

SELETIVIDADE LÓGICA EM PLANTAS DE MINERAÇÃO

DENER AUGUSTO FIGUEIREDO

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase: Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.

Aprovada em _____ de _____ de 2012

Clever Sebastião Pereira Filho - Dr.

Supervisor

Silvério Visacro Filho - Dr.

Coordenador do CESEP

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	5
1.1. RELEVÂNCIA E CONTEXTO DA INVESTIGAÇÃO	5
1.2. OBJETIVO E METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO.....	6
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	7
2. PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE EM SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS.....	8
2.1. CONCEITOS FUNDAMENTAIS	8
2.1.1. <i>Procedimentos para Coordenação</i>	8
2.1.2. <i>Princípios de Coordenação por Tempo/Corrente</i>	11
2.2. CARACTERÍSTICAS TEMPO - CORRENTE	18
2.2.1. <i>Interpretação de Curvas Características</i>	18
2.2.2. <i>Variações de Curvas Características</i>	19
2.3. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE.....	21
2.3.1. <i>Fusíveis</i>	21
2.3.2. <i>Disjuntores de Baixa Tensão</i>	23
2.3.3. <i>Relés de Proteção</i>	25
3. SELETIVIDADE.....	30
3.1. MÉTODOS PARA OBTENÇÃO DE SELETIVIDADE.....	30
3.1.1. <i>Seletividade Baseada em Níveis de Corrente</i>	31
3.1.2. <i>Seletividade Baseada em Degraus de Tempo</i>	35
3.1.3. <i>Seletividade Baseada em Combinação dos Métodos Anteriores</i>	35
3.1.4. <i>Seletividade Baseada em Níveis de Energia do Arco Elétrico</i>	36
3.2. SELETIVIDADE LÓGICA	37
3.2.1. <i>Princípio de Funcionamento</i>	40
3.3. DESEMPENHO DE IEDS UTILIZANDO MENSAGENS GOOSE	43
4. APLICAÇÃO DA SELETIVIDADE LÓGICA EM PLANTA DE MINERAÇÃO.....	46
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	46

4.2.	DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	47
4.3.	SELETIVIDADE LÓGICA	47
4.3.1.	<i>Simulação – Condição 1</i>	50
4.3.2.	<i>Simulação – Condição 2</i>	53
4.3.3.	<i>Simulação – Condição 3</i>	55
4.3.4.	<i>Simulação – Condição 4</i>	57
4.3.5.	<i>Simulação – Condição 5</i>	59
4.3.6.	<i>Simulação – Condição 6</i>	61
4.4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	63
5.	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	66
5.1.	CONCLUSÕES	66
5.2.	PROPOSTAS DE CONTINUIDADES	67
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68
	ANEXOS	73
	ANEXO I – CURVAS ANSI	73
	ANEXO II – CURVAS IEC.....	77
	ANEXO III – CURVAS IAC	80
	ANEXO IV – TABELA COM FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ANSI.....	84

RESUMO

A proteção contra sobrecorrente é uma das mais importantes para um sistema elétrico industrial, e é aplicada em praticamente todos os dispositivos de proteção que compõem este sistema. Considerando esta ampla aplicação, é necessário que os dispositivos sejam ajustados de forma correta para se ter uma coordenação entre eles, garantindo o bom funcionamento do sistema de proteção como um todo.

Com a crescente evolução tecnológica dos dispositivos de proteção (relés, disjuntores, IEDs), existe uma busca constante de novos recursos para otimizar os sistemas de proteção de forma a eliminar as faltas que podem ocorrer no menor tempo possível, de maneira seletiva.

Dentre estes recursos desenvolvidos está a seletividade lógica, que possibilita a atuação mais rápida dos dispositivos de proteção para alguns casos específicos, melhorando a confiabilidade do sistema de proteção. Neste contexto, este trabalho visa descrever a proteção de sobrecorrente para instalações industriais e a importância de se ter um sistema corretamente coordenado, e detalhar o funcionamento do recurso da seletividade lógica, destacando os seus benefícios para o sistema elétrico.

ABSTRACT

Overcurrent protection is one of the most important for an industrial electrical system, and it is applied to almost all protection devices that compose the system. Considering this broad application, it is necessary the correct setting for protection devices so that there is coordination between them, assuring proper functioning of entire protection system.

With increasing technological evolution of protection devices (relays, circuit breakers, IEDs), there is a constant search of new resources to optimize protection systems in order to isolate faults that may occur in the shortest possible time, maintaining coordination.

Among these developed resources is the zone selective interlocking, that enables protection devices faster tripping for some specific cases, improving the protection system reliability. In this context, this report aims to describe the overcurrent protection for industrial facilities and the importance of having a system properly coordinated, detailing also the functioning of zone selective interlocking, highlighting its benefits for electrical system.

1. Introdução

1.1. Relevância e Contexto da Investigação

A proteção em sistemas elétricos sempre exigiu alta confiabilidade quando da necessidade da sua intervenção. Durante a ocorrência de uma falta, é essencial que a energia não seja interrompida para todas as cargas do sistema. Este requisito conduz à necessidade de isolar a seção faltosa do sistema de forma rápida, sem privar outras cargas da disponibilidade de energia elétrica. Este é o princípio da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção.

Somente os dispositivos de proteção que estão localizados imediatamente à montante da parte do sistema onde ocorreu a falta é que deverão operar. Outros elementos de proteção não devem exercer nenhuma ação para tentar isolar a falta.

Nos sistemas elétricos, um assunto que sempre causou preocupação é o potencial de danos durante condições de alto nível de sobrecorrente. Falhas de qualquer magnitude e duração no sistema elétrico podem causar estresses mecânicos e térmicos nos equipamentos elétricos. Para isso, é necessário que os dispositivos de proteção atuem de forma rápida e seletiva para isolar uma falta num tempo mínimo, e assim minimizar as possibilidades de danos aos equipamentos do sistema.

Com os avanços da tecnologia, principalmente no que diz respeito ao desenvolvimento dos relés digitais e utilização da norma IEC-61850 em sistemas de proteção, surgiram inúmeras possibilidades de otimização da proteção em sistemas elétricos, desde ampliação de trocas de informações entre dispositivos até compartilhamento e divisão de tarefas entre IED's que compõem o sistema.

Recursos como redundância, bloqueio de funções, melhoria na seletividade e coordenação de dispositivos de proteção através da seletividade lógica, e diminuição de tempo de atraso entre a troca de informações são facilmente implementadas através da iteração entre os relés de proteção digitais e dispositivos eletrônicos de disjuntores.

Este trabalho de monografia aborda um dos recursos recentemente criados para otimização dos sistemas de proteção – a seletividade lógica.

1.2. Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento

O sistema elétrico de plantas de mineração, na maioria dos casos, apresenta a configuração radial, onde é composto por uma subestação principal e diversas subestações secundárias responsáveis pela distribuição de energia para as cargas elétricas que compõem a planta industrial.

O trabalho proposto tem por objetivo conceituar o recurso da seletividade lógica e seus princípios de funcionamento, visando destacar as suas vantagens quando aplicados em sistemas elétricos radiais.

A seletividade lógica é uma evolução da seletividade cronométrica, e é baseada na comunicação entre duas unidades de disparo eletrônicas. Graças à possibilidade do envio de sinais de intertravamento para o disjuntor localizado à montante da falta, o tempo de retardo das proteções não é aumentado à medida que se aproxima da fonte, mantendo a possibilidade de discriminar a zona afetada pela falta.

Com a utilização de relés microprocessados em grande parte das instalações atuais em sistemas industriais, este recurso tem aplicação relativamente simples e proporciona grandes melhorias ao sistema de proteção, além de aumentar a sua confiabilidade, fato este que criou motivação para utilizar o tema como foco deste trabalho.

Esta monografia foi baseada em pesquisas bibliográficas, com intuito de descrever a proteção de sobrecorrente, os princípios e procedimentos para coordenação de proteções e as características dos tipos de seletividade disponíveis, além de descrever os modos de implementação e o funcionamento da seletividade lógica, e avaliar os benefícios trazidos pela aplicação deste recurso a uma planta de beneficiamento de minério atualmente em operação.

1.3. *Organização do Texto*

O texto da presente monografia foi separado em cinco capítulos, incluindo o capítulo de introdução, visando apresentar de forma lógica e sequencial uma contextualização coerente com o objetivo do trabalho.

No *capítulo 2* são apresentados procedimentos para coordenação de dispositivos de proteção, informações para interpretação de curvas características tempo – corrente, bem como descrição dos principais dispositivos de proteção que são aplicados em sistemas elétricos industriais, destacando as características e comportamento de seus elementos de proteção.

O *capítulo 3* apresenta os tipos de seletividade aplicados entre dispositivos de proteção, além de descrever o conceito, princípio de funcionamento e benefícios da seletividade lógica. Neste capítulo também é abordado o desempenho de relés microprocessados (*IEDs*) com a utilização de mensagens GOOSE para testes de verificação de tempos de atuação dos dispositivos de proteção.

O *capítulo 4* foi baseado num estudo de proteção e seletividade elaborado para uma planta de mineração da empresa VALE S.A. Neste capítulo são feitas análises de algumas simulações de falta retiradas do estudo, onde são destacados o comportamento dos dispositivos de proteção com relação à seletividade lógica durante a ocorrência de um curto-circuito. Durante as análises é possível verificar os benefícios da aplicação da seletividade lógica em uma planta industrial existente.

O *capítulo 5* é dedicado para as conclusões e propostas de continuidade.

Ao final do texto são indicadas as referências bibliográficas utilizadas para desenvolvimento deste trabalho. Também são listadas algumas bibliografias com temas relacionados ao objetivo desta monografia.

Como anexos a este trabalho estão alguns coordenogramas com curvas de atuação tempo – corrente de um relé multifunção, os quais foram extraídos do catálogo do fabricante.

No Anexo IV pode ser encontrado tabela com descrição das funções de proteção de acordo com a codificação definida pela ANSI.

2. Proteção de Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais

2.1. *Conceitos Fundamentais*

A proteção contra corrente excessiva num sistema elétrico foi naturalmente o primeiro sistema de proteção a se desenvolver. A partir deste princípio básico, o sistema de sobrecorrente graduado, uma proteção discriminativa de falhas, foi desenvolvido. Isto não deve ser confundido com uma proteção de “sobrecarga”, o que normalmente faz que os relés operem em um tempo relacionado com a capacidade térmica do equipamento/planta a ser protegido/a.

A proteção de sobrecorrente, por outro lado, é direcionada inteiramente para a eliminação de faltas, embora com os ajustes usualmente adotados algumas grandezas de proteção de sobrecarga podem ser obtidas (AREVA, 2005).

2.1.1. *Procedimentos para Coordenação*

A aplicação correta do relé de sobrecorrente requer conhecimento da corrente de falta que pode fluir em cada parte do sistema. Uma vez que testes em larga escala são normalmente impraticáveis, deve ser feita uma análise detalhada do sistema.

