



Diretoria de Distribuição e Comercialização

Norma de Distribuição

Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig

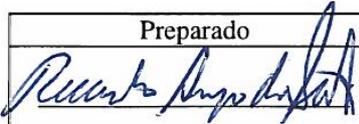
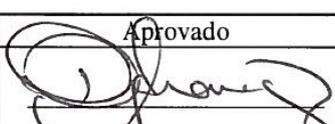
Belo Horizonte – Minas Gerais – Brasil



Diretoria de Distribuição e Comercialização

Controle de Revisão

Mês/Ano	Descrição das Alterações	Nível de Aprovação	Aprovador
NOV/2017	Emissão inicial	PE	DGA 51657

Preparado	Recomendado	Aprovado	
 Ricardo Araújo dos Santos 47380 – PE/EA	 Luiz Braz Franceschini 45561 - PE/EA	 Danilo Gusmão Araújo 51657 – PE	ND-4.15 NOV/2017

Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig

Nesta tabela foram listados os empregados que participaram do desenvolvimento e/ou colaboraram com o trabalho de emissão desta Norma de Distribuição.

Participante	Gerência
Alécio Melo Oliveira	PE/EA
Alessandro A. Peixoto	MD/UL
Alexandre D R Fonseca	PE/EA
Alisson Trindade Benedito	MD/MM
Amantino Alves da Costa	OP/AP
Anderson Lustosa Nogueira	MD/DV
Bruno Henrique da Silva	OP/CO
Charlisson Pereira Campos	OP/AP
Fabio Leis dos Santos	PE/EA
Geovane de Freitas Morato	MD/DV
Germano Amaury Souza Jardim	MD/GV
Jorge Luis Teixeira	PE/EA
José Geraldo Viana	OM/EL
Jose Soares da Costa	MD/GV
José Valter Souza Alves	OP/CO
Júlio César Santos Ventura	PE/EA
Kelson Marconi Brandao de Carvalho	MD/JF
Lincoln Chaves G. Costa	RH/EC
Luís Fernando Dias	PE/EA
Luiz Claudio Souza Abreu	RH/EC
Luiz Fernando Machado Junior	MD/UL
Marcelo Lopes Lacerda	MD/GV
Marcos de Oliveira Martins	MD/DV
Mozart Ferreira Braga Junior	MD/JF
Pablo Senna de Oliveira	PE/EA
Paulo Roberto Pontello	PE/EA
Paulo Roberto Rodrigues Mendes	OP/CO
Paulo Sérgio Silva	PE/EA
Renato Antunes Barcelos	OP/CO
Ricardo Araújo dos Santos	PE/EA
Roberto Carlos de Souza	PE/EA
Samuel Evangelista Filho	OM/EO
Tiago Ferreira da Cunha	MD/GV
Uender da Silva Oliveira	MD/GV
Washington Pereira de Oliveira	PE/EA
Wellington de Moraes Vital	MD/GV
William Alves de Souza	PE/EA

SUMÁRIO

ITEM	PÁG.
1. INTRODUÇÃO	1
2. TERMINOLOGIA.....	2
3. FILOSOFIA DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	6
3.1. Objetivos	6
3.2. Filosofias de Proteção Adotadas nas Redes de Distribuição	6
3.2.1. Proteção Seletiva	6
3.2.2. Proteção Coordenada	7
3.2.3. Proteção Mista ou Combinada.....	7
3.3. Parâmetros Orientativos para Escolha da Filosofia de Proteção	7
3.3.1. Níveis de Continuidade de Fornecimento	7
3.3.2. Características do Alimentador e da Carga Atendida	7
3.3.3. Concentração Populacional	8
4. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO	9
4.1. Disjuntor.....	9
4.1.1. Descrição	9
4.1.2. Relé de Sobrecorrente	9
4.1.3. Relé Temporizado.....	9
4.1.4. Relé Instantâneo	9
4.1.5. Relé de Religamento.....	9

4.1.6.	Critérios para Especificação de Disjuntores.....	10
4.2.	Religador.....	10
4.2.1.	Definição e Princípios de Funcionamentos	10
4.2.2.	Religador Hidráulico.....	10
4.2.3.	Religador Eletrônico.....	11
4.2.4.	Religador Microprocessado.....	11
4.2.5.	Proteção de Terra	11
4.2.6.	Critérios para Especificação de Religadores.....	12
4.3.	Proteções Adicionais.....	12
4.3.1.	<i>Hot Line Tag</i> – Serviços com Linha Energizada	12
4.3.2.	<i>Single Shot</i>	13
4.3.3.	CLPU - <i>Cold Load Pick Up</i>	14
4.3.4.	HCL - <i>High Current Lockout</i>	14
4.4.	Seccionalizador	14
4.4.1.	Definição e Princípios de Funcionamento	14
4.4.2.	Seccionalizador Hidráulico	15
4.4.3.	Seccionalizador Eletrônico	15
4.4.4.	Acessórios para os Seccionalizadores.....	15
4.4.4.1.	Restritor por Tensão	16
4.4.4.2.	Restritor por Contagem.....	16
4.4.4.3.	Restritor por Corrente	16
4.4.4.4.	Restritor por Corrente de Inrush	16
4.4.5.	Proteção de Terra	16
4.4.6.	Critérios para Especificação de Seccionalizadores.....	16

4.5. Chave Fusível – Elo Fusível.....	17
4.5.1. Definição e Princípios de Funcionamento	17
4.5.2. Tipos de Elos Fusíveis	18
4.6. Chaves Fusíveis Repetidoras.....	24
4.6.1. Características da Chave Fusível Repetidora (Religadora)	24
5. APLICAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.....	25
5.1. Critérios para Localização dos Dispositivos	25
5.1.1. Proteção de Alimentadores na SE	25
5.1.1.1. Proteção com Religadores.....	25
5.1.1.2. Proteção com Disjuntores	26
5.1.2. Proteção de Alimentadores	26
5.1.2.1. Tronco do Alimentador.....	28
5.1.2.2. Proteção de Ramais	28
5.2. Atuação dos Dispositivos de Proteção – Zonas de Proteção.....	32
5.3. Proteção Contra Danos a Condutores e Equipamentos.....	33
5.3.1. Proteção de Condutores	33
5.3.2. Proteção de Transformadores.....	39
5.3.2.1. Proteção no Primário	39
5.3.3. Proteção de Bancos de Capacitores.....	40
5.3.4. Proteção de Reguladores de Tensão.....	40
6. CRITÉRIOS DE AJUSTE DOS DISJUNTORES E DOS RELIGADORES	42
6.1. Critérios de Ajuste da Proteção do Disjuntor Geral	42
6.1.1. Ajuste do <i>Pick up</i>	42
6.1.2. Ajuste de Tempo	42

6.2. Critérios Gerais para a Proteção de Saída das SE'S	42
6.2.1. Ajuste do <i>Pick up</i> de Fase.....	42
6.2.2. Padronização das Curvas de Proteção	43
6.2.3. Ajuste de Tempo de Operação	43
6.2.4. Ajuste do <i>Pick up</i> de Terra	43
6.2.5. Ajuste das Unidades Instantâneas	44
6.2.6. Ajuste do Religamento Automático	44
6.2.7. Ajuste do Tempo de Restabelecimento.....	44
6.3. Religador de Rede de Distribuição	45
6.3.1. Ajuste Principal (Religador NF)	45
6.3.1.1. Ajuste do <i>Pick up</i> de Fase	45
6.3.2. Ajuste do <i>Pick up</i> de Terra	46
6.3.3. Ajuste do Religamento Automático	46
6.3.4. Ajustes Alternativos (Religador NF)	48
6.3.4.1. Alternativo 1 (Grupo 2):.....	48
6.3.4.2. Alternativo 2 (Grupo 3):.....	48
6.3.4.3. Alternativo 3 (Grupo 4):.....	48
6.3.5. Ajustes Propostos para Religador NA	48
6.3.5.1. Principal (Grupo 1):.....	49
6.3.5.2. Alternativo 1 (Grupo 2):.....	49
6.3.5.3. Alternativo 2 (Grupo 3):.....	49
6.3.5.4. Alternativo 3 (Grupo 4):.....	49
6.3.5.5. Ajustes Direcionais para Religador NA (R3)	49
7. COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO.....	50

7.1. Coordenação Relé – Fusível.....	50
7.2. Coordenação Relé - Religador.....	51
7.3. Coordenação Religador – Religador.....	52
7.4. Coordenação Religador – Seccionalizador.....	53
7.5. Coordenação Religador – Elo Fusível.....	56
7.6. Coordenação Religador – Seccionalizador – Elo Fusível.....	57
7.7. Coordenação Elo Fusível – Elo Fusível.....	59
7.8. Coordenação Utilizando Chaves Fusíveis Repetidoras.....	61
7.8.1. Coordenação Religador – Chave Fusível Repetidora.....	61
7.8.1. Seletividade Relé x Chave Fusível Repetidora.....	62
7.8.2. Seletividade Chave Fusível x Chave Fusível Repetidora.....	62
7.8.3. Seletividade Chave Fusível Repetidora x Chave Fusível.....	62
7.8.4. Seletividade Chave Fusível Repetidora x Ch. Fusível Repetidora.....	62
8. RECOMENDAÇÕES.....	63
9. CONTROLE DE REVISÃO DETALHADO.....	64
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	65

1. INTRODUÇÃO

Esta Norma de Distribuição tem como objetivo apresentar um conjunto de padrões e metodologias para elaboração e execução de estudos de coordenação de proteção de redes de distribuição de média tensão, definindo requisitos, dados técnicos e arranjos, tendo como base e justificados pelo Estudo de Distribuição: Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas, ED-3.3.

Para o estudo de coordenação de um determinado sistema, deve-se considerar uma série de fatores que influenciarão no critério a ser adotado. Tais fatores são peculiares a cada sistema, e deverão ser levados em consideração na elaboração do estudo.

Os mais relevantes são: a carga instalada e a demanda do sistema a ser protegido, o meio onde se situa o sistema elétrico, coordenação com dispositivos instalados no sistema de transmissão, critérios econômicos e condições de segurança.

O crescimento e/ou alterações no sistema elétrico implicam em revisões e/ou alterações periódicas no projeto de coordenação, portanto os estudos tem um caráter dinâmico, de maneira a não comprometer a qualidade do fornecimento de energia.

O projeto de proteção contra sobrecorrentes deve ser elaborado de maneira a proteger todo o sistema elétrico contra condições anormais de operação, causadas por curtos-circuitos, sobrecargas e desequilíbrios acima dos limites estabelecidos, de modo a assegurar índices de continuidade de serviço e segurança adequados.

2. TERMINOLOGIA

Segue-se a relação de termos utilizados nos sistemas de distribuição.

Acessada – distribuidora de energia elétrica em cujo sistema elétrico o acessante conecta suas instalações.

Acessante – unidade consumidora, central geradora, distribuidora ou agente importador ou exportador de energia com instalações que se conectam ao sistema elétrico de distribuição, individualmente ou associados.

Bloqueio – condição em que o dispositivo automático permanece, uma vez tendo efetuado uma ou mais operações de abertura e fechamento de seus contatos (ciclo de operação), não os fechando novamente.

Capacidade de interrupção ou abertura – é a maior corrente que um equipamento pode interromper sem sofrer danos.

Capacidade nominal – é o valor da corrente, tensão, potência ou outra grandeza que o equipamento ou circuito pode suportar continuamente, sem sofrer danos.

Característica de operação – é definida por uma curva tempo x corrente que descreve o como o religador, relé, elo fusível ou outro dispositivo de proteção atuará (operará).

COD - Centro de Operações da Distribuição da Cemig.

Comissionamento - Ato de submeter equipamentos, instalações e sistemas a testes e ensaios especificados, antes de sua entrada em operação.

Controle eletrônico ou hidráulico – dispositivo interno ao equipamento automático de proteção que conta o número de operações automaticamente, hidráulica ou eletronicamente, com a finalidade de estabelecer a condição de bloqueio do equipamento.

Coordenação - ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma sequência de operação preestabelecida, permitindo o restabelecimento automático para faltas temporárias e seletividade para faltas permanentes.

Corrente de curta duração – é a corrente suportada pelo elo fusível, por um determinado tempo, sem que o mesmo sofra fusão.

Corrente de curto-circuito – sobrecorrente que resulta de um curto-circuito.

Correntes de *inrush* – correntes transitórias de valor elevado que circulam no momento da energização de transformadores e bancos de capacitores. O tempo de permanência dessa corrente é definido como sendo de 0,1 segundos.

Curto-circuito – ligação intencional ou acidental entre dois ou mais pontos de um circuito, através de impedância desprezível.

Defeito – Termo utilizado para descrever uma alteração física prejudicial, que não impeça necessariamente o funcionamento do sistema ou equipamento. Por exemplo: isolador trincado ou com saias quebradas, transformador com pequeno vazamento de óleo, cabo com espiras rompidas, cruzetas em mau estado, etc.

Derivação de distribuição: ligação feita em qualquer ponto de uma rede de distribuição para ramal de alimentador, transformador ou ponto de entrega.

Dispositivo protegido – também chamado de dispositivo de proteção de retaguarda. É qualquer dispositivo de proteção localizado a montante (antes) do dispositivo protetor, considerando o barramento da subestação como origem.

Dispositivo protetor – também chamado de disposto de proteção principal. É qualquer dispositivo de proteção automático, ou não localizado imediatamente antes do ponto de curto-circuito, considerando o barramento da subestação como origem.

Drop-out do relé – termo que se refere à desoperação do relé. É a maior corrente que inicia o processo de desativação do relé, ou seja, restitua a posição inicial aos seus contatos, liberando-o para uma nova operação. Se $I > I_{drop-out}$ o relé em hipótese alguma irá abrir o seu contato NA (normalmente aberto) que no momento está fechado.

Faixa ou intervalo de coordenação – É o intervalo de valores de correntes que determina a região (faixa ou intervalo) onde a coordenação está assegurada.

Falha – termo utilizado quando algum dispositivo deixa de cumprir sua finalidade.

Falta – termo que se aplica a todo fenômeno acidental que impede o funcionamento de um sistema ou equipamento elétrico.

Falta permanente ou sustentada – toda falta que não é possível de ser eliminada pelo desligamento temporário do circuito (religamento automático). Necessita de reparo para haver o restabelecimento do circuito. Por exemplo: condutor partido, árvore caída sobre a rede.

Falta temporária momentânea ou transitória – evento temporário que gera um curto-circuito sustentado pela ocorrência de arco elétrico. Por exemplo: dois condutores tocam-se temporariamente, ocorrendo formação de arco elétrico sustentado mesmo quando os condutores afastam-se. Essa falta é eliminada com um rápido desligamento (seguido de um religamento temporizado) do circuito por um equipamento de proteção apropriado. Geralmente são causados por fatores externos (vento, chuva, galhos de árvores), ou seja, ocorre um curto-circuito na rede sem haver um defeito físico na mesma.

Geração distribuída (GD) - centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas, ou não, pelo ONS.

Instalações de conexão - instalações e equipamentos com a finalidade de interligar as instalações próprias do acessante ao sistema de distribuição, compreendendo o ponto de conexão e eventuais instalações de interesse restrito.

Interrupção momentânea, temporária, ou transitória – é aquela cuja duração é limitada ao período necessário para restabelecer o serviço através de operação automática (religamento) do equipamento de proteção que desligou o circuito.

Interrupção permanente ou sustentada – toda interrupção não classificada como momentânea.

Montante / Jusante - termos que identificam a localização de um equipamento em relação a outro equipamento ou em relação a uma barra ou ainda em relação a um local de defeito.

- Montante: refere-se ao equipamento que está antes do ponto considerado.
- Jusante: refere-se ao equipamento que está depois do ponto considerado.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob-regulação e fiscalização da ANEEL, responsável pelas atividades de

coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Pickup do relé – menor valor de corrente que ao passar pela bobina do relé faz com que o mesmo opere. É a menor de todas as correntes que deixam o relé no limiar de operação. Se $I < I_{pickup}$ o relé em hipótese alguma irá fechar o seu contato NA.

Ponto de conexão - conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão na fronteira entre as instalações da acessada e do acessante.

Proteção de Retaguarda - Corresponde ao equipamento de proteção, à montante do equipamento de proteção principal (proteção primária), responsável para desligar o trecho com defeito, em caso de omissão ou falha do equipamento de proteção principal, garantindo a sobreposição das proteções.

Proteção Principal - Corresponde ao primeiro equipamento de proteção, à montante do defeito, responsável para desligar o trecho.

Ramal de alimentador primário: parte de um alimentador de média tensão que deriva do tronco e, na maioria das vezes, caracteriza-se por condutores de seções inferiores. Atende a parcelas de carga, conforme a sua distribuição em relação ao tronco. É equipado com dispositivos para proteção contra sobrecorrentes.

Religamento – operação após a uma abertura dos equipamentos automáticos de proteção, quando os contatos são novamente fechados.

Resistência de Falta (Rf) - Corresponde ao valor adotado nos estudos de proteção para cálculo das correntes de curto-circuito fase-terra mínima. A Resistência de falta recomendada nos estudos é de $3 \times R_f = 40 \text{ Ohms}$.

Seletividade – capacidade do sistema de proteção mais próximo da falta (dispositivo protetor) de antecipar, sempre, a atuação do equipamento de retaguarda (dispositivo protegido), independentemente da natureza da falta ser temporária ou permanente.

Sensibilidade - É a capacidade que um equipamento de proteção tem para abrir o circuito, em resposta aos valores mínimos de curto-circuito no final do trecho considerado zona de proteção.

Sequência de operação – sucessão de desligamentos e religamentos de um equipamento na tentativa de eliminar faltas de natureza temporária sem prejuízos na continuidade do serviço. Se a falta persistir o desligamento definitivo do circuito deverá ser feito pelo equipamento mais próximo do ponto da falta (dispositivo protetor).

Sobrecorrente – corrente elétrica de intensidade superior à máxima permitida para um sistema, equipamento ou componente elétrico.

Tempo de arco – é o tempo em que, iniciada a fusão do elo fusível, este demora em extinguir o arco elétrico.

Tempo de rearme de relés – tempo que o relé de sobrecorrente, após a sua atuação, leva para voltar à condição inicial, para uma dada curva. No caso do relé tipo disco de indução (eletromecânico), é o tempo que o disco leva para retornar ao ponto de partida, quando a corrente na bobina cai a um valor inferior à corrente de *drop-out*. Nos relés digitais, é o tempo que ele leva para voltar à condição de repouso após um comando de *reset*.

Tempo de rearme de religadores – é o tempo que o religador demora após uma sequência de operações (completa ou incompleta) para retornar à contagem zero.

Tempo de rearme de seccionizadores – tempo em que o seccionizador perderá todas as contagens e voltará à contagem zero (tempo de memória).

Tempo máximo de fusão do elo fusível – máximo tempo no qual a fusão do elo é garantida, para uma determinada sobrecorrente.

Tempo máximo de interrupção do elo fusível – é a soma do tempo máximo de fusão e do tempo de arco. Para a coordenação ou seletividade entre elos fusíveis, ou entre elos fusíveis e outros dispositivos, são utilizados o tempo mínimo de fusão e o tempo máximo de interrupção.

Tempo mínimo de interrupção do elo fusível – maior tempo que o elo suporta uma determinada sobrecorrente sem danificar-se. Para tempos superiores, a sobrecorrente causa uma fusão total ou parcial do mesmo.

Tempo ou intervalo de religamento (*reclose interval*) – é o tempo entre uma abertura e o religamento (fechamento) automático de um equipamento de proteção, isto é, o intervalo no qual o dispositivo de interrupção permanece com os contatos abertos.

Tronco de alimentador primário (média tensão): parte principal de um alimentador de média tensão, que deriva diretamente da subestação até o primeiro equipamento de proteção, se caracteriza por maior seção de condutores, atende a maior parcela ou ao total da carga do alimentador, além de interligações com troncos de alimentadores vizinhos, conforme a configuração da rede.

Unidade consumidora - conjunto de instalações e equipamentos elétrico caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de conexão, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor.

Zona de proteção – corresponde ao trecho da rede protegido por um equipamento de proteção. Uma zona de proteção é limitada pela menor sobrecorrente que o dispositivo de proteção é capaz de detectar, geralmente a corrente de curto-circuito fase-terra mínima.

Zona de proteção primária – trecho da rede situado à jusante de um dispositivo que será sensibilizado quando ocorrer uma falta (permanente ou temporária).

3. FILOSOFIA DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

3.1. Objetivos

A proteção contra sobrecorrentes visa dar ao Sistema de Distribuição um alto grau de confiabilidade e segurança. Os ganhos operativos que podem advir de um projeto bem dimensionado são significativos, uma vez que podem ser reduzidos os tempos de inspeção e localização de defeito, reduzindo o tempo total de restabelecimento.

Para a definição do esquema de proteção ideal devem-se considerar as características do alimentador em estudo, sua área de exposição, as características diversas das cargas a ele ligadas. Sendo assim, procura-se obter o maior número de combinações aceitáveis, levando-se em conta as diferentes características do sistema e as limitações impostas por:

- correntes de carga;
- equilíbrio dos circuitos;
- correntes de curto-circuito;
- características de carga (exigências dos consumidores);
- correntes de partida de motores;
- correntes de *inrush*;
- capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção;
- limites térmicos dos condutores;
- características do sistema elétrico, etc.

