessados, as citadas bibliografias [26-28], como suficientemente esclarecedoras.

I.5. Relês de Sobrecarga

Costuma-se ouvir que, como algumas pessoas, um motor elétrico é um trabalhador imbecil [39]. Ele não sabe reconhecer com a necessária rapidez quando a carga torna-se excessiva para ele, e fica tentando, tentando atendê-la, até danificar-se seu enrolamento. É, pois, necessário instalar uma sentinela que faça o motor parar, antes de danificar-se: esse é o papel do relé de sobrecarga.

De certa forma, a proteção de sobrecarga é como um Seguro contra Incêndio; pode-se nunca necessitar dele, mas é uma tranquilidade tê-lo contratado quando ocorre o infortúnio. Porém, também como o seguro, o relé de sobrecarga não deve operar prematuramente; de fato, um motor com inadequado relé de sobrecarga é como uma caldeira com válvula de segurança impropriamente ajustada: tanto pode explodir a qualquer momento, como impedir o funcionamento normal.

A corrente puxada pelo motor é uma conveniente e precisa medida da carga e aquecimento. Usualmente, pois, o dispositivo usado para proteção de sobrecarga é um relé que faz parte da chave de partida ou controlador do motor; esse relé atua, pois, sobre tal chave, desligando-a em caso de anormalidade prolongada.

Atualmente, a proteção de sobrecarga é do tipo térmica, capaz de medir, cumulativamente, o efeito de aquecimento devido à corrente circulante no motor. Isso porque o motor pode conduzir, seguramente, apreciável sobrecarga por curto-tempo, mas só poderá conduzir menor sobrecarga para um maior tempo; além disso, as cargas intermitentes tem ação cumulativa. Dessa forma, os projetistas procuram fazer com que seus relés térmicos tenham características de armazenagem semelhantes às do equipamento protegido, e com ação ligeiramente mais rápida, de modo a impedir ao motor atingir sua temperatura perigosa. Assim, um típico relé de sobrecarga, em ambiente de 25°C, dispararia sob 600% do regime nominal em 15 segundos, 300% em um minuto e

150% em cerca de 15 minutos. É claro que esses valores podem variar, a pedido, a fim de atender aplicações específicas na indústria.

Tais relês constam, basicamente, de duas partes. Cada relê tem um elemento-resistente que, conduzindo a corrente do motor, se aquece. Tem ainda o relê um elemento que responde à temperatura, aquecido pelo elemento anterior, e que inicia a ação em determinada temperatura, desconectando o motor da rede.

Quase todos concebíveis métodos de detecção de temperatura já foram usados em relês de sobrecarga: expansão de coluna de mercúrio, dilatação de fio aquecido, pressão de vapor de líquido volátil dentro de um fole, etc. Atualmente, dois tipos são mais usados: a lâmina bi-metálica e a fusão de liga entêtica ou solda.

As bobinas térmicas são facilmente instaladas nos relês, e fabricadas em várias bitolas, permitindo seleção fácil, mediante consulta aos catálogos dos fabricantes. Os relês dispõem normalmente de um botão de rearmar manual (reset), de modo a obrigar a pesquisa da causa do desligamento antes de religar, mesmo porque ele exige certo tempo de resfriamento antes de aceitar a operação de religar.

Relês de sobrecarga podem também ser usados para proteger os condutores, em especial cabos, mas devem ser independentes dos protetores individuais dos equipamentos.

Finalmente, uma polêmica corrente diz respeito ao uso de 2 ou 3 relês de sobrecarga, em sistemas trifásicos. Pode-se afirmar que há uma generalizada tendência para o uso de 3 relês, ou seja um para cada fase; isso custa um pouco mais, porém com pensa largamente, principalmente devido aos desequilíbrios resultantes, por exemplo, de cargas monofásicas, inevitáveis no sistema elétrico [39].

ANEXO 11DADOS REFERENTES À LETRA CÓDIGO 121. TABELA PARA CONSTANTE "C"

$$I_{RB} = \frac{HP \times KVA/HP}{C}$$

Fonte de Suprimento	C
3 fases - 208 Volts	0.360
- 220 V	0.381
- 440 V	0.762
- 550 V	0.952
- 2300 V	3.99
2 fases - 3 fios - 220 V	0.311
- 4 fios - 220 V	0.622

2. TABELA PARA LETRA CÓDIGO KVA/HP

(Motor de indução 1 a 200 HP)

Letra Código	KVA/HP	Letra Código	KVA/HP
A	0 - 3.14	L	9.00 - 9.99
B	3.15 - 3.54	M	10.00 - 11.19
C	3.55 - 3.99	N	11.20 - 12.49
D	4.00 - 4.49	P	12.50 - 13.99
E	4.50 - 4.99	R	14.00 - 15.99
F	5.00 - 5.59	S	16.00 - 17.99
G	5.60 - 6.29	T	18.00 - 19.99
H	6.30 - 7.09	U	20.00 - 22.39
J	7.10 - 7.99	V	> 22.40
K	8.00 - 8.99		

Resulta poder-se determinar a relação entre a corrente de partida (I_p) ou de rotor bloqueado (I_{RB}) e a corrente de plena carga nominal (I_{pc}), com base na relação do KVA/HP médio, do rendimento (η) e do fator de potencia (FP) do motor, como se segue:

$$\frac{I_p}{I_{pc}} = \frac{(KVA/HP) \cdot \eta \cdot FP}{0.746} = k \cdot \frac{KVA}{HP}$$

onde I_{pc} é encontrado em tabelas diversas [12].

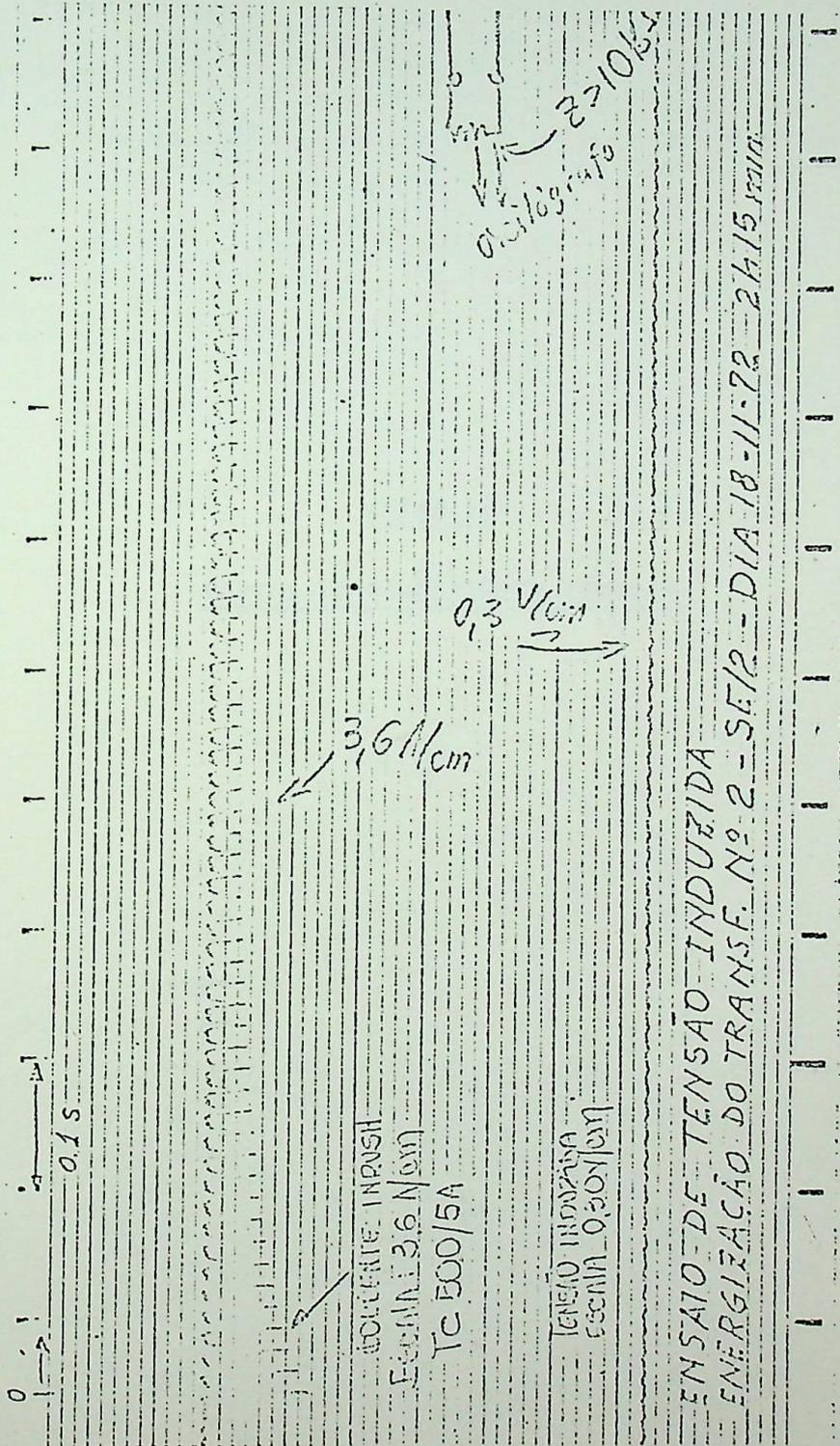
Igualmente, a partir da relação ($\frac{KVA}{HP} \cdot HP$), obtém-se:

$$I_p = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot KV} \quad [A]$$

ANEXO III

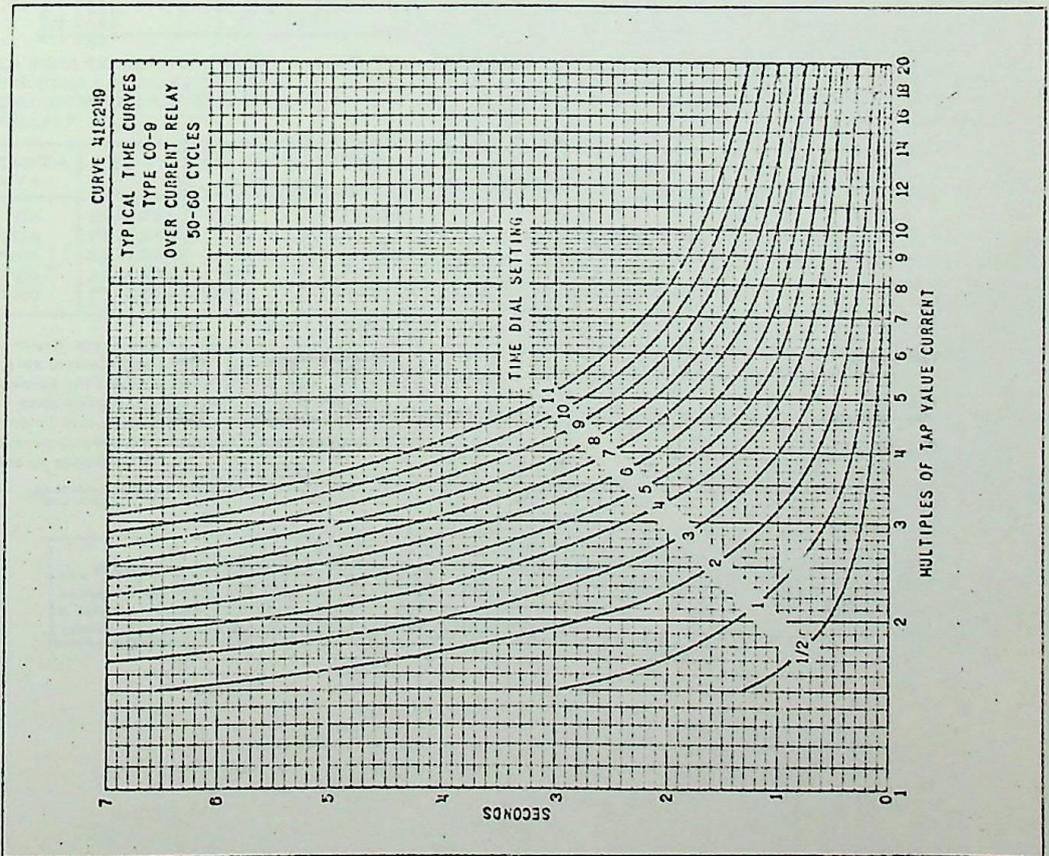
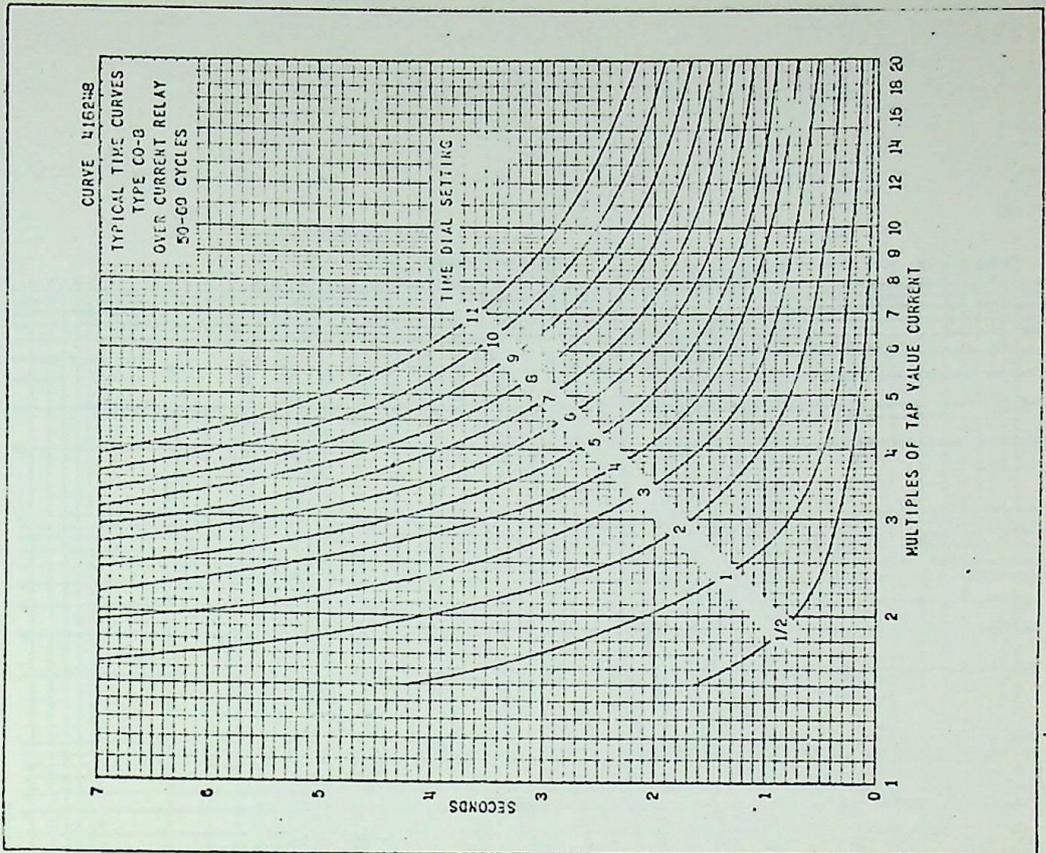
CORRENTE DE ENERGIZACAO DE TRANSFORMADOR