Os objetivos para efetuar a coordenação de sobrecorrente são para determinar as características, classificações e ajustes dos dispositivos de proteção de sobrecorrente que minimizem o dano aos equipamentos e interrompam curtos-circuitos o mais rápido possível. Estes dispositivos são geralmente aplicados de forma que, durante uma falta no sistema ou uma condição de sobrecarga, somente uma mínima seção do sistema elétrico é desligada. Um estudo de coordenação de sobrecorrente é a comparação e seleção dos tempos de operação dos dispositivos de proteção que alcancem os objetivos do sistema de proteção sob condições anormais. Este estudo inclui todos os dispositivos, desde os equipamentos protegidos até a fonte (Ref.: IEEE Std. 242-2001).

Um estudo de coordenação também proporciona dados úteis para a definição de:

- ✓ *Confirmação da relação de transformadores de corrente e potencial;*
- ✓ *Características e ajustes de relés de proteção;*
- ✓ *Características de fusíveis;*
- ✓ *Características e ajustes de disjuntores de baixa tensão.*

De uma forma geral, os dados necessários para a elaboração de um estudo para ajustes de relés de proteção são (Ref.: AREVA, 2005):

- ✓ *Diagrama unifilar do sistema envolvido, mostrando os tipos e características dos dispositivos de proteção e os transformadores de corrente associados;*
 - ✓ *As impedâncias em ohms, percentuais ou em P.U., de todos os transformadores de potência, máquinas rotativas e circuitos alimentadores;*
 - ✓ *Os valores máximos e mínimos de curto-circuito que são esperados fluir através de cada dispositivo de proteção;*
 - ✓ *A corrente de carga máxima através de cada dispositivo de proteção;*
 - ✓ *Os requisitos das correntes de partida de motores e características de rotor bloqueado para motores de indução;*
-

- ✓ *Características de transformadores, tais como: correntes de in rush e suportabilidade térmica;*
- ✓ *Curvas de desempenho de transformadores de corrente.*

Os ajustes dos relés são determinados para atingir os tempos de operação mais curtos quando dos níveis máximos de falta, e então estes são verificados de forma a avaliar se a operação também será satisfatória para os níveis mínimos de corrente de falta. Sempre é aconselhável elaborar os coordenogramas em escala única com as curvas de atuação dos relés e outros dispositivos de proteção que operem em série, para uma avaliação do sistema como um todo. Usualmente, é mais conveniente usar uma escala correspondente à corrente esperada na menor base de tensão, ou então considerar a base de tensão predominante. Também é muito comum utilização de base única de potência (MVA) ou escala separada de corrente para cada tensão do sistema (Ref.: AREVA, 2005).

As regras básicas para uma correta coordenação entre os relés e dispositivos de proteção, geralmente, podem ser resumidas a:

- ✓ *Sempre que possível, utilizar relés com mesmas características de operação em série um com outro;*
- ✓ *Assegurar que o relé mais distante da fonte tenha ajustes de corrente iguais ou inferiores aos dos relés à montante, isto é, que a corrente requerida para operar o relé mais próximo do ponto de falta é sempre igual ou inferior à corrente requerida para operar o relé imediatamente à montante.*

Os dispositivos de proteção são aplicados ao sistema elétrico como proteção primária e de retaguarda. A proteção primária é a primeira linha de defesa contra danos que podem ser causados por uma falta ou outra condição operativa anormal. Estes dispositivos são geralmente ajustados para operar de forma mais rápida e isolar uma menor seção do sistema elétrico do que a proteção de retaguarda.

A proteção de retaguarda assume a sua função quando a proteção primária falha no momento de isolar a falta. Os dispositivos de proteção de retaguarda e seus ajustes são selecionados para operar num período de tempo pré-determinado após o tempo de

operação da proteção primária. Então, um dispositivo de retaguarda deve ser apto a suportar as condições de falta por um período de tempo maior que os dispositivos primários. Para a maioria das aplicações, a operação da proteção de retaguarda isola circuitos adicionais ao circuito faltoso. Portanto, uma seção maior do sistema elétrico é interrompida por esta proteção.

Em instalações existentes, as configurações do sistema e as condições de operação mudam constantemente. Sempre que houver uma mudança na corrente de curto-circuito do sistema, ou quando houver alterações significativas nas cargas da planta, um novo estudo de coordenação de proteção deveria ser elaborado. Este estudo determinaria os ajustes necessários para assegurar que a seletividade e proteção sejam mantidas após todas as mudanças no sistema em questão (Ref.: IEEE Std. 242-2001).

2.1.2. Princípios de Coordenação por Tempo/Corrente

Entre os vários métodos utilizados para alcançar a correta coordenação para os dispositivos de proteção, estão aqueles que usam ou o tempo ou valores de corrente, ou então a combinação dos dois. O objetivo comum destes três métodos é de ter a correta discriminação, isto é, cada dispositivo deve isolar apenas o trecho sob falta do sistema, deixando o restante do sistema energizado.

2.1.2.1. Coordenação por Tempo

Neste método, é selecionado um ajuste de tempo apropriado para cada relé que controle os disjuntores no sistema elétrico, assegurando que o disjuntor mais próximo do ponto de falta seccione o circuito primeiro. Um sistema de distribuição radial simples, mostrado na Figura 1, ilustra o princípio mencionado.

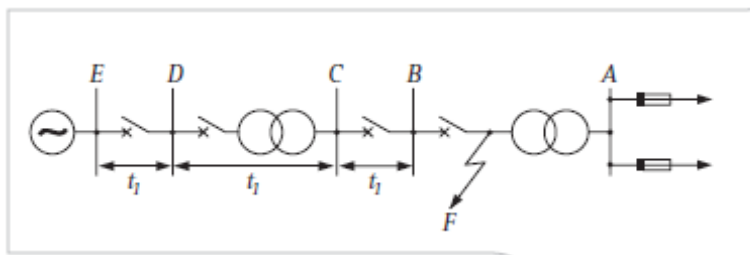


Figura 1: Sistema radial com coordenação por tempo.
Fonte: Extraído de AREVA, 2005.

Para os pontos B, C, D e E é ajustada a proteção de sobrecorrente, ou seja, em cada ponto de entrada de alimentação do sistema elétrico. Cada unidade de proteção compreende um relé de sobrecorrente no qual a operação do elemento sensível à corrente simplesmente inicia a contagem do elemento de tempo. Uma vez definido o ajuste do elemento de corrente, que deve ser menor que o valor da corrente de falta, este elemento não participa da obtenção da discriminação.

Portanto, é o elemento de tempo que fornece o meio para a discriminação. O relé no ponto B é ajustado para um tempo mais curto possível, permitindo o rompimento do fusível para uma falta no ponto A. Depois do término do tempo de retardo, o relé envia um sinal de trip para o disjuntor. O relé no ponto C tem um tempo ajustado igual a t_I segundos, e similarmente para os relés nos pontos D e E.

Caso a falta ocorra no ponto F, o relé do ponto B irá operar em t segundos, e a operação subsequente do disjuntor no ponto B irá isolar o circuito sob falta antes que os relés localizados em C, D e E operem. O intervalo de tempo t_I entre cada ajuste dos relés deve ser longo o bastante para assegurar que os dispositivos de proteção à jusante não operem antes da atuação dos dispositivos mais próximos do ponto de falta (Ref.: AREVA, 2005).

A principal desvantagem deste método de discriminação é que o tempo mais longo para isolar uma falta ocorre quando a falta está na seção do sistema mais próxima da fonte, justamente onde o nível de curto-circuito é maior.

2.1.2.2. Coordenação por Corrente

A coordenação por corrente baseia-se no fato de que a corrente de falta varia com a posição de onde a falta ocorre, devido à diferença de valores de impedância entre a fonte e o ponto de defeito. Por isso, tipicamente, os relés que controlam os diversos disjuntores são ajustados para operar adequadamente aos valores de corrente, de tal forma que somente o relé mais próximo à falta aciona o seu respectivo disjuntor.

A Figura 2, extraída de AREVA, 2005, ilustra um sistema elétrico radial, composto de uma fonte conectada ao barramento “C”, um transformador rebaixador conectado ao barramento “A”, e cabos de interligação entre os barramentos e equipamentos elétricos, conforme pode ser visto na figura.

Dados básicos do sistema elétrico em questão:

- ✓ *Tensão da fonte* – $V_S = 11 \text{ kV}$;
- ✓ *Potência máxima de curto circuito da fonte* – $S_{CCmax} = 250 \text{ MVA}$;
- ✓ *Potência mínima de curto circuito da fonte* – $S_{CCmin} = 130 \text{ MVA}$;
- ✓ *Impedância dos cabos entre pontos B e C* – $Z_{L1} = 0,24 \Omega$;
- ✓ *Impedância dos cabos entre ponto B e transformador* – $Z_{L2} = 0,04 \Omega$;
- ✓ *Potência nominal do transformador* – $S_{TR} = 4 \text{ MVA}$;
- ✓ *Relação de transformação do transformador* = $11 / 3,3 \text{ kV}$;
- ✓ *Impedância percentual do transformador* – $Z_{T\%} = 7\%$.

Neste sistema, para exemplificar a coordenação por corrente, estão sugeridos quatro pontos distintos para ocorrência de curto circuito (pontos $F1$, $F2$, $F3$ e $F4$).

Para a falta $F1$, a corrente de curto-circuito máxima do sistema é dada por:

$$I_{F1max} = \frac{V_S / \sqrt{3}}{Z_{eq.}} = \frac{11000 / \sqrt{3}}{Z_S + Z_{L1}} = \frac{6350}{Z_S + Z_{L1}} \text{ A.} \quad \text{Eq. (1)}$$

Onde, Z_S = impedância da fonte.

$$Z_S = \frac{V_S}{S_{CCmax}} = \frac{11^2}{250} = 0,484 \Omega. \quad \text{Eq. (2)}$$

Z_{L1} = impedância dos cabos entre pontos B e C = $0,24 \Omega$.

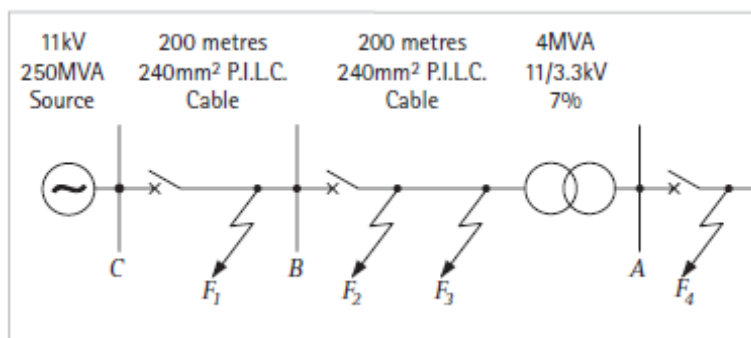


Figura 2: Sistema radial com coordenação por corrente.

Fonte: Extraído de AREVA, 2005.

Portanto, pela equação 1, obtemos:

$$I_{F1\max} = \frac{11000/\sqrt{3}}{0,484 + 0,24} = 8772 \cong 8800 \text{ A.}$$

Então, um relé que controla o disjuntor no ponto C e tem ajuste para operação com corrente de falta de 8800 A iria, na teoria, proteger o trecho total de cabo entre os pontos B e C. Contudo, existem dois pontos práticos importantes que afetam este método de coordenação:

- ✓ Não é simples distinguir as faltas nos pontos F_1 e F_2 , uma vez que a distância entre estes pontos pode ser apenas de alguns metros, correspondendo a uma alteração mínima na corrente de curto-circuito;
- ✓ Na prática, para o sistema em questão haveria variações no nível de curto-circuito da fonte. Conforme dados do sistema, o $S_{CC\max} = 250 \text{ MVA}$ e $S_{CC\min} = 130 \text{ MVA}$. No menor nível de curto-circuito, a corrente de falta seria em torno de 6,8 kA para uma falta próxima ao ponto C. Um relé ajustado para 8800 A não iria proteger qualquer trecho destes cabos.