3.2. Filosofias de Proteção Adotadas nas Redes de Distribuição

São definidas a seguir as filosofias de proteção utilizadas no sistema de Distribuição.

3.2.1. Proteção Seletiva

É definida como “proteção seletiva” a proteção projetada e ajustada de tal forma que, para qualquer tipo de falta, atua apenas o dispositivo de proteção mais próximo ao local de falta, isolando somente o trecho defeituoso.

São interrompidos apenas os consumidores atendidos pelo trecho que é afetado diretamente pela falta, como mostrado na Figura 3.1.

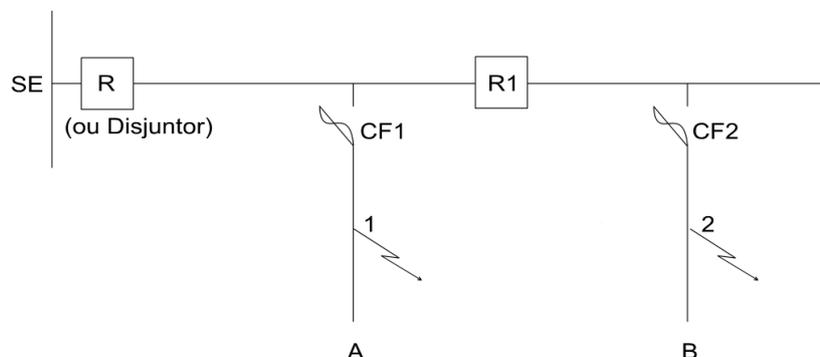


Figura 3.1 – Proteção Seletiva / Coordenada

Havendo uma falta no ponto “1”, o dispositivo de proteção CF1 opera sem que ocorra operação do dispositivo de retaguarda, interrompendo apenas os consumidores do ramal “A”.

3.2.2. Proteção Coordenada

É definida como “proteção coordenada”, aquela projetada e ajustada de tal forma a eliminar as faltas transitórias através do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda e eliminar as faltas permanentes através da operação do dispositivo mais próximo ao ponto de falta.

Como pode ser visto na Figura 3.1, havendo uma falta no ponto “2”, haverá operação em curvas rápidas do dispositivo de proteção R1 na tentativa de eliminar a falta, caso ela seja transitória. Se a falta for permanente somente os consumidores do ramal “B” serão interrompidos até reparo do defeito.

3.2.3. Proteção Mista ou Combinada

A proteção mista é largamente utilizada, pois aproveita as melhores características da proteção seletiva e da proteção coordenada.

3.3. Parâmetros Orientativos para Escolha da Filosofia de Proteção

A filosofia adotada em projetos de proteção relaciona-se diretamente com a característica da carga a ser atendida.

Os critérios aqui apresentados têm como objetivo dar uma orientação na escolha do esquema de proteção adotado em cada circuito em estudo.

As faltas transitórias são as mais frequentes em um sistema de distribuição. A proteção coordenada é um esquema que permite o restabelecimento automático do circuito eliminando, assim, a maioria das faltas

3.3.1. Níveis de Continuidade de Fornecimento

O grau de continuidade do fornecimento de energia deve ser em função do tipo, importância e característica de carga atendida. De um modo geral, os processos de produção ou atividades dos consumidores possuem uma dependência maior ou menor com a continuidade do fornecimento.

Portanto, em função dos requisitos de continuidade necessários ao atendimento de consumidores com processos ou atividades especiais tais como hospitais, bancos, indústrias, emissoras de rádio e TV, centros comerciais, etc., pode-se definir o tipo de proteção a ser adotada, se seletiva ou coordenada.

3.3.2. Características do Alimentador e da Carga Atendida

A densidade de carga ou a potência total instalada seriam bons critérios para estabelecer o limite entre a proteção seletiva (nos maiores centros urbanos com grande concentração de carga) e coordenada (nos menores centros urbanos e áreas rurais). Por exemplo, em alimentadores extensos, com uma grande área de exposição, é importante a utilização de filosofia de “proteção coordenada” entre os dispositivos de proteção instalados na saída e ao longo do alimentador (religador, seccionalizador, chave fusível repetidora e chave fusível),

pois evitaria o deslocamento de pessoal para restabelecimento de energia quando da ocorrência de faltas de caráter transitório. Por outro lado, em alimentadores com menor extensão, atendendo a cargas mais concentradas, a adoção de uma filosofia de “proteção seletiva” pode significar uma melhor qualidade de fornecimento, evitando-se interrupções momentâneas de energia e preservando os processos de consumidores com cargas mais sensíveis, sem causar transtornos aos demais.

Dessa maneira, em subestações, na proteção dos alimentadores e nos religadores de rede com cargas predominantemente industriais, comerciais, e/ou hospitalares, é recomendável a adoção de uma filosofia de proteção de tipo SELETIVA. Nas demais situações o melhor será a opção por uma proteção COORDENADA. Portanto, como regra geral deve-se utilizar a proteção MISTA.

3.3.3. Concentração Populacional

Embora o fator concentração populacional isoladamente não seja indicativo da filosofia de proteção a ser adotada. Um local com grande concentração populacional proporciona a existência e disponibilidade de maiores recursos de comunicação e exige melhores recursos operativos, propiciando intervenções rápidas na rede. É recomendável também que sejam reduzidos os números de interrupções para os consumidores que não são atingidos diretamente pela falta. Dessa maneira, em conjuntos de consumidores onde haja uma alta concentração populacional pode ser recomendável a adoção da filosofia de proteção do tipo seletiva. Em localidades de pequena concentração populacional ou situadas a longas distâncias das sedes de controle do sistema, poderá ser recomendada a filosofia coordenada, diminuindo, assim, deslocamentos onerosos, o tempo de restabelecimento, apenas para citar algumas vantagens.

4. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

4.1. Disjuntor

4.1.1. Descrição

O disjuntor é um equipamento de manobra utilizado para a energização e interrupção de circuitos. Em condições de faltas, o disjuntor é comandado por relés de sobrecorrentes para abrir o circuito, funcionando como dispositivo de proteção.

4.1.2. Relé de Sobrecorrente

O relé de sobrecorrente é um dispositivo sensor que atua para comandar a abertura do disjuntor, protegendo contra sobrecorrentes os equipamentos instalados na subestação e nos alimentadores, contra possíveis danos que poderiam ser ocasionados por defeitos (falhas) na rede de distribuição.

4.1.3. Relé Temporizado

O tape do relé de fase é definido a partir da corrente nominal do circuito multiplicada por um fator K, que leva em conta as condições de manobra e sobrecarga admissíveis.

$$TAPE = K * \frac{IP}{RTC}$$

Onde;

IP = corrente nominal do circuito e corrente primária do TC.

RTC = relação de transformação de corrente do TC.

K = fator de tolerância, normalmente com valores entre 1 e 3.

Para o relé de terra, o tape é definido a partir do máximo desequilíbrio permitido para a corrente que circula no neutro. O cálculo desta corrente está demonstrado no item 4.2.5.

4.1.4. Relé Instantâneo

O tape para o relé de fase instantâneo é definido a partir da máxima corrente de curto-circuito bifásica simétrica no ponto até o qual se deseja que a proteção instantânea atue. Para o relé de terra adota-se o mesmo critério, considerando a máxima corrente de curto-circuito fase-terra assimétrica.

4.1.5. Relé de Religamento

O relé de religamento comanda automaticamente o religamento do disjuntor após este ter sido operado pelo relé de sobrecorrente. Pode ser instantâneo ou temporizado, com o número de religamentos variando de 0 a 3. Quando o relé de sobrecorrente aciona a abertura do disjuntor, o relé de religamento é energizado, iniciando-se então o religamento do disjuntor.

Se o defeito não for extinto antes da última operação de religamento programada, o relé ficará bloqueado e o disjuntor permanecerá aberto.

4.1.6. Critérios para Especificação de Disjuntores

Para instalação dos disjuntores, os seguintes critérios devem ser observados:

- A tensão nominal deve ser compatível com a do sistema, assim como a tensão suportável de impulso atmosférico.
- A capacidade máxima de condução de corrente deve ser igual ou maior que a máxima corrente de carga do circuito no ponto de instalação, incluindo manobras usuais, considerando a taxa de crescimento de carga do sistema.
- A capacidade de interrupção deve ser igual ou maior que a máxima corrente de curto simétrica no ponto de instalação.

4.2. Religador

4.2.1. Definição e Princípios de Funcionamentos

Os religadores são equipamentos capazes de realizar automaticamente operações de energização e interrupção de circuitos, podendo efetuá-las por um número pré-determinado de vezes quando em condições de sobrecorrentes. O religador pode ser programado para realizar 1, 2, 3 ou 4 aberturas definindo o que se chama ciclo de operação. Todas as aberturas, exceto a última são seguidas de religamento. O tempo decorrido entre uma abertura e um religamento é chamado tempo de religamento (tempo morto).

Na ocorrência de faltas, o religador será sensibilizado por sobrecorrentes e iniciará seu ciclo de operação. Se a falta for permanente, o ciclo de operação será completado e o religador abrirá o circuito de forma definitiva, só podendo ser religado manualmente (comando local ou por tele controle). Nos casos de falta temporária, o religador executa operações de abertura e religamento, mas não chega a completar o ciclo de operações programado, mantendo assim, a continuidade do circuito. Após um tempo, denominado tempo de rearme (*reset time*), o religador volta à condição inicial ficando pronto para iniciar um novo ciclo de operação. O tempo de rearme depende do número de aberturas efetuadas. Nos equipamentos hidráulicos e eletrônicos o tempo de rearme é acumulativo, o que não ocorre nos equipamentos microprocessados.

4.2.2. Religador Hidráulico

Nos religadores hidráulicos as sobrecorrentes são detectadas por bobinas ligadas em série com o circuito no qual o religador está inserido. A bobina série aciona o mecanismo de abertura do religador quando é sensibilizada por níveis de corrente que atingem 200% de sua corrente nominal (I_n) e 140% da corrente nominal para as bobinas com o complemento X. A operação de religamento pode ser feita por molas de fechamento que são carregadas durante a operação de abertura ou por bobina de fechamento que é energizada por tensão fase-fase no lado da fonte do religador depois da operação de abertura. Na abertura definitiva do religador, as molas de fechamento são desativadas. No caso de bobina de fechamento, seus contatos não são conectados entre as fases do circuito, impedindo sua energização e conseqüentemente o religamento.

A bobina série atua para a abertura do religador obedecendo às curvas características tempo x corrente rápidas ou temporizadas, a curva A é rápida, a B é retardada e a C extra-retardada.

O ciclo de operação pode ser ajustado da seguinte forma:

- Todas as operações retardadas – curva B ou C.
- Operações rápidas e retardadas – curvas A e B ou A e C.

O número de operações rápidas é ajustado através de um dial e o número de operações retardadas é estabelecido automaticamente pela diferença entre o número de operações do religador e o número de operações rápidas. A escolha da curva temporizada é feita em um mecanismo que permite a opção entre a curva B ou C e nunca as duas ao mesmo tempo.

Exemplos de sequência de operação:

- 2A+2B – (duas operações em A e duas em B);
- 4C – (quatro operações na curva C);
- 1A+3B – (uma operação em A e três em B);
- 1A+2C – (uma operação em A e duas em C).

Os religadores hidráulicos utilizados são do tipo V4H, 4E, E, V6H, R, W, KF e VVV.

4.2.3. Religador Eletrônico

Nos religadores eletrônicos as sobrecorrentes são detectadas por transformadores de corrente (TC) instalados em cada fase do sistema de distribuição. Os TC's alimentam um sensor eletrônico, que tem a função de controlar os mecanismos de abertura e fechamento do religador.

Os religadores eletrônicos também atuam segundo as características das curvas tempo x corrente A, B e C, porém são mais flexíveis e precisos do que os religadores hidráulicos. As curvas tempo x corrente, os níveis da corrente de atuação e a sequência de operação, são ajustados no circuito do sensor eletrônico sem a necessidade de desenergizar o religador, pois o sensor está montado numa cabine (caixa de comando) separada do tanque do religador.

Os religadores eletrônicos utilizados são do tipo KFE e ES105.

4.2.4. Religador Microprocessado

Os religadores microprocessados são compostos basicamente por um módulo de chaveamento com interruptores a vácuo e por um controlador microprocessado, responsável pelas funções de proteção, medição, geração de logs e comunicação. Este controle também facilita a automação dos equipamentos e possibilita a implantação de redes inteligentes.

Estes equipamentos devem atender a especificação técnica, 02.118-CEMIG-395 Religadores Automáticos para Redes de Distribuição Aéreas.

4.2.5. Proteção de Terra

A proteção de terra é sensibilizada pela corrente residual resultante do somatório das correntes trifásicas. Este princípio permite que a proteção de terra atue também para

correntes de desequilíbrio que fluem pelo neutro quando ultrapassam os limites permitidos, 20% com tolerância de 10% da corrente nominal de fase. O desequilíbrio máximo permitido deve estar limitado pela seguinte equação.

$$d\% = \frac{3 * \sqrt{(Ia^2 + Ib^2 + Ic^2) - (IaIb + IbIc + IcaIa)}}{Ia + Ib + Ic} * 100 \leq 30\%$$

Onde:

Ia, Ib e Ic são os módulos das correntes de carga nas três fases em amperes. Ressalta-se que esta fórmula é aproximada e considera correntes com defasamento próximo a 120°.

Informações Adicionais:

- A proteção de terra deve ser sensível aos menores valores de corrente de falta para a terra, calculada para sua zona de proteção.
- A corrente de disparo para a proteção de terra deve ser menor que a mínima corrente de curto-circuito fase-terra mínima na sua zona de proteção e maior que a máxima corrente de desequilíbrio permitida.
- A corrente de disparo da bobina-série deve ser menor que a mínima corrente de curto-circuito fase-fase ($\frac{\sqrt{3}}{2} * I_{cc} 3\phi$), no caso do religador possuir disparo para a terra, ou menor que a mínima corrente de curto-circuito fase-terra no trecho protegido quando o religador não possuir proteção de terra.

4.2.6. Critérios para Especificação de Religadores

A tensão nominal deve ser compatível com a do sistema, assim como a tensão suportável de impulso atmosférico.

A capacidade máxima de condução de corrente deve ser igual à máxima corrente do circuito no ponto de instalação, incluindo manobras usuais, corrigida pela taxa de crescimento de carga do sistema.

A capacidade de interrupção deve ser igual ou maior que a máxima corrente de circuito de curto simétrica no ponto de instalação.

A corrente nominal de bobina série nos religadores hidráulicos deve ser igual ou maior que a máxima corrente do circuito no ponto de instalação, incluindo manobras usuais, corrigida pela taxa de crescimento de carga do sistema. Caso este critério acarrete a escolha de uma bobina série cuja sensibilidade seja reduzida, a ponto de prejudicar a coordenação, admite-se excluir a condição de manobra no dimensionamento dessa bobina.

4.3. Proteções Adicionais

4.3.1. Hot Line Tag – Serviços com Linha Energizada

Para a realização de serviços com equipe de Linha Viva, o religamento automático do primeiro equipamento de proteção da retaguarda, disjuntor ou religador, deve ser sempre bloqueado.

Quando a função *Hot Line Tag* é habilitada, o relé bloqueia todas as operações de fechamento tanto local quanto remota. Além disso, a função também permite que uma proteção de sobrecorrente de tempo definido seja configurada para uma abertura sem religamento.

A função *Hot line*, quando disponível, deve ser ativada para todas as intervenções realizadas com equipe de linha energizada, independente do grupo de ajuste ativo. Caso o grupo de ajuste ativo seja o grupo alternativo 3 (grupo 4), deve-se também ativar o *Hot line* do equipamento de proteção da retaguarda (se disponível, senão o religamento automático deve ser bloqueado).

Nos religadores da ABB com controle PCD2000, a função ALT2 é ajustada para habilitar a função *Hot line*, através de uma programação lógica.

Nos religadores da NOJA com controle RC10, a função LL – Sobrecorrente de Linha Viva é ajustada realizando a função *Hot line tag*.

Proteção de Redes:

- Religadores microprocessados, implementar sempre a função *Hot line*, com tempo de 0,2 segundos, curva de tempo definido, para todos os grupos de ajustes, com *pick up* do grupo ativo.
- Redirecionar os religadores hidráulicos, nas manutenções periódicas ou nos estudos de proteção dos circuitos de média tensão, para os locais com filosofia coordenada, isto é com no mínimo uma curva rápida.

Proteção de Alimentadores:

- Disjuntores com relés eletromecânicos, ajustar sempre que possível à unidade instantânea, com tempo de operação próximo de 0,15 segundos.
- Religadores microprocessados e Disjuntores com relés microprocessados, implementar a função *Hot line*, ajustada com curva de tempo definido, com tempo de 0,2 segundos para proteção de neutro e com tempo de 0,1 segundos para proteção de fase, para todos os grupos de ajustes, com *pick up* do grupo ativo. Em subestações telecontroladas, deve ser sempre previsto a habilitação da função *Hot line* via telecontrole.
- Religadores hidráulicos, nos serviços com equipe de linha energizada bloqueia-se o religamento automático.

4.3.2. Single Shot

Após o bloqueio do religador devido a um curto-circuito ou após uma abertura intencional, ao tentar energizar o circuito com defeito, esta função promove o bloqueio do religador na primeira tentativa de fechamento do circuito. Este ajuste deve ser habilitado em todos os relés que tenham esta função.

A função *Single shot* nos religadores COOPER é desempenhada pela função *Cold load pick up*.

4.3.3. CLPU - *Cold Load Pick Up*

A função *Cold load pick up* (carga fria) tem a finalidade de bloquear as curvas rápidas e instantâneas evitando a abertura do religador para correntes transitórias de energização dos transformadores (*inrush*) do alimentador durante o fechamento manual.

Esta função previne contra uma abertura indevida durante a energização da linha. Caracteriza-se por uma curva de atuação específica programada independentemente das demais curvas de atuação e pode ser ajustada através de um valor mínimo de corrente, curva, tempos de religamento e número de operações para bloqueio para cada perfil de proteção.

A função *Cold load pick up* deve ser mantida desabilitada, exceto nos religadores da COOPER que possuam curva rápida ajustada, nestes casos esta função deve ser habilitada, desempenhando a função de *Single shot*.

4.3.4. HCL - *High Current Lockout*

A função do bloqueio de religamento por alta corrente - *High current lockout* tem a finalidade de reduzir o esforço mecânico e elétrico nos equipamentos, cabos e conexões. Com esta função ativa, no instante em que a operação de abertura ocorrer, o religador interrompe imediatamente (para valores de corrente de curto-circuito acima do valor ajustado) sua sequência de operação passando diretamente para a abertura definitiva (bloqueio).

A função *High current lockout* deve ser mantida desabilitada. Para a proteção dos equipamentos, cabos e conexões deve-se ajustar a unidade instantânea, que reduz significativamente o tempo de operação, mas mantém os religamentos.

4.4. Seccionalizador

4.4.1. Definição e Princípios de Funcionamento

O seccionalizador é um dispositivo de proteção automático, aplicado em sistemas de distribuição em conjunto com um dispositivo de retaguarda, normalmente um religador.

É um dispositivo projetado para interromper automaticamente o circuito que ele protege. Ele abre seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de proteção situado à sua retaguarda, que é equipado com dispositivo para religamento automático.

O seccionalizador é um equipamento basicamente constituído de um elemento sensor de sobrecorrentes e de um mecanismo para contagem de desligamentos do equipamento de retaguarda, além de contatos e dispositivos para travamento na posição aberto.

Quando ocorre uma sobrecorrente no circuito passando através do seccionalizador, cujo valor seja maior ou igual à corrente de acionamento, o equipamento é armado e preparado para a contagem. A contagem se inicia quando a corrente que circula por ele é interrompida pelo equipamento de retaguarda (religador) ou cai abaixo de determinado valor. Após certo número dessas ocorrências (uma, duas ou três), que corresponde ao ajuste do equipamento, ele abre os contatos e permanece travado na posição aberto, isolando o trecho com falha.

4.4.2. Seccionalizador Hidráulico

Os seccionalizadores hidráulicos foram projetados originalmente para serem utilizados com religadores hidráulicos.

Quando a bobina série é sensibilizada com nível de corrente superior a 160% de sua corrente nominal (IN) o mecanismo hidráulico se prepara para contar. A contagem será efetuada quando a corrente cair para 40% ou menos da corrente de atuação. Isso ocorre normalmente quando o fluxo de corrente é interrompido pelo dispositivo de retaguarda.

O seccionalizador é capaz de reter uma contagem por um determinado tempo, chamado tempo de memória, após o qual ele volta à condição da contagem anterior, que é em função da viscosidade e temperatura do óleo no mecanismo hidráulico.

O seccionalizador GH (monofásico) e o GN3 (trifásico) não possuem proteção residual.

4.4.3. Seccionalizador Eletrônico

Como ocorrem com os seccionalizadores com controle hidráulico, as unidades controladas eletronicamente preparam-se para contar quando ocorre uma sobrecorrente e completam a contagem quando o circuito for desenergizado. A corrente que passa pelo seccionalizador é sentida através de TC's que alimentam um sensor eletrônico. Um seccionalizador eletrônico opera, quando seu resistor é percorrido por um fluxo de corrente que exceda sua corrente nominal.