- Registro Oscilografico -



Aspecto da corrente de magnetização de um transformador 33/15,2 KV;
20 MVA (S/E 2 Brasilia)

ANEXO IVCURVAS TEMPO-CORRENTE TÍPICAS



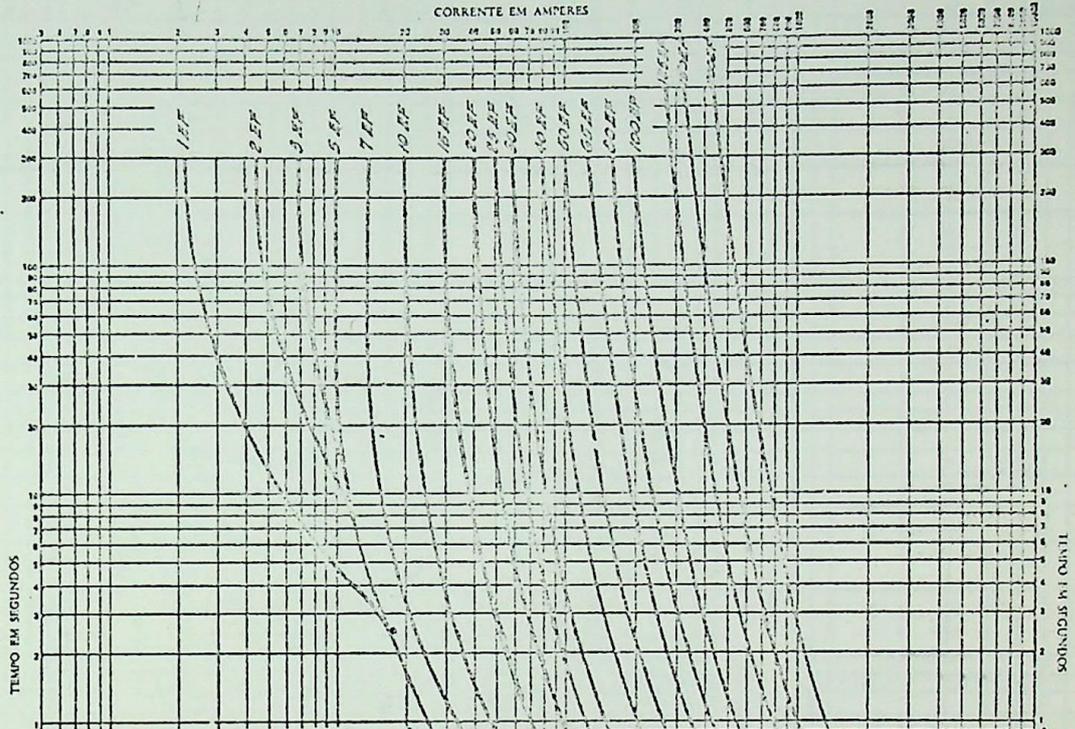
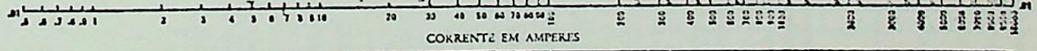


TABELA PARA SELEÇÃO DOS ELOS FUSÍVEIS PARA CORTA CIRCUITOS HYO; CIRCUITOS TRIFÁSICOS DE 66000 VOLTS*

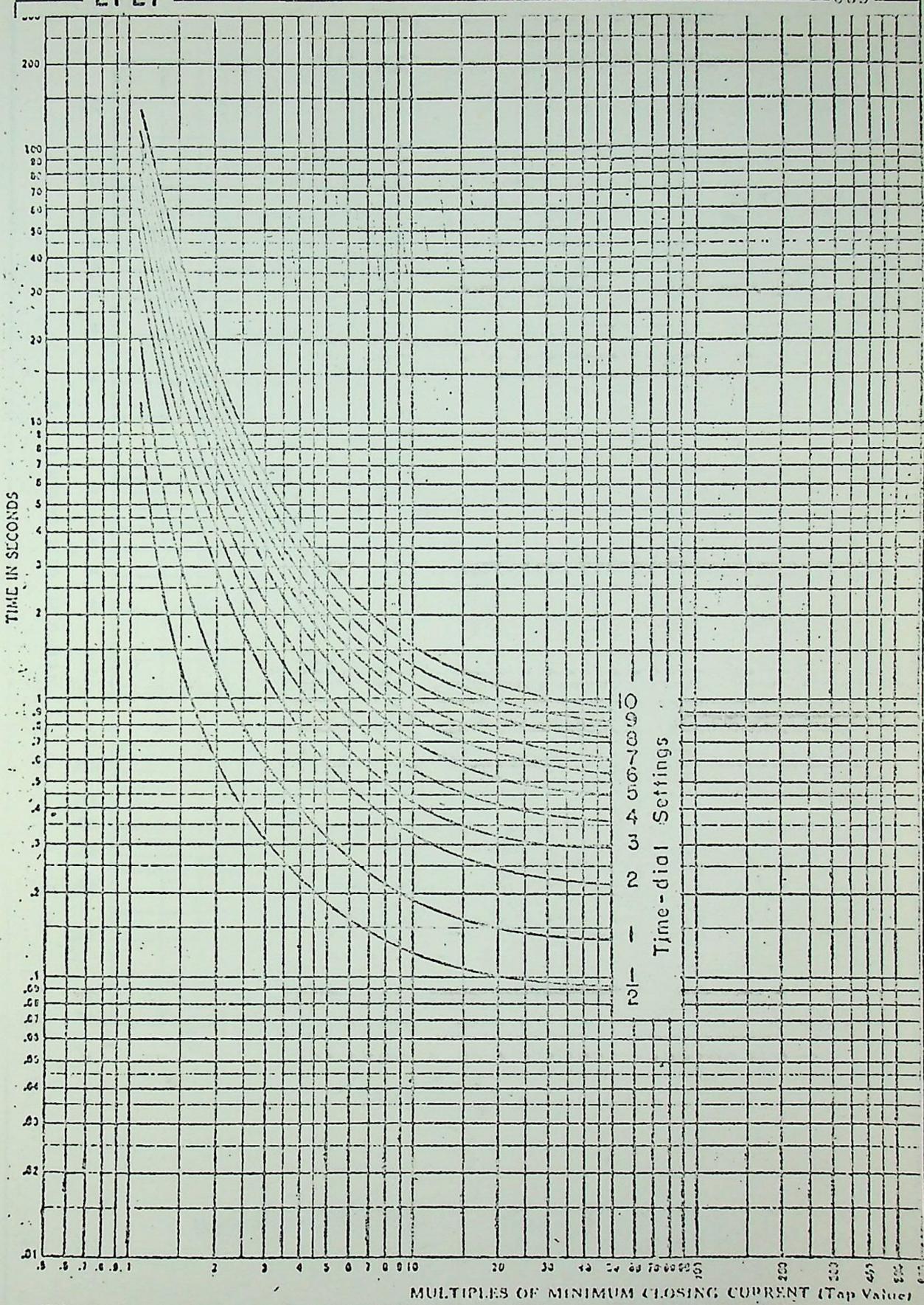
POTENCIA kVA	ELO	POTENCIA kVA	ELO
500	FL14 EF5	2500	FL14 EF20
750	FL14 EF7	3750	FL14 EF30
1000	FL14 EF10	5000	FL14 EF40
1500	FL14 EF15	7500	FL14 EF65
2000	FL14 EF15	10000	FL14 EF80

* Esta tabela serve apenas como uma indicação geral dos elos fusíveis que poderão ser aplicados nos primários em 66kV de transformadores trifásicos. Para cada aplicação específica convém utilizar as curvas ao lado e coordenar a aplicação dos elos com os outros dispositivos de proteção porventura existentes no circuito.



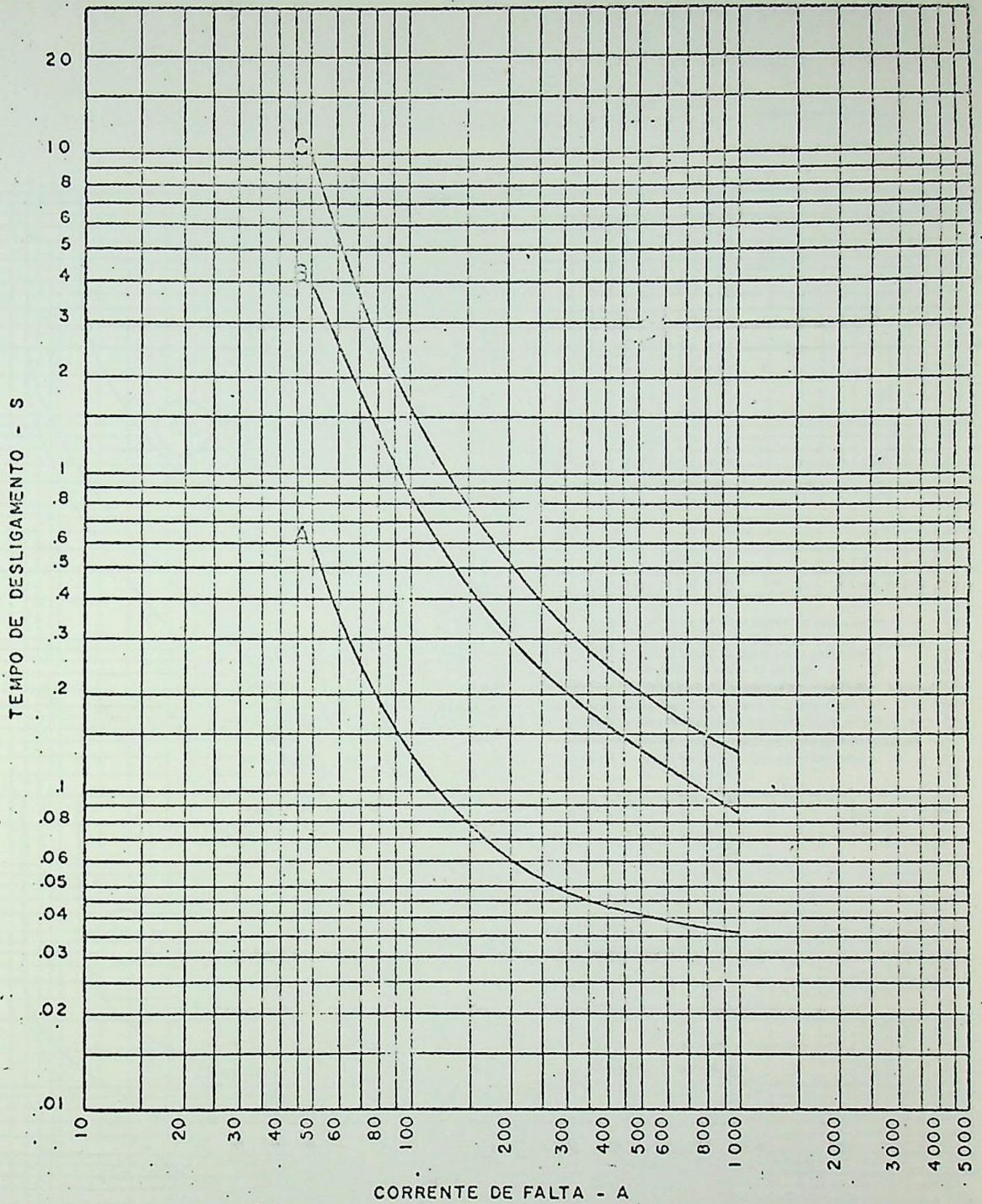
CURVAS CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS TEMPO DE FUSÃO-CORRENTE
 Para: ELOS FUSÍVEIS DE FORÇA LMB TIPO "EF" EM CORTA CIRCUITOS DE FORÇA LMB TIPO HYO 66kV
 BASEADAS NAS NORMAS: NEMA PUB SO 2 - 1954 Publicadas em: OUTUBRO DE 1954
 1. Ensaio feito com: 240 Volts c. a. e ALTO Fator de potência
 Aplicando-se a corrente de ensaio ao elo fusível a 35°C, sem corrente inicial.