Coordenação por corrente não é então uma proposição prática para a correta graduação entre os disjuntores nos pontos C e B. No entanto, o problema muda sensivelmente quando há uma impedância significativa entre os dois disjuntores em questão. Observa-se que isso ocorre para definição da graduação entre os disjuntores dos pontos C e A, na Figura 2. Assumindo a falta no ponto F_4 , a corrente de curto-circuito é dada por:

$$I_{F4\max} = \frac{V_s/\sqrt{3}}{Z_{eq.}} = \frac{11000/\sqrt{3}}{Z_S + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_T} \text{ A.} \quad \text{Eq. (3)}$$

Onde:

Z_S = impedância da fonte = 0,484 Ω ;

Z_{L1} = impedância do cabo entre pontos B e C = 0,24 Ω ;

Z_{L2} = impedância do cabo entre ponto B e transformador 4 MVA = 0,04 Ω ;

Z_T = impedância do transformador:

$$Z_T = 0,07 \cdot \frac{11^2}{4} = 2,12 \text{ } \Omega.$$

Portanto, pela equação 3 obtemos:

$$I_{F4\max} = \frac{11000/\sqrt{3}}{0,484 + 0,24 + 0,04 + 2,12} = \frac{11000/\sqrt{3}}{2,884} = 2202 \cong 2200 \text{ A.}$$

Por esta razão, um relé controlando o disjuntor em B e seria ajustado para operar a uma corrente superior a 2200 A, e não operaria para uma falta em F_4 . Estaria então coordenado com o relé do ponto A. Assumindo certa margem de segurança para compensar os erros do relé e transformadores de corrente, e adicionais variações de valores de impedância do sistema, é razoável ajustar o relé no ponto B para um valor de 1,3x2200 A, ou seja, 2860 A.

Agora, assumindo a falta em F_3 , no final do trecho dos alimentadores de 11 kV para o transformador de 4 MVA, a corrente de curto-circuito é dada por:

$$I_{F3} = \frac{V_s/\sqrt{3}}{Z_{eq.}} = \frac{11000/\sqrt{3}}{Z_S + Z_{L1} + Z_{L2}} \text{ A.} \quad \text{Eq. (4)}$$

Assim, para o nível máximo de curto circuito na fonte (250 MVA):

$$I_{F3\max} = \frac{11000/\sqrt{3}}{0,484 + 0,24 + 0,04} = 8313 \cong 8300 \text{ A.}$$

Alternativamente, assumindo o nível de curto-circuito mínimo na fonte (130 MVA):

$$I_{F3\min} = \frac{11000/\sqrt{3}}{Z_{S\min} + Z_{L1} + Z_{L2}} = \frac{11000/\sqrt{3}}{0,93 + 0,24 + 0,04} = 5245 \cong 5250 \text{ A.}$$

Em outras palavras, para qualquer valor de potência de curto da fonte, o relé do ponto B iria operar corretamente para faltas em qualquer ponto dos alimentadores de 11 kV do transformador (Ref.: AREVA, 2005).

2.1.2.3. Coordenação por Tempo e Corrente Simultaneamente

Cada um destes dois métodos descritos até o momento tem uma desvantagem fundamental. No caso da coordenação somente por tempo, a desvantagem é dada pelo fato de que quanto mais severa for a falta, mais longo será o tempo de operação. Em contrapartida, a coordenação por corrente pode ser aplicada somente onde há variações significativas de valores de impedâncias entre dois dispositivos de proteção.

E foi pelo fato destas limitações impostas pelo uso de coordenação somente por tempo ou corrente que os relés de sobrecorrente com características baseadas nas curvas tempo-corrente (inverse time overcurrent relays) evoluíram. Com estas características, o tempo de operação é inversamente proporcional ao nível de corrente de falta e a atual característica é uma função dos ajustes de tempo e corrente simultaneamente. A Figura 3 ilustra como exemplo a característica de dois relés de sobrecorrente com diferentes ajustes de tempo e corrente. Para uma grande variação da corrente de falta entre as duas extremidades do alimentador, tempos de operação mais curtos podem ser alcançados pelos relés próximos da fonte, onde o nível da falta é maior. As desvantagens da coordenação somente por tempo ou por corrente são então superadas.

A seleção das características do relé de sobrecorrente geralmente inicia com a escolha da característica correta a ser utilizada para cada relé, seguido da escolha dos ajustes de corrente do relé. Finalmente, as margens de coordenação e consequentemente os ajustes de tempo dos relés são determinados. Um procedimento iterativo é frequentemente solicitado para solucionar conflitos, e pode envolver a utilização de características não ideais (Ref.: AREVA, 2005).

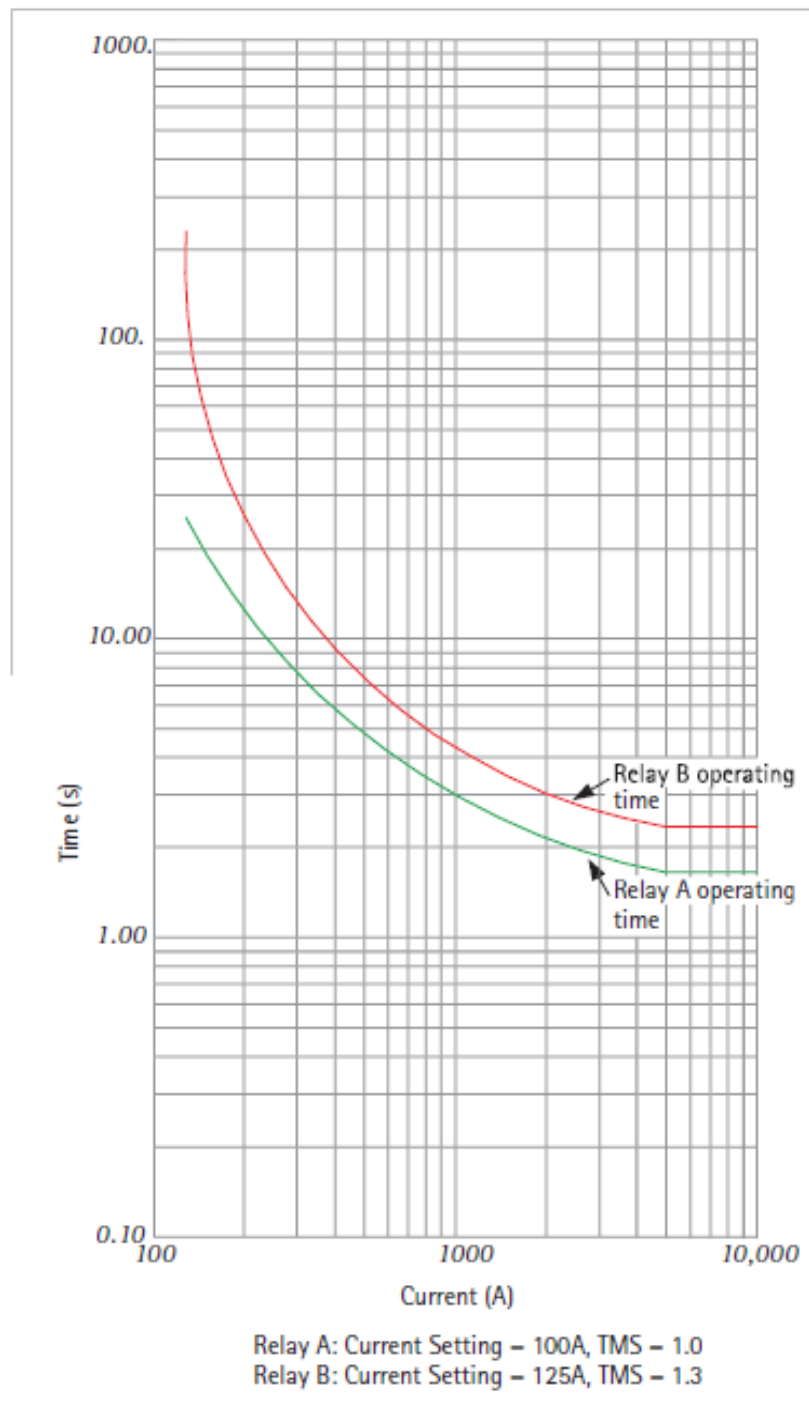


Figura 3: Características de relés de sobrecorrente para ajustes distintos.
Fonte: Extraído de AREVA, 2005.

2.2. *Características Tempo - Corrente*

2.2.1. *Interpretação de Curvas Características*

Um entendimento básico das curvas características tempo-corrente (*Time-Current Characteristics – TCC*) é fundamental para a elaboração de qualquer estudo de coordenação. Uma curva TCC define o tempo de operação do dispositivo de proteção para vários níveis de corrente de operação.

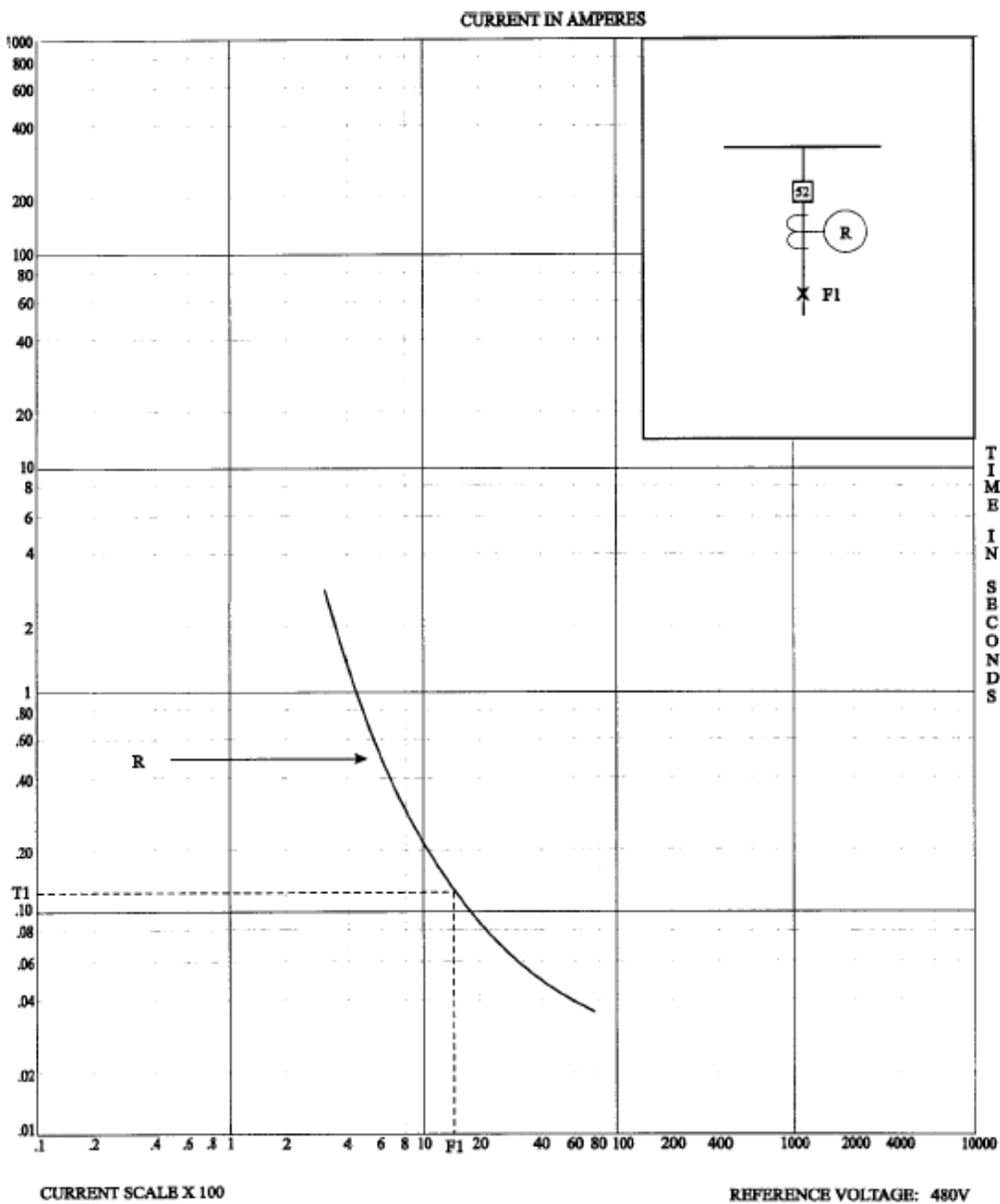
O que geralmente é descrito como uma coordenação tempo-corrente típica na verdade consiste em curvas características de vários dispositivos traçadas num mesmo gráfico. As curvas dos dispositivos são desenhadas em gráfico com escala logarítmica, com o tempo no eixo das ordenadas e a corrente no eixo das abscissas. A escala de tempo normalmente cobre uma faixa de 0,01 s a 1000 s. No entanto, qualquer escala de corrente desejada pode ser obtida simplesmente por multiplicar a escala existente por um fator apropriado múltiplo de 10. O fator escolhido e o nível de tensão no qual as correntes são baseadas devem ser avaliados durante elaboração dos gráficos.