São utilizados também os seccionalizadores monofásicos eletrônicos tipo cartucho (Auto Link). O seccionalizador tipo cartucho possui a função restritor de *inrush*, não disponível nos seccionalizadores monofásicos hidráulicos.



Figura 4.1 – Seccionalizador Eletrônico Monofásico

4.4.4. Acessórios para os Seccionalizadores

Os acessórios para os seccionalizadores são destinados a aumentar a flexibilidade de aplicação dos seccionalizadores e são basicamente circuitos eletrônicos que, adicionados aos seccionalizadores hidráulicos ou eletrônicos evitam operações indesejadas destes equipamentos e permitem a coordenação adequada com outros equipamentos de proteção.

4.4.4.1. Restritor por Tensão

Este dispositivo faz com que o equipamento seja capaz de contar somente as operações do dispositivo situado do lado da fonte.

4.4.4.2. Restritor por Contagem

O restritor de contagem desempenha essencialmente a mesma função que o restritor de tensão. Bloqueia o contador de operação se fluir uma corrente de carga de valor igual ou superior a 5A pelo seccionizador.

A vantagem desse acessório em relação ao restritor de tensão é que não é requerida a presença de tensão; a desvantagem é que é requerido um mínimo de 5A como corrente de carga.

4.4.4.3. Restritor por Corrente

Este acessório, disponível para seccionizadores eletrônicos, desempenha a mesma função que o acessório restritor de tensão efetua nos seccionizadores hidráulicos, embora sua atuação se faça por comparação de correntes, ao invés de tensões.

O acessório restritor de corrente já vem incorporado ao sistema básico de controle do seccionizador eletrônico.

4.4.4.4. Restritor por Corrente de Inrush

Em sistemas onde a coordenação é prejudicada por altas correntes de *inrush*, e quando este problema não é solucionado pelo aumento da corrente de atuação do seccionizador, os equipamentos eletrônicos podem ser usados com o acessório restritor de corrente de *inrush*, disponível para o GN3-E e GN3EB, este acessório evita a contagem indevida do seccionizador provocada por correntes de *inrush*.

4.4.5. Proteção de Terra

A proteção de terra é feita por um sensor eletrônico utilizado em seccionizadores eletrônicos para detectar correntes de desequilíbrio e de falta para terra, cujos níveis são inferiores aos níveis de atuação da proteção de fase. O princípio de funcionamento do sensor de terra é o mesmo descrito para proteção de fase, e atua de forma independente. O restritor por tensão e o restritor de corrente de *inrush* acompanham o sensor terra para evitar operações indevidas do seccionizador.

4.4.6. Critérios para Especificação de Seccionizadores

Para a instalação de seccionizadores os seguintes critérios devem ser observados:

- A tensão nominal deve ser compatível com a do sistema, assim como a tensão suportável de impulso atmosférico.
- A capacidade máxima de condução de corrente deve ser maior que a máxima corrente de carga do circuito no ponto de instalação, incluindo manobras usuais, corrigida pela taxa de crescimento de carga do sistema.

- A capacidade de condução de corrente momentânea, e de curta duração deve ser maior do que a corrente de curto simétrica no ponto de instalação, em função do tempo acumulado de abertura do equipamento de proteção de retaguarda (80% do valor da corrente de atuação do equipamento de proteção a montante).

- Devem ser observadas também as condições de carga para se definir os acessórios a serem instalados nos seccionalizadores.

4.5. Chave Fusível – Elo Fusível

4.5.1. Definição e Princípios de Funcionamento

A chave fusível é um dispositivo com estrutura projetada para a conexão de um cartucho contendo um elo fusível entre seus terminais. O conjunto chave e elo fusível formam um dispositivo de proteção instalado por fase em sistemas de distribuição com a finalidade de interrupção do circuito em condições de sobrecorrente.

A capacidade de interrupção do cartucho (I_{cc}) está relacionada com a corrente de curto-circuito máxima no ponto de sua instalação. A capacidade de interrupção do cartucho nunca deve ser menor que a corrente de curto-circuito máxima no ponto de sua instalação.

A seguir a corrente nominal e capacidade de interrupção simétrica e assimétrica dos porta-fusíveis (cartuchos) conforme o documento 02.118-CEMIG-70 – Porta-fusível para Chave Fusível de Distribuição para Alimentador – Base Tipo C.

a) Cartucho para chave com isolamento para 15 KV

$I_n = 100$ A, I_{cc} simétrica 7,1 kA, I_{cc} assimétrica 10 kA.

$I_n = 200$ A, I_{cc} simétrica 7,1 kA, I_{cc} assimétrica 10 kA.

b) Cartucho para chave com isolamento para 24,2 KV

$I_n = 100$ A, I_{cc} simétrica 4,5 kA, I_{cc} assimétrica 6,3 kA

c) Cartucho para chave com isolamento para 36,2 KV

$I_n = 100$ A, I_{cc} simétrica 3,5 kA, I_{cc} assimétrica 5 kA.

A base “Tipo C” possui corrente nominal de 300 A, portanto a corrente é limitada pela corrente nominal do porta-fusível. Para mais detalhes ver documento 02.118-CEMIG-70 – Chave Fusível de Distribuição para Alimentador – Base Tipo C.

Quando o porta-fusível é substituído por um cartucho lâmina, este novo conjunto é conhecido como chave faca adaptada, e tecnicamente como chave faca 300 A.

As principais partes de uma chave fusível são mostradas na Figura 4.2.

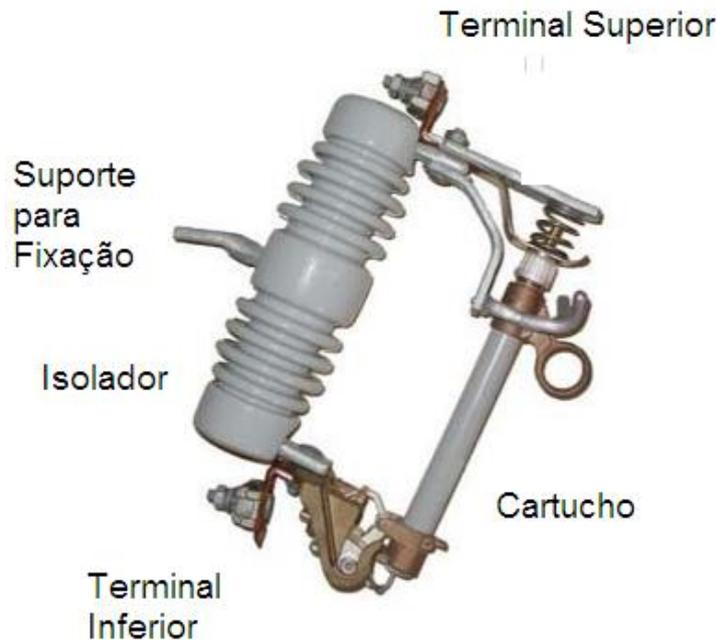


Figura 4.2 – Chave Fusível

4.5.2. Tipos de Elos Fusíveis

O elo fusível é o dispositivo de proteção mais simples contra sobrecorrentes no sistema de distribuição.

Os elos fusíveis são classificados em rápidos e lentos, designados os tipos por K e T, respectivamente. Estes elos suportam correntes até 150% do valor da corrente nominal sem fundir.

Existem também os elos tipo H que suportam correntes de surto em períodos de curta duração, evitando interrupções desnecessárias. Os elos H, alto surto, foram desenvolvidos para aplicações especiais, tais como a proteção de pequenos transformadores (abaixo de 6A). São especialmente desenhados para prover proteção contra sobrecarga (e sobrecorrente) e evitar operações desnecessárias durante transientes de curta duração, tais como partida de motores, corrente de *inrush* e surtos atmosféricos.

Os elos fusíveis tipo K fornecem uma boa proteção para transformadores e bancos de capacitores. Para transformadores trifásicos com potências até 75 kVA e monofásicos com potências de até 25 kVA são utilizados elos tipo H.

Elos K e T de mesma corrente nominal tem pontos de 300 segundos idênticos (início da curva), mas têm diferentes curvas tempo x corrente, os elos T são mais lentos para altas correntes, portanto os elos fusíveis tipo T permitem uma coordenação numa faixa mais ampla de corrente.

As Figuras 4.3 a 4.7, das páginas seguintes, apresentam as curvas características de interrupção Tempo x Corrente dos elos H, K e T, de acordo com a norma ABNT NBR 7282.

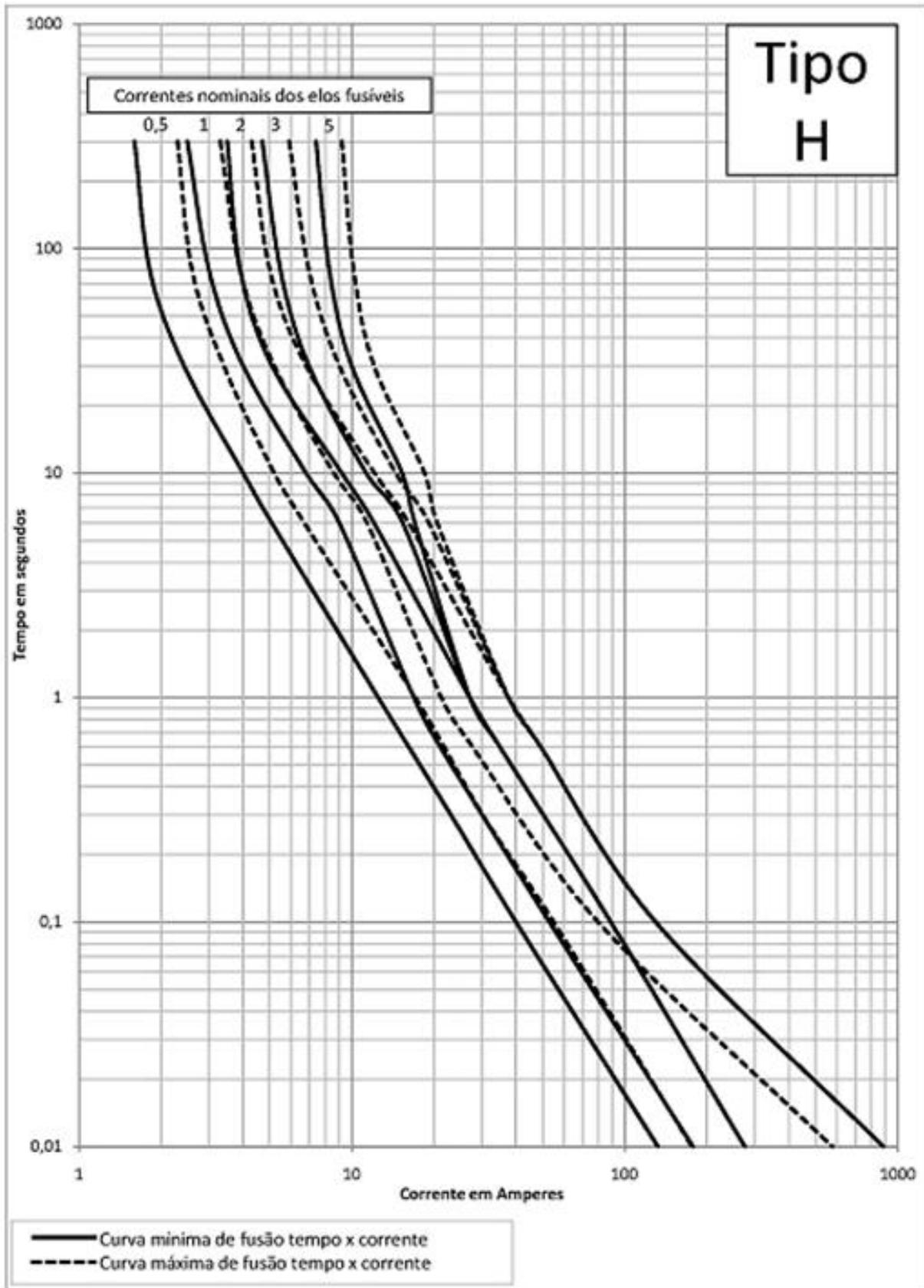


Figura 4.3 - Elos Fusíveis tipo H - Curvas Características de Fusão Tempo x Corrente

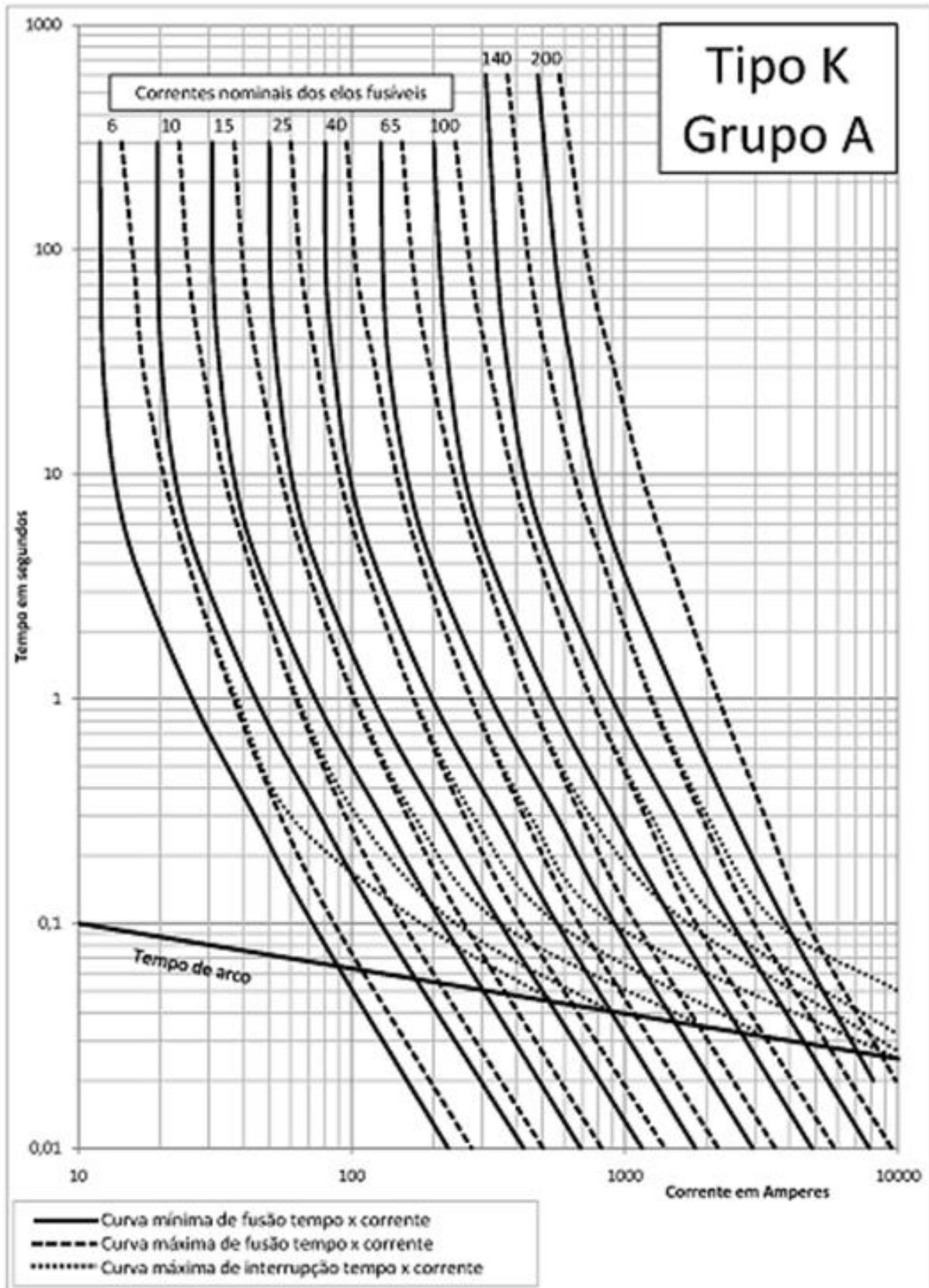


Figura 4.4 - Elos Fusíveis Tipo K do Grupo A - Curvas Características de Fusão Tempo x Corrente

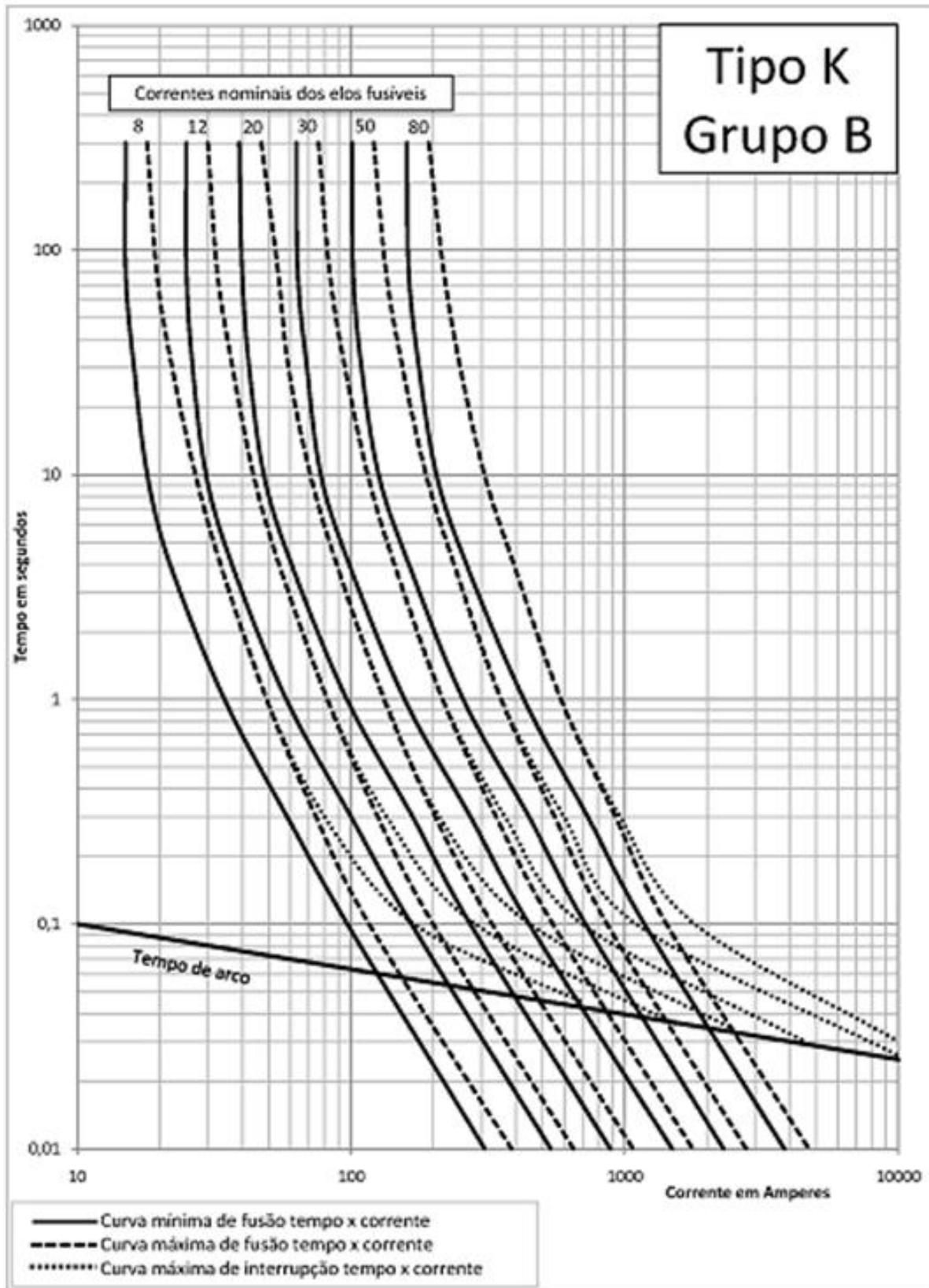


Figura 4.5 - Elos Fusíveis Tipo K do Grupo B - Curvas Características de Fusão Tempo x Corrente