N.º C - 201
 Data: MARÇO 1958



IAC 53 or 54 TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

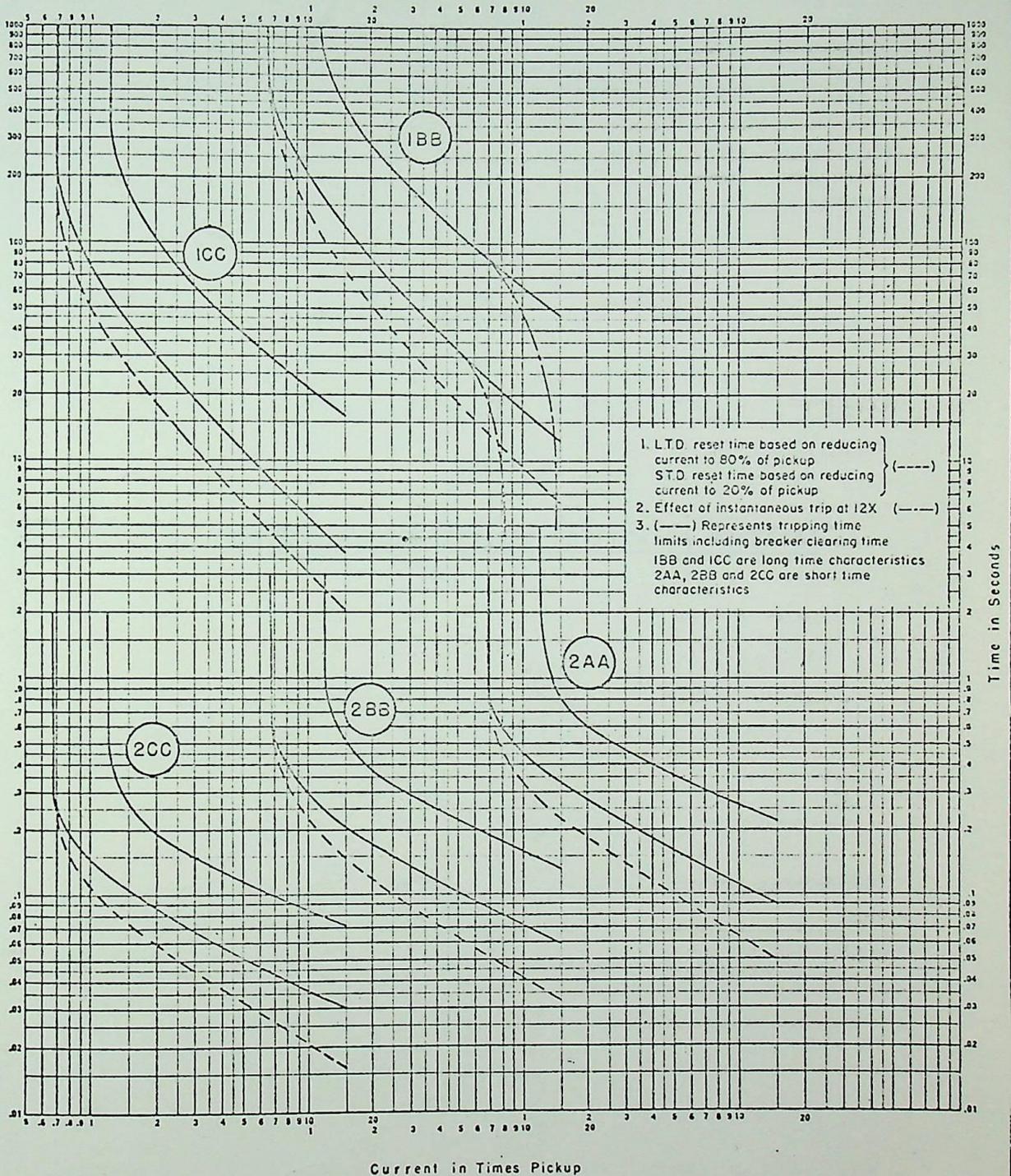
Types IAC53 or 54 Relays
AMADEU C. CAMINHA



Tipo: 6H(4H)

Bobina-série: 25 A

RELIGADORES - CURVAS DE OPERAÇÃO



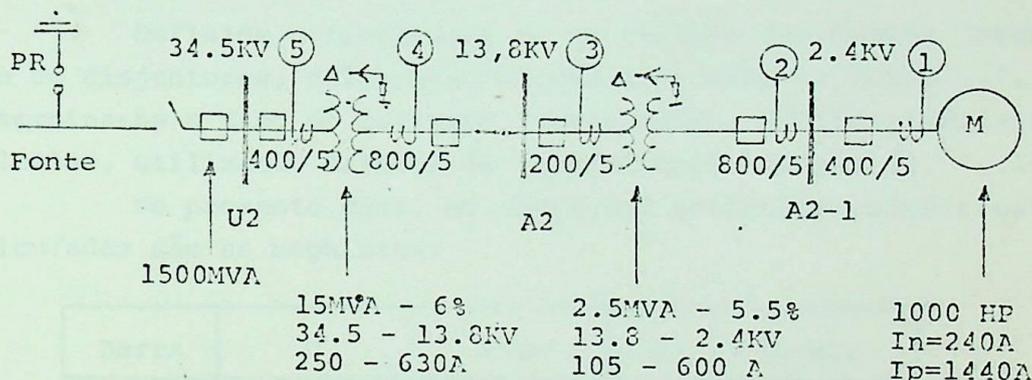
Time-current characteristics produced by individual elements of Type EC-1 trip device for Type AK-1-75 and -100 breakers.

ANEXO VEXEMPLO DE COORDENAÇÃO GRÁFICA DA PROTEÇÃO

ANEXO V

EXEMPLO DE VERIFICAÇÃO GRÁFICA DE SELETIVIDADE

Seja o sistema industrial representado parcialmente no diagrama unifilar abaixo por suas características [8]



Pretende-se que a proteção de fase seja feita por relés de sobrecorrente, tipo IAC-51 da General Electric, ajustados para permitir uma sobrecarga de 133% dos transformadores. Admitindo-se que o maior motor na barra A2-1 de 2.4 kV seja o indicado, pede-se demonstrar graficamente a propriedade da ajustagem programada para os relés em série.

A solução-roteiro, usando o chamado Método de Superposição, envolve os passos seguintes.

1- Diagrama unifilar do sistema

De posse de uma folha-virgem do tipo KE-336E, conforme Fig. 1 reproduz-se no canto superior direito da mesma, o diagrama unifilar dado, de uma forma simplificada.

2- Características do sistema

Com o fim de calcular as correntes de curto-circuito

e satisfazer outras imposições, como descrito em secções anteriores, será necessário obter informações como:

- 2.1- tipo, comprimento e bitola dos condutores
- 2.2- potência, tensão, impedância dos motores e transformadores
- 2.3- relação de transformação e carga dos transformadores de instrumento
- 2.4- modelo, tapes, curvas tempo-corrente dos relés, etc

3- Cálculo das correntes de curto-circuito

Definida a finalidade de utilização das mesmas (escolha de disjuntores, calibração de relés de fase ou terra...), determina-se o tipo de corrente (transitória, subtransitória) a calcular, utilizando fatores de multiplicação usuais [4, 9, 10]

No presente caso, as correntes trifásicas simétricas calculadas são as seguintes:

Barra	U	I _{sim}	K	I _{assim}
U2	34.5 KV	361.000A	1.6	577.000A
A2	13.8	51.500	1.6	82.400
A2-1	2.4	9.020	1.5	13.500

4- Fixação dos transformadores no plano I x t

Os transformadores devem obedecer aos limites de sobrecarga fixados pela norma ASA, bem como às condições de corrente de magnetização respectivas, como indicado precedentemente.

4.1- Determinação dos pontos ASA

$$T \ 15 \text{ MVA} \ 6\% \rightarrow 16.6 \text{ In} \times 4 \text{ seg}$$

$$\text{ou} \quad 16.6 \frac{15000}{\sqrt{3} \times 34.5} = 4160 \text{ A}$$

Como é usual escolher-se a menor tensão de barra

para representar as correntes na Folha-virgem, no caso deve-se referir a corrente acima à tensão de 2.4 kV, resultando

$$4160 \times \frac{34.5}{2.4} = 60.000 \text{ A}$$

Então, loca-se a posição do transformador de 15 MVA, segundo as coordenadas (60.000 A x 4 seg), na Folha-virgem.

$$T \text{ 2.5 MVA } 5.5\% \rightarrow \frac{20 + 16.6}{2} I_n \times \frac{3 + 4}{2} \text{ seg (por interpolação)}$$

$$18.3 \times \frac{2500}{\sqrt{3} \times 13.8} = 1920 \text{ A}$$

$$1920 \times \frac{13.8}{2.4} = 10.900 \text{ A}$$

Esse transformador é, então, localizado em (10.900 A x 3.5seg)

4.2- Correntes de magnetização dos transformadores

Admitindo, na falta de dados exatos, que a corrente de magnetização corresponda a $8 I_n \times 0.1 \text{ seg}$, virá

$$T \text{ 15 MVA } \rightarrow 8 I_n = 8 \times \frac{15000}{\sqrt{3} \times 34.5} = 201 \text{ A}$$

que referida à barra de 2.4 kV dá

$$201 \times \frac{34.5}{2.4} \approx 28800 \text{ A}$$

$$T \text{ 2.5 MVA } \rightarrow 8 I_n = 8 \times \frac{2500}{\sqrt{3} \times 13.8} \approx 843$$

$$843 \times \frac{13.8}{2.4} \approx 4810 \text{ A}$$

Então, os valores de corrente de magnetização situam-se em pontos de coordenadas (28800 x 0.1 seg) e (4810 x 0.1 seg) na Folha-virgem.

E como dito em secções anteriores, a curva do relé protetor de cada transformador deverá situar-se, obrigatoriamente, entre os valores dos pontos ASA e de corrente de magnetização.

5- Traçado das curvas de seletividade

Já que os relés escolhidos, no caso, são do tipo IAC-51, vamos usar a curva GET-17.731 fornecida pelo fabricante (Fig. 2).

Além disso, vamos adotar degraus de temporização de 0.4 segundos entre os relés em série.

5.1- Locação da curva do relé protetor do motor

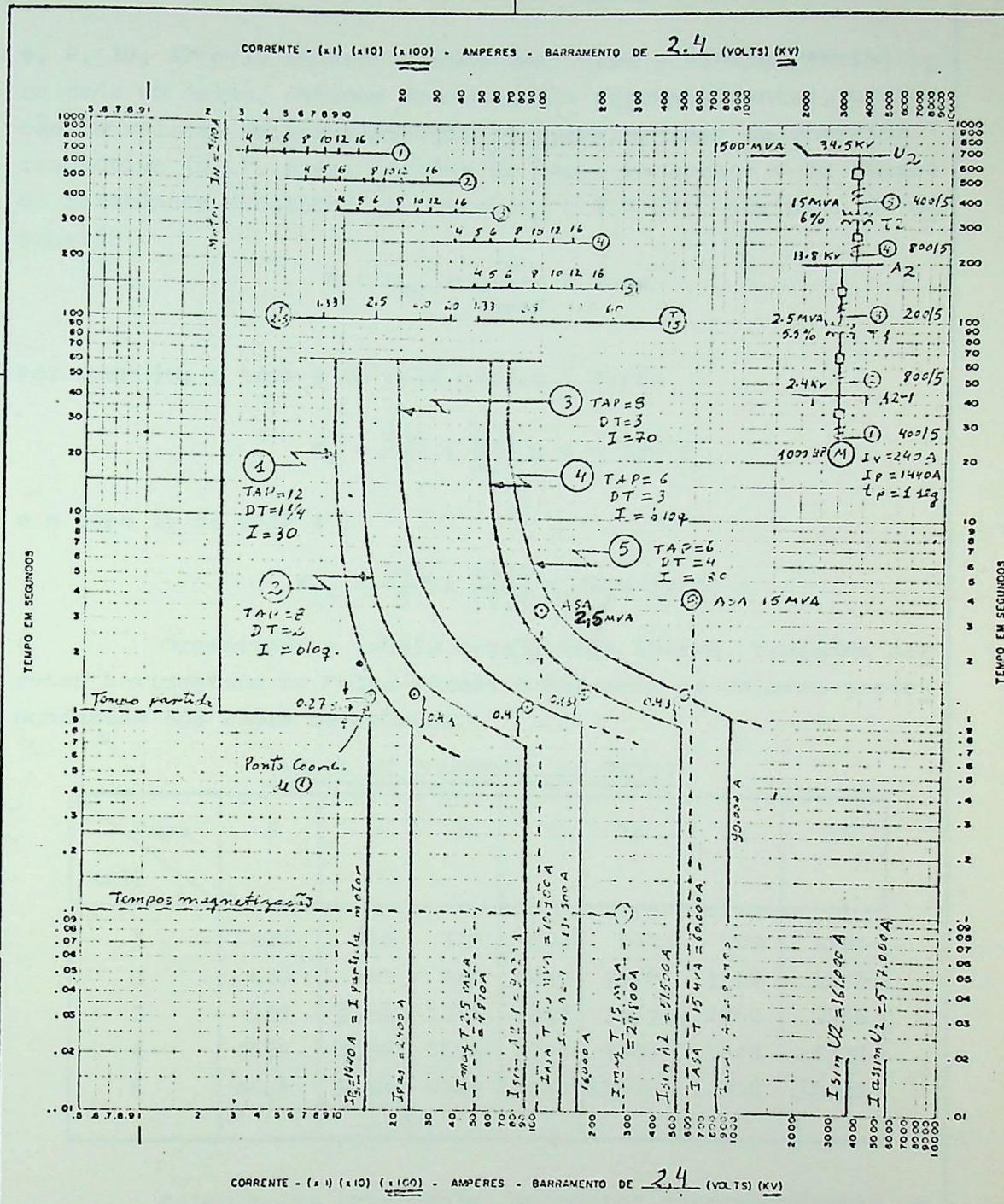
Consultando o catálogo do motor, ou utilizando-se oscilogramas reais, o que é melhor, determinamos aquele que tem as seguintes características:

- corrente de partida $I_p = 1440$ amperes
- tempo de partida $t_p = 1$ segundo

Como já sabemos que a corrente nominal é de $I_n = 240A$ estabelecemos a escala de marcação das correntes ou seja (x100) e assim escalamos o eixo horizontal, ao mesmo tempo que localizamos as curvas que definem as condições nominais e de partida, bem como os pontos ASA e Magnetização cujos valores foram previamente calculados.

Verificamos, pois, que todas as curvas de coordenação devem ficar à direita dos valores (I_n, I_p, t_p).

Resta agora locar sobre a Folha-virgem os correspondentes tapes dos relés, numerados de 1 a 5 no diagrama unifilar do alto da Folha. Para isso, consultando o catálogo correspondente [11], verifica-se que esses relés tem tapes de 4, 5,



TRIEL
Eng. Elétrica Especialistas
Tel. 4.2767 - Santos
Padrão Nº 1001

VERIFICAÇÃO GRÁFICA DE SELETIVIDADE		
Local: ITAJUBA	Feito por: CAMINHA	Aprov. por: <i>Comy</i>
COMPANHIA: CPG - EFE I		
911.5	F-16.3	Data: 12/7/77 Desenho Nº 01 Rev. Mondo Elétrico nº 53-59

6, 8, 10, 12 e 16 amperes disponíveis para o ajuste. Assim, para cada um deles, obtenos as correntes correspondentes, em função da relação de transformação do transformador de corrente respectivo (n_{TC}), e das tensões da barra em apreço e da barra de referência escolhida (no caso, $V_b = 2.4$ kV), por meio da expressão

$$K = n_{TC} \times \frac{V}{V_{base}} \times \text{Tape}$$

Por exemplo, o tape 4 do relé número 1 daria

$$K_4 = \frac{400}{5} \times \frac{2.4}{2.4} \times 4 = 320 \text{ A}$$

e o tape 16 do relé 4 :

$$K_{16} = \frac{800}{5} \times \frac{13.8}{2.4} \times 16 = 18400 \text{ A}$$

Organizada a tabela geral, como abaixo, traçamos Barretas horizontais na Folha-virgem e marcamos os valores correspondentes aos tapes calculados.

TABELA DE CONVERSÃO DE TAPES

Tape \ Relé	4	5	6	8	10	12	16
1	320	400	480	640	800	960	1280
2	640	800	960	1440	1600	1920	2560
3	920	1150	1380	1840	2300	2760	3680
4	3680	4600	5520	7360	9200	11040	14720
5	4600	5750	6900	9240	11500	13800	18400

Calcula-se, igualmente, os pontos correspondentes a 1.33, 2.5 e 6 I_n de cada transformador, e locam-se as Barretas correspondentes na Folha-virgem, segundo recomendações das

Normas Técnicas [12] como já indicado, e abaixo resumidas.