Num gráfico típico de coordenação, o tempo zero é considerado como o tempo de ocorrência da falta, e todos os demais tempos mostrados no gráfico são decorridos a partir deste ponto. A posição relativa da curva característica do dispositivo no gráfico reflete o tempo de resposta de cada dispositivo para o nível de corrente dado. A região abaixo e à esquerda da curva característica é a região de não operação. Para corrente de magnitudes e durações dentro desta região, o dispositivo de sobrecorrente não irá atuar. A região acima e à direita da curva é a área de operação.

Iniciando de um tempo de 0,01 s, e dado um valor de corrente de falta e o comportamento à montante do valor da corrente de curto-circuito ao longo do gráfico, o primeiro dispositivo cuja curva é intersectada deveria ser o primeiro a atuar. A interseção neste ponto também indica o tempo de operação do dispositivo. Continuando ao longo do eixo das abscissas, a próxima curva deveria ser o dispositivo à montante mais próximo, o qual proporciona a proteção de back-up. Para minimizar a perda de serviço com interrupções desnecessárias, este dispositivo de proteção não deveria operar enquanto o primeiro dispositivo tenha tido tempo suficiente para detectar e isolar a falta (Ref.: IEEE Std. 242-2001).

2.2.2. Variações de Curvas Características

De forma a coordenar várias combinações de dispositivos, é necessário um entendimento da operação e curvas características de cada um. Duas formas características são exemplificadas: Gráfico de linha única e de faixa. Os gráficos de linha única, característica de relés de sobrecorrente, indicam o tempo aproximado que o dispositivo irá enviar o sinal para a abertura do disjuntor. De acordo com a Figura 4, para a corrente F_1 , o dispositivo opera num tempo T_1 . O tempo total para a falta ser isolada é de T_1 mais erros de ajuste, tolerâncias de fabricantes e tempo de interrupção do disjuntor.



**Figura 4: Curva característica de relé de sobrecorrente.
Fonte: Extraído de IEEE Std. 242-2001.**

Os tempos de interrupção para disjuntores de média e alta tensão ativados por um sinal de relé de proteção são tipicamente da ordem de 1,5 a 8 ciclos. Para disjuntores de baixa tensão, os tempos de interrupção geralmente podem variar de 3 a 5 ciclos. No caso de disjuntores de caixa moldada os tempos de interrupção são baixos, podendo chegar a 0.5 ciclo.

Um gráfico de faixa, que exemplifica a característica de fusíveis e disjuntores de baixa tensão, incluem tolerâncias e tempos de operação. Como é mostrado na Figura 5, T_1 é o tempo máximo que a corrente de curto-circuito flui pelo sistema elétrico antes do início de atuação do dispositivo. O tempo T_2 representa o tempo máximo que o dispositivo leva para interromper e isolar a falta.

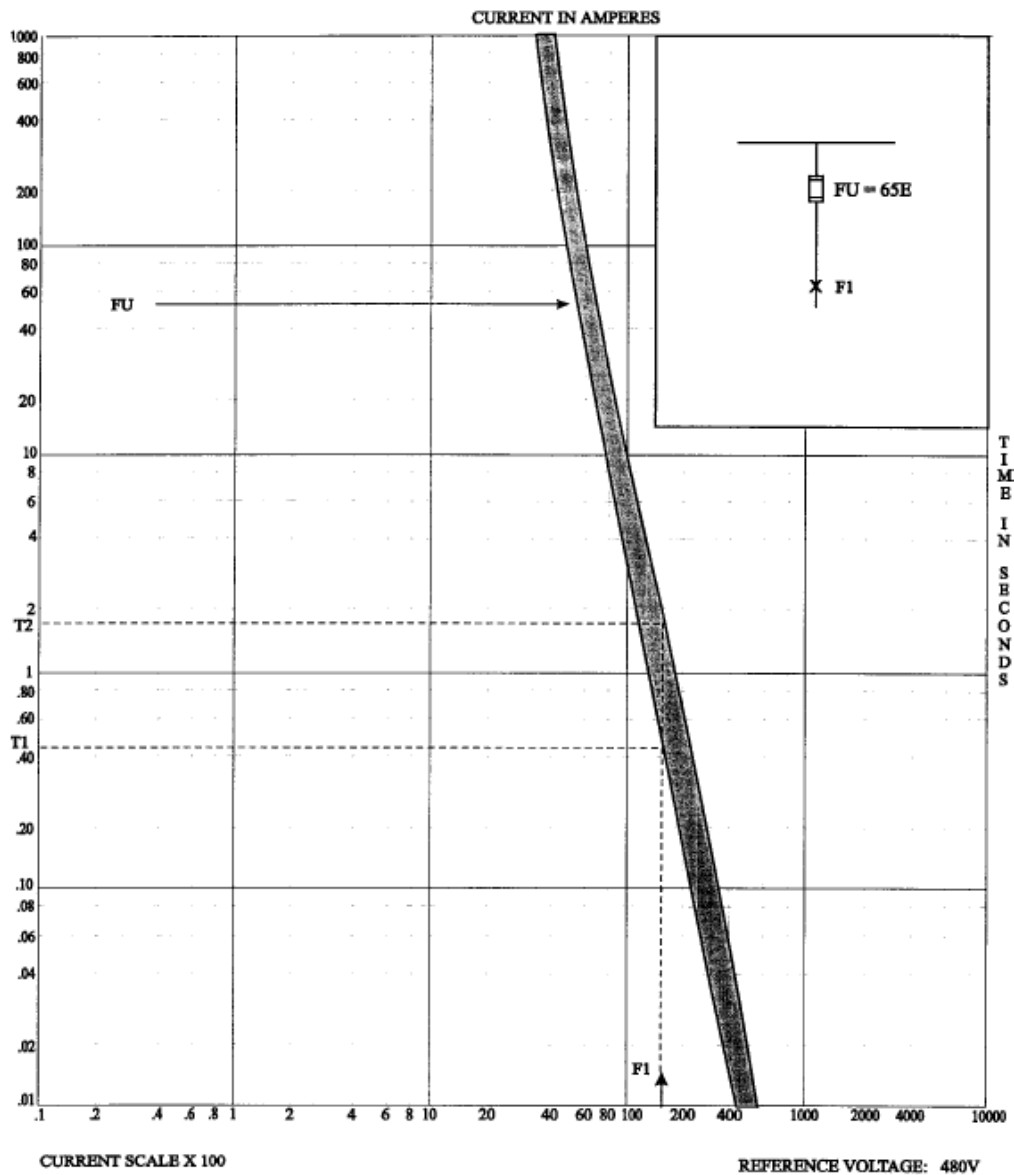


Figura 5: Curva característica de fusível ou disjuntor de baixa tensão.

Fonte: Extraído de IEEE Std. 242-2001.

2.3. Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente

Os principais dispositivos de proteção contra sobrecorrentes disponíveis no mercado atualmente são os fusíveis, os disjuntores de baixa tensão e os relés de proteção. Estes, por sua vez, possuem curva de atuação tempo x corrente, já tratadas neste trabalho. Quanto maior a intensidade de corrente fluindo através destes dispositivos, menor será o tempo de atuação dos mesmos. Os disjuntores B.T. e relés de proteção podem ainda contar com unidades de proteção de atuação instantânea para intensidades de corrente muito altas. Estas dentre outras características destes dispositivos serão tratadas a seguir.

2.3.1. Fusíveis

Os fusíveis são dispositivos de proteção de sobrecorrente com um elemento fusível (filamento) de metal ou liga metálica de baixo ponto de fusão, cujo objetivo é atingir o ponto de fusão para um determinado nível de corrente que seja anormal às condições de operação do sistema elétrico em que estes dispositivos sejam aplicados. (Ref.: SOARES, 2009).

Existem vários tipos de fusíveis, que variam com o tipo de aplicação, curvas de atuação, correntes e tensões nominais. De uma forma geral, os fusíveis possuem duas grandes classes em que podem ser divididos, conforme definido na referência IEEE Std. 242-2001:

- ✓ *Fusíveis de baixa tensão – para classes de tensão inferiores a 1 kV;*
- ✓ *Fusíveis de alta tensão – para classes de tensão superiores a 1 kV.*

Embora haja estas diferenças, as características mencionadas abaixo são comuns para os diversos tipos de fusíveis:

- ✓ *Combinação de elementos sensor e de interrupção em um mesmo dispositivo;*
 - ✓ *Respondem a uma combinação de intensidade e duração da corrente fluindo por estes;*
 - ✓ *Normalmente não incluem previsão para interrupção de circuito energizado isoladamente, ou seja, requerem dispositivos separados, como seccionadoras, por exemplo) para realizarem esta função;*
-

- ✓ São dispositivos monofásicos. Somente um fusível de uma respectiva fase irá ser interrompido no caso de uma sobrecorrente nesta fase apenas;
- ✓ Após ocorrer a atuação do elemento fusível (rompimento), este deverá ser substituído.

Em relação às curvas de proteção, os fusíveis normalmente apresentam uma faixa de tolerância pelos níveis mínimo e máximo de corrente de fusão do elemento sensor para cada tempo de atuação. Essa tolerância é definida pelo fabricante em porcentagem com relação à corrente nominal de cada dispositivo. Como exemplo pode-se mencionar os fusíveis cuja tolerância é de -15% para a curva de mínima fusão e +15% para a curva de máxima fusão.