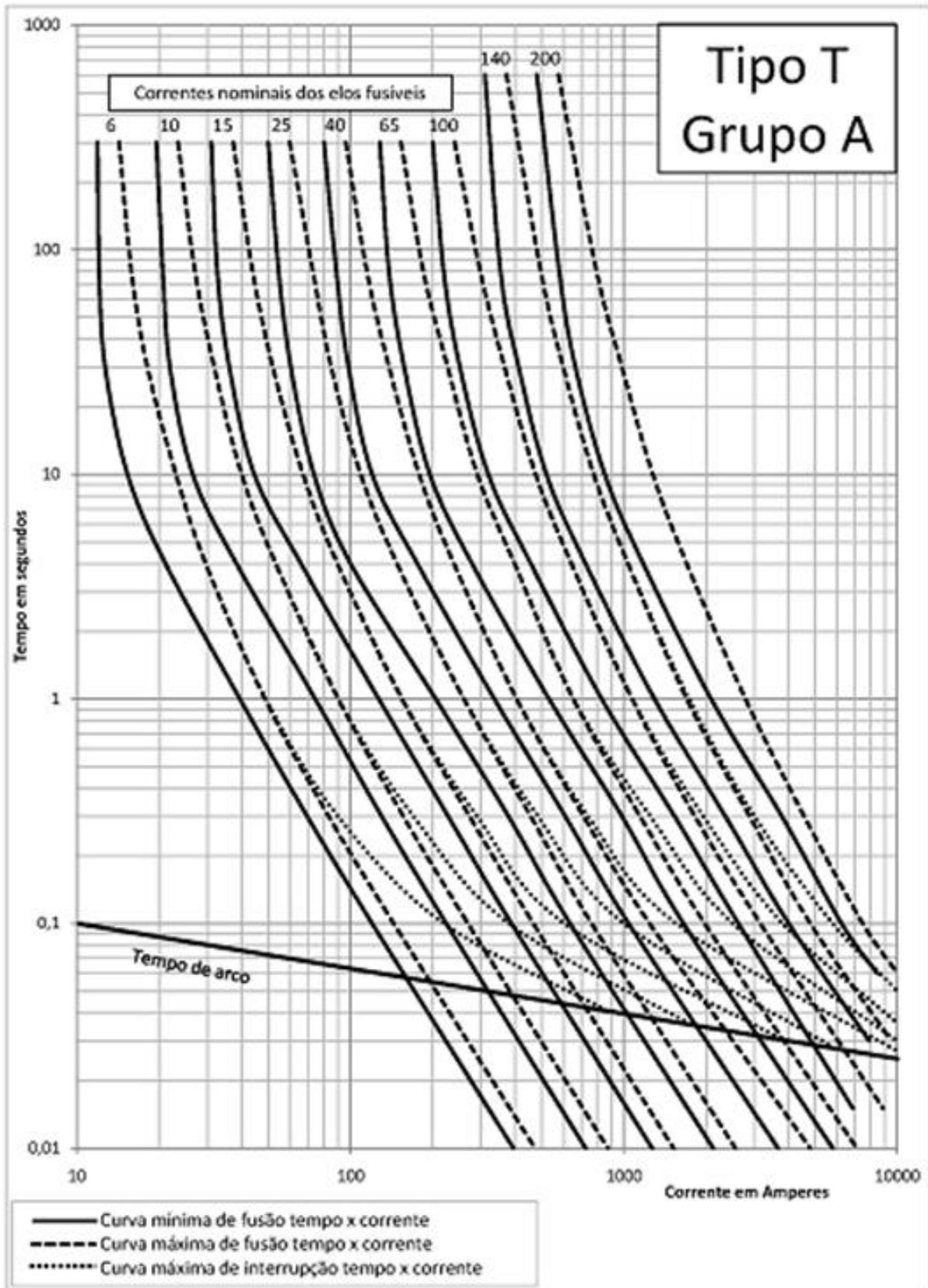


Figura 4.6 - Elos Fusíveis Tipo T do Grupo A - Curvas Características de Fusão Tempo x Corrente

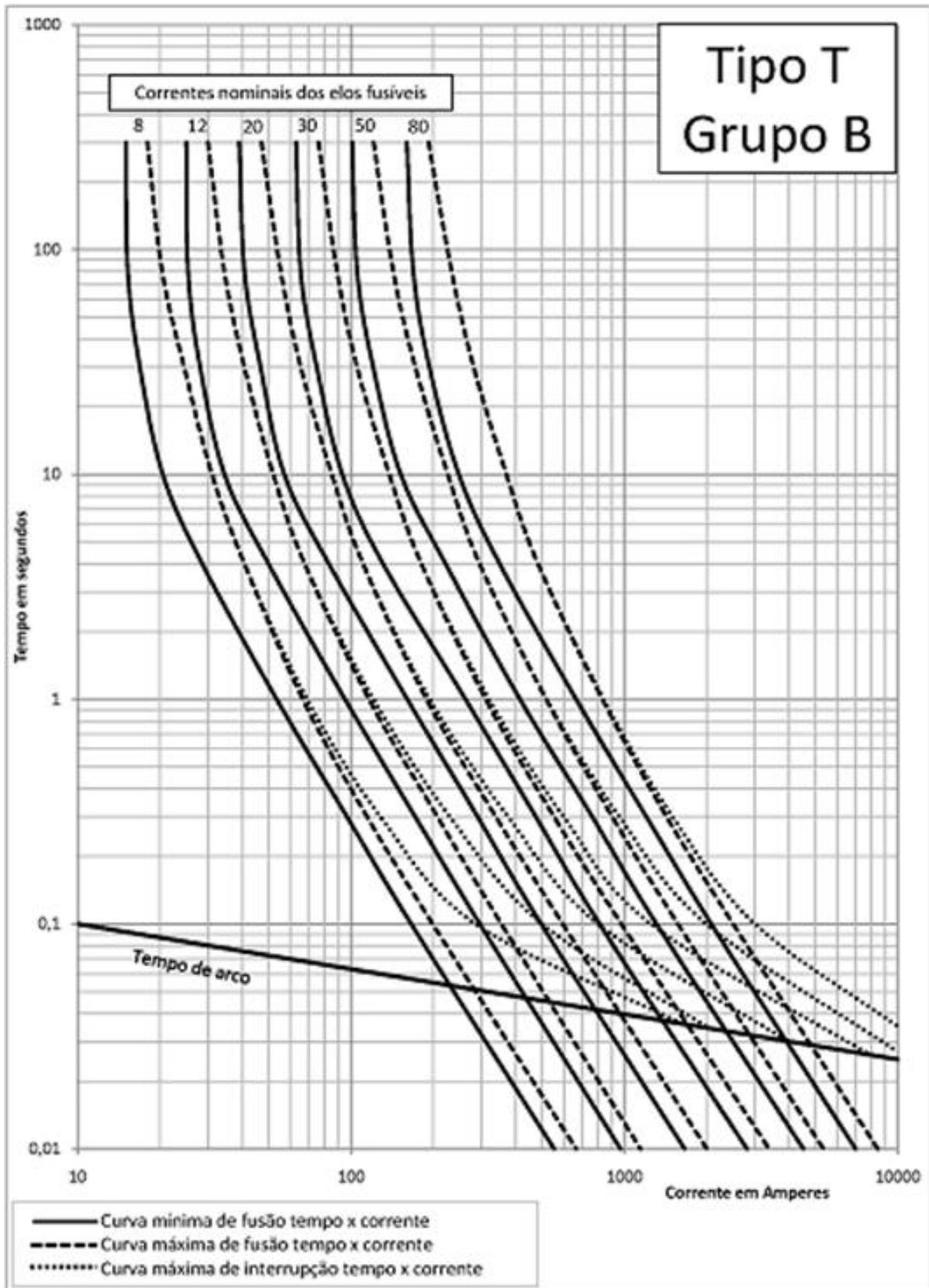


Figura 4.7 - Elos fusíveis tipo T do Grupo B - Curvas Características de Fusão Tempo x Corrente

4.6. Chaves Fusíveis Repetidoras

4.6.1. Características da Chave Fusível Repetidora (Religadora)

A chave fusível repetidora é um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, monofásico, com três operações de abertura (e, portanto dois “religamentos automáticos”), composta de três chaves fusíveis com base tipo C (chave fusível para alimentador) que, por sua vez, são equipadas com porta-fusíveis com capacidade nominal de 100 A. As três chaves fusíveis são montadas lado a lado numa mesma estrutura, sendo interligadas mecânica e eletricamente. Em função dessa proximidade entre polos e de outros aspectos que são relevantes para a interrupção dos arcos elétricos no momento da operação, o conjunto das três chaves está sujeito aos seguintes limites, verificados por meios de ensaios de laboratório apropriados:

- Capacidade máxima de interrupção: 2 kA assimétricos (1,4 kA simétricos);
- Elo fusível máximo a ser empregado: 40 T ou 40 K.

Dentre os benefícios esperados com a aplicação da chave repetidora em lugar de chaves fusíveis convencionais, pode-se destacar:

- Melhoria da qualidade do fornecimento, especialmente no que se refere à continuidade;
- Redução no número de deslocamentos para atendimento e restabelecimento do sistema, com conseqüente redução nos custos operacionais e com pessoal especializado;
- Maior satisfação dos consumidores, com expectativas de redução do número de reclamações referentes a interrupções prolongadas do fornecimento de energia.



Figura 4.8 – Chave Fusível Repetidora (Religadora)

5. APLICAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Todo equipamento de proteção atua dentro de uma zona que é delimitada pela menor corrente de defeito capaz de sensibilizá-lo. Para pontos além dessa zona de proteção deve-se estudar a viabilidade de instalação de outro dispositivo para coordenação e/ou seletividade, tendo em vista as características de sistema já apresentadas anteriormente. Entretanto, este segundo dispositivo deve ser instalado dentro da zona de proteção do primeiro para melhor confiabilidade do circuito,

5.1. Critérios para Localização dos Dispositivos

Os critérios a seguir discriminados tem o objetivo de orientar a escolha e localização dos equipamentos de proteção para o estabelecimento das várias alternativas de esquemas de proteção em cada circuito.

5.1.1. Proteção de Alimentadores na SE

Os alimentadores devem ser protegidos na saída da subestação por disjuntores ou religadores.

5.1.1.1. Proteção com Religadores

Os religadores utilizados são os do tipo, R, W, ES105, NOVA 15 e OSM15, VWV, VWVE, NOVA 27 e OSM27.

Atualmente na proteção dos alimentadores os religadores microprocessados são os mais utilizados.

Os religadores equipados com bobina série, R e W devem ser dimensionados levando-se em consideração:

- A necessidade de coordenação com os equipamentos de proteção instalados ao longo do circuito de distribuição.
- A capacidade de esta bobina funcionar em regime de sobrecarga, conforme os dados da Tabela 5.1.

RELIGADOR	BOBINA SÉRIE	CAPACIDADE DE SOBRECARGA		
		(HORAS)		
		125%	150%	175%
R	25 A 140	20	8	4
	160 A 195	4	2	*
	225 A 260	3	1	*
	400	1	0,25	*
W	100 A 290	20	8	4
	400 A 560	4	2	*

* Para valor de pick-up de 140% do valor da corrente nominal

Tabela 5.1 - Capacidade de Sobrecargas das Bobinas Série - Religadores R e W

5.1.1.2. Proteção com Disjuntores

No passado, quando a proteção de alimentadores era realizada através de relés eletromecânicos e disjuntores, optava-se pela utilização de relés com características de tempo muito inversas (tipo IAC-53), pois estes permitiam, na maioria dos casos, a melhor faixa de coordenação com os dispositivos de proteção da distribuição, proteção segura a condutores e equipamentos e coordenação satisfatória com a proteção de retaguarda instalada na SE.

Para proteção de terra usava-se, também, como segunda alternativa, o relé com característica de tempo inversa (tipo IAC-51).

Nestes casos, a proteção com o disjuntor geral devia ser dotada de relés tipo IAC-51 ou IAC-53 para fase e para terra.

Os disjuntores utilizados atualmente não necessitam de manutenções frequentes, pois são a vácuo ou a SF6. E os relés são modernos, microprocessados e, portanto tem grande flexibilidade de ajustes que facilitam a coordenação da proteção.

5.1.2. Proteção de Alimentadores

São usados religadores, seccionadores e chaves tipo fusível (convencional ou repetidora).

Os religadores podem ser monofásicos ou trifásicos, equipados com bobina série, eletrônicos ou com comandos microprocessados, possuindo ou não proteção de terra.

Os mais antigos são do tipo V4H, V6H, KF, KFE, E, 4E, VWV, VWE-FXA e PMR3 da Brush, os atuais e que, portanto tem mais recursos são: VWE-Form5, VWE-Form6, VWVE-Form6, NOVA-Form5, NOVA-Form6, U27 da NULEC (atualmente Schneider), VR3S-PCD2000, OVR-PCD2000, Noja-RC01, Noja-RC10, Tavrída-RC05, Ecil-AR1000 e Schneider-ADVC2.

A bobina série dos religadores hidráulicos deve ser dimensionada levando-se em consideração:

- A necessidade de coordenação com os equipamentos de proteção instalados ao longo do circuito de distribuição.
- A capacidade de esta bobina funcionar em regime de sobrecarga, conforme os dados das Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3.

RELIGADOR KF	
CORRENTE (A)	TEMPO (h)
1,25 I_n	20
1,50 I_n	8
1,75 I_n	4
I_n = CORRENTE NOMINAL DA BOBINA SÉRIE	

Tabela 5.2 – Capacidade de Sobrecarga do Religador KF

RELIGADOR	BOBINA SÉRIE	CAPACIDADE DE SOBRECARGA		
		(HORAS)		
		125%	150%	175%
V4H E V6H	QUALQUER	-	4	2

Tabela 5.3 - Capacidade de Sobrecargas das Bobinas Série - Religadores V4H e V6H

Tal critério de dimensionamento permite utilizar melhor a capacidade das bobinas obtendo-se valores nominais menores para as mesmas, o que possibilita em grande número de casos uma melhor sequência de operação.

Na tabela 5.4, encontra-se a capacidade de interrupção dos religadores hidráulicos.

TIPO	V4H 1	V6H 3	R 3	W 3	VW 3	KF 3
TIPO DE EXTINÇÃO	A VÁCUO	A VÁCUO	A ÓLEO	A ÓLEO	A VÁCUO	A VÁCUO
I Nominal						
5	200	200	-	-	-	500
10	400	400	-	-	-	1000
15	600	600	-	-	-	1500
25	1000	1000	1500	-	-	2500
35	1400	1400	2100	-	-	3500
50	2000	2000	3000	-	3000	5000
70	2000	2000	4000	-	4200	6000
100	2000	2000	4000	6000	6000	6000
140	2000	2000	4000	8400	8400	6000
160	-	-	4000	9600	9600	6000
185	-	-	4000	10000	11100	6000
200	2000	2000	4000	-	-	6000
225	-	-	4000	-	-	6000
280	-	-	4000	-	-	6000
400 *	-	-	4000	-	-	6000
560 *	-	-	-	-	-	-

* Para valores de pick-up de 140 % do valor da corrente nominal.

Tabela 5.4 - Tipos de Religadores Hidráulicos e a Capacidade de Interrupção

Os seccionadores em uso na CEMIG são do tipo cartucho, monofásico eletrônico e os seccionadores trifásicos, o hidráulico GN3 e os eletrônicos GN3-E e GN3EB.

Dispositivos para sensibilização quando de desequilíbrios ou faltas fase-terra só são disponíveis nos seccionadores tipo GN3-E e GN3EB. Por isso no passado foi recomendado à instalação dos seccionadores GN3-E e GN3EB nos circuitos de distribuição. Devido ao avanço tecnológico e a redução do custo de aquisição dos religadores microprocessados não é mais recomendado à aquisição e instalação de novos seccionadores trifásicos

5.1.2.1. Tronco do Alimentador

É o trecho compreendido entre o equipamento de proteção da SE (equipamento a montante) e os dispositivos de proteção instalados a sua jusante, é a parte principal de um alimentador de média tensão, se caracteriza por maior seção de condutores, atende a maior parcela ou ao total da carga do alimentador, além de interligações com troncos de alimentadores vizinhos, conforme a configuração da rede.

Instalam-se dispositivos de proteção, religadores, nas interligações com troncos de outros alimentadores e no próprio tronco do alimentador, nos seguintes casos:

- Quando se deseja evitar que uma determinada área ou carga seja afetada por interrupções momentâneas causadas pela atuação do dispositivo de retaguarda.
- Com finalidade de reduzir significativamente o DEC acidental através do isolamento do trecho defeituoso e a rápida energização do trecho sem falta, instala-se um religador NF (normalmente fechado) próximo ao centro de carga do alimentador e outro religador telecontrolado NA (normalmente aberto) para possibilitar à transferência das cargas localizadas a jusante do religador NF.
- Em circuitos longos, na saída para RDR onde se devem criar zonas de proteção. Através de ajustes apropriados, dependendo do nível de curto-circuito ao longo dos alimentadores e ramais. Nestes casos deve-se utilizar religadores.
- A utilização de chaves tipo fusível é também recomendada quando da conversão da Rede de Distribuição Subterrânea para Rede de Distribuição Aérea e vice-versa. Neste caso pode-se também ser instalado um religador, porém o religamento deve ser bloqueado.
- O número máximo de dispositivos automáticos de proteção em série no alimentador deve ser quatro.

5.1.2.2. Proteção de Ramais

Devem ser instaladas chaves fusíveis (convencionais / repetidoras) ou religadores em todas as seções ou derivações. Deve-se dar preferência a chaves fusíveis repetidoras, desde que o ponto de instalação atenda os requisitos:

- Capacidade máxima de interrupção: 2 kA assimétricos (1,4 kA simétricos);
- Elo fusível máximo a ser empregado: 40 T ou 40 K.

A escolha do dispositivo de proteção deve observar os seguintes parâmetros:

- Demanda do ramal.
- Produto da extensão total do ramal pela demanda.
- Dispositivos de proteção de retaguarda.
- Coordenação com a proteção de retaguarda.

Se a extensão do ramal for inferior a 150 m (RDU) ou 500 m (RDR) e este atender apenas a um transformador, a chave fusível do transformador poderá ser instalada na derivação (chave deslocada). Por questões de segurança, a chave fusível só pode ser deslocada se o transformador for visível do ponto de instalação da chave.

Caso seja adequada à proteção com o uso de chaves fusíveis (convencionais / repetidoras), os elos devem obedecer aos critérios:

a) O elo deve suportar uma corrente igual ou maior que o valor da máxima corrente de carga medida ou convenientemente avaliada no ponto considerado.

- Deve-se observar que o elo pode suportar 150% da sua corrente nominal.
- Este valor deve englobar a corrente devido a manobras quando for o caso.

b) A corrente nominal do elo fusível deve ser no máximo um quarto da corrente de curto-circuito fase terra mínima no fim do trecho protegido por ele (**fator de segurança**), se possível, considerando também o trecho para o qual ele é proteção de retaguarda.

c) Para permitir seletividade com a proteção dos transformadores, os elos fusíveis **10 T** ou **12 K** devem ser preferencialmente, os elos com menor capacidade empregados. Em locais onde a corrente de curto circuito fase-terra-mínimo for muito baixa, valores inferiores a 4 (quatro) vezes a corrente nominal dos elos recomendados, e que portanto impossibilite a utilização de elos fusíveis 10 T ou 12 K podem ser utilizados elos fusíveis de menor capacidade. Desta forma privilegia-se a segurança em detrimento da coordenação da proteção, garante-se a atuação da proteção em todo circuito e admite-se a possibilidade de perda de seletividade neste trecho.

O uso de outros dispositivos, para proteção em ramais que não seja chave fusível fica condicionado a não obtenção de coordenação com este dispositivo. Neste caso deve-se utilizar religadores.

Os critérios orientativos acima descritos estão indicados nas Tabelas 5.5 e 5.6.

PONTO	EXTENSÃO	Km x kVA	PROTEÇÃO DE RETAGUARDA	COORDENAÇÃO C/PROTEÇÃO DE RETAGUARDA	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO				OBSERVAÇÃO
					DISJ.	REL	SECC	CH FUS.	
SAÍDA DO ALIMENT.	QUALQUER	QUALQUER	PROTEÇÃO DO BARRAMENTO	A ESTUDAR	X	X			AJUSTES BÁSICOS DADOS NA TABELA
TRONCO	QUALQUER	QUALQUER	DISJUNTOR			X			NÚMERO MÁXIMO DE DISPOSITIVO: 4
			RELIGADOR			X	X		
RAMAL OU SUBRAMAL	> 150	> 1600	DISJUNTOR	FUS. COORD.				X	UTILIZAR ELO TIPO T OU K
				FUS. NÃO COOD.			X		
			RELIGADOR	FUS. COORD.				X	
				FUS. NÃO COORD.			X	X	
			SECCIONAL.	FUS. COORD.				X	
QUALQUER						X			
	<= 1600								
	<= 150							X	DESLOCAR PROTEÇÃO DO TRAFÓ QUANDO APLICÁVEL
DERIVAÇÃO PARA CONSUMIDOR	QUALQUER	QUALQUER	QUALQUER					X	UTILIZAR ELO TIPO K Ou RELIGADOR
TRANSFORMADOR CAPACITOR								X	UTILIZAR ELO TIPO H ou K

Tabela 5.5 - Critérios Orientativos para Instalação de Dispositivos de Proteção em RDU

PONTO	EXTENSÃO	Km x kVA	PROTEÇÃO DE RETAGUARDA	COORDENAÇÃO C/PROTEÇÃO DE RETAGUARDA	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO				OBSERVAÇÃO	
					DISJ.	REL	SECC	CH FUS.		
SAÍDA DO ALIMENT.	QUALQUER	QUALQUER	PROTEÇÃO DO BARRAMENTO	A ESTUDAR	X				AJUSTES BÁSICOS DADOS NA TABELA	
TRONCO	QUALQUER	QUALQUER	DISJUNTOR			X			NÚMERO MÁXIMO DE DISPOSITIVO 4	
			RELIGADOR			X	X			
RAMAL OU SUBRAMAL	>= 500	>= 650 (1) >= 2900 (2)	DISJUNTOR	FUS. COORD.				X	UTILIZAR ELO TIPO T	
				FUS. NÃO COORD.		X				
			RELIGADOR	FUS. COORD.						X
				FUS. NÃO COORD.		X	X			
SECCIONAL.	FUS. COORD.					X				
	FUS. NÃO COORD.			X						
	< 650 (1) < 2900 (2)	QUALQUER						X		
	< 500							X	DESLOCAR PROTEÇÃO DO TRAFÓ QUANDO APLICÁVEL	
DERIVAÇÃO PARA CONSUMIDOR	QUALQUER	QUALQUER	QUALQUER					X	UTILIZAR ELO TIPO K Ou RELIGADOR	
TRANSFORMADOR CAPACITOR								X	UTILIZAR ELO TIPO H ou K	

(1) Circuito Monofásico

(2) Circuito Trifásico

Tabela 5.6 - Critérios Orientativos para Instalação de Dispositivos de Proteção em RDR

Para atendimento aos consumidores em Tensão Primária, a proteção na derivação da rede da Cemig deve ser conforme a seguir:

-Para atendimento a clientes enquadrados nos casos descritos abaixo deve ser prevista, por condição técnica, a instalação de um **religador trifásico microprocessado** na derivação da rede de média tensão da CEMIG para a unidade consumidora:

- Clientes atendidos a partir de derivações da rede de distribuição, cuja proteção da derivação não permita coordenação através de elo fusível;
- Nos atendimentos a subestações compartilhadas da média tensão;
- Nos casos em que a demanda contratada for de até 2500 kW, mas não seja possível coordenação da proteção com elo fusível para o ponto da rede onde há previsão de atendimento ao cliente.