TABELA PARA PONTO ASA DE TRANSFORMADOR

Impedância (Z%)	$I_{cc} = n \cdot I_n$ [λ]	t [seg]
$\leq 4 \%$	$25 I_n$	2 seg
5	20	3
6	16.6	4
≥ 7	≤ 14.3	5

TABELA PARA AJUSTE DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE
DE TRANSFORMADOR

Há dispositivo protetor de sobrecorrente no secundário?	O dispositivo de sobrecorrente do primário ajusta-se para:
Sim	$\leq 4 I_{n1}$ se $Z\% = 6-10\%$ $\leq 6 I_{n1}$ $< 6\%$
Não	$\leq 2.5 I_{n1}$

Obs.- Segundo as Normas [12], a proteção do ramal secundário do transformador deve ser regulada para $\leq 2.5 I_{n2}$.

Podemos, finalmente, iniciar a locação da curva tem po-corrente correspondente ao relé nº 1, protetor do motor

(suposto o de maior potência na barra de 2.4 KV)

Como explicado anteriormente, adotaremos degraus de temporização de 0.4 seg, e que compreendem as seguintes parcelas:

tempo do (disjuntor de 8 Hz + relê)	≈ 0.13 seg
tempo de tolerancia de fabricação	≈ 0.10 seg
tempo de segurança do projetista	≈ 0.17 seg
Total	0.40 seg

Neste caso, não havendo outro relê a jusante, adota-se $t = 0.27$ seg, que é marcado acima do ponto definidor das condições de partida: é nosso primeiro ponto de coordenação. Evidentemente, a curva do relê ficará à direita desse ponto de coordenação, para permitir a partida do motor sem risco de desligamento intempestivo.

O método de superposição é, então executado: toma-se a Folha de curvas $I \times t$ do relê, ajusta-se sob a Folha-virgem, observando a exata coincidência das linhas-base horizontais e das verticais, e de tal modo que o Múltiplo 1 da primeira curva responda a uma prumada que passe sobre um dos tapes indicados na Barreta nº 1, prumada esta (do tape 12, no caso) que deve ficar imediatamente à direita do ponto 1.33 da Barreta do transformador T1, se desejamos, como é o caso, que T1 admita uma sobrecarga da ordem de 33%. Observando-se o procedimento descrito, verifica-se que o ponto de coordenação está entre as curvas de dispositivo de tempo (DT) 1 e $1 \frac{1}{2}$ do relê; como este dispositivo permite ajuste contínuo, resulta que é possível interpolar as curvas, e adotar o $DT = 1 \frac{1}{4}$. Faz-se o decalque da correspondente curva interpolada e obtem-se assim, sobre a Folha-virgem o posicionamento da curva $I \times t$ do relê, que é agora indicada como na fig. 1 por Tap = 12 e $DT = 1 \frac{1}{4}$.

Resta agora analisar o posicionamento que corresponde ao elemento instantâneo de que o relê é dotado. Evidentemente, esse elemento de ação instantânea deve também permitir a partida do motor, sem riscos de intempestivos. Assim, adotando

um fator $K = 1.5$ (barra de 2.4 KV) para obter o valor da corrente de partida assimétrica, teríamos

$$I_{p \text{ ass}} = K \cdot I_{p \text{ sim}} = 1.5 \times 1440 = 2160 \text{ A}$$

que vista pelo TC de relação $400/5 = 80$ apareceria ao relé como

$$I_{p \text{ ass}} = \frac{2160}{80} = 27 \text{ A}$$

Como, pelo Catálogo do relé, a unidade instantânea é regulável entre 20-80 A, vamos adotar

$$I = 30 \text{ A}$$

que corresponde, no primário a

$$I_{p \text{ ass}} = 30 \times 80 = 2400 \text{ A}$$

Marcando-se a prumada de 2400 A, esta corta a curva do relé na altura de $t = 0.9$ seg. Finalmente, para locar a curva do relé nº 2, marca-se a partir desse ponto (2400 A x 0.9 seg) o degrau de temporização de 0.4 seg adotado, obtendo-se o segundo ponto de coordenação sobre a Folha-virgem.

5.2- Locação da curva do relé protetor do transformador T1

Analogamente ao caso anterior, e respeitado o limite de $2.5 I_n$ do transformador T1, coloca-se novamente o índice 1 da Folha de Curvas $I \times t$ do relé, sob a Folha-virgem, de modo que esse Índice 1 tenha na sua prumada um dos tapes da Barreta 2, e passando o feixe de curvas entre os tapes 1.33 e 2.5 da Barreta de T1, resulta o menor tape útil é o de número 8, e que a curva correspondente a ser decalcada e passando imediatamente acima do segundo ponto de coordenação, é a de $DT = 2$

Quanto à unidade instantânea deste relé, será deixada bloqueada, já que entre os relés 1 e 2 não há suficiente impedância para permitir uma discriminação de atuação de suas unidades instantâneas. Assim, o ponto de corte na cauda da curva pode ser obtido observando-se que esse relé nº 2 deve ver

qualquer curto-circuito simétrico na barra A2-1, e que como calculado, equivale a 9.020 A. Marcada essa prumada, na Folha-virgem, obtém-se a intercessão com a curva I x t em cerca de 0.7 seg.

Então, marcando-se o novo degrau de temporização de 0.4 seg, acima de (9.020 A x 0.7 seg), obtém-se o terceiro ponto de coordenação sobre a Folha-virgem.

5.3- Locação da curva do relé protetor nº 3

Lembrando agora a determinação da Norma [12] sobre proteção de transformador, o tape escolhido na Barreta 3, deve estar compreendido pelas prumadas de 2.5 e 6 I_n da Barreta T1, obviamente a curva DT escolhida passando imediatamente acima do 3º ponto de coordenação já locado. Resulta a escolha do tape 8 e DT = 3. Quanto ao ajuste da unidade instantânea, é regulada para um pouco acima do valor de curto-circuito assimétrico na barra A2-1, já locado em 13.500 A como calculado. Como a relação do transformador de corrente é n_{TC} = 200/5 = 40 adotando 16000 A primários, viria

$$I = \frac{1600}{40} \times \frac{2.4}{13.8} \approx 70 \text{ A, por exemplo}$$

A prumada de 16.000 A corta a curva I x t do relé 3 em 0.95seg aproximadamente; a partir deste ponto, locado o degrau de temporização, obtém-se o quarto ponto de coordenação, para ajuste da curva do relé 4, no secundário do transformador T2 de 15 MVA.

Como verificação, observe-se que as curvas 2 e 3, referentes à proteção do transformador T1, estão locadas acima do ponto de magnetização e abaixo do ponto ASA correspondentes, como exigido.

5.4- Locação da curva do relé protetor nº 4

A partir do 4º ponto de coordenação e repetindo-se

o raciocínio do item 5.2, agora com os dados do transformador T2, traça-se a curva nº 4 com $Tape = 6$, $DT = 2$, $I =$ bloqueado; marca-se, a 0.4 seg acima da intercessão da curva 4 com a prumada $I_{sim} A2 = 51.500 \Lambda$, o quinto e último ponto de coordenação.

5.5- Locação da curva do relé protetor nº 5

Raciocinando como em 5.3, obtem-se $Tape = 6$, $DT = 4$ e $I = 80$.

Observe-se, finalmente, o posicionamento correto das curvas 4 e 5 com relação aos pontos ASA e de magnetização do transformador T2, o que vem, em resumo conclusivo, mostrar a quase impossibilidade de uma memorização mental do posicionamento correto das diversas curvas, se calculados apenas com raciocínio algébrico comum os diversos ajustes.

Este método de superposição é, sem dúvida, uma excelente ferramenta do engenheiro de proteção.

Essas quatro condições são:

- 1- Uma falta na barra, com todas as linhas a ela ligadas em serviço.
- 2- Uma falta na barra, com cada linha conectada à mesma, removidas uma a uma.
- 3- Uma falta na barra, com cada uma das linhas conectadas à barra adjacente ou próxima, removidas uma a uma.
- 4- Falta de linha aberta em cada uma das linhas conectadas à barra em questão; ou seja, faltas nos extremos de todas as linhas conectadas à barra faltosa, visualizadas como faltas no lado-linha do disjuntor aberto.

Com relação à figura, tais condições de falta poderiam ser caracterizadas como se segue, para a barra 1.

Falta tipo 1

Todas as linhas ligadas à barra estando em serviço, a corrente de defeito é alimentada a partir das linhas 1-2-5 e 6. Em consequência os relés primários são 1-2-3 e 4, e, devem operar para as correntes que passam nesses disjuntores, em direção à falta.

Falta tipo 2

Devido à manutenção, reparos e outros motivos, o sistema opera muitas vezes com, pelo menos, uma linha fora de serviço. Assim sendo, para a barra 1 resulta estar aberto o disjuntor 1, ou 2, ou 3 ou 4, o que altera o valor de redistribuição da corrente total de falta do caso 1, já que uma das linhas 1-2-5 ou 6 foi removida de cada vez. Saindo a linha 6, por exemplo, a energia da unidade geradora 1 passa unicamente através os disjuntores 6-5 e 2, sobrecarregando-os em relação à falta do tipo 1.

Falta tipo 3

É uma extensão do caso anterior, pela remoção agora

de linhas ligadas às barras próximas àquela defeituosa. Por exemplo, a remoção da linha 9, ligada à barra 4. Verifica-se que, com esta hipótese, aumenta consideravelmente o número de casos analisados, especialmente se a relação entre o número de linhas e o de barras for algo maior que a unidade.

Falta tipo 4

A falta com linha aberta é caracterizada, no exemplo, por uma falta na linha 6, junto ao disjuntor 1, este aberto. Essa condição simula uma falta muito próxima ao relé, o que faz com que o disjuntor respectivo opere instantaneamente. A abertura desse disjuntor, ocasiona a redistribuição da corrente de falta, ficando o relé 7 sujeito a súbito aumento na magnitude de corrente. Em sistemas nos quais o disjuntor afastado (7) da falta só é capaz de detetá-la após abertura do disjuntor próximo (1) dela, existe uma "ação em sequência", o que pode criar alguns problemas de estabilidade, caso não seja adotada uma proteção conveniente (fio piloto, aceleração de 2a. zona, etc).

Em conclusão, deve-se notar que para submeter um sistema de transmissão a todas as condições acima descritas, é necessário o uso de um computador. Um exemplo característico [7] revela que para um sistema de 90 barras e 130 linhas de transmissão, seriam gerados cerca de 800 casos diferentes, o que demonstra a impossibilidade prática de realização de um tal estudo, manualmente.

Correntes usadas no Ajuste de Relês

O passo seguinte à obtenção das correntes de falta, como descrito, é extrair delas um grupo de correntes que contêm as informações necessárias à uma decisão inteligente.

Para isso, é necessário novamente definir-se 7 (sete) correntes que entrarão no programa, como dito anteriormente (saida), e conforme esquematizado abaixo.

1. Falta máxima - (maximum fault) é a maior de todas as



correntes através o disjuntor, para qualquer das faltas calculadas.

2. Falta mínima - (minimum fault)

é considerada como sendo metade da menor corrente através o disjuntor, para qualquer falta até duas barras além da do disjuntor (admite-se, no máximo, a falha de um dos relés de retaguarda).

A razão de tomar-se só metade do valor foi para levar-se em conta os efeitos da resistência de arco na falta.

3. Falta próxima - (close-in fault)

é a maior corrente através o relé para uma falta nos terminais do mesmo.

4. Falta de linha aberta - (line end fault)

é a corrente através o relé para uma falta no extremo afastado da linha, com esse disjuntor afastado já aberto. (Caracterização da ação de sequência de operação).

5. Falta de barra próxima - (near bus fault)

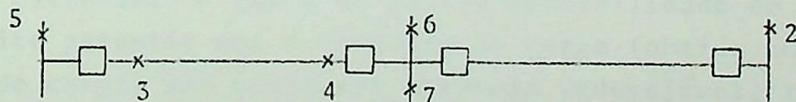
é a máxima corrente através do relé para uma falta na barra atrás dele.

6. Falta máxima em barra afastada - (far bus fault)

é a máxima corrente através o relé para uma falta na barra afastada (ou barras afastadas no caso de linhas com mais de dois terminais)

7. Falta mínima em barra afastada

idem, ibidem



Deve-se notar que as correntes acima são calculadas do ponto de vista da posição do disjuntor. No entanto, as correntes calculadas no curto-circuito o foram baseadas na posição das barras. Logo, é necessária certa manipulação dos

dados do estudo de curto-circuito. Por exemplo, a chamada "Falta próxima" calcula-se da seguinte forma:

$$I_{fp} = I_t - I_i$$

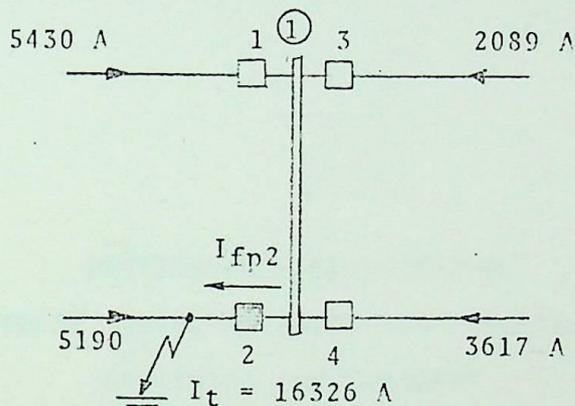
onde

I_{fp} = corrente de falta próxima (close in fault)

I_t = corrente total para o curto-circuito na barra

I_i = corrente que flue na linha onde se encontra o disjuntor.

Na Figura abaixo, suponhamos querer a corrente que flue no disjuntor 2, para a falta indicada:



Logo, a corrente de falta próxima, para o disjuntor 2, é

$$I_{fp2} = I_t - I_i = 16326 - 5190 = 11136 \text{ A}$$

Nota-se, pois, que as correntes selecionadas determinam aquelas faltas que são importantes na seleção dos dispositivos protetores. Por exemplo, a falta de barra próxima indica se o relé deve ser direcional ($I_{neg\ max}/I_{pos\ min} > 0.25$); a falta mínima estabelece o ponto de máxima sensibilidade do disjuntor e permite garantir que a corrente de carga (obtida no estudo de fluxo de carga) não provocará operação indesejável; também, a relação entre máxima e mínima corrente de falta em barra afastada permite a avaliação dos benefícios de uma unidade instantânea.

Por fim, deve-se dizer que a aplicação de fusíveis e religadores exige as mesmas considerações de corrente que para os relés.