A Figura 6 apresenta exemplos de três curvas de atuação para fusíveis de alta tensão, de diferentes valores de corrente nominal. A curva tracejada representa os valores de corrente de mínima fusão, já a curva com linha contínua representa os valores máximos de corrente de fusão.

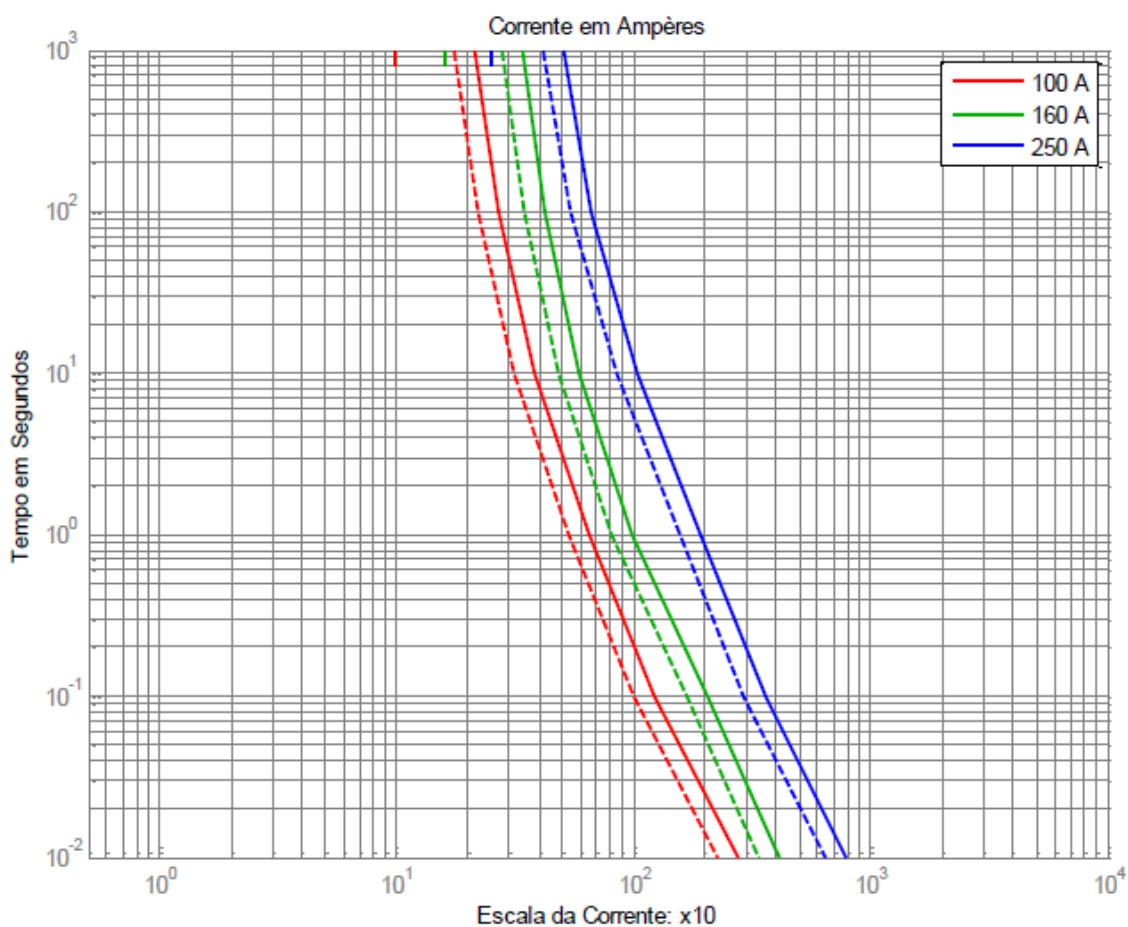


Figura 6: Características de atuação para fusíveis de alta tensão.
Fonte: Extraído de SOARES, 2009.

A curva de mínima fusão visa oferecer máxima proteção sem atuação desnecessária, como por exemplo, para correntes de partida de motores e correntes de in-rush de transformadores. Os limites de máxima corrente de fusão são utilizados para a coordenação com outros dispositivos instalados à montante dos fusíveis.

2.3.2. Disjuntores de Baixa Tensão

O disjuntor é um dispositivo de manobra capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes sob condições normais do circuito onde aplicado, e também conduzir por um período específico de tempo e interromper correntes sob condições anormais do sistema, tais como correntes de curto-circuito.

A intenção usual de aplicação de um disjuntor é para que ele opere de forma não frequente, embora alguns tipos são apropriados para operação frequente.

Os disjuntores são compostos basicamente por um circuito de controle, contatos de potência, sistema de abertura dos contatos principais, sistema de extinção de arco elétrico e por um sistema de fechamento dos contatos principais. Os circuitos de controle variam para cada tipo de disjuntor, podendo conter bobinas de abertura e fechamento, contatos auxiliares, bobinas de mínima tensão, dentre outros.

O arco elétrico surge nos disjuntores no momento da interrupção de seus contatos principais. Para que ocorra a extinção do arco elétrico e a interrupção definitiva do circuito, as técnicas de interrupção são fundamentadas nos seguintes objetivos: reduzir a temperatura do arco, alongar o arco e aumentar a velocidade de separação dos contatos (Ref.: SOUZA, 2010). Os meios isolantes para a extinção de arco podem ser: óleo mineral isolante, ar comprimido, ar, gás SF₆ ou vácuo.

As operações de abertura e fechamento são realizadas através de comandos, que podem ser efetuados por relés de proteção ou diretamente por operadores. A operação de abertura tem início a partir de comando dado para acionamento de abertura de seus contatos principais. A partir deste comando, ocorre a operação da bobina de disparo, a liberação e ação do sistema de abertura, que na maioria dos casos é efetuada por mola ou ar comprimido, até a abertura total de seus contatos principais. Durante o período de abertura dos pólos do disjuntor surge o arco elétrico, que mantém a circulação de corrente pelo circuito onde o disjuntor está instalado. Simultaneamente ao início da abertura dos contatos principais, é iniciado o processo de extinção de arco elétrico que, em geral, só e

extinto completamente após abertura completa dos pólos, e quando a corrente passa pelo zero.

Na operação de fechamento, após o comando ocorre a operação da bobina de fechamento (quando aplicável), em seguida a liberação e ação do sistema de fechamento. Esta operação é mais simples do que a operação de abertura (Ref.: SOUZA, 2010).

Dentre os tipos de disjuntores de baixa tensão, existem aqueles que possuem um sistema de disparo eletrônico. Para estes tipos, existem alguns modos de construção distintos, entre eles estão: disjuntores caixa moldada, disjuntores caixa aberta, mini disjuntores, etc. Independentemente da forma construtiva, as características Tempo x Corrente destes disjuntores são determinadas pelo sistema eletrônico de disparo. Este sistema é responsável pela medição e contabilização de tempo da corrente fluindo pelo disjuntor antes de iniciar o envio do sinal de trip. O sistema eletrônico de disparo oferece:

- ✓ *Flexibilidade através de características de atuação ajustáveis;*
- ✓ *Aumento de precisão com relação a fusíveis e disjuntores convencionais;*
- ✓ *Capacidade de comunicação através de microprocessador do sistema de disparo.*

As configurações de sistemas de disparo disponíveis incluem (Ref.: YOUNG, 1990):

- ✓ **LI:** *Características ajustáveis de tempo longo (corrente e tempo de retardo) e pick-up instantâneo;*
 - ✓ **LS:** *Características ajustáveis de tempo longo (corrente e tempo de retardo) e tempo curto (pick-up e tempo de retardo);*
 - ✓ **LSI:** *Características ajustáveis de tempo longo (corrente e tempo de retardo), tempo curto (pick-up e tempo de retardo) e pick-up instantâneo;*
 - ✓ **LIG:** *Características ajustáveis de tempo longo (corrente e tempo de retardo), pick-up instantâneo e falta a terra (pick-up e tempo de retardo);*
-

✓ **LSG:** Características ajustáveis de tempo longo (corrente e tempo de retardo), tempo curto (pick-up e tempo de retardo) e falta a terra (pick-up e tempo de retardo);

✓ **LSIG:** Características ajustáveis de tempo longo (corrente e tempo de retardo), tempo curto (pick-up e tempo de retardo), pick-up instantâneo e falta a terra (pick-up e tempo de retardo).

A Figura 7 apresenta um gráfico que mostra curvas típicas de acionamento de um disjuntor de baixa tensão, do tipo caixa moldada, e neste caso, a corrente nominal do dispositivo é de 600 A.

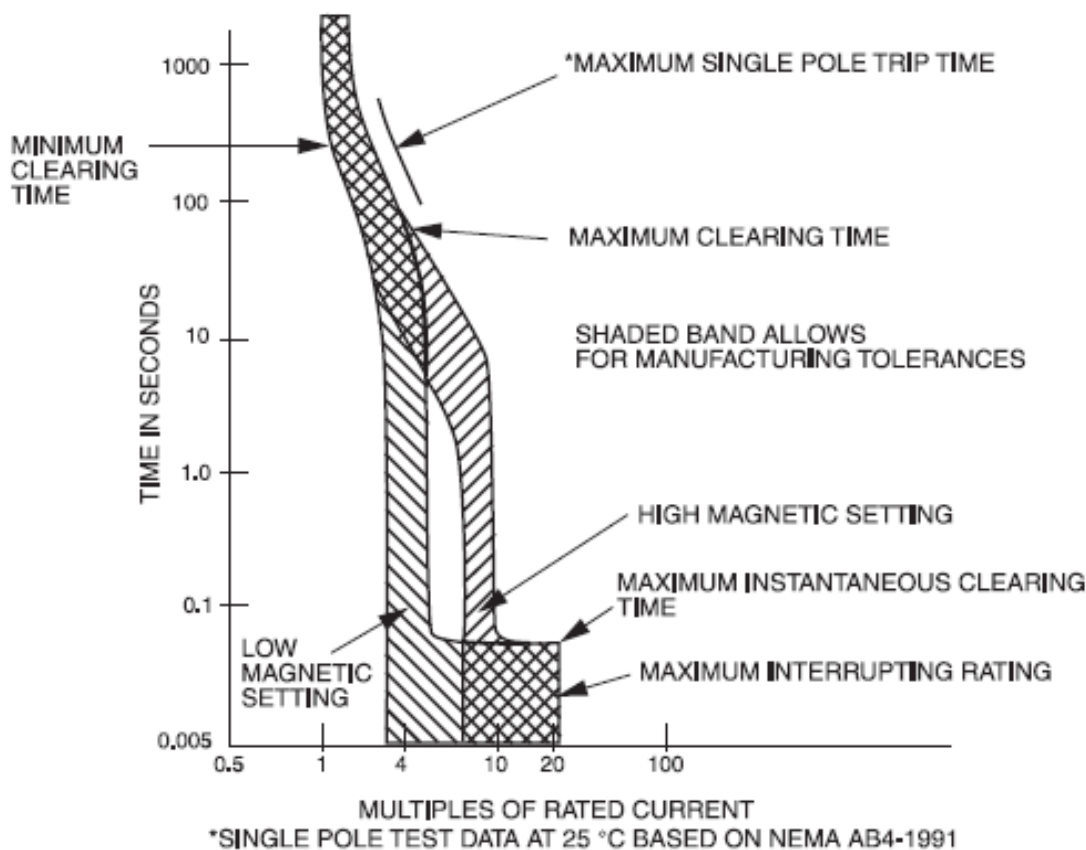


Figura 7: Curva típica Tempo x Corrente para um disjuntor de baixa tensão de caixa moldada. Fonte: Extraído de IEEE Std. 242-2001.