-Conforme estabelece o artigo 12, inciso IV, da Resolução 414 / 2010 da ANEEL, caso a demanda a ser contratada seja superior a 2.500 kW, a tensão primária de atendimento ao consumidor deve ser igual ou superior a 69 kV. No entanto o consumidor pode optar pelo atendimento em tensão diferente, desde que haja viabilidade técnica do subsistema elétrico, sendo de sua responsabilidade os investimentos adicionais necessários ao atendimento.

Neste contexto, o critério mínimo de atendimento aos novos consumidores ou aos consumidores existentes com solicitação de aumento de demanda, na rede de média tensão (13,8 kV, 22 kV ou 34,5 kV), cujo valor de demanda contratada seja superior a 2.500 kW e inferior a 6.000 kW, se dará da seguinte forma:

- Dupla alimentação com automatismo via religadores e integração com o Centro de Operação da Distribuição (COD) da CEMIG. Os dois alimentadores podem ser da mesma subestação, desde que as redes de média tensão envolvidas tenham traçados diferentes.
- Os alimentadores podem ser compartilhados com outras unidades consumidoras. Contudo, a alimentação não preferencial deve ser capaz de assumir integralmente a carga do cliente de média tensão, quando dos desligamentos programados e não programados do alimentador preferencial.
- Em conformidade com esta norma, uma vez que a demanda do consumidor é superior a 2.500 kW, deve ser instalado, também, um religador na derivação da rede de média tensão da Cemig para o consumidor.
- Os três religadores devem estar o mais próximo possível da unidade consumidora, principalmente o religador de entrada do ramal de ligação.
- A Figura 5.1, a seguir ilustra a topologia de atendimento para esta condição.

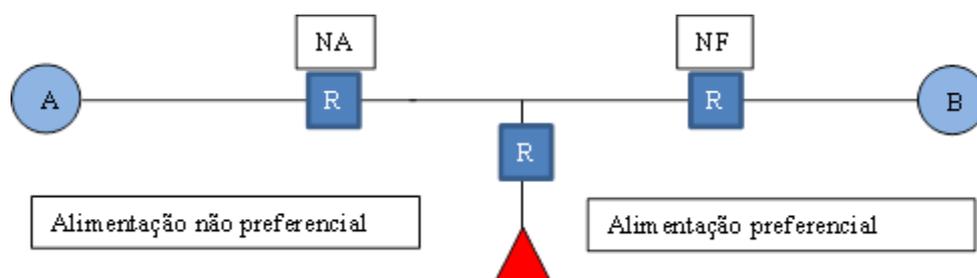


Figura 5.1 – Topologia para Atendimento a Demanda Superior a 2500 kW

A proteção do ramal de serviço ou ramal de entrada subterrâneo será sempre feita na estrutura de derivação da rede através de chaves tipo fusível ou por religador microprocessado.

O dimensionamento do elo fusível deve ser feito a partir da demanda do consumidor, de acordo com a Tabela 5.7, exceto se tratar de alimentador exclusivo para consumidor.

DEMANDA (kVA)		ELO FUSÍVEL		
		13,8 kV	22 kV	34,5 kV
ATÉ	15	1 H	1 H	1 H
ATÉ	30	2 H	1 H	1 H
ATÉ	45	3 H	2 H	2 H
ATÉ	75	5 H	3 H	2 H
ATÉ	112,5	6 K	5 H	3 H
ATÉ	150	8 K	5 H	5 H
ATÉ	225	12 K	8 K	6 K
ATÉ	300	15 K	10 K	8 K
ATÉ	450	20 K	15 K	8 K
ATÉ	500	25 K	15 K	10 K
ATÉ	550	25 K	20 K	10 K
ATÉ	650	30 K	20 K	12 K
ATÉ	750	40 K	25 K	15 K
ATÉ	850	40 K	25 K	15 K
ATÉ	1000	50 K	30 K	20 K
ATÉ	1500	80 K	50 K	30 K
ATÉ	2000	* 100 K	65 K	50 K
ATÉ	2500	* 140 K	80 K	50 K

* Com Porta-fusível de 200A
 - Quando não for possível coordenação com fusível deve-se utilizar Religador.

Tabela 5.7 - Dimensionamento dos Elos Fusíveis para Derivação de Consumidores Primários

a) Proteção de Acessantes

A ligação do acessante ao alimentador de distribuição em MT é realizada por meio de uma saída em derivação. Para a proteção deve ser instalado um religador trifásico microprocessado no ponto de conexão. Para maiores informações deve ser consultada a **ND - 5.31** - Requisitos para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão.

5.2. Atuação dos Dispositivos de Proteção – Zonas de Proteção

Deve-se observar que cada dispositivo tem uma determinada área de aplicação, a Figura 5.2 exemplifica os critérios apresentados neste capítulo, conforme descrito abaixo:

- Os religadores R1, R2, R3 e R4 possuem áreas de atuação distintas que dependem dos ajustes de cada dispositivo, dados em função do nível de curto-circuito ao longo dos alimentadores e ramais.

- Procura-se utilizar chaves tipo fusível (repetidoras ou convencionais) em pontos onde se consegue coordenação com a proteção de retaguarda.

Assim é que F1 coordena com R1 e F2 coordena com R3.

Pontos mais distantes dos ramais protegidos pelas chaves F1 e F2 não estão dentro da zona de proteção dos dispositivos de retaguarda R1 e R3 respectivamente. Nestes pontos

não se obtém coordenação, mas tem-se, obrigatoriamente, proteção seletiva através das chaves tipo fusível.

- O seccionizador S1, foi utilizado, uma vez que não se obteve coordenação satisfatória com R2 através de chave fusível. Como tal equipamento não é capaz de ser sensibilizado somente pela ocorrência de faltas em pontos situados a jusante, este deverá ter toda a sua área de proteção sobreposta pela zona de proteção do dispositivo de retaguarda R2.

- Ramais de pequeno comprimento são protegidos pelo dispositivo de retaguarda. Nestes casos a zona de proteção deste dispositivo deve cobrir todo o ramal.

É importante salientar que nenhum ponto do circuito pode ficar desprotegido.

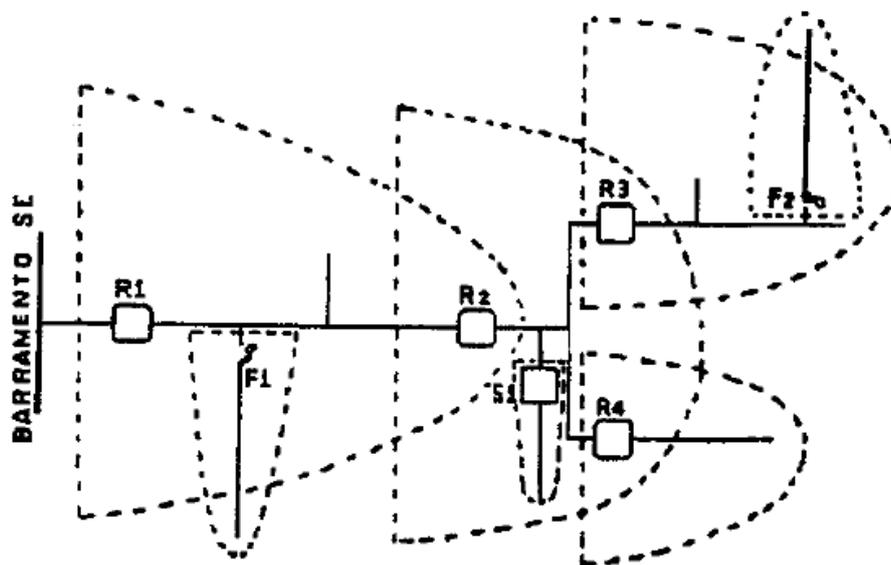


Figura 5.2 - Atuação dos Dispositivos de Proteção

5.3. Proteção Contra Danos a Condutores e Equipamentos

5.3.1. Proteção de Condutores

Em um estudo de coordenação deve-se verificar a proteção do condutor, para qualquer dispositivo de proteção utilizado, uma vez que, a duração e a grandeza da corrente de falta, a seção (bitola) e o tipo de condutor no circuito determina a reação dos condutores aos esforços elétricos.

Todo dispositivo de proteção deverá operar em suas curvas de maior tempo mais rapidamente que os tempos permitidos pelas curvas de dano do condutor. Quando da proteção através de dispositivo automáticos, com religamentos sucessivos no condutor. Portanto, nestes casos deve-se considerar a curva acumulada do dispositivo de proteção.

Os valores máximos, de correntes de curto-circuito com os diversos equipamentos, devem ser obtidos segundo os critérios abaixo:

a) Quando o dispositivo de proteção for um relé, deve-se tomar a curva acumulada para "n" religamentos na curva temporizada T. A curva acumulada é dada por $(n+1)T$. O máximo

valor de dano do condutor está protegido é dado pela interseção da curva acumulada com a curva de dano do condutor. Para correntes de curtos maiores, ajustar o elemento instantâneo para operar a partir desse valor.

b) Quando a proteção for através de religador automático deve-se tomar a curva acumulada somando-se todos os tempos de operação nas curvas rápidas e temporizadas. A interseção desta curva com a curva de dano do condutor fornece a máxima corrente de curto permitida. Os religadores com tempos de abertura de 2,5 ciclos ou menos (curva rápida), oferecem proteção afetiva mesmo para altas correntes.

Na Figura 5.3 é apresentado um coordenograma onde pode ser verificado, por exemplo, que para correntes de curto-circuito de até 3,3 kA no caso de um alimentador protegido por um religador W com bobina série de 225A (450A) com 3 operações na curva B protege todos os condutores utilizados nas redes de MT, no entanto para trechos do circuito de MT com correntes de curto-circuito acima de 3,3 kA para que o cabo 4 AWG não sofra danos é necessário a instalação de outro equipamento de proteção contra sobrecorrentes (chave fusível ou religador) coordenado com o religador da SE. .

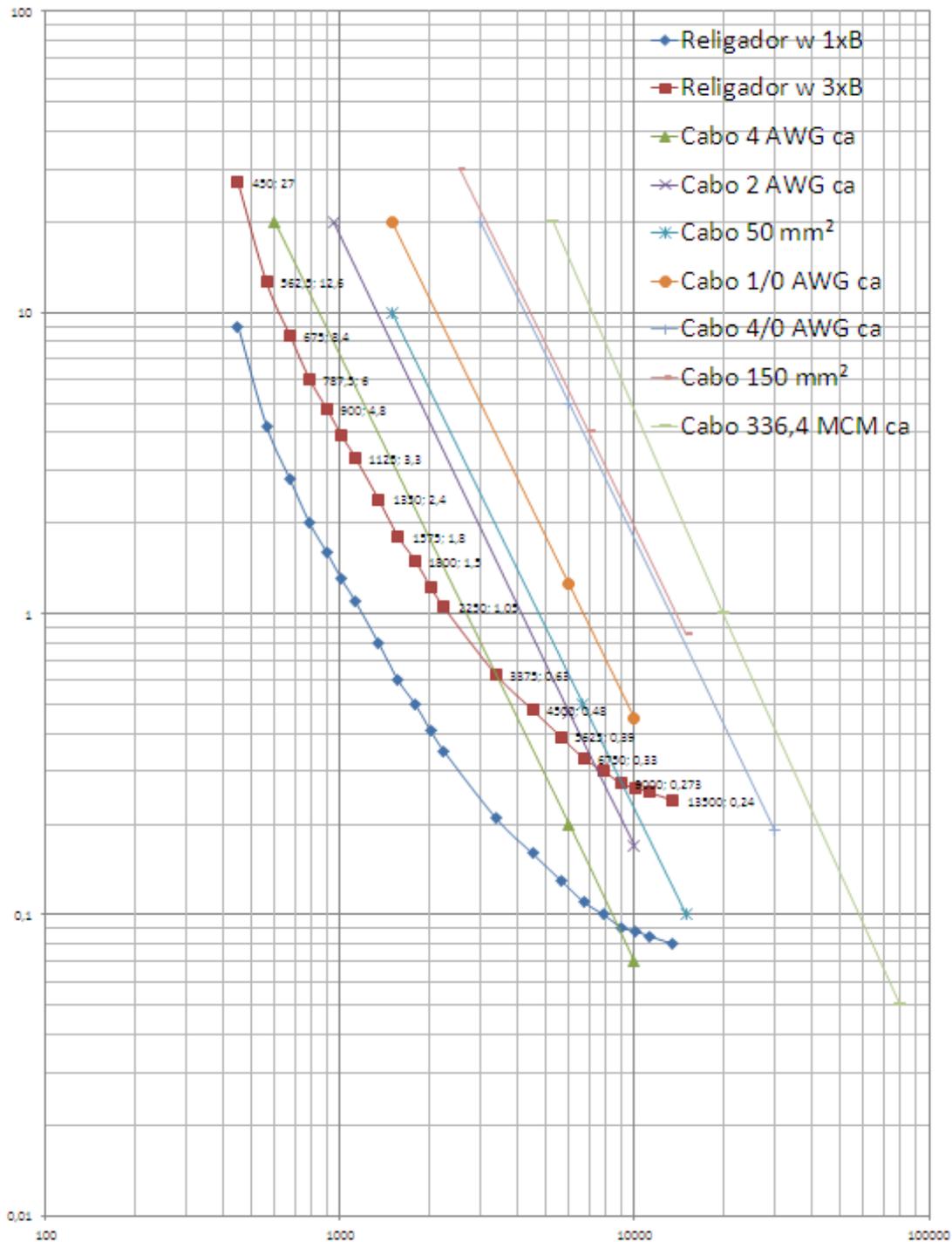


Figura 5.3- Coordenograma com as Curvas de Danos dos Cabos

c) Para proteção com elos fusíveis deve-se verificar a interseção de máximo tempo de fusão do fusível com a curva de dano do condutor.

d) No caso de chaves fusíveis repetidoras, deve-se somar o tempo dos elos fusíveis, (análise é similar ao caso dos religadores), mas como os 3 elos fusíveis sempre são idênticos basta multiplicar os tempos de operação por 3 para se obter a curva acumulada.

As Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam as curvas de danos nos condutores protegidos classe 15 kV, condutores CA e CAA ,respectivamente.