ANEXO VIIFORMATO DE SAIDA DE UM PROGRAMA DE AJUSTE AUTOMÁTICO
DE PELES EM COMPUTADOR DIGITAL

WESTINGHOUSE ENGINEERING
POWER SYSTEM ANALYSIS FOR ELECTRIC
UTILITIES AND INDUSTRY

PETROBRÁS - REFINARIA P.PES. BERNARDES
PREPARAÇÃO: TRIEL SA - AGOSTO 1972

LIST OF INPUT DEVICES

LIST OF INPUT DEVICES

This section contains a list of the devices and settings as given by input data. Interpretation of the last five column headings depends on the type of protective device, as follows:

OVERCURRENT RELAYS

Trip Direction	Instantaneous Trip	Tap Setting	Time Dial	Tap Range or Heater Tap Link
----------------	--------------------	-------------	-----------	------------------------------

IMPEDANCE RELAYS

Impedance Zone	Impedance Angle	Impedance Setting	Step Time in Seconds	Impedance Range
----------------	-----------------	-------------------	----------------------	-----------------

FUSES

Type of Cutout	Fuse Link Current Rating	Cutout or Power Fuse Rated Kv	Fuse Speed Designation	-----
----------------	--------------------------	-------------------------------	------------------------	-------

RECLOSERS

Recloser Sequence	Recloser Trip Coil Rating	Minimum Trip Multiple of Recloser Trip Coil	Seconds at 1.3 Times Recloser Minimum Trip	Quick Trip Multiple of Recloser Trip Coil
-------------------	---------------------------	---	--	---

DEVICES AND SETTINGS AS GIVEN BY INPUT INFORMATION

LOCATION NUMBER	NEAR BUS	CURRENT RATIO (A/I)	DEVICE	TYPE	TAP DIRECTION	INST TRIP OR IMPEDANCE ANGLE	TAP SETTING OR IMPEDANCE SLITTING	TIME DIAL OR STEP TYPE IN SEC.	TAP RANGE OR IMPEDANCE RANGE
1	2	120.0	IACS1	RELAY	IMPEDANCE ZONE (← INDICATES TRIPPING OUT OF NEAR BUS; BLANK INDICATES DIRECTIONAL; A/I - TRIP-PIGG INTO THE NEAR BUS)	FUSE LINK CURRENT RATING	CUTOFF OR POWER FUSE RATED KV	FUSE SPEED DESIGNATION	NO OVER TAP LINK
2	22	120.0	CO" 8	RELAY		RCLSR TRIP COIL RATING	MIN. TRIP MULTIPLE	SEC. AT 1.3 TIMES RCLSR MIN TRIP	4-16
3	3	300.0	CO" 8	RELAY					4-12
4	4	500.0	CO" 8	RELAY					4-12
5	5	300.0	CO" 8	RELAY					4-12
6	32	30.0	CO" 5	RELAY					4-12
7	31	33.0	CO" 5	RELAY					2-6
8	21	120.0	CO" 8	RELAY					2-6
9	2	300.0	JACS3	RELAY					4-12
10	2	300.0	IACS3	RELAY					1.5-2.0
11	2	300.0	IACS3	RELAY					1.5-2.0
12	2	300.0	IACS3	RELAY					2.00
13	2	300.0	IACS3	RELAY					2.00
14	2	300.0	IACS3	RELAY					4.00
15	2	300.0	IACS3	RELAY					4.00
16	32	120.0	CO" 8	RELAY					4-12
17	31	120.0	CO" 6	RELAY					4-12
18	32	120.0	CO" 6	RELAY					4-12
			CO" 6	RELAY					4-12
			CO" 6	RELAY					4-12
			CO" 6	RELAY					4-12
			CO" 6	RELAY					4-12
			CO" 6	RELAY					4-12

TABLE OF APPLICATION CURRENTS

This section is a condensation of calculations made by the Westinghouse short-circuit program. It contains the principal currents used by DCP² in applying or checking the application of protective devices (as opposed to the coordination process).

In all cases positive current is assumed to be current flowing out of the bus through each protective device location.

Column headings are defined as follows:

LOC	The location number assigned to the protective device location as given by input data.
NEAR BUS NUMBER AND NAME	The name and number of the bus associated with this particular device location are given.
LINE KV	Line-to-line voltage, in kilovolts, at the device location.
MAXIMUM FAULT	Maximum symmetrical current that will flow through the device location for any of the fault conditions considered in the short-circuit program.
MINIMUM FAULT	One half the minimum fault current for fault on buses up to two fault buses away in the positive direction from the device location, or the positive load current, whichever is larger.
CLOSE IN FAULT	Maximum current through the device location for a fault on the line terminals of the device.
MINIMUM END FAULT	The minimum current through the device location for a fault at the far end of the line covered by the device, with the far breaker open.
NEAR BUS FAULT	Largest current flowing through the device location for a fault on the near bus.
FAR BUS MAXIMUM FAULT	Maximum current through the device location for faults on the far bus (or buses, in multi-terminal lines).
FAR BUS MINIMUM FAULT	Minimum current through the device location for faults on the far bus (or buses, in multi-terminal lines).
LOAD CURRENT OUT OF BUS	Short-time-maximum load current through the device location, as given by input information. A plus sign indicates load current flowing out of the bus.

LOC.	NEAR BUS NUMBER AND NAME	LINE KV	MAXIMUM FAULT	MINIMUM FAULT	CLOSE IN FAULT	MINIMUM END FAULT	NEAR BUS FAULT	FAR BUS MAX FAULT	FAR BUS MIN FAULT	FAR BUS LOAD OUT OF BUS	CURRENT
1	2 GEN 1-2	4.2	25309.3	10.0	13300.3	0.0	-5132.0	0.0	0.0	0.0	10.0
2	22 ATSUB-C3	4.2	27050.4	930.0	2320.5	0.0	-27050.4	2593.3	361.4	361.4	990.0
3	3 GEN 3	4.2	33321.7	10.0	33321.7	0.0	-10205.2	0.0	0.0	0.0	10.0
4	4 GEN 4	4.2	17234.4	10.0	17234.4	0.0	-10205.2	0.0	0.0	0.0	10.0
5	5 GEN 5	4.2	20141.1	10.0	20141.1	0.0	-3320.3	0.0	0.0	0.0	10.0
6	32 ATSUB-C15	4.2	9738.9	2418.3	9738.9	0.0	-509.5	973.7	477.5	477.5	103.0
7	31 ATSUB-C15	4.2	8533.5	1077.0	8533.5	0.0	-509.5	853.2	333.2	333.2	163.0
8	21 ATSUB-C8	4.2	25133.3	933.0	1733.7	0.0	-2369.3	1733.0	660.5	660.5	900.0
10	2 GEN 1-2	4.2	10247.8	1099.0	5055.3	1600.0	-12547.0	3553.3	1000.0	1000.0	1000.0
11	2 GEN 1-2	4.2	12523.3	1095.3	1032.3	0.0	-243.4	243.4	111.9	111.9	570.0
12	2 GEN 1-2	4.2	1227.5	1132.7	1227.5	0.0	-173.2	243.4	111.9	111.9	173.0
13	2 GEN 1-2	4.2	1220.7	932.1	1050.7	0.0	0.0	2043.2	1801.2	1801.2	140.0
14	2 GEN 1-2	4.2	11500.7	949.7	10500.7	0.0	0.0	2049.1	1899.3	1899.3	140.0
15	2 GEN 1-2	4.2	14000.7	760.1	16500.7	0.0	0.0	6139.1	1520.2	1520.2	290.0
16	32 ATSUB-C15	4.2	5329.3	422.0	5329.3	2369.4	-4037.2	607.9	233.6	233.6	432.0
17	31 ATSUB-C15	4.2	5191.2	432.0	5191.2	2522.3	-3540.1	607.9	233.6	233.6	432.0
18	32 ATSUB-C15	4.2	5137.1	432.0	5137.1	2369.4	-4774.2	835.7	233.6	233.6	432.0
19	31 ATSUB-C15	4.2	401.1	432.0	401.1	2522.3	-4103.4	835.7	233.6	233.6	432.0
22	29 ATSUB-C12	4.2	26137.0	4407.6	26137.0	0.0	-347.0	26177.2	6815.2	6815.2	69.0
23	21 ATSUB-C8	4.2	26117.7	3450.7	26117.7	0.0	-1147.0	26107.9	6901.5	6901.5	210.0
25	27 ATSUB-C12	4.2	25320.0	4200.3	25320.9	0.0	-347.0	25320.9	6501.6	6501.6	69.0
26	28 ATSUB-C12	4.2	26351.3	970.1	26351.3	0.0	0.0	2233.3	1540.1	1540.1	104.0
27	27 ATSUB-C12	4.2	25191.0	933.4	25191.9	0.0	0.0	2270.0	1970.7	1970.7	104.0
28	27 ATSUB-C12	4.2	25193.7	625.0	1040.9	0.0	-25400.7	1037.9	692.6	692.6	625.0
29	27 ATSUB-C12	4.2	25322.0	625.0	540.4	0.0	-25252.8	517.9	173.2	173.2	1000.0
30	3 GEN 3	4.2	34311.5	1000.0	34311.5	578.2	-9437.3	6707.0	578.2	578.2	230.0
31	3 GEN 3	4.2	43505.7	407.5	43505.7	0.0	-199.7	1657.7	814.9	814.9	230.0
32	3 GEN 3	4.2	43313.7	1166.9	43313.7	0.0	-392.9	11275.0	4739.1	4739.1	570.0
33	3 GEN 3	4.2	63133.0	680.5	43143.9	0.0	-864.7	3969.0	6325.3	6325.3	570.0
34	3 GEN 3	4.2	23473.4	560.0	24973.4	11851.5	-19213.1	22661.0	5227.8	5227.8	500.0
35	3 GEN 3	4.2	41564.4	1630.2	41604.4	0.0	-2055.6	32063.3	13169.5	13169.5	1105.0
36	3 GEN 3	4.2	42792.0	1130.6	42792.0	0.0	-918.3	24933.7	11965.7	11965.7	950.0
37	3 GEN 3	4.2	43393.2	1102.9	43393.2	0.0	-353.2	20437.1	11087.3	11087.3	650.0
38	3 GEN 3	4.2	4212.4	831.4	42312.4	0.0	-797.1	24515.3	11946.5	11946.5	800.0
40	4 GEN 4	4.2	13107.4	1000.0	13107.4	1432.5	-9391.5	5319.4	1432.5	1432.5	1000.0
41	4 GEN 4	4.2	26447.7	950.0	26447.7	0.0	-1040.9	6682.3	5207.5	5207.5	950.0
42	4 GEN 4	4.2	27054.4	718.9	27054.4	0.0	-434.2	23475.4	7345.2	7345.2	570.0
43	4 GEN 4	4.2	26449.1	817.9	26449.1	0.0	-1039.6	19042.8	10711.8	10711.8	650.0

F F F I

COMMENTS

This section contains comments pertaining to the selection of devices and settings. They point out possible trouble areas and should be checked by the relay engineer. These comments are based on logic available in DCP² and/or the data inputted to the program.

Some of these comments appear to conflict, such as: "An impedance relay set at 0.53 ohms might be a better choice for line protection than the I.T. unit" followed by "Pilot protection should be used." This apparent contradiction results because the program first determines that an overcurrent I.T. is not adequate, and then a further check reveals that an impedance relay will not work either. In cases of conflicting comments the last comment is the valid one.

Much more common, however, will be the case where comments point out possible trouble areas in the system. For example, "The maximum fault produces 132 amperes in the secondary of the C.T." This comment will appear any time there are over 100 amperes flowing in the secondary of a current transformer. Currents of this magnitude will generally saturate most C.T.'s and therefore make it necessary to check for improper relay operation. DCP² considers all C.T.'s to be linear in operation, thus, it is the relay engineer's responsibility to check out this comment.

NOTE: There may be unique relay schemes that cannot be completely analyzed by the program's generalized logic. Therefore, comments pertaining to such situations may not be correct.

FFFI

LOC. 1

TO OBTAIN MAXIMUM SENSITIVITY, THE TAP SHOULD BE SET AT .5, BUT THE MINIMUM TAP AVAILABLE IS 4.0
MAXIMUM FAULT PRODUCES 111.41 AMPS IN SECONDARY OF C.T.
A DIRECTIONAL-OVERCURRENT RELAY WOULD BE PREFERRED.

LOC. 2

MAXIMUM FAULT PRODUCES 225.49 AMPS IN SECONDARY OF C.T.
A DIRECTIONAL-OVERCURRENT RELAY WOULD BE PREFERRED.
THIS RELAY SHOULD HAVE A DIRECTIONAL INSTANTANEOUS UNIT SET AT 25.9

LOC. 3

TO OBTAIN MAXIMUM SENSITIVITY, THE TAP SHOULD BE SET AT .5, BUT THE MINIMUM TAP AVAILABLE IS 4.0
MAXIMUM FAULT PRODUCES 112.07 AMPS IN SECONDARY OF C.T.
A DIRECTIONAL-OVERCURRENT RELAY WOULD BE PREFERRED.

LOC. 4

TO OBTAIN MAXIMUM SENSITIVITY, THE TAP SHOULD BE SET AT .5, BUT THE MINIMUM TAP AVAILABLE IS 4.0
A DIRECTIONAL-OVERCURRENT RELAY WOULD BE PREFERRED.

LOC. 5

TO OBTAIN MAXIMUM SENSITIVITY, THE TAP SHOULD BE SET AT .5, BUT THE MINIMUM TAP AVAILABLE IS 4.0
A DIRECTIONAL-OVERCURRENT RELAY WOULD BE PREFERRED.

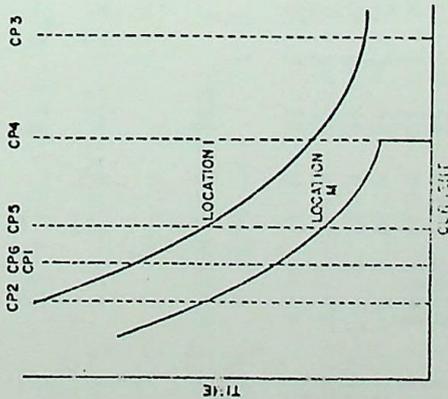
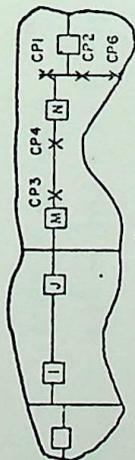
COORDINATION PAIRS (PHASE)

Six fault conditions and corresponding current or impedance pairs have been developed which will allow the coordination of virtually all forms of protective devices. A current pair includes the following two currents: (1) The current flowing through the overreaching device, and (2) The current in the overreached device, both currents resulting from a given fault condition. See diagram on back of page.