2.3.3. Relés de Proteção

Os relés de proteção são dispositivos desenvolvidos para responder a condições de entrada, de uma forma pré-definida e, após as condições especificadas serem

satisfeitas, comandar a operação de disjuntores ou mudança abrupta nos circuitos de controle associados (Ref.: IEEE Std. 100-2000).

A filosofia de operação implica que os relés protejam o sistema elétrico com garantias de:

- ✓ **Sensibilidade:** *capacidade de identificar o problema, independente de sua dimensão, e não confundir este com uma condição normal de operação do sistema;*
- ✓ **Seletividade:** *identificar e acionar os disjuntores de forma a isolar somente o elemento defeituoso, evitando o desligamento desnecessário de parte do sistema elétrico;*
- ✓ **Rapidez:** *atuação rápida de forma a evitar danos no sistema devido ao funcionamento inadequado, aquecimento ou instabilidade do sistema, quando da ocorrência de um defeito;*
- ✓ **Confiabilidade:** *quando solicitado, o sistema de proteção não pode falhar, fazendo-se necessária a correta escolha dos dispositivos de proteção, a adequada instalação no sistema e também a manutenção preventiva.*

Outras características contempladas são: robustez, vida útil, estabilidade, operacionalidade e funcionalidade (Ref.: SOUZA, 2010).

Os fabricantes de relés de proteção, em sua maioria, utilizam as curvas características tempo x corrente padronizadas por normas internacionais para desenvolverem seus relés de proteção. As normas que definem alguns padrões para as curvas TCC são a ANSI e IEC. Além destas, vários relés utilizam também curvas padrões IAC, antigo relé eletromecânico da GE. Os tipos de curva padronizados são mostrados na Tabela 1.

A utilização de curvas padronizadas facilita a coordenação entre um relé de proteção e dispositivos localizados à jusante, mesmo se forem de fabricantes diferentes.

No entanto, para alguns relés disponíveis no mercado, se nenhuma destas curvas padronizadas atender quando da realização da coordenação de dispositivos, é possível customizar as curvas TCC.

Tabela 1: Tipos de curvas TCC padronizadas. Fonte: Adaptado de GE MULTILIN, 2007.

ANSI	IEC	IAC (GE)	Outros
Extremamente Inversa	Curva A (BS142)	Extremamente Inversa	FlexCurve™
Muito Inversa	Curva B (BS142)	Muito Inversa	Tempo Definido
Normalmente Inversa	Curva C (BS142)	Inversa	-
Moderadamente Inversa	Inversa Curta	Inversa Curta	-

2.3.3.1. Curvas ANSI

As formas das curvas de sobrecorrente padrão ANSI, em conformidade com as curvas padrão utilizadas em indústrias, se encaixam nas classificações da norma ANSI C37.90, que são definidas como: extremamente inversa, muito inversa, normalmente inversa e moderadamente inversa. As formulações para obtenção destas curvas variam de fabricante para fabricante. Abaixo fórmula utilizada para determinação de curvas ANSI para um relé de proteção de geradores fabricado pela GE (Ref.: GE MULTILIN, 2007). Alguns gráficos destas curvas são apresentados no Anexo I – Curvas ANSI, ao final deste trabalho.

$$T = M \times \left(A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pickup}} \right) - C} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_{pickup}} \right) - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_{pickup}} \right) - C \right)^3} \right) \quad \text{Eq. (5)}$$

Onde:

- ✓ $T =$ tempo para trip, em segundos;
- ✓ $M =$ fator de multiplicação;
- ✓ $I =$ corrente de entrada;
- ✓ $I_{pickup} =$ ajuste de corrente de pick-up;
- ✓ $A, B, C, D, E =$ constantes – definidas na Tabela 2.

Tabela 2: Constantes para Curvas ANSI. Fonte: Adaptado de GE MULTILIN, 2007.

Curva ANSI	Constantes				
	A	B	C	D	E
Extremamente Inversa	0.0399	0.2294	0.5000	3.0094	0.7222
Muito Inversa	0.0615	0.7989	0.3400	-0.2840	4.0505
Normalmente Inversa	0.0274	2.2614	0.3000	-4.1899	9.1272
Moderadamente Inversa	0.01735	0.6791	0.8000	-0.0800	0.1271

2.3.3.2. Curvas IEC

As curvas IEC são definidas na norma IEC 255-4 e na norma inglesa BS142 (British Standard). Estas são classificadas como IEC Curva A, IEC Curva B, IEC Curva C e IEC Short Inverse. A fórmula para estas curvas é mostrada abaixo (Ref.: GE MULTILIN, 2007). Alguns gráficos destas curvas são apresentados no Anexo II – Curvas IEC, ao final deste trabalho.

$$T = M \times \left(\frac{K}{\left(I / I_{pickup} \right)^E - 1} \right) \quad \text{Eq. (6)}$$

Onde:

- ✓ T = tempo para trip, em segundos;
- ✓ M = fator de multiplicação;
- ✓ I = corrente de entrada;
- ✓ I_{pickup} = ajuste de corrente de pick-up;
- ✓ K, E = constantes – definidas na Tabela 3.

Tabela 3: Constantes para Curvas IEC. Fonte: Adaptado de GE MULTILIN, 2007.

Curva IEC	Constantes	
	K	E
Curva A (BS142)	0.140	0.020
Curva B (BS142)	13.500	1.000
Curva C (BS142)	80.000	2.000
Inversa Curta	0.050	0.040

2.3.3.3. Curvas IAC

Disponíveis para alguns relés de proteção do mercado atual, as curvas tipo IAC são derivadas da fórmula abaixo. Alguns gráficos destas curvas são apresentados no Anexo III – Curvas IAC, ao final deste trabalho.

$$T = M \times \left(A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right) - C} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right) - C\right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right) - C\right)^3} \right) \quad \text{Eq. (7)}$$

Onde:

- ✓ $T =$ tempo para trip, em segundos;
- ✓ $M =$ fator de multiplicação;
- ✓ $I =$ corrente de entrada;
- ✓ $I_{pickup} =$ ajuste de corrente de pick-up;
- ✓ $A, B, C, D, E =$ constantes – definidas na Tabela 4.

Tabela 4: Constantes para Curvas IAC. Fonte: Adaptado de GE MULTILIN, 2007.

Curva IAC	Constantes				
	A	B	C	D	E
Extremamente Inversa	0.0040	0.6379	0.6200	1.7872	0.2461
Muito Inversa	0.0900	0.7955	0.1000	-1.2885	7.9586
Inversa	0.2078	0.8630	0.8000	-0.4180	0.1947
Inversa Curta	0.0428	0.0609	0.6200	-0.0010	0.0221

3. Seletividade

A seletividade é um termo geral que descreve a inter-relação de desempenho de relés, disjuntores e outros dispositivos de proteção. A seletividade completa é obtida quando uma mínima quantidade de equipamentos é “removida” do sistema elétrico para isolar a falta ou outra anormalidade que possa vir a ocorrer. (Ref.: IEEE Std. 100-2000).

Através da seletividade, é possível garantir a continuidade de fornecimento ao consumidor. No diagrama unifilar da Figura 8, podem ser observados quais dispositivos de proteção atuam com base nas faltas 1, 2, 3 e 4, de forma a garantir a seletividade e coordenação do sistema de proteção.

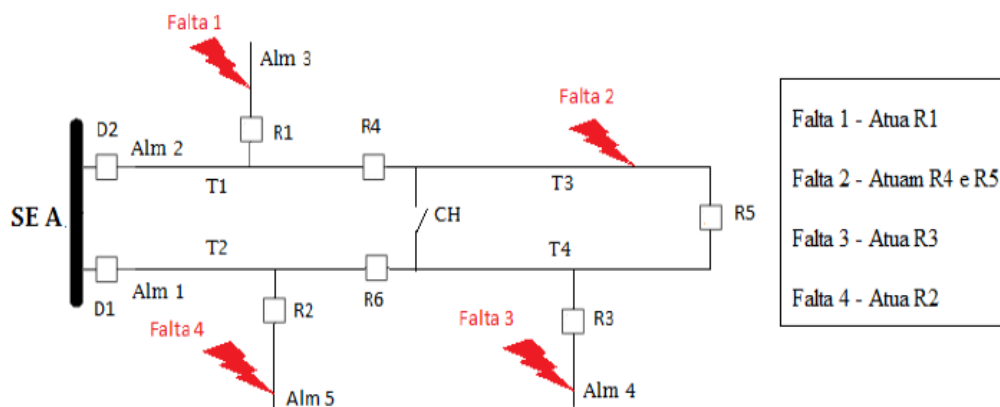


Figura 8: Exemplos de falta em um sistema elétrico.
Fonte: Extraído de MOURA, 2010.

3.1. Métodos para Obtenção de Seletividade

Segundo a literatura técnica, os métodos de seletividade são divididos em quatro tipos distintos (Ref.: SCHNEIDER ELECTRIC, 2007), que serão abordados a seguir.

3.1.1. Seletividade Baseada em Níveis de Corrente

Este tipo de seletividade é obtido através da implementação de ajustes das correntes de disparo nos relés de proteção conectados em cascata, onde são definidos degraus de ajustes a partir dos relés posicionados à jusante (mais próximo da carga), cujos valores de ajustes de corrente são menores em relação aos valores definidos para os relés posicionados à montante (mais próximo da fonte).

A seletividade pode ser absoluta ou parcial, de acordo com condições particulares de cada sistema. A seletividade é absoluta quando para quaisquer condições do sistema os dispositivos de proteção permanecem seletivos, sendo o relé de proteção mais próximo ao ponto da falta o responsável por isolá-la. A seletividade é parcial quando, para determinada condição do sistema, os dispositivos de proteção sejam seletivos, e para outra condição, exista a possibilidade de falta de seletividade entre os mesmos dispositivos. A Figura 9 ilustra estas condições.

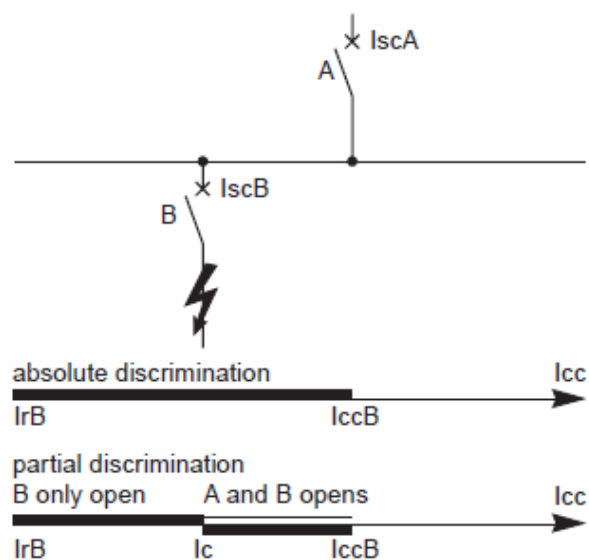


Figura 9: Seletividade parcial e absoluta.
Fonte: Extraído de SCHNEIDER ELECTRIC, 2007.