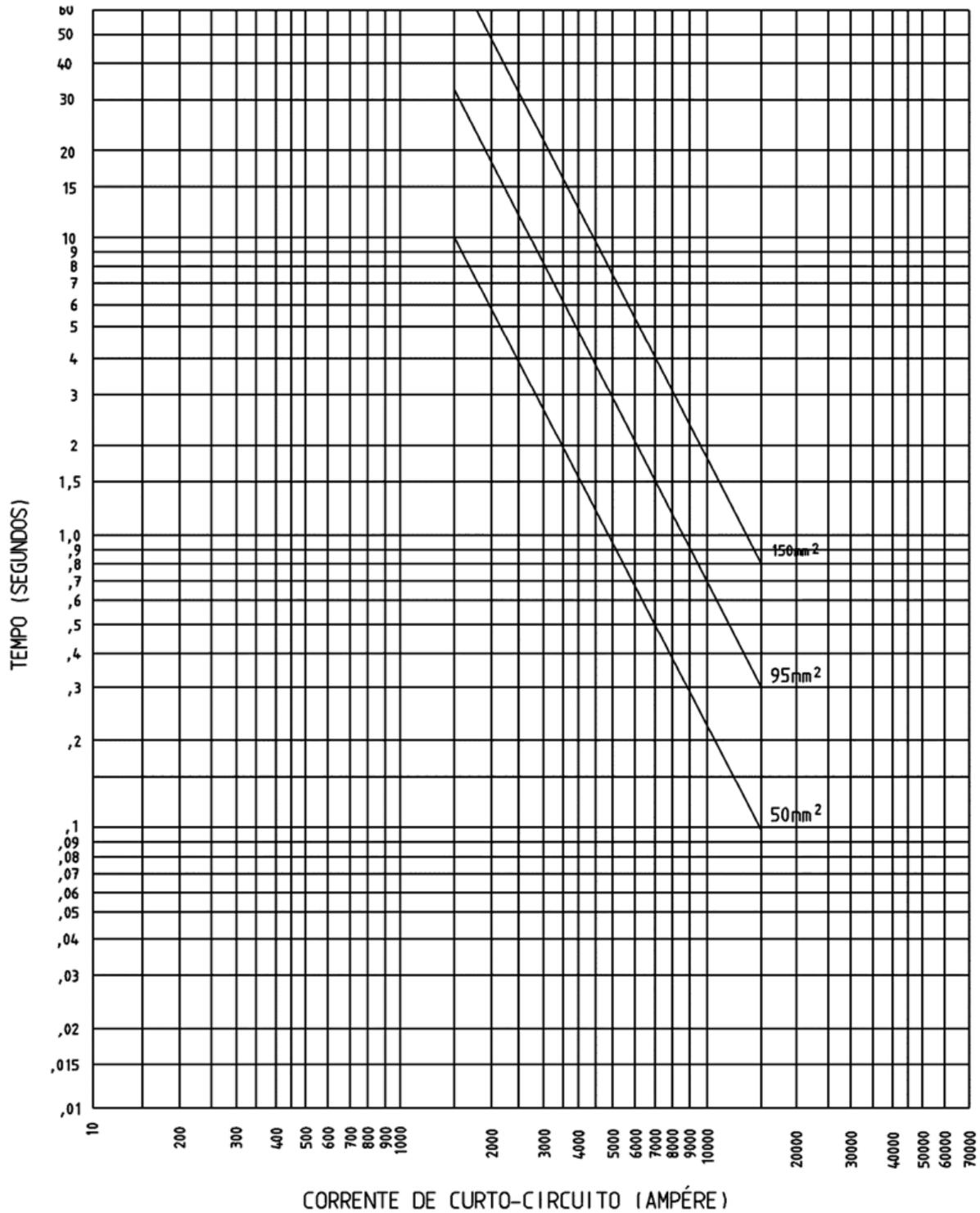


Figura 5.4 - Curva de Danos por Recozimento dos Cabos Cobertos 15 kV

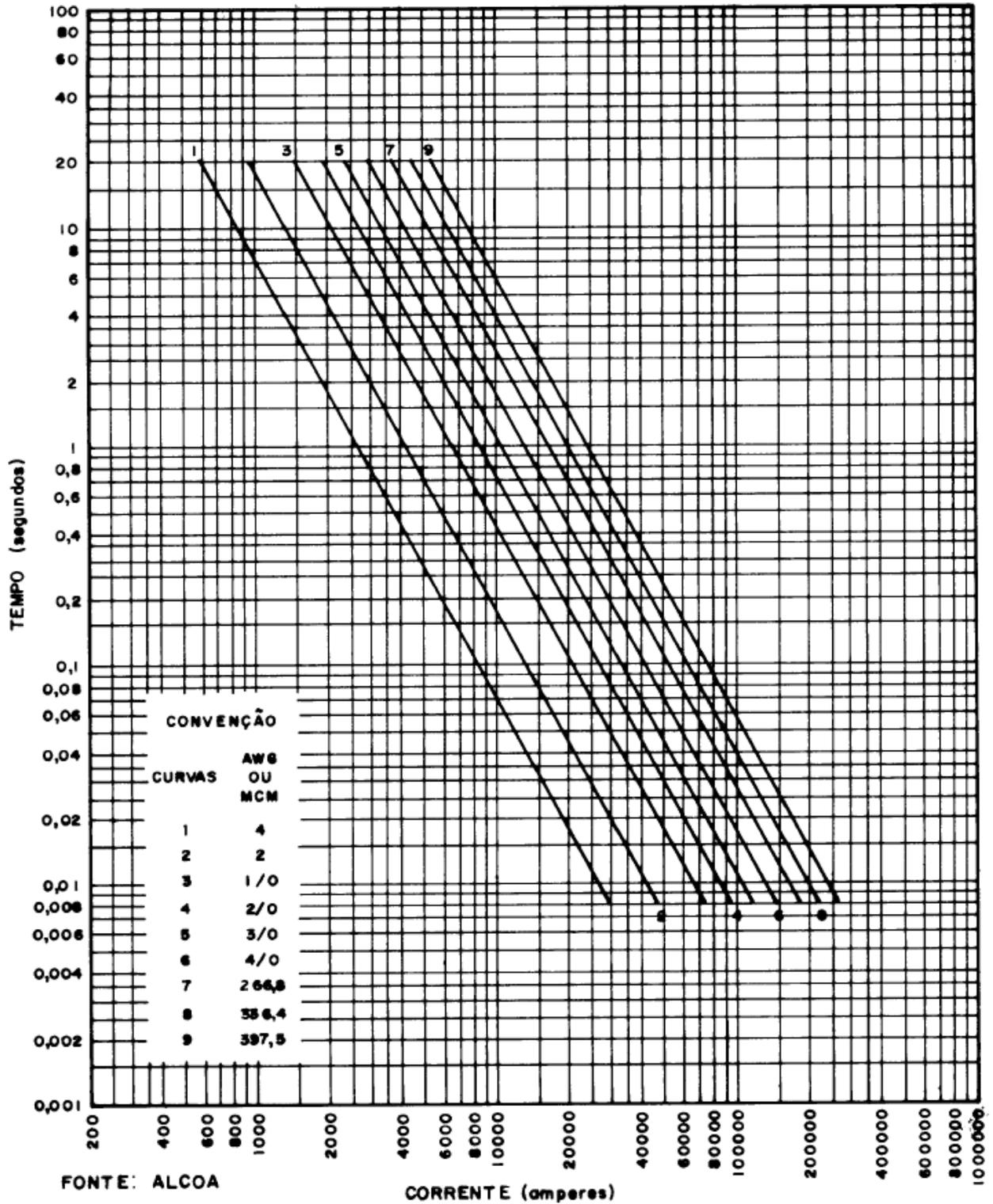


Figura 5.5 - Curva de Danos por Recozimento dos Cabos CA

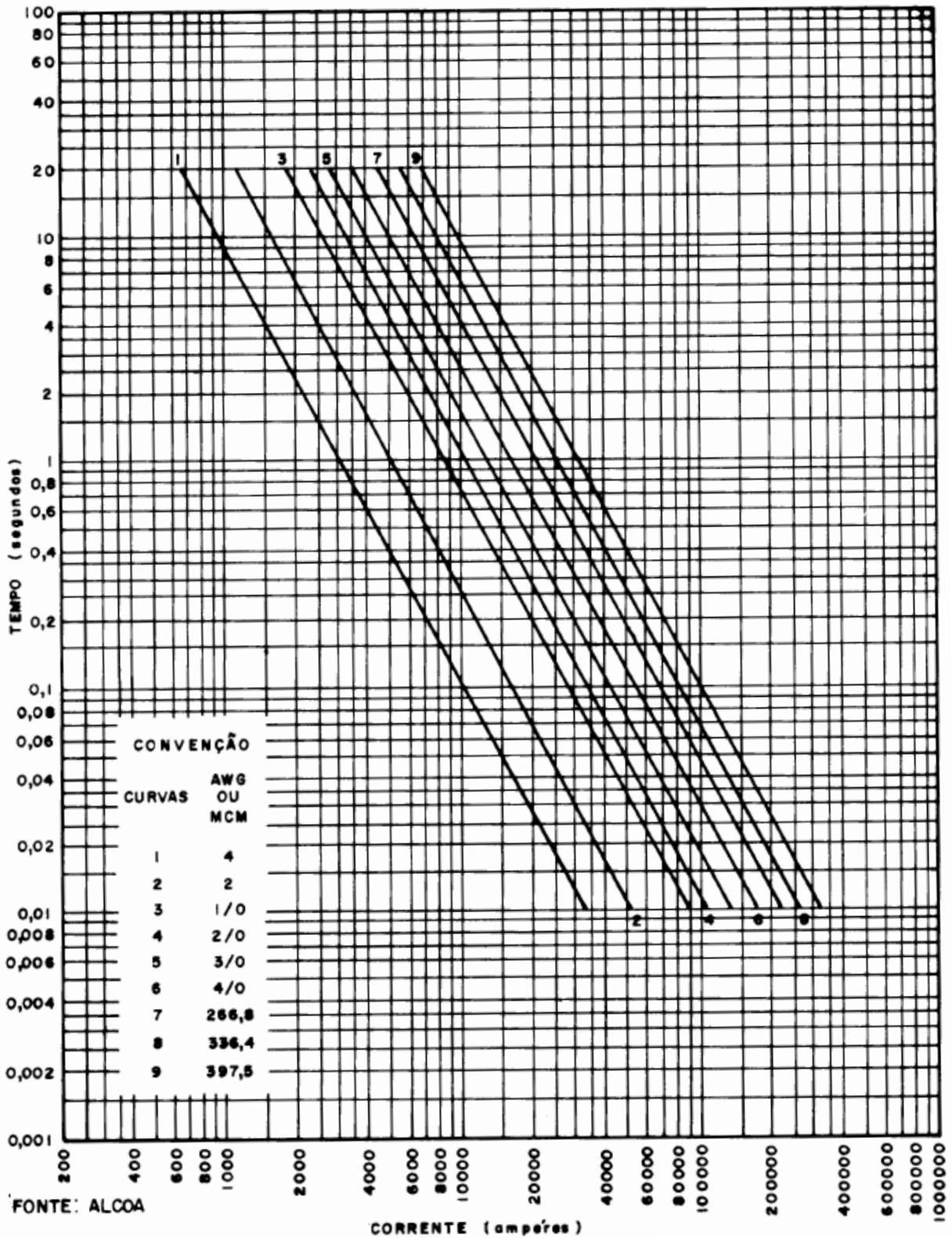


Figura 5.6 - Curva de Danos por Recozimento dos Cabos CAA

5.3.2. Proteção de Transformadores

5.3.2.1. Proteção no Primário

Os transformadores são protegidos no lado de alta tensão através de chave fusível. A proteção deve ser tal que isole o transformador defeituoso, afetando poucos consumidores e não causando repercussão na rede primária. O elo fusível protege o transformador contra faltas no secundário e faltas internas no transformador. As Tabelas 5.8 e 5.9 mostram o dimensionamento dos elos fusíveis em função da potência do transformador.

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS			
POTÊNCIA (kVA)	ELO FUSÍVEL		
	13,8 kV	22 kV	34,5 kV
15	1 H	1 H	1 H
30	2 H	1 H	1 H
45	3 H	2 H	2 H
75	5 H	3 H	2 H
112,5	6 K	5 H	3 H
150	8 K	5 H	5 H
225	12 K	8 K	6 K
300	15 K	10 K	8 K

Tabela 5.8 - Elos Fusíveis dos Transformadores Trifásicos

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS			
POTÊNCIA (kVA)	ELO FUSÍVEL		
	13,8 kV	22 kV	34,5 kV
5	1 H	1 H	1 H
10	2 H	1 H	1 H
15	3 H	2 H	2 H
25	5 H	3 H	2 H
37,5	8 K	5 H	3 H

Tabela 5.9 - Elos Fusíveis dos Transformadores Monofásicos

A proteção do transformador poderá ter seu ponto de instalação deslocado para a derivação de ramais, quando estes tiverem comprimentos inferiores a 150m e 500m, respectivamente para RDU e RDR.

As chaves fusíveis repetidoras não devem ser usadas para a proteção de transformadores trifásicos (deslocada ou não).

Para os transformadores monofásicos (em RDR) é permitida, apenas quando deslocada, a utilização de chave fusível repetidora.

5.3.3. Proteção de Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores devem ser instalados na configuração com o ponto de neutro não aterrado (estrela isolada).

O banco capacitores fixo é instalado em derivação e o banco de capacitores automático é instalado na estrutura da rede tronco.

Para a proteção dos bancos de capacitores, deve ser utilizado o elo fusível ser tipo K, pelo fato deste atuar mais rapidamente que o elo fusível tipo T.

A Tabela 5.10 mostra o dimensionamento dos elos fusíveis em função da potência do banco de capacitores.

BANCO DE CAPACITORES		
POTÊNCIA (kVar)	ELO FUSÍVEL	
	13,8 kV	22 kV
300	12 K	8 K
600	25 K	15 K

Tabela 5.10 - Proteção dos Bancos de Capacitores

5.3.4. Proteção de Reguladores de Tensão

O regulador de tensão pode suportar uma corrente máxima de curto-circuito igual a 40 vezes sua corrente nominal num tempo de 0,8 segundos.

Para valores de curto circuito menores, o tempo é maior e será dado por:

$$t = \frac{k}{I_{cc}^2}$$

Onde:

I_{cc} = máxima corrente de curto-circuito.

t = tempo que o regulador de tensão suporta esta corrente de curto-circuito I_{cc} .

k = constante dada por:

$$k = (40 * I_n)^2$$

Considere, por exemplo, um regulador de tensão com corrente de 200A.

O regulador suportará uma corrente de curto-circuito no tempo de 0,8 segundos, igual a:

$$40 * 200 = 8000A$$

Para uma corrente de curto-circuito de 25 x I_n , ou seja, 5000A, o regulador a suportará por um tempo dado por:

$$t = \frac{k}{I_{cc}^2}$$

Onde:

$$k = (40 * 200)^2 * 0,8$$

$$k = 51.200.000$$

$$t = \frac{51.200.000}{5000^2}$$

Então:

$$t = 2,05 \text{ seg.}$$

Para a proteção do regulador de tensão deve-se proceder como dado abaixo:

- a) calcular qual a máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do regulador de tensão;
- b) Verificar qual o máximo tempo que o regulador de tensão suporta esta corrente máxima de curto-circuito;
- c) Se o tempo calculado na letra “b” for maior que o tempo de atuação na curva acumulada da proteção de retaguarda, o regulador está protegido;

Se o tempo calculado na letra “b” for menor ou igual ao tempo de atuação na curva acumulada da proteção de retaguarda, o regulador não estará protegido e deve-se tomar uma ou mais das seguintes providencias:

- Relocar o regulador de tensão para um ponto de menor corrente do curto-circuito, caso seja possível;
- Diminuir os tempos da curva acumulada do dispositivo de retaguarda através de menor temporização de suas curvas de atuação;
- Aumentar a corrente nominal do regulador de tensão.

Voltar à letra “a” e verificar novamente se o regulador se o regulador de tensão está protegido.

6. CRITÉRIOS DE AJUSTE DOS DISJUNTORES E DOS RELIGADORES

6.1. Critérios de Ajuste da Proteção do Disjuntor Geral

6.1.1. Ajuste do *Pick up*

O ajuste da corrente mínima dos relés da fase (51) deve ser compatível com a capacidade do transformador em condições de emergência, portanto o ajuste máximo deve ser de $1,5 \times I_n$. Caso o tape de ajuste não permita o valor exato de $1,5 \times I_n$, deve-se ajustar com o valor imediatamente inferior.

Na SE onde se usar apenas um relé de neutro (51N) a corrente mínima de operação do mesmo deve ser ajustada em até 30% de corrente de operação do relé de fase.

Na SE onde se usar o esquema de dois relés de sobrecorrente de neutro, o “2º relé” deve ser ajustado para em até 30% da corrente de operação do relé de fase, enquanto o “1º relé” pode ter a sua corrente de operação até o limite da corrente de operação do relé de fase.

6.1.2. Ajuste de Tempo

O intervalo de coordenação utilizado para coordenação entre relés é de **0,4s** e entre relé e religador é de **0,2s**.

O tempo de atuação das unidades temporizadas dos relés de sobrecorrente deve ser de máximo 0,9s, para faltas máximas na barra de MT. Este valor foi determinado após considerações sobre suportabilidade de equipamentos e malha de terra, além de segurança do pessoal que transita nas subestações.

O relé 62 de temporização da unidade de operação para baixas correntes pode ser ajustado em até **18s**.

6.2. Critérios Gerais para a Proteção de Saída das SE'S

6.2.1. Ajuste do *Pick up* de Fase

O ajuste da proteção de fase deve atender, ao mesmo tempo, as seguintes condições:

- Ser menor que a divisão do menor valor de curto-circuito fase/fase do trecho considerado zona de proteção pelo fator de segurança ($f_s=1,2$).
- O valor do ajuste não deverá ser superior à capacidade de condução de corrente admissível do condutor.

Assim:

Na proteção com disjuntores, de forma geral, são ajustados:

- o “*pick up*” da unidade temporizada do “1º relé” de neutro (51N) em 300 A primários;
- e o “2º relé”, que tem a função de operar para faltas com baixa corrente, com o “*pick up*” de 60 A primários.

6.2.5. Ajuste das Unidades Instantâneas

Nas saídas de SE's com correntes de curto-circuito superiores a 3 kA, as unidades instantâneas dos relés de sobrecorrente (eletromecânicos, eletrônicos ou microprocessados) dos disjuntores e dos relés microprocessados dos religadores devem ser ajustadas para valores de faltas trifásicas e monofásicas iguais a **60%** dos valores de faltas máximas trifásicas e monofásicas, respectivamente, no barramento da subestação.

Onde o critério acima não for satisfatório, as unidades instantâneas dos relés podem ser ajustadas para o valor de **20%** acima do valor de curto-circuito trifásico e monofásico máximos no local onde estiver a primeira proteção à jusante, normalmente um religador da média tensão, coordenando com a mesma.

Obs.: O critério do item anterior não será satisfatório quando os níveis de curto máximos trifásicos e monofásicos do ponto escolhido para instalação do 1º equipamento de rede não estiverem no mínimo **20%** abaixo dos valores ajustados para as unidades instantâneas do equipamento da seção de saída da SE, quando isso ocorrer os ajustes das unidades instantâneas do equipamento da seção de saída da SE deverão ser revistos.

6.2.6. Ajuste do Religamento Automático

Devem ser utilizados 02 (dois) religamentos automáticos, com os ajustes: 10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento.

Em condições normais os relés de religamento não devem bloquear a atuação das unidades instantâneas dos relés de sobrecorrente dos alimentadores.

6.2.7. Ajuste do Tempo de Restabelecimento

O tempo de restabelecimento deve ser ajustado conforme os itens abaixo.

a) Filosofia Americana:

O tempo de restabelecimento (s) = 1,1 * (∑ tempo de operação) + 1,15 * (∑ tempo de religamento);

Nota:

- Tempo de operação deve ser considerado o maior tempo.
- Os valores 1,1 e 1,15 são fatores de segurança.

b) Filosofia Europeia:

A contagem de tempo se inicia a partir da primeira operação com sucesso do relé;

Nota:

- Utilizar tempo de ajuste de 30 segundos.
- c) O caso da proteção com disjuntores, o tempo de restabelecimento não pode ser inferior ao tempo ajustado no temporizador do 2º relé.

6.3. Religador de Rede de Distribuição

Preferencialmente nos ajustes dos religadores de rede, também devem ser utilizadas as curvas IEC muito inversa (dial 0,1) para curvas lentas e IEC inversa (dial 0,01) para curvas rápidas.

6.3.1. Ajuste Principal (Religador NF)

6.3.1.1. Ajuste do *Pick up* de Fase

O ajuste da proteção de fase deve atender, ao mesmo tempo, as seguintes condições:

- Ser maior que o somatório da máxima corrente de carga, multiplicado pelo fator de crescimento vegetativo, com a máxima corrente em transferências de carga.
- Ser menor que a divisão do menor valor de curto-circuito fase/fase do trecho considerado zona de proteção pelo fator de segurança ($f_s=1,2$).
- O valor do ajuste não deve ser superior à capacidade de condução de corrente do condutor.

Assim:

$$[(I_{m\acute{a}x} \times 1,25) + I_{tranf.m\acute{a}x}] < I_{ajuste} < (I_{cc\phi\phi m\acute{i}n} / f_s)$$

e

$$I_{admiss\acute{i}vel\ do\ cabo} \geq I_{ajuste}$$

Nota: Para os casos onde não for possível atender a todas as condições acima, pode ser utilizado um ajuste alternativo durante o período de contingência.

6.3.2. Ajuste do *Pick up* de Terra

O ajuste da proteção de terra deverá atender, ao mesmo tempo, as seguintes condições:

- a) Ser no máximo igual a 30% do ajuste da proteção de fase, limitado a 50 A.
- b) Ser maior que o somatório do máximo desequilíbrio da corrente de carga com máximo desequilíbrio da corrente em transferências de carga.
- c) Ser menor que a divisão do menor valor de curto-circuito fase/terra do trecho considerado zona de proteção pelo fator de segurança ($f_s=1,2$).

Assim:

$$(I_{deseq.carga.máx} + I_{deseq.tranf.máx}) \leq I_{ajuste} < (I_{CC\phi t.mín} / f_s)$$

Preferencialmente em alimentadores com 95% de carga atendida por transformadores trifásicos e cuja corrente máxima de desequilíbrio seja menor ou igual a 5 A, o ajuste deverá ser de no máximo 30 A. Para adoção desta recomendação é necessário que o sistema permita a implementação do segundo grupo de ajuste, nos casos de transferência de carga onde existam desequilíbrios mais elevados que possam ocasionar a operação da proteção.

Nota: Para os casos onde não for possível atender a todas as condições acima, poderá ser utilizado um ajuste alternativo de até 60 A, limitado ao ajuste que coordene com a proteção de retaguarda.

Como o religador V6H não possui proteção de terra, e este deve proteger o seu circuito também para curto circuito fase-terra, deve-se adotar a corrente de curto circuito fase-terra mínimo da zona de proteção dividido pelo fator de segurança ($f_s= 1,2$).

6.3.3. Ajuste do Religamento Automático

Para os casos onde forem utilizados 02 (dois) religamentos automáticos os ajustes devem ser 10 segundos para o primeiro religamento e 20 segundos para o segundo religamento.

Para os casos onde forem utilizados 03 (três) religamentos automáticos os ajustes devem ser, 10 segundos para o primeiro, 20 segundos para o segundo e 20 segundos para o terceiro religamento.

Seguem algumas diretrizes a escolha do número de religamento automáticos:

- Rede monofásica rural

Para religadores (V4H) monofásicos, na rede monofásica rural, deve ser utilizado 4 operações com sequência (2R + 2L), duas curvas rápidas e duas curvas lentas. Em casos excepcionais pode ser utilizada a sequência de operações (1R+3L).

Nota: R = Curva rápida e L = Curva lenta.

- Rede trifásica

Para pontos do circuito com nível de curto menor ou igual a 2000 A e que atende áreas de grande exposição, podem ser utilizadas 4 operações (3 religamentos).

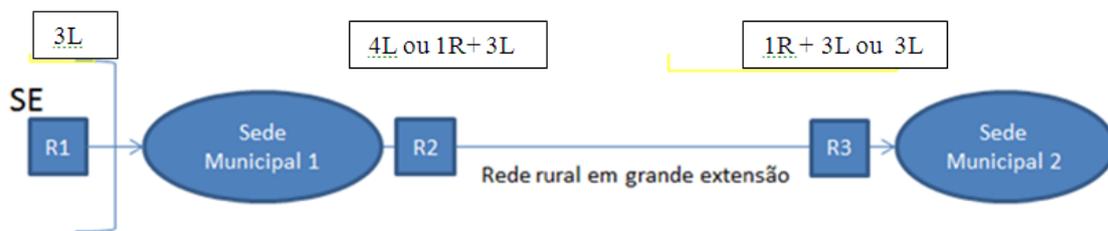


Figura 6.1 – Religamentos nas Redes de MT

R1 – SE => 2 religamentos - 3 operações;

R2 – $I_{cc} \leq 2000$ A => 3 religamentos - 4 operações;

R3 – Centro Urbano => 3 religamentos - 4 operações ou 2 religamentos - 3 operações.

Obs: Alterações sugeridas referentes ao diagrama:

- Religador R2: 4L ou 1R3L - há algumas regionais que utilizam a inserção de 1 curva rápida mesmo com atendimento à sede municipal a jusante.
- Religador R3: 1R+3L ou 3L – tem como objetivo de permitir pelo menos dois religamentos na curva lenta.

- Rede trifásica urbana

Para todos os casos em que a característica da carga a ser atendida, permita a utilização de curva rápida, deve ser adotada a filosofia coordenada com a utilização de (1R + 3L). Para os

casos que não seja possível utilização da filosofia coordenada utilizar (3L), três curvas lentas.

6.3.4. Ajustes Alternativos (Religador NF)

6.3.4.1. Alternativo 1 (Grupo 2):

Corrente limitada a corrente admissível do cabo. Objetivo do grupo é ser utilizado durante as transferências de carga (contingência).

6.3.4.2. Alternativo 2 (Grupo 3):

A filosofia deste grupo é o inverso da filosofia adotada no grupo principal. Desta forma se no grupo principal for adotada a filosofia coordenada (com curvas rápidas), no grupo 3 deve ser ajustado com filosofia seletiva (sem curvas rápidas).

6.3.4.3. Alternativo 3 (Grupo 4):

Limitar os valores de *pick-up* de fase e neutro à corrente nominal dos religadores com curva de tempo definido de 20 segundos. Foi verificado que com este ajuste é possível proteger o equipamento e os cabos da rede média tensão.

6.3.5. Ajustes Propostos para Religador NA

Considerações iniciais

- R1, R2, R4 e R5 - Projetados NF;
- R3 - Projetado NA;
- R2 coordenado com R1;
- R4 coordenado com R5.