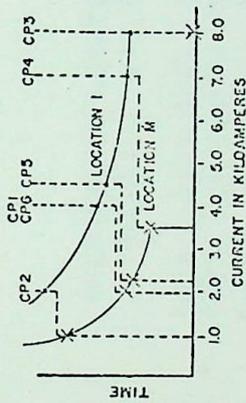
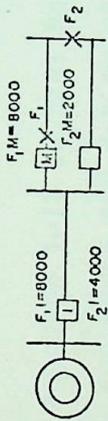
The six coordination pairs are defined below.

- CP #1 The largest current through the overreaching device for a fault one bus removed from the overreached device, including line-end faults. For impedance relays, the coordination pair consists of the impedances, as measured at the overreaching and overreached locations, for this condition.
- CP #2 One half the minimum fault current through the overreached device for any fault where the overreaching-overreached relationship exists. The impedance pair for this fault condition is calculated as the voltage at the overreached and overreaching locations divided by one half the minimum current.
- CP #3 The largest fault current through the overreaching device for a close-in fault on the overreached device. Where two currents of the same magnitude fit this criterion, the one with the largest ratio of overreaching to overreached current is used. The impedance pair is the impedance measured for this condition.
- CP #4 An overreached current one ampere less than the I.T. setting and the overreaching current is the overreached current times the overreaching-overreached ratio of CP #6. For an impedance relay the overreached relay current is computed as the maximum voltage for a far bus fault divided by the Zone 1 impedance setting.
- CP #5 The average of CP #2 and CP #4. If CP #4 is zero, average of CP #2 and CP #3. If CP #3 is zero, average of CP #2 and CP #1 is used. The impedance pair is defined for the overreached relay as the maximum voltage for a far bus fault divided by the Zone 2 impedance setting. For the overreaching relay this impedance pair is defined as the overreached relay current times the ratio of overreaching to overreached current of CP #6.
- CP #6 Maximum current through the overreaching device for the maximum ratio of overreaching to overreached current. The impedance pair is the impedance measured for this condition.

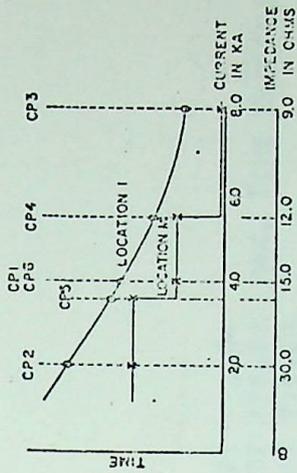
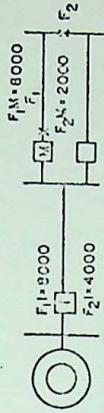
In the current pair printout, if a particular current pair does not exist per the above definitions, it is shown as a zero current. For example, CP #4 will be zero for a device overreaching another device that lacks an instantaneous unit.



An illustration of the coordination current pairs



Overcurrent relay coordination with an overcurrent relay



Overcurrent relay coordinating with an impedance relay

FFI

MAX. TIME EXCEEDED
MAX. TIME EXCEEDED

AMPS	2365	(FBN 5)	MT	4.93	OT	4.09	AMPS	5397	(FBN 5)	MT	3.00	OT	3.63
AMPS	1102	(FBN 5)	MT	2.46	OT	5.69	AMPS	2696	(FBN 5)	MT	1.50	OT	777.77
AMPS	0	(FBN 5)	MT	0.00	OT	999.99	AMPS	0	(FBN 5)	MT	0.00	OT	999.99
AMPS	1774	(FBN 5)	MT	0.00	OT	999.99	AMPS	4048	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99
AMPS	2365	(FBN 5)	MT	3.70	OT	4.90	AMPS	5377	(FBN 5)	MT	2.25	OT	6.01
AMPS	2365	(FBN 5)	MT	4.93	OT	4.09	AMPS	5377	(FBN 5)	MT	3.00	OT	3.63

OVERREACHED LOCATION, NO. 11
RELAY IAC 53

AMPS	1986	(FBN 13)	MT	4.14	OT	4.55	AMPS	7098	(FBN 13)	MT	11.68	OT	.49
AMPS	993	(FBN 13)	MT	2.07	OT	7.97	AMPS	3504	(FBN 13)	MT	5.84	OT	.81
AMPS	3526	(FBN 2)	MT	7.35	OT	3.29	AMPS	3526	(FBN 2)	MT	5.86	OT	.81
AMPS	0	(FBN 13)	MT	0.00	OT	999.99	AMPS	0	(FBN 13)	MT	0.00	OT	999.99
AMPS	2360	(FBN 0)	MT	4.71	OT	4.20	AMPS	7974	(FBN 0)	MT	13.29	OT	.46
AMPS	1986	(FBN 13)	MT	4.14	OT	4.55	AMPS	7098	(FBN 13)	MT	11.68	OT	.49

OVERREACHED LOCATION, NO. 12
RELAY IAC 53

AMPS	0	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99	AMPS	0	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99
AMPS	0	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99	AMPS	0	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99
AMPS	3526	(FBN 2)	MT	7.35	OT	3.29	AMPS	3526	(FBN 2)	MT	5.86	OT	.47
AMPS	0	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99	AMPS	0	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99
AMPS	1763	(FBN 0)	MT	3.87	OT	4.92	AMPS	1763	(FBN 0)	MT	2.94	OT	1.20
AMPS	0	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99	AMPS	0	(FBN 0)	MT	0.00	OT	999.99

OVERREACHED LOCATION, NO. 13
RELAY IAC 53

AMPS	1207	(FBN 99)	MT	3.77	OT	4.84	AMPS	6376	(FBN 99)	MT	10.63	OT	.31
AMPS	273	(FBN 71)	MT	.57	OT	999.99	AMPS	952	(FBN 71)	MT	1.60	OT	5.22
AMPS	3526	(FBN 2)	MT	7.35	OT	3.29	AMPS	3526	(FBN 2)	MT	5.86	OT	.47
AMPS	0	(FBN 99)	MT	0.00	OT	999.99	AMPS	0	(FBN 99)	MT	0.00	OT	999.99
AMPS	1899	(FBN 0)	MT	3.06	OT	4.69	AMPS	6763	(FBN 0)	MT	11.17	OT	.30
AMPS	545	(FBN 71)	MT	1.14	OT	777.77	AMPS	1924	(FBN 71)	MT	3.21	OT	1.03

OVERREACHED LOCATION, NO. 14
RELAY IAC 53

AMPS	556	(FBN 48)	MT	1.16	OT	777.77	AMPS	1962	(FBN 48)	MT	6.54	OT	.80
------	-----	----------	----	------	----	--------	------	------	----------	----	------	----	-----

FINAL LIST OF DEVICES AND SETTINGS

This section contains the final choice of all devices and their corresponding settings.

For impedance relays, settings are given by zones as defined in Electric Utility Engineering Report Number 68-685, page 52. The impedance values given are in secondary or relay ohms. To actually set the relay, the user should refer to the proper manufacturer's instruction leaflet to convert to relay taps.

E F E I

FFFI

FINAL CHOICE OF DEVICES AND SETTINGS

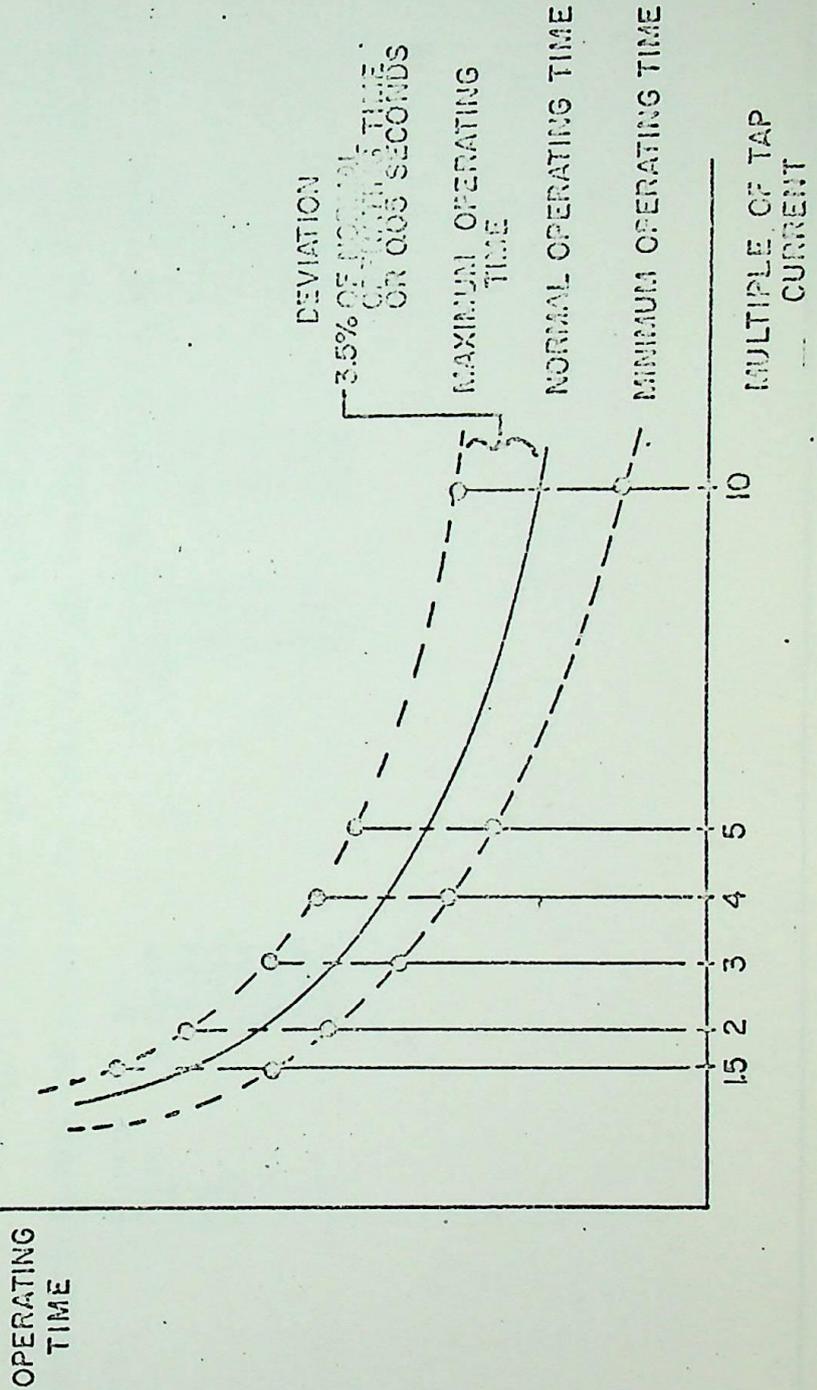
LOCATION NUMBER	NEAR BUS	CURRENT TRANSFORMER RATIO (X/1)	DEVICE	TYPE	TRIP DIRECTION AND IMPEDANCE ZONE (* INDICATES TRIPPING OUT OF NEAR BUS, BLANK BOX, DIRECTIONAL, AND ~ TRIP INTO THE NEAR BUS)	INST TRIP OR IMPEDANCE ANGLE	TAP SETTING OR IMPEDANCE SETTING	TIME DIAL OR STEP TIME IN SEC.	TAP RANGE OR IMPEDANCE RANGE OR HEATER TAP LINK	FUSE		RCLSR TRIP COIL RATING	MIN. TRIP MULTIPLE OF RCLSR TRIP COIL	SEC. AT 1.3 TIMES RCLSR MIN TRIP	TRIP COIL RATING
										LINK	SPEED				
1															
2	2	120.0	IAC51	RELAY		NONE	4.0	10.00	4-15						
2	22	120.0	CO- 8	RELAY		NONE	10.0	2.25	4-12						
3	3	500.0	CO- 8	RELAY		NONE	4.0	4.75	4-12						
4	4	300.0	CO- 8	RELAY		NONE	4.0	8.50	4-12						
5	5	300.0	CO- 8	RELAY		NONE	4.0	6.25	4-12						
6	32	24.0	CO- 5	RELAY		27.0	4.0	6.00	2-6						
7	31	31.0	CO- 5	RELAY		27.0	4.0	6.00	2-6						
8	21	120.0	CO- 8	RELAY		NONE	10.0	3.75	4-12						
9	2	300.0	JAC52	RELAY		NONE	5.0	4.00	1.5-6						
10	2	300.0	IAC53	RELAY		NONE	2.0	3.75	5-2.0						
11	2	500.0	IAC53	RELAY		NONE	2.0	2.00	5-2.0						
12	2	300.0	IAC53	RELAY		NONE	2.0	2.00	5-2.0						
13	2	300.0	IAC53	RELAY		NONE	1.0	4.00	5-2.0						
14	2	300.0	IAC53	RELAY		NONE	2.0	4.00	5-2.0						
15	2	300.0	CO- 8	RELAY		NONE	5.0	7.00	4-12						
16	32	120.0	CO- 6	RELAY		NONE	10.0	9.50	4-12						
17	31	120.0	CO- 6	RELAY		NONE	5.0	9.75	4-12						
18	32	120.0	CO- 6	RELAY		NONE	12.0	10.50	4-12						
19	31	120.0	CO- 8	RELAY		NONE	5.0	8.00	4-12						
			CO- 6	RELAY		NONE	10.0	10.25	4-12						
			CO- 8	RELAY		NONE	5.0	8.75	4-12						

TEST POINTS

This section is intended as an aid in the actual setting of overcurrent relays.

With the relay set as prescribed in the Final List of Devices and Settings Section, six different multiple of tap currents and the associated operating times are recorded.

Note that in addition to a normal operating time, both minimum and maximum operating times are given. This is done since relay overcurrent curves are represented within the program by a fitting polynomial, and deviate slightly from the actual curves. The deviation from the normal operating time is limited to 3.5 per cent of normal operating time or 3 cycles, whichever is larger.



E F E I

PHASE RELAY SPECIFICATION SUMMARY

LOCATION NO. 1

IAC 51 RELAY

THIS RELAY SHOULD BE ADJUSTED TO MEET THE FOLLOWING SPECIFICATIONS

TAP OF TIME OVERCURRENT SET AT 4.0

TIME DIAL SET AT 10.00

NO INSTANTANEOUS TRIP UNIT AVAILABLE
OR IF AVAILABLE IT SHOULD BE BLOCKED OPEN.

WITH THE ABOVE SETTING, TEST THE RELAY AT THE FOLLOWING SIX POINTS. ADJUST TIME DIAL IF NECESSARY.