Na discriminação parcial representada na Figura 9, a medida que o ponto de falta se distancia do elemento de proteção “B”, a seletividade entre “B” e “C” é atingida, pois a corrente de falta será limitada pela impedância do circuito, não atingindo o ajuste definido para o elemento de proteção “A”. Para as faltas próximas a B, poderá haver a abertura dos dois disjuntores simultaneamente, visto que a impedância entre estes dois pontos será pouco significativa. Como a maioria das faltas estatisticamente ocorrem ao

longo dos condutores, para a maioria dos defeitos haverá a discriminação e, portanto, seletividade. (Ref.: SCHNEIDER ELECTRIC, 2007).

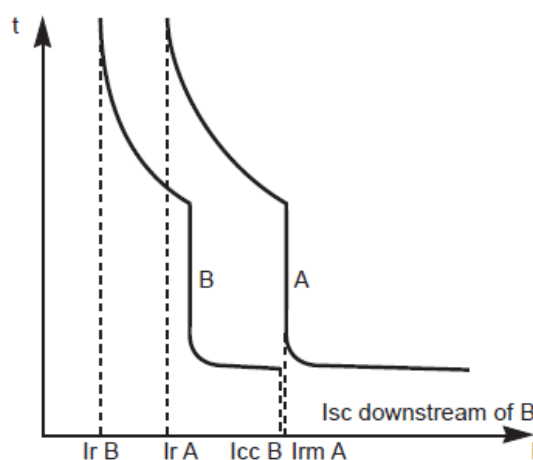


Figura 10: Seletividade absoluta entre disjuntores A e B.
Fonte: Extraído de SCHNEIDER ELECTRIC, 2007.

A seletividade tratada neste método é denominada frequentemente nos artigos e literaturas técnicas como *seletividade amperimétrica*.

Como variações deste método, é possível citar também a seletividade direcional, e a seletividade diferencial.

3.1.1.1. Seletividade por Proteção Direcional

Para redes elétricas com mais de uma fonte de alimentação (rede em malha), onde uma falta é alimentada por duas ou mais extremidades, é aconselhável que os dispositivos de proteção deste sistema sejam sensíveis à direção de fluxo da corrente de falta, pois assim poderão localizar o ponto da falta e eliminá-la de modo seletivo. Esta função é obtida com as proteções direcionais de sobrecorrente (ANSI 67). (Ref.: SCHNEIDER ELECTRIC, 2008).

Para o sistema exemplificado na Figura 11, os disjuntores D_1 e D_2 são equipados com proteções direcionais. Estas, por sua vez, são ativadas se a corrente fluir do barramento para o cabo.

Para a falta no ponto 1 da Figura 11, a corrente de curto-circuito flui do barramento para a carga, e somente a proteção de D_1 reconhece a falta, visto que a proteção em D_2 não detecta a falta devido à sua direção. O disjuntor D_1 então é disparado.

Para a falta no ponto 2, a corrente de curto-circuito flui das cargas para o barramento, e ambos disjuntores D_1 e D_2 não detectam a falta devido à direção da corrente e permanecem fechados. Neste caso, outras proteções devem ser habilitadas no sistema para que o barramento fique protegido.

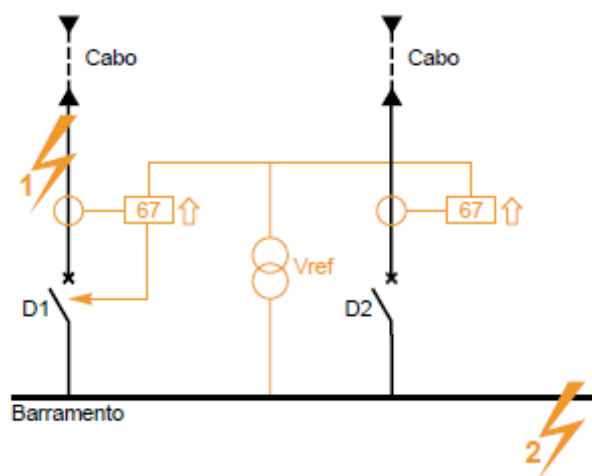


Figura 11: Exemplo de proteção direcional para sistema com duas fontes em paralelo.
Fonte: Extraído de SCHNEIDER ELECTRIC, 2008.

3.1.1.2. Seletividade por Proteção Diferencial

A proteção diferencial compara a corrente nas duas extremidades do equipamento monitorado ou da seção do sistema que está sendo protegida. Como exemplo, pode-se verificar a Figura 12.

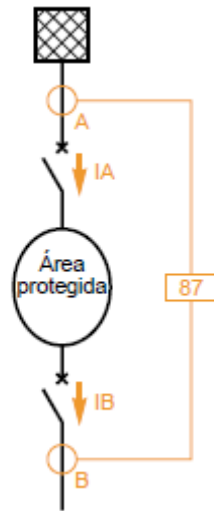


Figura 12: Princípio da proteção diferencial.
Fonte: Extraído de SCHNEIDER ELECTRIC, 2008.

O relé de proteção avalia as amostras de corrente coletadas dos transformadores de corrente nos pontos A e B, e monitora para verificar diferença de amplitude e de fase entre estas correntes. A variação dos valores de uma corrente em relação a outra indica a presença de uma falta.

Esta proteção é sensibilizada apenas para faltas internas na área protegida, sendo insensível a falhas externas. Logo, é seletiva por natureza.

O trip instantâneo é provocado quando $I_A - I_B \neq 0$.

O funcionamento adequado deste tipo de proteção somente é possível se forem utilizados transformadores de corrente especificamente dimensionados para este fim, de modo que os dispositivos de proteção sejam insensíveis às faltas ocorridas fora da área protegida.

3.1.2. Seletividade Baseada em Degraus de Tempo

Este método é obtido com implementação de ajustes das unidades de disparo de tempo dos relés e elementos de proteção, de modo estes dispositivos tenham ajustes de tempo curtos quando estiverem próximos à carga, e tempos mais longos quando estiverem localizados mais próximos da fonte. Este método é também conhecido como *seletividade cronométrica*.

No gráfico de dois níveis mostrado na Figura 13, a curva de atuação do disjuntor A é defasada em tempo com relação à curva do disjuntor B, de forma que haja tempo suficiente para assegurar uma discriminação absoluta com B. Neste gráfico, as curvas de atuação dos disjuntores A e B são idênticas, e a seletividade é obtida apenas pela variação dos ajustes de tempo.

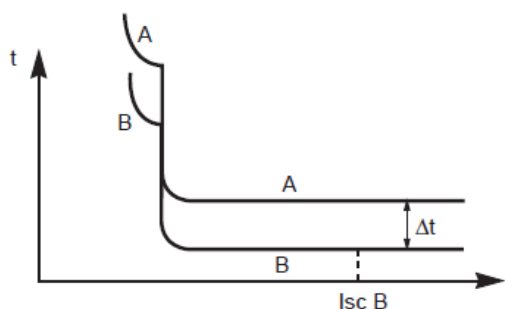


Figura 13: Seletividade por degraus de tempo.
Fonte: Extraído de SCHNEIDER ELECTRIC, 2007.

3.1.3. Seletividade Baseada em Combinação dos Métodos Anteriores

Baseando-se nas seletividades descritas nos itens 3.1.1 e 3.1.2, é possível mesclar estes dois métodos, adicionando um tempo de retardo a um esquema de discriminação por correntes.

Na Figura 14, pode-se observar que, além dos degraus de corrente que gradua os dispositivos de proteção “A” e “B”, existe também uma discriminação por tempo (eixo t), onde é agregado um tempo de retardo entre a curva de atuação do dispositivo “A” para o dispositivo “B”, garantindo a seletividade entre eles. Este tempo de retardo elimina a possibilidade de atuação simultânea dos dispositivos de proteção.

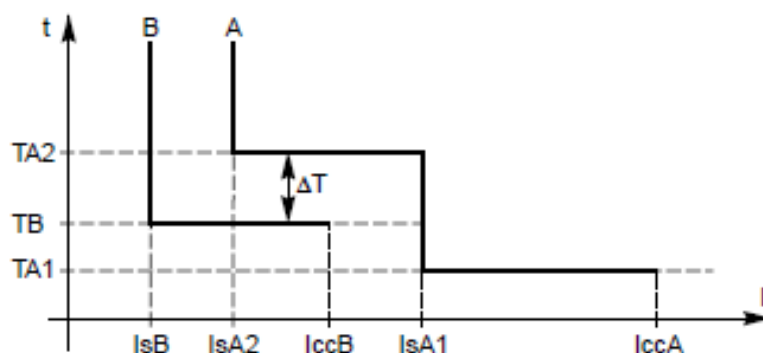


Figura 14: Seletividade combinada – nível de corrente e degraus de tempo.
Fonte: Extraído de SCHNEIDER ELECTRIC, 2008.

3.1.4. Seletividade Baseada em Níveis de Energia do Arco Elétrico

Para certa faixa de correntes de curto-circuito, a seletividade por níveis de arco elétrico proporciona uma discriminação absoluta entre dois disjuntores limitadores que conduzam uma mesma corrente. Isto é alcançado com a utilização de dois disjuntores limitadores de corrente, e com o disparo por sensores de pressão instalados nas câmaras de arco dos disjuntores. A pressão do ar aquecido depende da energia do arco elétrico.

A Figura 15 ilustra como seria a atuação de um dispositivo equipado com elementos sensores de pressão.

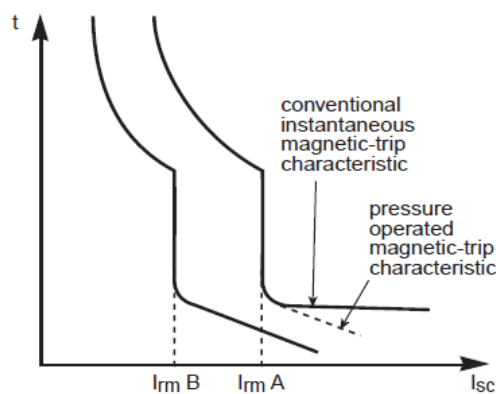


Figura 15: Seletividade baseada em nível de energia de arco elétrico.
Fonte: Extraído de SCHNEIDER ELECTRIC, 2007.

3.2. *Seletividade Lógica*

A seletividade lógica é um recurso criado para complementar os tipos de seletividade descritos no item anterior, e foi desenvolvido para reduzir os estresses causados em condutores e equipamentos do sistema elétrico durante a ocorrência de curtos-circuitos ou condições de falta à terra.

Este recurso deve ser aplicado a um sistema previamente coordenado, e tem a função de reduzir o tempo de interrupção de um circuito ou parte do sistema elétrico sob falta enquanto mantém a coordenação entre os dispositivos de sobrecorrente e falta à terra (Ref.: SQUARE D, 2012).