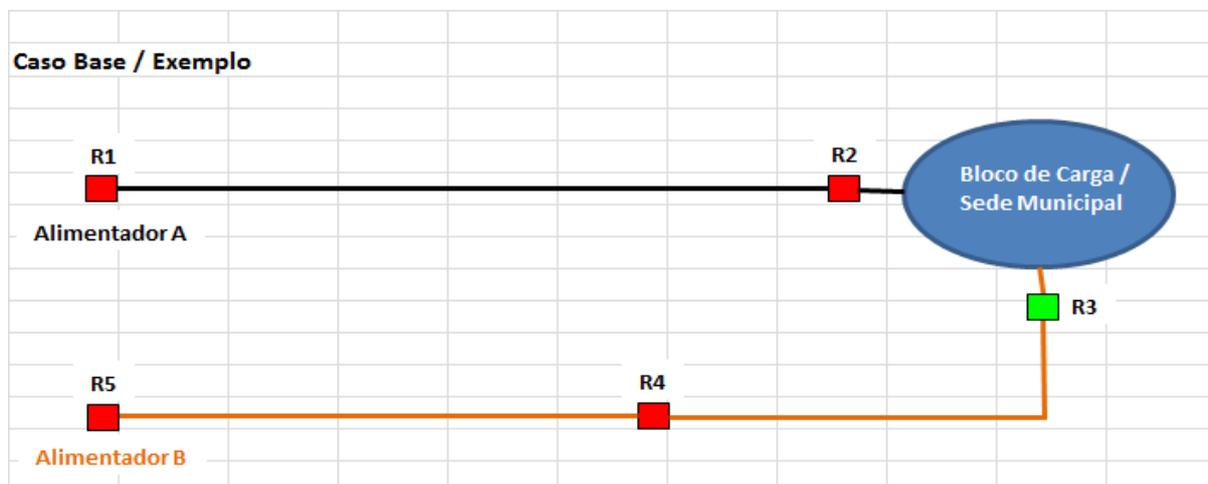


Figura 6.2 – Diagrama com Religador NA

6.3.5.1. Principal (Grupo 1):

R3 coordenado com R4, atendimento ao bloco de carga principal. O ajuste principal deve estar coordenado de modo a proteger o bloco de maior carga e, sempre que possível, estar coordenado com o outro religador adjacente (R2).

6.3.5.2. Alternativo 1 (Grupo 2):

R3 coordenado com R2, atendimento as cargas entre R3 e R4.

6.3.5.3. Alternativo 2 (Grupo 3):

R3 coordenado com R4, porém com ajuste superior ao Grupo 1 (contingência em casos especiais). Ao realizar esta coordenação deve-se considerar o ajuste do religador R4 (NF) no Grupo 2, ou seja corrente limitada a corrente admissível do cabo.

6.3.5.4. Alternativo 3 (Grupo 4):

Deve ser ajustado de modo a limitar os valores de *pick-up* de fase e neutro à corrente nominal dos religadores com curva de tempo definido de 20 segundos.

6.3.5.5. Ajustes Direcionais para Religador NA (R3)

- a) **Principal (Grupo 1):** No caso de equipamentos que possuem a função de direcionalidade com dois ajustes por grupo, um para cada direção de fluxo, poderá ser utilizada esta opção em substituição aos grupos 1 e grupo 2 dos religadores convencionais definidos no **item anterior**. Na instalação deste equipamento deve ser conferido cada ajuste com o respectivo sentido de fluxo, portanto deverá ser avaliada a necessidade de comissionamento deste equipamento.
- b) **Alternativo 1 (Grupo 2):** Repetir ajuste principal do grupo 1.
- c) **Alternativo 2 (Grupo 3):** Com ajuste superior ao Grupo 1 (contingência em casos especiais).
- d) **Alternativo 3 (Grupo 4):** Deve ser ajustado de modo a limitar os valores de *pick-up* de fase e neutro à corrente nominal dos religadores com curva de tempo definido de 20 segundos.

7. COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

7.1. Coordenação Relé – Fusível

A proteção com relés na saída da subestação é constituída por relés de sobrecorrente de fase e neutro com unidades instantânea e temporizada. A Figura 7.1 mostra um diagrama com a identificação das zonas de proteção do disjuntor para coordenação do relé-fusível.

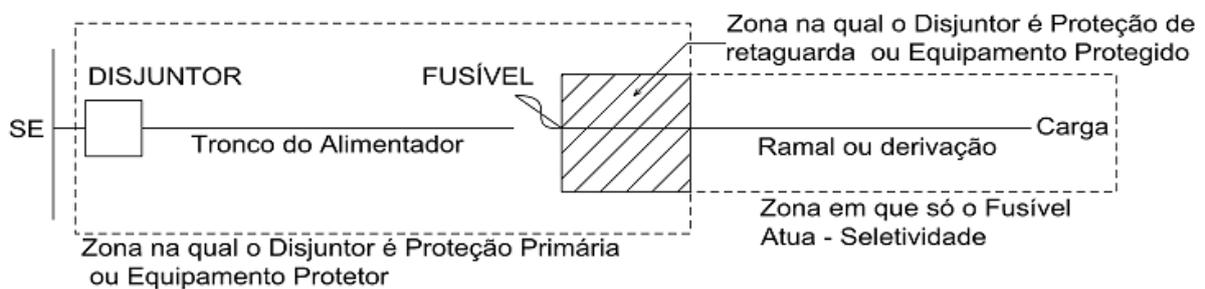


Figura 7.1 – Zonas de Proteção: Relé / Fusível

A seletividade entre o relé de sobrecorrente instalado na saída dos alimentadores e os elos fusíveis ao longo do circuito de média tensão é garantida na faixa dos valores de corrente de curto-circuito, na qual exista uma diferença de no mínimo 0,2 segundos entre o tempo máximo de interrupção do elo fusível e o tempo mínimo de operação da curva do relé.

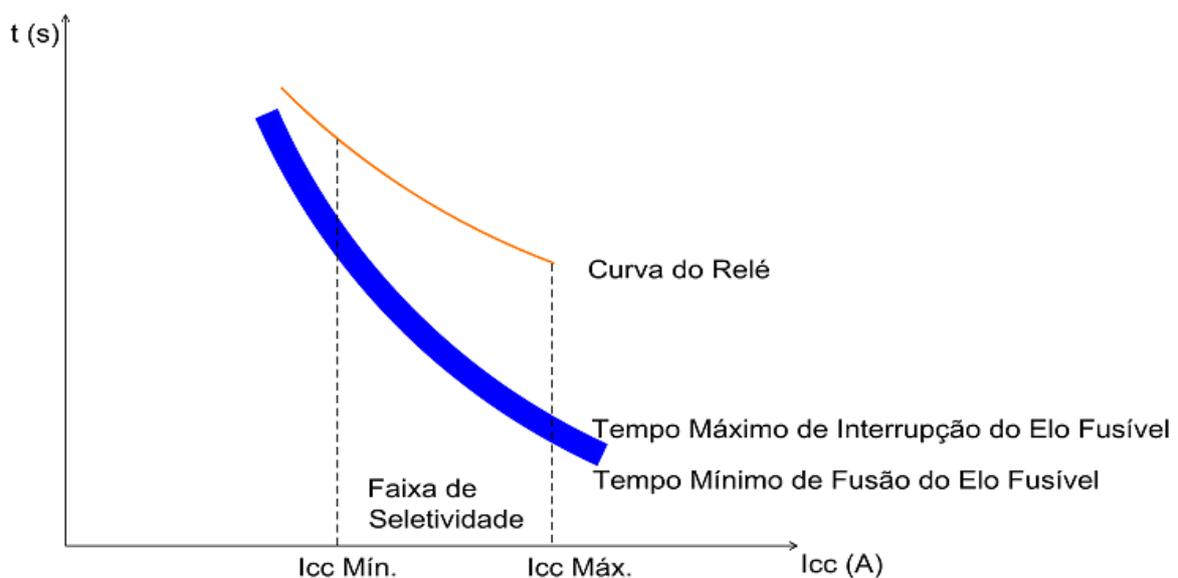


Figura 7.2 – Seletividade entre Relé e Elo Fusível

7.2. Coordenação Relé - Religador

Na coordenação relé-religador, o religador é instalado na zona de proteção da unidade temporizada do relé do disjuntor. A Figura 7.3 identifica as zonas de proteção de cada equipamento.

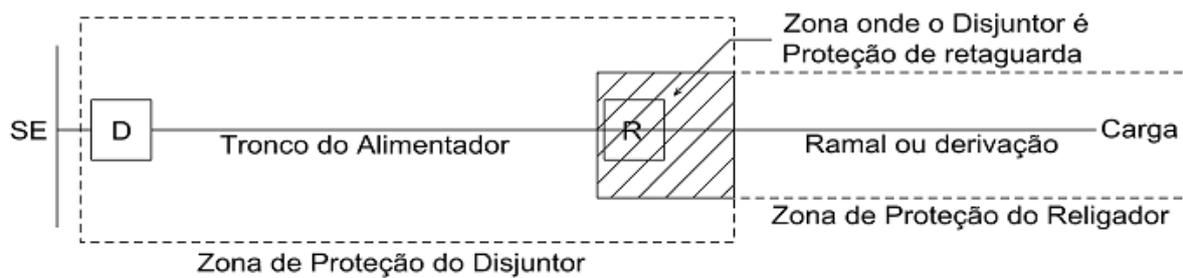


Figura 7.3 – Zonas de Proteção: Relé / Religador

Os relés de fase e de neutro da unidade instantânea são ajustados em função de máxima corrente simétrica de curto trifásico e fase-terra no trecho onde o disjuntor é proteção de retaguarda. Os relés de fase e de neutro da unidade temporizada são ajustados para permitir que o religador complete seu ciclo de operação antes que o relé possa atuar. Para que isso ocorra, é necessário que a corrente mínima de atuação do religador seja igual ou menor que a corrente de atuação do relé e a curva acumulada do religador, estejam abaixo da curva do relé em toda a faixa de coordenação em pelo menos 0,2s.

A Figura 7.4 mostra o esboço dessa coordenação.

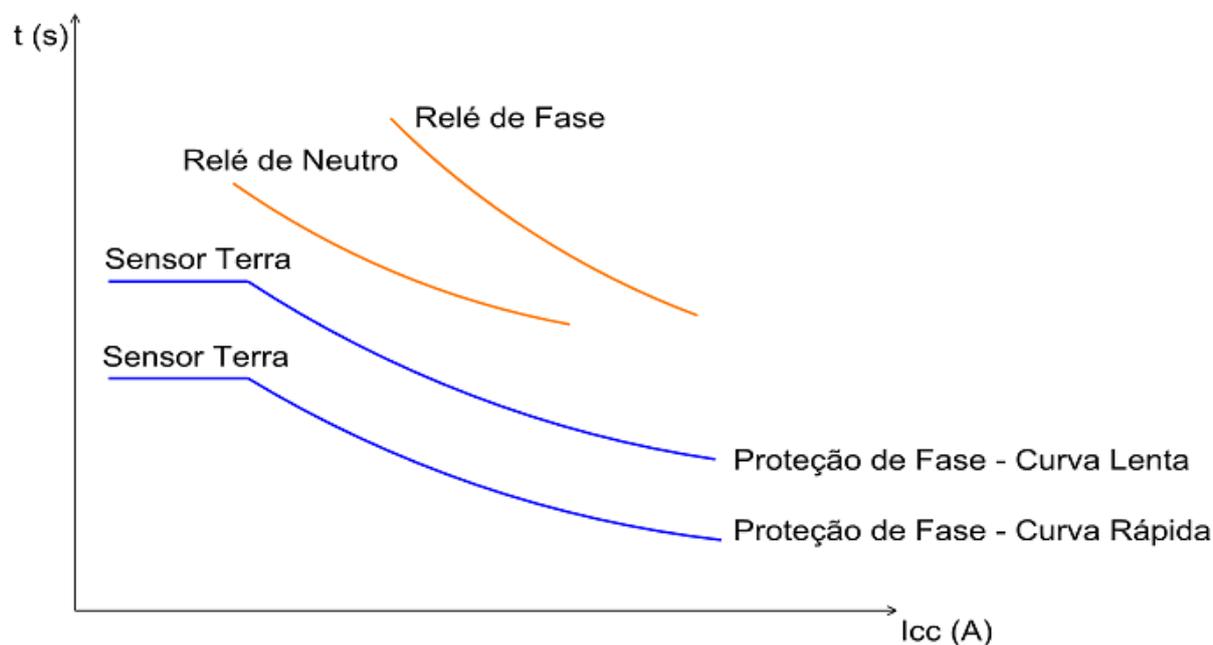


Figura 7.4 – Coordenação Relé / Religador

7.3. Coordenação Religador – Religador

A coordenação religador-religador tem como base a análise da corrente mínima de atuação e das curvas de tempo x corrente, de tal forma que o religador de retaguarda não opere na curva lenta para qualquer valor de curto-circuito na zona de proteção mútua. É admissível a operação simultânea nas curvas rápidas, entretanto, nas curvas temporizadas a seletividade é obrigatória (com um intervalo mínimo de 0,2 segundos, não ocorrerão operações simultâneas). No caso de se obter coordenação nas curvas rápidas os dois religadores atuarão em tempos distintos, primeiro o religador protetor em seguida o religador protegido; só depois então, é que o religador protetor atuará na curva temporizada. A Figura 7.5 mostra um esboço típico da coordenação religador-religador.

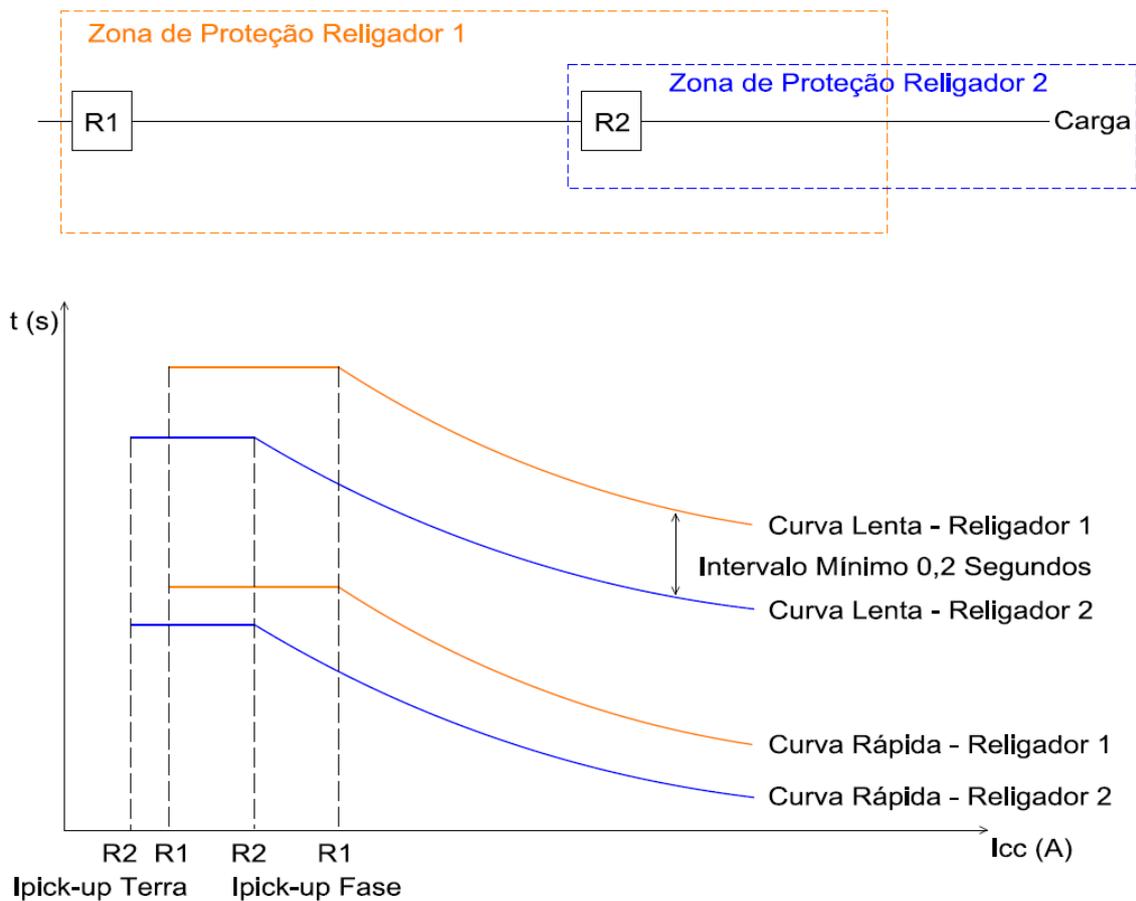


Figura 7.5 – Coordenação Religador / Religador

A coordenação da proteção de terra dos religadores leva em conta os mesmos critérios para coordenação da proteção de fase quanto à sequência de operação, intervalo de separação das curvas e corrente mínima de atuação. Quando o religador de retaguarda possuir proteção de terra e o religador protetor não possuir, o ajuste mínimo de disparo para a terra deve ser maior que a corrente máxima de carga do maior religador protetor (V4H ou V6H) sem proteção de terra.

7.4. Coordenação Religador – Seccionalizador

A coordenação religador-seccionalizador não exige o estudo das curvas, pois o seccionalizador não possui características tempo x corrente. O religador deve ser sensível à corrente de falta na zona de proteção do seccionalizador, já que este abrirá o circuito condicionado ao número de operações do dispositivo de retaguarda. Para que haja

coordenação, é preciso observar a corrente mínima de atuação, o número de contagens e o tempo de memória do seccionizador.

A corrente mínima de atuação do seccionizador deve ser 80% da corrente de atuação do religador. Dessa forma, no caso de coordenação com religadores hidráulicos a corrente de atuação do seccionizador deve ser 160% da corrente nominal da bobina série do religador. Admite-se um nível de atuação menor se for necessário coordenar o disparo de terra do religador com o disparo de fase do seccionizador, se este não possuir sensor terra, e ainda nos casos em que não houver disponibilidade de bobina série para o seccionizador com corrente nominal igual à do religador. Nos seccionizadores eletrônicos a corrente é ajustada pela simples troca de resistores.

O número de operações do seccionizador deve ser no mínimo um a menos que o número de operações programadas para o religador. Cada seccionizador colocado em série é ajustado para uma contagem a menos que o anterior posicionado mais próximo à fonte.

O tempo de memória do seccionizador deve ser maior que o tempo total acumulado – TTA do religador, que é a soma dos tempos de abertura, excluída a primeira, mais os tempos de religamento do ciclo de operação do religador. Caso contrário, uma contagem poderá ser perdida durante o ciclo de operação do religador levando o seccionizador a uma contagem extra, não impedindo, portanto, que o religador interrompa o circuito em condições de falta permanente. Além disso, a soma dos tempos de abertura não deve exceder a 70% do tempo total acumulado. No caso da Figura 7.6, $F2 + F3$ deve ser menor que $0,7 (R1 + R2 + F2 + F3)$.

O tempo de memória dos seccionizadores hidráulicos é função da viscosidade do óleo no qual está inserido o mecanismo hidráulico de contagem que por sua vez é função da temperatura do óleo.

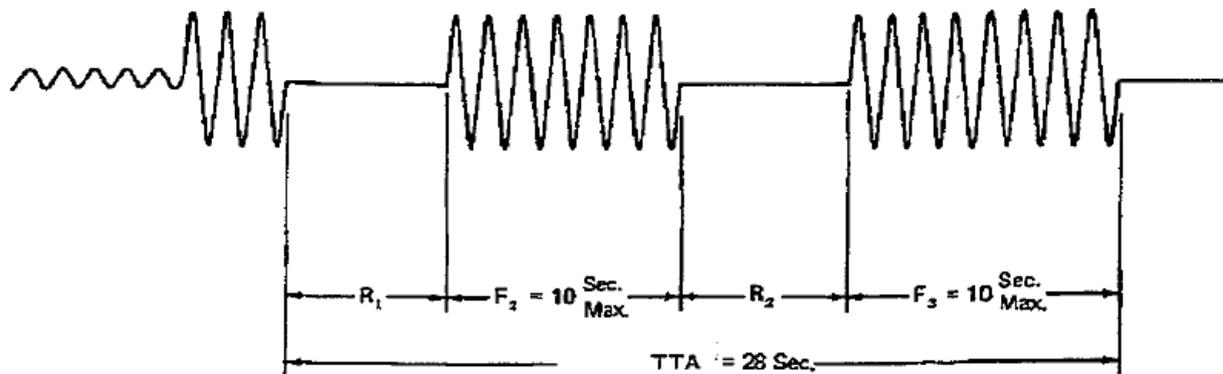


Figura 7.6

A Figura 7.7 mostra a curva do tempo de memória em função da temperatura do óleo. No caso de seccionadores eletrônicos o tempo de memória pode ser ajustado em 30, 45, 60 ou 90s.