TEST NO.	MULTIPLE OF TAP	TAP AMPERES	ALLOWABLE OPERATING TIME (SECONDS)
1	1.5	6.00	MINIMUM 13.14 NORMAL 13.62 MAXIMUM 14.09
2	2.0	8.00	8.01 8.30 8.59
3	3.0	12.00	5.49 5.69 5.89
4	4.0	16.00	4.49 4.69 4.89
5	5.0	20.00	3.91 4.05 4.19
6	10.0	40.00	2.76 2.85 2.96

***** DEFINITION OF ABBREVIATIONS USED IN THE FOLLOWING PRINT OUT *****

AMP. = AMPERES; MIN. = MINIMUM; LOC. = LOCATION; P.U. = PER UNIT; SEC. = SECONDS

O-C = OVERCURRENT; DIR. OC = DIRECTIONAL OVERCURRENT; TIME DIS. = TIME DISTANCE

FAULT OR BUS	LINE NUMBER	O-C RELAY	CURRENT	PROTECTIVE DEVICE NO.	OPERATING TIME
NOT A LINE END FAULT	2				
10 LINES ARE OUT					
FAULT TO LINE SIDE OF RELAY	1	O-C RELAY	5133 AMP.	(7396 P.U.)	0.78 SEC.
DIFFERENTIAL RELAY CURRENT	1		5133 AMP.	(7421 P.U.)	0.10 SEC.
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	1	O-C RELAY	5133 AMP.	(7421 P.U.)	0.77 SEC.
DIR. OC RELAY CURRENT	1		4839 AMP.	(7204 P.U.)	1.01 SEC.
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	11	O-C RELAY	10203 AMP.	(1.6001 P.U.)	0.43 SEC.
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	12	O-C RELAY	10203 AMP.	(1.6019 P.U.)	0.25 SEC.
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	13	O-C RELAY	10203 AMP.	(1.4313 P.U.)	0.26 SEC.
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	14	O-C RELAY	10203 AMP.	(1.4018 P.U.)	0.38 SEC.
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	15	O-C RELAY	10203 AMP.	(1.4018 P.U.)	0.44 SEC.
RELAY	15	O-C RELAY	1764 AMP.	(2332 P.U.)	23.62 SEC.
RELAY	12	O-C RELAY	1734 AMP.	(2332 P.U.)	11.81 SEC.
RELAY	121	O-C RELAY	151 AMP.	(9217 P.U.)	20.00 SEC.
FAULT OR BUS	2				
NOT A LINE END FAULT					
1 IS OUT					
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	1	O-C RELAY	5133 AMP.	(7396 P.U.)	2.78 SEC.
DIFFERENTIAL RELAY CURRENT	1		151 AMP.	(9217 P.U.)	0.10 SEC.
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	11	O-C RELAY	5133 AMP.	(7396 P.U.)	0.60 SEC.
FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO.	12	O-C RELAY	5284 AMP.	(7514 P.U.)	0.34 SEC.

FFFI

LOC	132	0-C RELAY	CURRENT	-151 AMP.	(-0217 P.U.)	OPERATING TIME	20.00 SEC.
FAULT ON BUS 2							
LINE END FAULT ON LINE 1							
NO LINES ARE OUT							
LOC	52	0-C RELAY	CURRENT	-1764 AMP.	(-02542 P.U.)	OPERATING TIME	23.62 SEC.
LOC	12	0-C RELAY	CURRENT	1764 AMP.	(02542 P.U.)	OPERATING TIME	11.81 SEC.
FAULT ON BUS 2							
NOT A LINE END FAULT							
LINE NUMBER 2 IS OUT							
LOC	1	0-C RELAY	CURRENT	-5133 AMP.	(-07396 P.U.)	OPERATING TIME	0.77 SEC.
MOVE FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO. 1							
LOC	1	DIFFERENTIAL RELAY	CURRENT	4939 AMP.	(07204 P.U.)	OPERATING TIME	0.16 SEC.
MOVE FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO. 1							
LOC	1	0-C RELAY	CURRENT	4939 AMP.	(07204 P.U.)	OPERATING TIME	2.01 SEC.
MOVE FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO. 12							
LOC	12	0-C RELAY	CURRENT	10132 AMP.	(1.4601 P.U.)	OPERATING TIME	0.26 SEC.
MOVE FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO. 13							
LOC	13	0-C RELAY	CURRENT	10132 AMP.	(1.4601 P.U.)	OPERATING TIME	0.26 SEC.
MOVE FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO. 14							
LOC	14	0-C RELAY	CURRENT	10132 AMP.	(1.4601 P.U.)	OPERATING TIME	0.39 SEC.
MOVE FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO. 15							
LOC	15	0-C RELAY	CURRENT	10132 AMP.	(1.4601 P.U.)	OPERATING TIME	0.44 SEC.
LOC	52	0-C RELAY	CURRENT	-1764 AMP.	(-02542 P.U.)	OPERATING TIME	23.62 SEC.
LOC	2	0-C RELAY	CURRENT	1764 AMP.	(02542 P.U.)	OPERATING TIME	11.81 SEC.
FAULT ON BUS 2							
LINE END FAULT ON LINE 2							
NO LINES ARE OUT							
LOC	131	0-C RELAY	CURRENT	-151 AMP.	(-0217 P.U.)	OPERATING TIME	20.00 SEC.
FAULT ON BUS 2							
NOT A LINE END FAULT							
LINE NUMBER 5 IS OUT							
LOC	1	0-C RELAY	CURRENT	-5133 AMP.	(-07396 P.U.)	OPERATING TIME	2.78 SEC.
MOVE FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO. 1							
LOC	1	DIFFERENTIAL RELAY	CURRENT	5153 AMP.	(07421 P.U.)	OPERATING TIME	0.10 SEC.
MOVE FAULT TO LINE SIDE OF PROTECTIVE DEVICE NO. 1							
LOC	1	0-C RELAY	CURRENT	5153 AMP.	(07421 P.U.)	OPERATING TIME	2.77 SEC.

ANEXO VIII

GUIA GERAL PARA SELEÇÃO DE PELÉS DE SOBRECORRENTE (WESTINGHOUSE)

(Fawcett - Paper 61-1047 - AIEE - May 1963)

EFEI

Caso	Equipamento a ser protegido pelo relé de sobrecorrente	Relé Westinghouse(*) aplicável	
		Tipo	Faixa dos tapes Faixa do instantâneo
1	Transformador individual, com chaveamento RT	CO-11 Fase	4 - 12 40 - 100
2	Transformador (ou disjuntor de entrada, em armário) servindo toda ou a maior parte da instalação	CO-9 Terra	0.5 - 2.5 Nota 1
		CO-9 Terra	0.5 - 2.5 Notas 1 e 2
		Os relés de fase dependem do tamanho relativo do maior alimentador da instalação comparado com a fonte de suprimento.	
		CO-7 Fase	4 - 12 Notas 2, 3
		CO-9 Fase	4 - 12 Notas 2, 3
3	Alimentador servindo a dois ou mais transformadores que têm fusíveis individuais no primário	CO-11 Fase	4 - 12 Notas 2, 3
		CO-9 Fase	4 - 12 Não
4	Alimentador servindo a dois ou mais transformadores que não têm proteção individual no primário	CO-9 Terra	0.5 - 2.5 Nota 4
		CO-9 Fase	4 - 12 40 - 100
5	Alimentador de motor com chave de partida combinada com fusíveis média tensão	CO-9 Terra	0.5 - 2.5 Nota 1
		CO-9 Fase	4 - 12 Não
		CO-9 Terra	0.5 - 2.5 Nota 5

Caso	Equipamento a ser protegido pelo relé de sobrecorrente	Relé Westinghouse(*) aplicável	
		Tipo	Faixa dos tapes instantâneo
6	Alimentador de vários motores com chave de partida com binada com fusíveis média tensão		A
7	<p>Motores individuais:</p> <p>a) Dois relés para sobrecarga e curto-circuito Um relé para rotor bloqueado</p> <p>b) Relé térmico de sobrecorrente para sobrecarga e curto-circuito Um relé para rotor bloqueado</p> <p>c) Dois ou três relés de alarme de sobrecarga, rotor bloqueado, e curto-circuito Alarme de sobrecarga, sobrecarga de retaguarda rotor bloqueado, e curto-circuito</p> <p>e) Relé de terra residual</p> <p>f) TC de sequência zero, tipo janela, quando o motor não tem para-raios</p> <p>g) TC de sequência zero, tipo janela, quando o motor tem para-raios</p>	<p>Os relés de fase e terra usualmente selecionados idêntico ao caso 5. Quando o alimentador supre diversos motores, todos relativamente pequenos, pode ser possível usar relés de fase CO-7.</p> <p>Diversas alternativas são possíveis:</p> <p>CO-5 Fase 2 - 6 20 - 80</p> <p>CO-5 Fase 4 - 12 20 - 80 ou Não</p> <p>BL-1 Fase 2.5 - 5 6 - 50</p> <p>CO-5 Fase 4 - 12 20 - 80 ou Não</p> <p>COM-5 Fase 2 - 6 4 - 16 ou 20-80</p> <p>COM-5 Fase 2 - 6 4-16 ou 20-80</p> <p>13L-1 Fase 2.5 - 5 6 - 50</p> <p>CO-2 Terra 0.5 - 2.5 Notas 6 e 7</p> <p>SC ou Instantâneo 0.5 - 2</p> <p>ITH Terra Instantâneo 0.25 - 1</p> <p>CO-11 Terra 0.5 - 2.5 Não</p>	A

F F F I

Caso	Equipamento a ser protegido pelo relé de sobrecorrente	Relé Westinghouse(*) aplicável	
		Tipo	Faixa dos tapes instantâneo
		A	A
8	Alimentador servindo motores relativamente grandes, controlados a partir de seu próprio disjuntor e relés a) Motor sem relés diferenciais b) Motor com relés diferenciais	CO-9 Terra 0.5 - 2.5	Não
9	Disjuntor do secundário de transformador	CO-11 Fase 4 - 12 CO-9 Fase 4 - 12	Não Não
10	Motor individual, protegido por fusível em sistema aterrado.	Relés de fase e terra são selecionados como no caso 2. Aplicam-se os comentários f) e g) do caso 7	
11	Alimentador servindo linha longa aérea	CO-11 Fase 4 - 12	40 - 100
12	Alimentador servindo cabo trifásico ou cabos monofásicos montados próximos	CO-9 Terra 0.5 - 2.5	Nota 1
		Ver comentário para qualquer dos casos 1 a 10, que são aplicáveis.	

NOTAS:

1. Usar a faixa 10-40 A das unidades instantâneas para sistemas solidamente aterrados. Para sistemas aterrados por resistência, usar as faixas 4-16 ou 10-40 A; dependendo da relação do TC e máxima corrente de curto-circuito disponível. Já que faltas à terra de transformadores são raras, o elemento instantâneo do relé é, por vezes omitido.
2. Se os relés estão em um disjuntor de entrada e não há transformador da fonte entre eles e a barra a que servem, então, seja omitido o elemento instantâneo, ou suprima-se o armário de manobra com ele desconectado do circuito de acionamento.
3. Usar a faixa 10-40 A instantânea nos transformadores da fonte com impedância acima de 12%; usar a faixa 20-80 A para $Z = 7$ a 12%; usar a faixa 40-160 se a impedância dos transformadores da fonte estão abaixo de 7%.
4. Nenhum relé instantâneo é necessário em sistemas solidamente aterrados. Em sistemas aterrados por resistência, aplicam-se os comentários da Nota 1.
5. Nenhum relé instantâneo é requerido em sistemas solidamente aterrados. Em sistemas aterrados por resistência, os comentários da Nota 1 aplicam-se se a chave de partida do motor não tem seu próprio relé de terra. Para sistemas solidamente aterrados, os motores deveriam ter proteção contra falta de uma fase, a menos que um relé de terra extremamente rápido seja usado.
6. Usar a faixa 10-40 A do elemento instantâneo para sistema solidamente aterrado. Para sistema aterrado por resistência, use as faixas 4-16 ou 10-40 A, dependendo da relação do TC e da máxima corrente de falta disponível.
7. Conferir a carga (burden) dos TC e seu desempenho com vistas à saturação na fase de partida ou reaceleração do motor. Se a carga do relé CO-2, indicado for muito alta, usar o relé CO-11 de regime 0.5-2.5 A.

8. A capacidade térmica de todos os relés selecionados deveria ser especificamente conferida, ou de outro modo reconhecida ser adequada para as máximas magnitudes de corrente do relé e durações que podem ocorrer no sistema específico envolvido.
9. Ocasionalmente, padronização em relativamente grandes relações de TCs pode ser desejada. Se a inicial capacidade de falta de instalação é também relativamente baixa, a faixa 4-12 A do relé pode ser algo alta. Por outro lado, a faixa 2-6 A pode ser restritiva para o futuro.

(*) - DESIGNAÇÕES TÍPICAS DE RELÉS DIVERSOS

Nome do fabricante	Tempo curto	Tempo definido	Inverso	Muito inverso	Extremamente inverso	Tempo longo
Westinghouse	CO-2	CO-6	CO-7	CO-9	CO-11	CO-5
General Electric	IAC-55		IAC-51	IAC-53	IAC-77	IAC-66
English Electric			CDG-11	CDG-13	CDG-14	CDG-12
Brown Boveri			Tipo A	Tipo AK		

BIBLIOGRAFIA-BASE

- 1- Mason, C.R. - The Art and Science of Protective Relaying - Ed. John Wiley.
- 2- Brightman, F.P. - Selecting AC Overcurrent Protective Device Setting for Industrial Plants - AIEE Trans. Vol. 71, pt. III-A, Sept. 1952.
- 3- Brightman, F.P. - More About Setting Industrial Relays - AIEE Trans. PAS - Vol. 73, pt III-A, Apr. 1954.
- 4- General Electric - Industrial Power System Data Book -
- 5- The Electricity Council - Power Systems Protection - Ed. Mac Donald - Londres.
- 6- Bourbonnais II, T.L. - The Coordination and Testing of Protective Relays in Industrial Plants - ICA, pt III, Vol. 77, Fev. 1958.
- 7- Westinghouse - Applied Protective Relaying - Newark - New Jersey.
- 8- Barros, A.E. - Alguns Aspectos da Protecção das Subestações Abaixadoras - Revistas Mundo Elétrico n^os 58 e 59.
- 9- Caminha, A.C. - Protecção de Sobrecorrente dos Sistemas - Edição EFEI - 1972.
- 10- Beeman, D. - Industrial Power Systems Handbook - Ed. Mc Graw-Hill Book Co, New York, NY.
- 11- Westinghouse - Catálogo IL.41.1011 - Type CO Overcurrent Relay - Instructions.