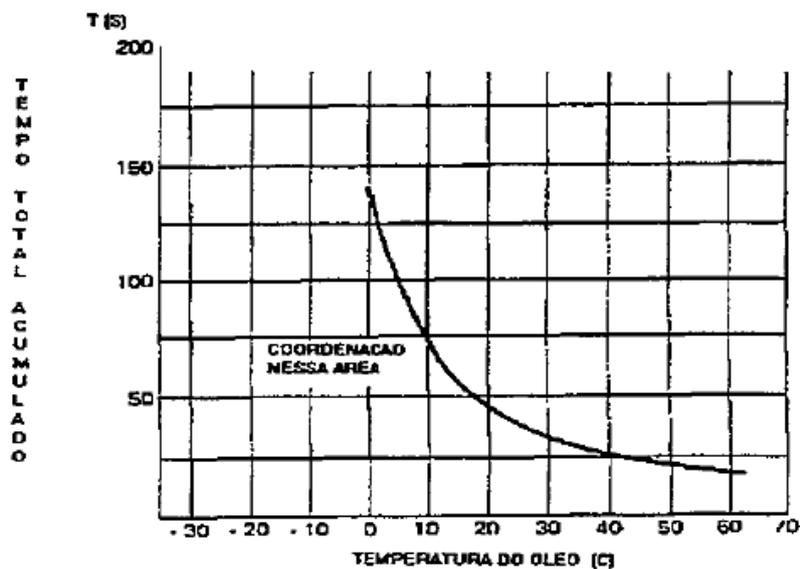


Figura 7.7 – Tempo de Memória

Os seccionadores eletrônicos podem ser equipados com sensor terra, permitindo coordenação de fase e de terra com o religador de retaguarda. Os níveis de atuação são independentes para fase e terra e os critérios de coordenação são idênticos.

7.5. Coordenação Religador – Elo Fusível

Nesta coordenação o elo fusível deve, em condições ideais, suportar, sem danificação, todas as operações rápidas do religador na tentativa de extinguir as faltas transitórias.

Quando de faltas permanentes o religador deve dar tempo suficiente ao elo fusível para que este possa fundir, o que evitará a fusão parcial do elo e muito possivelmente problemas de descoordenação.

Recomenda-se que a coordenação entre o religador e o elo fusível seja com o ajuste do religador para duas operações na curva rápida e para duas operações em curva temporizada (lenta).

Para uma perfeita coordenação, devem-se observar as seguintes regras:

a) Para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo fusível, o tempo mínimo do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida.

Esta regra define o ponto de máxima corrente de defeito que garante a coordenação: o ponto de interseção da curva de tempo mínimo de fusão com a curva rápida do religador.

Para valores de corrente de falta maiores que a corrente máxima de coordenação, não há coordenação, mas fica assegurada a seletividade com a fusão do elo.

b) Para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo fusível, o tempo total de interrupção do elo deve ser menor que o tempo de abertura do religador na curva temporizada.

Esta regra define o ponto de mínima corrente de defeito que garante a coordenação: ponto de interseção da curva de tempo total de interrupção do elo com a curva temporizada do religador.

Na figura 7.8, temos um esboço da coordenação religador – fusível.

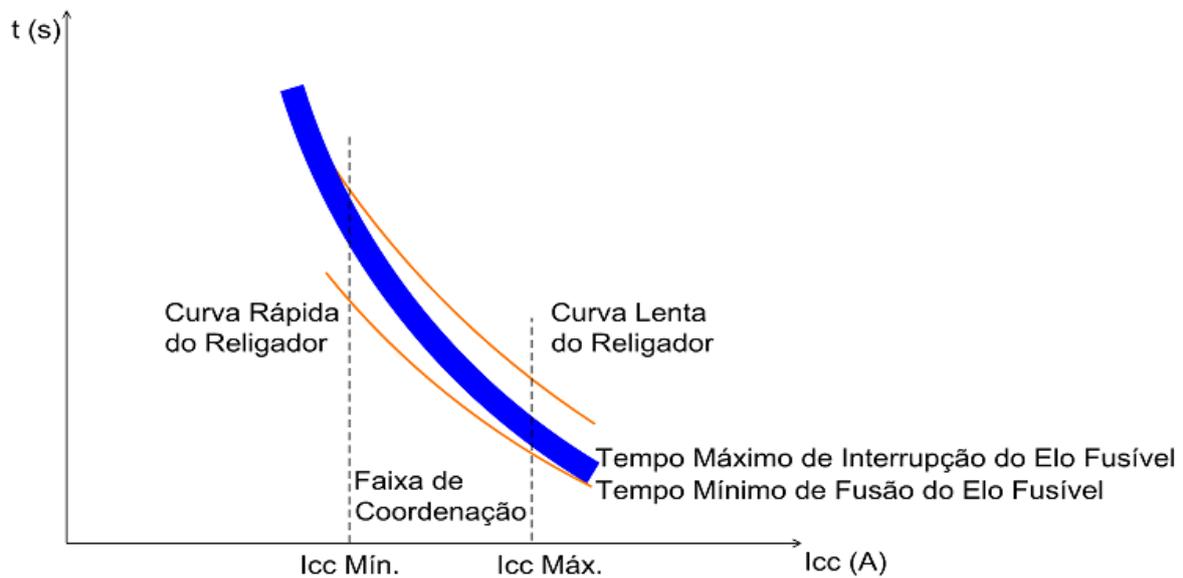


Figura 7.8 - Coordenação Religador / Fusível

7.6. Coordenação Religador – Seccionalizador – Elo Fusível

A coordenação religador-seccionalizador-elo fusível é realizada obedecendo aos critérios vistos anteriormente para a coordenação religador-seccionalizador – religador-elo fusível. O que é preciso ser analisado é o comportamento dos três equipamentos na ocorrência de uma falta na zona de proteção mútua.

A Figura 7.9 mostra o caso em que o religador é programado para 2 operações rápidas e 2 operações temporizadas, que é a sequência mais aconselhável para este equipamento. Neste caso, espera-se que o religador extinga as faltas temporárias nas operações rápidas e que ocorra a fusão do elo em faltas permanentes antes da primeira operação temporizada do religador, impedindo a terceira contagem e a consequente abertura do seccionalizador. No entanto, no momento de fusão do elo, apesar do religador não interromper o circuito, se a corrente de carga atingir valores inferiores a 40% da corrente de atuação para o seccionalizador hidráulico e 50% para o eletrônico, o seccionalizador efetuará a terceira contagem e abrirá o circuito. Mesmo se o nível da corrente de carga anterior à falta não for suficiente para a contagem do seccionalizador, quando o elo fusível retira o trecho defeituoso do circuito a corrente de carga ser menor e normalmente suficiente para efetuar a contagem do seccionalizador.

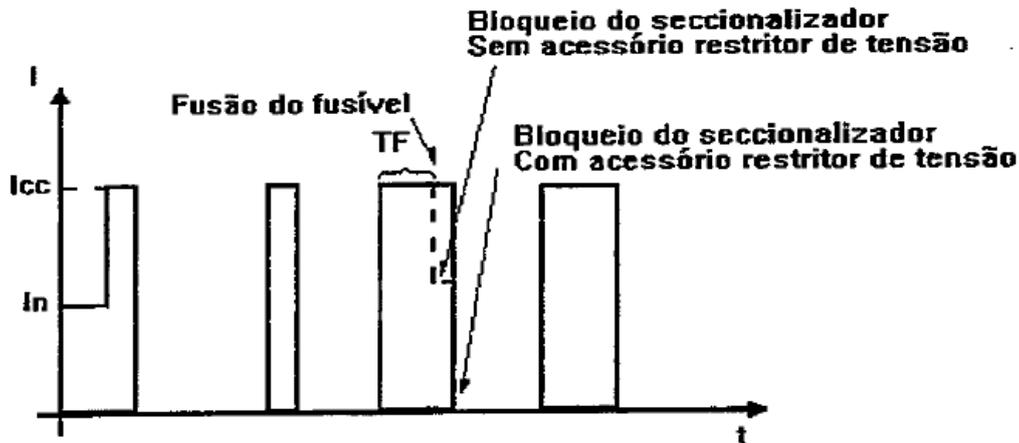


Figura 7.9

Para evitar a operação indesejada nestas condições, o seccionizador deve ser equipado com acessório restritor por tensão ou por corrente que impeçam a efetuação de uma contagem do seccionizador enquanto houver tensão ou corrente na linha, mesmo que a corrente caia a níveis que permitam a contagem como no momento de fusão do elo na coordenação religador-seccionizador-elo fusível.

Se o seccionizador não estiver equipado com restritor por tensão ou por corrente, o ciclo de operação do religador deve ser alterado para uma operação rápida e três temporizadas. Dessa forma a fusão do elo ocorrerá na primeira operação temporizada do religador e o seccionizador efetuará duas contagens apenas, garantindo a coordenação para faltas permanentes na zona de proteção mútua.

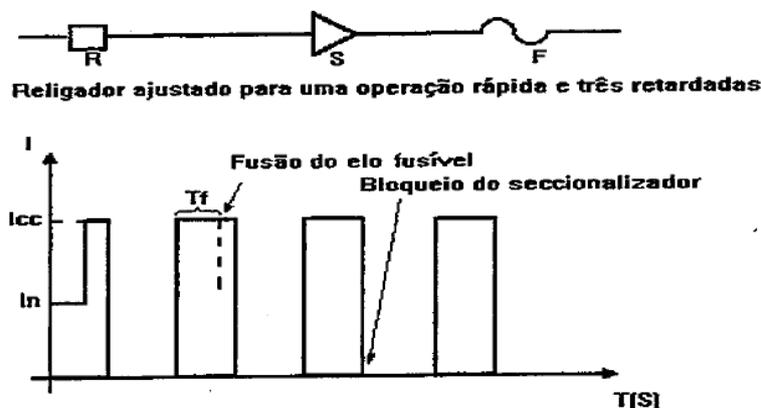


Figura 7.10

7.7. Coordenação Elo Fusível – Elo Fusível

Na coordenação elo fusível-elos fusíveis, o elo protetor deve atuar para toda a faixa de correntes de curto em sua zona de proteção em um intervalo de tempo suficiente para evitar a fusão ou mesmo danificação do elo fusível protegido. A coordenação estará garantida quando o tempo total de interrupção do elo protetor não ultrapassar 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido. O fator de redução 75% garante eventuais alterações da curva tempo x corrente do elo protegido que podem ser provocadas por elevadas temperaturas ambiente ou aquecimento devido às faltas de curta duração. A Figura 7.11 mostra o esboço dessa coordenação.

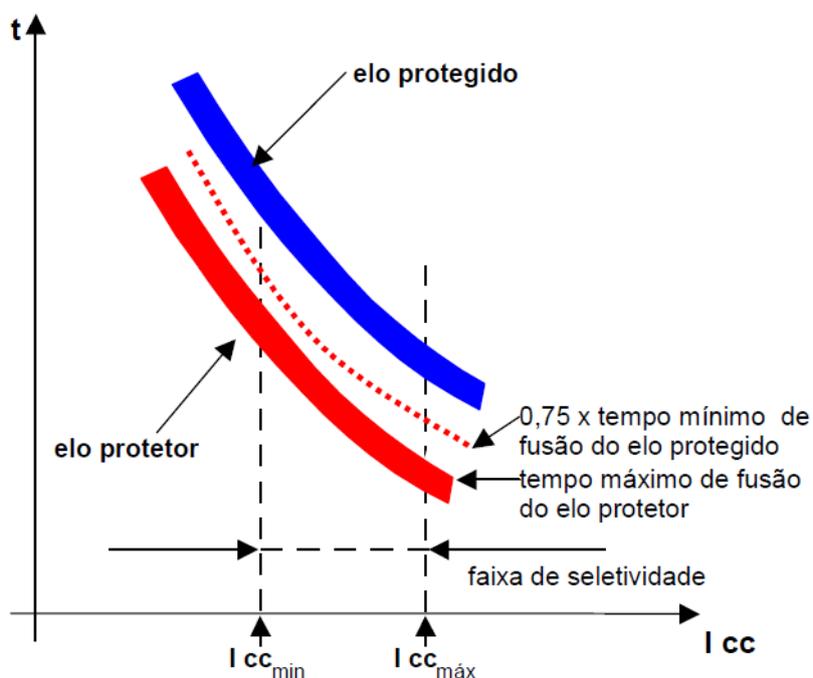


Figura 7.11 - Seletividade entre Elos Fusíveis

A coordenação entre elos pode ser obtida também de tabelas de coordenação das curvas tempo x corrente dos elos, conforme as Tabelas 7.1, 7.2, 7.3 e 7.4 abaixo, ou ainda de regras práticas de coordenação que apresentam o inconveniente de serem pouco precisas. As regras são válidas para elos adjacentes preferenciais ou não preferenciais: para os elos tipo K a coordenação é prevista para valores de corrente até 13 vezes a corrente nominal do elo protetor, para os elos tipo T a coordenação é prevista para valores de corrente até 24 vezes a corrente nominal do elo protetor.

Na Figura 7.12 são indicados o elo fusível protegido (elo a montante) e o elo fusível protetor (elo a jusante).

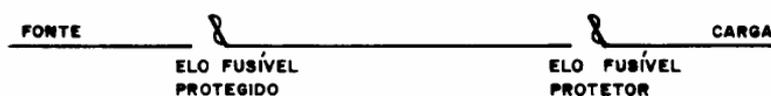


Figura 7.12 – Elo Fusível Protegido e Elo Fusível Protetor

Elo a montante	10 K	12 K	15 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
<i>Elo a jusante</i>	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE												
6 K	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8 K		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10 K			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12 K				320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15 K					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20 K						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25 K							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30 K								850	1700	2800	3900	5800	9200
40 K									1100	2200	3900	5800	9200
50 K										1450	3900	5800	9200
65 K											2400	5800	9200
80 K												4500	9200
100 K												2000	9100
140 K													4000

Tabela 7.1 - Coordenação entre Elos Fusíveis do Tipo K.

Elo a montante	8 K	10 K	12 K	15 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
<i>Elo a jusante</i>	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE													
1 H	125	230	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Tabela 7.2 - Coordenação entre Elos Fusíveis do Tipo K e H.

Elo a montante	10 T	12 T	15 T	20 T	25 T	30 T	40 T	50 T	65 T	80 T	100 T	140 T	200 T
<i>Elo a jusante</i>	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE												
6 T	350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8 T		375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10 T			530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12 T				680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15 T					730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20 T						990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25 T							1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30 T								1500	3100	5000	6100	9700	15200
40 T									1700	3800	6100	9700	15200
50 T										1750	4400	9700	15200
65 T											2200	9700	15200
80 T												7200	15200
100 T												4000	15200
140 T													7500

Tabela 7.3 - Coordenação entre Elos Fusíveis do Tipo T.

Elo a montante	8 T	10 T	12 T	15 T	20 T	25 T	30 T	40 T	50 T	65 T	80 T	100 T	140 T
<i>Elo a jusante</i>	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE												
1 H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700
2 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700
3 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700
5 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700

Tabela 7.4 - Coordenação entre Elos Fusíveis do Tipo T e H

7.8. Coordenação Utilizando Chaves Fusíveis Repetidoras

As chaves fusíveis repetidoras podem ser instaladas em locais onde a filosofia de proteção adotada é seletiva ou coordenada. No entanto, quando for adotada a filosofia de proteção coordenada, deve ser levado em conta que podem ocorrer até quatro “religamentos automáticos” (2 RAs no religador e 2 “RAs” na chave repetidora), dependendo do ajuste do religador de retaguarda e do elo fusível adotado.

Na utilização de chaves fusíveis repetidoras (religadoras) de três operações nas redes de distribuição, devem ser considerados para a sua coordenação e seletividade com outros equipamentos de proteção, os itens listados a seguir.

7.8.1. Coordenação Religador – Chave Fusível Repetidora

Para um curto-circuito qualquer na zona de proteção da chave fusível repetidora onde a corrente de curto sensibilize o elo fusível da respectiva chave, bem como a proteção de fase do religador de retaguarda, a coordenação ficará garantida quando o tempo máximo de interrupção de uma unidade da chave fusível repetidora for 0,2 segundos inferiores ao

tempo da curva temporizada de fase do religador e ainda menor ou igual a 75% do tempo de disparo de fase na curva temporizada do religador. Deve-se escolher o menor elo fusível possível para permitir o máximo de seletividade com a curva temporizada da proteção de terra do religador.

7.8.1. Seletividade Relé x Chave Fusível Repetidora

Para que ocorra seletividade entre o relé de sobrecorrente eletrônico de neutro com chave fusível repetidora o tempo máximo de interrupção desta chave deve ser menor que 75% do tempo do relé de neutro e a diferença entre o tempo do relé de neutro e o tempo máximo de interrupção da chave repetidora devem ser no mínimo 0,2 segundos.

7.8.2. Seletividade Chave Fusível x Chave Fusível Repetidora

Após os testes realizados na Univercemig em outubro de 2015, foi concluído que a seletividade entre chave fusível e chave fusível repetidora é similar à seletividade entre chaves fusíveis convencionais. Portanto, para esta proteção ser seletiva o tempo máximo de interrupção de uma unidade da chave fusível repetidora deve ser menor ou igual a 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido (retaguarda) na faixa de corrente de curto circuito fase-terra mínimo correspondente na zona de proteção principal da chave fusível repetidora.

Sempre que possível, devido aos dois religamentos, recomenda-se especificar para a chave fusível repetidora, um elo imediatamente inferior ao especificado na coordenação elos versus elos.

7.8.3. Seletividade Chave Fusível Repetidora x Chave Fusível

Para a proteção ser seletiva com a chave fusível religadora a montante da chave fusível, o tempo máximo de interrupção chave fusível deve ser menor ou igual a 75% do tempo mínimo de fusão do elo de uma unidade da chave fusível repetidora.

7.8.4. Seletividade Chave Fusível Repetidora x Ch. Fusível Repetidora

Para a proteção ser seletiva com a chave fusível repetidora (religadora) a montante de outra chave fusível repetidora, o tempo máximo de interrupção do elo chave fusível repetidora a jusante deve ser menor ou igual a 75% do tempo mínimo de fusão do elo de uma unidade da chave fusível repetidora a montante.

8. RECOMENDAÇÕES

A proteção contra sobrecorrentes em um Sistema de Distribuição deve isolar rapidamente o trecho defeituoso, quando de faltas sustentadas, afetando o menor número possível de consumidores, procurando não afetar as cargas mais importantes.

O planejamento e projeto da coordenação da proteção devem ser elaborados para todos os alimentadores das redes da distribuição.

A normalização na instalação e ajuste dos dispositivos de proteção irá permitir a uniformização de critérios de proteção na distribuição, com um melhor desempenho do sistema.

Devem ser realizadas medições periódicas dos alimentadores para que seja feita uma avaliação dos ajustes dos equipamentos de proteção utilizados, pois um projeto de coordenação da proteção deve ser dinâmico e acompanhar o crescimento e as alterações da carga ao longo do tempo.

A correta especificação dos equipamentos, e a adequação de seus ajustes, são fundamentais para a proteção das redes de distribuição.

Os estudos de proteção devem ser revistos a cada 5 anos e na ocorrências das seguintes situações:

- Aumento de carga de consumidores;
- Alterações de configuração dos circuitos.
- Alterações significativas dos valores de impedâncias do sistema de transmissão e/ou distribuição;
- Instalação ou substituição de equipamentos de proteção;
- Ocorrências de descoordenações;
- Elevados índices de continuidade (DEC e FEC);

9. CONTROLE DE REVISÃO DETALHADO

ITEM	DESCRIÇÃO DAS ALTERAÇÕES
	Emissão inicial.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 – Aplicações e Coordenação de Equipamentos de Equipamentos de Proteção – Seção A Proteção para Sobrecorrente – CEMIG – Tradução do original: Protective equipment applications and coordination. Section A – Overcurrent protection.
- 2 – Estudo de Distribuição ED-1.7 – Padrões de Subestações da Cemig D – CEMIG – Abril / 2010.
- 3 – Estudo de Distribuição ED-3.3 – Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas – CEMIG – Dezembro / 2013.
- 4 – Filosofia de Aplicação de Proteção na Interface Alta Tensão / Média Tensão – CEMIG – Dezembro / 2005 – 02.111-OM/EO-173.
- 5 – Manual de Instruções Técnicas MIT – 162503, Proteção de Sobrecorrente para Sistemas de Distribuição, COPEL, Dezembro / 2009.
- 6 – Norma NTBD – 3.01-0 – Proteção de Redes de Distribuição Aérea Primária – BANDEIRANTE (Grupo EDP), Dezembro / 1987.
- 7 – Memorando PA/EA-009/2016 – Instalação de chaves fusíveis repetidoras (relogadoras) em chaves deslocadas de transformadores monofásicos – CEMIG – Maio / 2016.
- 8 – Norma de Distribuição ND – 5.31 – Requisitos para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Média Tensão – CEMIG – Março / 2016.
- 9 – Norma de Distribuição ND – 5.3 – Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea – CEMIG – Novembro / 2013.
- 10 – Norma de Distribuição ND – 78, Proteção de Redes Aéreas de Distribuição, ELEKTRO, Julho / 2014.
- 11 – Norma Técnica – Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente – CPFL – Diretoria de Distribuição – Maio / 2003.
- 12 – Norma Técnica ND – 3.001 – Proteção de Redes de Distribuição Aérea Primária – ELETROPAULO, Agosto / 2004.
- 13 – Norma Técnica NTE – 022 – Ajustes, Aplicação e Coordenação de Equipamentos de Proteção de Sobrecorrentes da Distribuição – CEMAT (Grupo Rede), Dezembro / 2005.
- 14 – Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição – Eletrobrás– 2ª edição – Rio de Janeiro: Campus / 1986. Coleção Distribuição de Energia Elétrica, V2.

15 – Proteção de Sistemas de Distribuição – Sergio Giger – SAGRA – Porto Alegre – RS, 1988.

16 – Proteção de Sistemas Elétricos de Potência – ELETROBRÁS / UFSM – 2ª edição – Santa Maria / RS - 1983.