- 12- Abbot - National Electrical Code - 1965
- 13- Juves, J.A. - Cálculo Automático de Corrientes de Falla em la Seleccion de Equipos Protectores de Sistemas - Pevis ta IEEE - Electrolatina, Junio 1971.
- 14- Feero, W.E., Juves, J.A. - Protective Device Coordination Program - Report n° 68-685 - Westinghouse Electric Corporation - 1970.
- 15- Alderton, J.R. e Peralta, P.V. - Programme to Check H.V. - A.C. System Protection Grading - South Eastern Region of The CECB.
- 16- Ellestade, D.E. - Computer Selects Power Transformer Fuses - Revista Transmission & Distribution - Aug. 1967.
- 17- Caminha, A.C. - Proteção dos Sistemas Elétricos - Publicação EFEI - 1974 - 2a. Edição.
- 18- Weddendorf, W.A. - Education and Maintenance in The Operation of Industrial Power Systems - AIEE - CP-59-244.
- 19- Jordan, R.D. - Digital Short-Circuit Program Data Preparation Manual - Report 68-700 - Westinghouse Electric Corporation Oct. 1968.
- 20- Dunki-Jacobs, J. - Electrical Distribution System for the Petroleo Brasileiro SA - Duque de Caxias Refinery - Dec. 1959.
- 21- Barros, A.E. - A Geometria da Proteção - Pevis ta Mundo Elétrico n° 78.
- 22- Barros, A.E. - Proteção de Sistemas Elétricos Industriais - IV Seminário - Utilidades do IBP, 1967.
- 23- Barros, A.E. - Proteção contra Sobrecorrentes nos Sistemas Industriais - Publicação General Electric.

- 24- Pereira, I.L. - Materiais Elétricos - IME - 1968 - Rio de Janeiro.
- 25- AIEE Standard nº 952, Oct. 1956 - Electric Power Distribution for Industrial Plants.
- 26- General Electric - Power Systems Protection - Electric Equipment Specifications Manual - Book III - Application Guide.
- 27- Westinghouse - Applied Protective Relaying - Westinghouse Electric Corporation - Relay-Instrument Division - Newark, New Jersey.
- 28- Greever - N.J. - Overcurrent Protection Apparatus - Application & Coordination - Mc Graw - Edison Power Systems Division - New Jersey - USA.
- 29- Pennó, F. - Estudo de Pelês da Casa de Força da COSIPA - Fase inicial de Operação - Dez. 1963.
- 30- Warrington, A.R. - Protective Delays-II- Ed. Chapman Hall - Londres.
- 31- Vasconcelos, C.R. e Gonçalves, A.S. - Cálculo de Ajuste de Relés de Distância por Computador Digital-II Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica-1973.
- 32- Higgins, T.D. - Peach, N. - A Proposed Publication on System Coordination and Protection for Industrial and Commercial Power Systems - ICA - 1 nº 6, Nov-Dec. 1965.
- 33- IEEE nº 141 - Electric Power Distribution for Industrial Plants - Aug. 1969.
- 34- GET-1113 D - Selection and Application of Air Circuit Breakers - General Electric Co.
- 35- Siqueira, A.L. e outros - Religadores Automáticos na Distribuição de Energia Elétrica - Revista Mundo Elétrico - Outubro 1971.

- 36- Hermeto, E. - Cálculos de Curto-Circuito nos Sistemas de Distribuição - Publicação CEMIG.
- 37- Limp, L.P. - Seletividade em Instalações de Baixa Tensão - Revista Mundo Elétrico - Outubro 1970.
- 38- ASEA - Fusíveis de Alto Poder de Rutura - Catálogo.
- 39- Brice, M.R. - Overload Protection for Electric Motors - Cutler-Hammer, Milwaukee, Wisconsin - USA.
- 40- Fawcett, D.V. - How to Select Overcurrent Relay Characteristics - Paper 61-1947 - AIEE - May 1963.
- 41- Graham, P.A. e Watson, P. - Computation of Relay Performance in Electrical Distribution Systems - Electricity Board for Northern Ireland - Belfast.
- 42- Todd, J. e Watson, P. - Calculation and Representation of Distribution System Discrimination - Using a Simple Computer Technique - Electricity Board for Northern Ireland - Belfast.

BIBLIOGRAFIA ADICIONAL CONSULTADA

- 1- Lebens, J.C. - Coordinated Fuse Protection for Distribution Systems - ICA - AIEE - 1954, pag. 77.
- 2- Gibson, J.W. - The application and Standardization of High Rupturing Capacity Current Limiting Fuses - AIEE Trans n° 72, pt II, May 1953, pag. 120.
- 3- Pose, H.A. e Springer, H.E. - Interconnecting Paper Mills with Power Systems - ICA - AIEE - Sept. 1954, pag. 205.
- 4- Cunningham, G.W. e Eggemberg - Turbine Generator Controls, Protection and Accessories - AIEE Trans. n° 73, pt II, June 1954, pag. 455.
- 5- Caldwell, S.C. e Jensen, L.E. - A Method of Current Limiter and Fuse-clearing Times in AC System - ICA - AIEE, Nov. 1954, pag. 263.
- 6- Gilbert, M.M. e Bell, R.N. - Directional Relay Provide Differential-type Protection on Large Industrial Plant Power System - ICA - AIEE, Sept. 1955, pag. 220.
- 7- Committee Report - Short-Circuit Currents in Low-Voltage Systems - ICA - AIEE, Nov. 1955, pag. 276.
- 8- Schuck, C.L. e Bohene, E.W. - Performance Criteria for Current Limiting Power Fuses - I e II - AIEE Trans n° 65, 1946, pags. 1028 e 1191.
- 9- Wagner, C.L. - Surge Protection on Industrial Systems - ICA - AIEE, Jan. 1956, pag. 370.

- 10- Backenstoss, H.B. - Economic Studies Applied to Industrial Power Systems - ICA - AIEE, May 1961, pag. 56.
- 11- Cox, H.N. e Levoy, L.G. - Electric Power Systems for Steel Plants - ICA - AIEE, Jan. 1957, pag. 339.
- 12- Brightman, F.B. - Protecting AC Motors with Low Voltage Air Circuit Breaker Series Trip - ICA - AIEE, July 1957, pag. 114.
- 13- Tunner, E.B. - Transient Protection Conditions in Pipe-Line Stations - ICA - AIEE, May 1958, pag. 85.
- 14- Fawcett, D.W. - The Tie Between a Utility and a Industrial when The Industrial has Generation - ICA - AIEE, July 1958, pag. 136.
- 15- Steiner, R. - Conductors and Conductors Protection - ICA - AIEE, Nov. 1958, pag. 342.
- 16- Chin, T.H. e Higgins, T.J. - Equations for Evaluating Short-Circuit Forces on Busses - ICA - AIEE, Sept. 1960, pag. 260.
- 17- Secundi, R.R. - Semi-Conductor Magneti e Overvoltage and Underfrequency Protection Circuits - ICA - AIEE, Nov. 1960, pag. 373.
- 18- Higgins, T.D. - An Approach to The Economic Evaluation of Electric Power Generation in Continuous Process Plant - ICA - AIEE, 1963, pag. 335.
- 19- Fisher, L.E. - Arcing Fault Relay for Low Voltage Systems - ICA - AIEE, 1963, pag. 317.
- 20- Dickinson, W.H. - Report on Reliability of Electric Equipment in Industrial Plants - ICA - AIEE, 1962, pag. 132.

- 21- Dickinson, W.H. - Evaluation of Alternative Power Distribution Systems for Refinery Process Units - PAS - AIEE n° 79, pt III, April 1960, pag. 110.
- 22- Hall, W.A. - Determination of Shipboard Electric Short-Circuit Currents - ICA - AIEE, 1962, pag. 243.
- 23- Sweatt, T.O. e Tesoriero, J. - Cable Instalation Methods - ICA - AIEE, May 1964, pag. 178.
- 24- Fabrizi, D. - The Contribution of Motors and Generators to a Short-Circuit - ICA - AIEE, Nov. 1964, pag. 337.
- 25- Rumohr, C.G. - Field Testing of Low Voltage Power Circuit Breaker - ICA - AIEE, Jan. 1965, pag. 32.
- 26- Kelly, A.R. - Allowing for Decrement and Fault Voltage in Industrial Relaying - ICA - AIEE, March 1965, pag. 130.
- 27- Mosimann, J.E. - Cable in Trouble? - ICA - AIEE, July 1965, pag. 254.
- 28- Forstmaier, F.X. - Motor Surge Protection at The' Bus or at The Motor? - ICA - AIEE, Sept 1965, pag. 349.
- 29- Fox, F.K. - High Resistance Grounding of 240V Delta System with Ground Fault Alarm and Traceable Signal to Fault - ICA - AIEE, Sept. 1965, pag. 366.
- 30- Gaibrois, G.L. - Life Loading of Industrial Power Transformer - ICA - AIEE, Sept. 1965, pag. 373.
- 31- Weddendorf, W.A. - Evidence of Need for Improved Coordination and Protection of Industrial Power Systems - ICA - AIEE, Nov. 1965, pag. 393.
- 32- Bell, R.N. - Sensitive Ground Relay Protection for 6900 Volt Motor on a High-Resistance Grounded Chemical Plant Distribution System - ICA - AIEE, Nov. 1965, pag. 435.

- 33- Report AIEE - Proposed Recommended Practices for Cement Plant Power Distribution - ICA - AIEE, Jan. 1966, pag. 16.
- 34- Soares, E.C. - Clearing Ground Fault Currents on Distribution Systems 600 Volts or Less - ICA - AIEE, Jan. 1966, pag. 53.
- 35- Fourteen Years of Data on The Operation of One Hundred Ungrounded 240 and 480 Volt Industrial Distribution System - ICA - AIEE, March 1966, pag. 147.
- 36- Jacobs, P.C. - Fuse Application to Solid State Motor and Power Control - ICA - AIEE, July 1966, pag. 281.
- 37- Hanspurg, A. e Scherer, H.N. - Design of High Voltage Substations - ICA - AIEE, July 1966, pag. 286.
- 38- Kaufmann, R.H. - The Magic of I^2t - ICA - AIEE, Sept. 1966, pag. 384.
- 39- Dickinson, W.H. - A New Method of Electric Load Data Calculations Using a Digital Computer - ICA - AIEE, Sept. 1966, pag. 393.
- 40- Fisher, L.E. - Transient Thermal Performance of Busways at High Values of Overload Current for Short Periods of Time - ICA - AIEE, Nov. 1966, pag. 480.
- 41- Shields, F.J. - The Problem of Arcing Fault in Low Voltage Power Distribution Systems - ICA - AIEE, Jan. 1967.
- 42- Hedlund, C.F. - Lighting Protection for Buildings - ICA - AIEE, Jan. 1967, pag. 26.
- 43- Abbot, J.L. - Requirements for Intrinsically Safe Electrical Equipment - ICA - AIEE, Jan. 1967, pag. 40.
- 44- Fawcett, D.W. - Protection of Large Three-Phase Motor - ICA - AIEE, Jan. 1967, pag. 52.

- 45- Ohlson, R. - Procedure for Determining Maximum Short-Circuit Values in Electrical Distribution Systems - ICA - AIEE, April 1967, pag. 97.
- 46- IEEE Recommended Practice for Units in Published Scientific and Technical Work - ICA - IEEE, March 1967, pag. VIII.
- 47- Conrad, R.P. e Dalastra, D. - A New Ground Fault Protective System for Electrical Distribution Circuits - ICA - IEEE May 1967, pag. 217.
- 48- Underground Corrosion and Electrical Grounding - ICA - IEEE, May 1967, pag. 237.
- 49- Eckels, C.K. e Matthias, L.H. - Test Circuit for Evaluation of Breaking Capacity of Motor Starters - ICA - IEEE, Sept. 1967, pag. 374.
- 50- Coordination of Fused Low-Voltage Distribution Systems - ICA - IEEE, Sept. 1967, pag. 433.
- 51- Walters, R.E. - Overcurrent Protection Within The Motor Branch Circuit at Low Fault Currents - ICA - IEEE, Nov. 1967, pag. 543.
- 52- Gilliland, L.C. - Refinery Electrical Power System Reliability - ICA - IEEE, Jan. 1968, pag. 47.
- 53- Drake, C.W. - Lightning Protection for Cement Plant - Part I e II - ICA - IEEE, Jan. 1968, pag. 57.
- 54- Burgin, E.R. e Greenwood, G. - Protection and Coordination Concepts for 600 Volt Refinery Electrical Systems - ICA - IEEE, Jan. 1968, pag. 68.
- 55- Orth, H.S. e Bare, P.R. - Testing and Maintenance of Electrical Protective Devices in Cement Plants - ICA - IEEE, March 1968, pag. 151.

- 56- Shankle, D.F., Edwards, R.F. e Moses, C.L. - Surge Protection for Pipe-Line Motors - ICA - IEEE, March 1967, pag. 1711.
- 57- Dunki-Jacobs, J.R. - Some Effects of Conceptual Design Principles on Power Systems Reliability - ICA - IEEE, March 1968, pag. 145.
- 58- Levers, W.H. - Recommended Practices for High Voltage Instalations - ICA - IEEE, May 1968, pag. 281.
- 59- Gibbons, G.F. - Maintenance of Motor Windings in Cement Plants - ICA - IEEE, May 1968, pag. 267.
- 60- Erlicki, M.S. - New Aspects of Power Factor Improvement - Part I e II - Theoretical Basis - ICA - IEEE, July 1968, pag. 441.
- 61- Lautenschlaeger, H.P. e Page, A.D. - Specification, Selection and Maintenance of Foreign Electrical Equipment - ICA - IEEE, Jan. 1973, pag. 8.
- 62- Anastasiu, S. - Analysis Selection for Power Semiconductor Conversion Equipment - ICA - IEEE, Jan. 1973, pag. 33.
- 63- Mo-Shing Chen, Dickson, W.D. - Simulation Techniques for Rural Electric Power Systems Planning - ICA - IEEE, Jan. 1973, pag. 98.
- 64- Routin, L.J. - Uninterruptible Power Supplies in The Textile Industry - ICA - IEEE, March 1973, pag. 127.
- 65- Whitt, P.O.D. - Trends and Practices in Grounding and Ground Fault Protection Using Static Devices. ICA - IEEE, March 1973, pag. 149.
- 66- Whitt, P.O.D. - A Better Approach to Motor Circuit Protection - ICA - IEEE, May 1973, pag. 278.

- 67- Fisher, P.H. - Telemetry Application in The Glan Industry -
ICA - IEEE, July 1973, pag. 400.
- 68- Delisle, M.J. - Application of Telecommunications in
Petroleum Production Operations - ICA - IEEF, July 1973,
pag. 416.