Nos sistemas elétricos atuais, duas principais e conflitantes preocupações são: os potenciais para danos a equipamentos causados por faltas no sistema e os custos associados com interrupções de energia. A melhor maneira para limitar os impactos referentes às falhas do sistema é eliminar a falta no menor tempo possível. Infelizmente, isolar a falta no menor período de tempo pode sacrificar a coordenação e conduzir a uma interrupção de energia numa porção mais ampla do sistema elétrico.

A coordenação assegura que a continuidade de serviço é maximizada durante qualquer condição de sobrecorrente ou falta à terra. No entanto, a coordenação não reduz os impactos no sistema causados pela energia gerada durante a falta, na realidade, pode até aumentar estes impactos.

A seletividade lógica num sistema coordenado é uma das soluções para reduzir os custos associados a ambos os estresses de falhas e as interrupções de energia (Ref.: SQUARE D, 2012).

As condições de falta podem causar estresses térmicos e mecânicos no sistema elétrico. Estresse térmico é o resultado da energia dissipada no sistema durante a falta (efeito Joule (I^2t)). O estresse mecânico é o resultado dos altos níveis de corrente causarem forças magnéticas que podem deformar barramentos, quebrar isoladores e romper condutores.

Os indícios de estresse térmico incluem:

- ✓ *Danos às isolações de condutores;*
- ✓ *Componentes queimados ou derretidos;*

- ✓ *Rótulos ou anilhas chamuscadas, pinturas descascadas ou outra evidência de alta temperatura.*



Figura 16: Condutor danificado após ocorrência de falta.
Fonte: Extraído de SQUARE D, 2012.

Uma maneira de minimizar os impactos por falhas é reduzir o período de tempo que a falta permanece no sistema. Isto pode ser alcançado pelo uso de dispositivos de proteção de sobrecorrente e falta à terra que interrompam o circuito danoso de forma rápida.

O problema na escolha destes dispositivos somente baseados na velocidade de interrupção é que a coordenação pode ser sacrificada. Mais de um dispositivo pode abrir para isolar a falta, ou os disjuntores à jusante podem disparar a abertura causando interrupções desnecessárias de partes não afetadas no sistema.

A seletividade lógica permite que dispositivos eletrônicos de disparo se comuniquem uns com os outros de forma que um curto-circuito ou falta à terra seja isolado pelo disjuntor à montante mais próximo de maneira praticamente instantânea. Os dispositivos das demais áreas do sistema, incluindo dispositivos à jusante, permanecem em serviço para cargas não afetadas pela falta.

Sem a seletividade lógica, um sistema coordenado resulta no disjuntor mais próximo à falta isolando-a, mas, usualmente, com um tempo de retardo intencional. Utilizando este recurso, o dispositivo mais próximo da falta irá ignorar seu ajuste de tempo curto ou retardos para faltas à terra e isolar a falta muito mais rapidamente (Ref.: SQUARE D, 2012).

O recurso da seletividade lógica elimina tempos intencionais de retardo sem sacrificar a coordenação, resultando em tempos para disparo de abertura de disjuntores muito mais rápidos. Isto limita o estresse a que o sistema está sujeito durante a ocorrência de uma sobrecorrente através da redução da quantidade de energia passante durante a falta. Esta redução pode chegar a níveis altos de até 86%, conforme indicado na Tabela 5, que se refere à Figura 17.

Tabela 5: Tempos de trip e comparação de energia passante.

Fonte: Adaptado de SQUARE D, 2012.

Corrente de Falta			Sem Seletividade Lógica		Com Seletividade Lógica		
Posição (ver figura 17)	Valor (A)	Interrompida pelo disjuntor	Tempo de disparo (seg.)	Energia passante (Amp. ² x seg.)	Tempo de disparo (seg.)	Energia passante (Amp. ² x seg.)	Redução da energia passante (%)
A	1000	175 A JG	0.1	0.1×10^6	0.1	0.1×10^6	Idêntico
B	4000	400 A LG	0.2	0.8×10^6	0.07	0.3×10^6	63%
C	25000	1200 A PG	0.5	312×10^6	0.07	43×10^6	86%

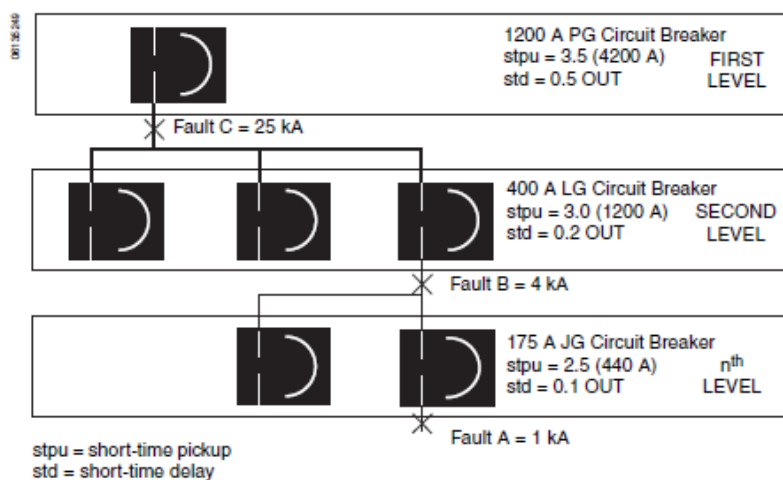


Figura 17: Exemplo de sistema coordenado.

Fonte: Extraído de SQUARE D, 2012.

A Figura 17 ilustra um diagrama unifilar composto por três níveis. O primeiro nível (posição “C”) contempla um disjuntor com corrente nominal de 1200 A, ajustado para um pick-up de corrente de curto-circuito de $3,5 \times I_N = 4200$ A, sendo que a corrente de falta no ponto “C” é de 25 kA. No segundo nível (posição “B”), representa-se com três disjuntores, toma-se como base o disjuntor de 400 A, com pick-up da função 50 de $3,0 \times I_N = 1200$ A, tendo a $I_{CC_B} = 4$ kA. Por fim, no último nível (posição “A”) considera-se o

disjuntor de 175 A, ajustado em $2,5 \times I_N = 440$ A para disparo por curto-circuito. Observa-se que a I_{CC} do ponto A é de 1 kA.

A Tabela 5 resume as informações do diagrama unifilar da Figura 17, e compara o nível de energia a que o sistema elétrico estaria exposto no caso dos dispositivos de proteção terem ou não a seletividade lógica habilitada. No caso apresentado, há uma considerável redução da energia gerada pelo curto-circuito apenas pela utilização da seletividade lógica, que reduz em muito os impactos causados pelos estresses térmicos e mecânicos no sistema elétrico.

3.2.1. Princípio de Funcionamento

O corrente de curto-circuito ou falta a terra em um sistema radial percorre o trecho entre a fonte e o ponto de defeito e as seguintes premissas são adotadas:

- ✓ *Todas as proteções à montante do defeito são solicitadas;*
- ✓ *As proteções à jusante do ponto de defeito não são sensibilizadas;*
- ✓ *Somente o dispositivo de proteção imediatamente à montante deve atuar e abrir o disjuntor para isolar a falta;*
- ✓ *Cada conjunto de dispositivos de proteção deve estar preparado para, além de comandar a abertura do disjuntor, receber um sinal digital do dispositivo de proteção à jusante e enviar outro para o dispositivo à montante;*
- ✓ *Geralmente, todas as proteções são ajustadas para uma temporização de cerca de 50ms a 100ms.*

Quando uma proteção for solicitada por uma corrente de falta, os seguintes passos deverão ser executados pelos dispositivos de proteção:

- ✓ *A primeira proteção à montante do local de defeito deve, antes de comandar o disparo do disjuntor (tempo aprox. de 100ms), enviar um sinal lógico para bloquear a atuação da segunda proteção à montante do local de defeito;*
 - ✓ *Nesta segunda proteção, depois de recebido o sinal lógico, sua saída de disparo deverá permanecer bloqueada, enquanto o sinal recebido persistir;*
-

✓ Esta mesma proteção também envia sinal lógico de bloqueio para a terceira proteção à montante, e assim sucessivamente.

A Figura 18 descreve de forma resumida um sistema radial, onde são exemplificadas duas condições de falta em pontos distintos.

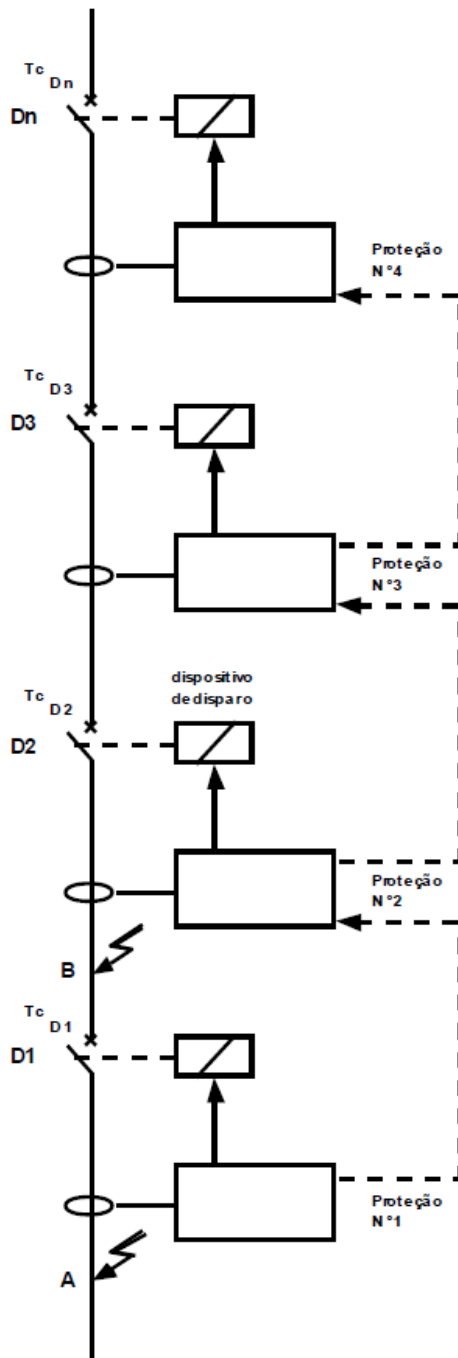


Figura 18: Sistema radial com a utilização da seletividade lógica.
Fonte: Extraído de AYELLO, 1998.

✓ **Falta no ponto A:**

- *Os dispositivos de proteção 1, 2, 3 e 4 são sensibilizados pela falta;*
- *A proteção n° 1 emite sinal de bloqueio para a proteção n° 2. As proteções 2, 3 e 4 emitem sinal de bloqueio de operação para as respectivas proteções à montante, e recebem este bloqueio das proteções à jusante;*
- *A proteção n° 1 comanda a abertura do disjuntor após um tempo TD1:*

TD1=tp1+td1, onde:

tp1 – tempo para proteção 1 enviar sinal de disparo (trip) – tipicamente entre 50 e 100ms;

td1 – tempo de abertura do disjuntor.

✓ **Falta no ponto B:**

- *A proteção n° 1 não é sensibilizada pela falta. Apenas as proteções 2, 3 e 4 são solicitadas e enviam sinais lógicos de bloqueio para as proteções à montante, recebendo também sinais de bloqueio das proteções à jusante;*
- *Como a proteção n° 1 não é sensibilizada, a proteção n° 2 não recebe sinal de bloqueio e portanto comanda a abertura do disjuntor a que está relacionada num tempo TD2:*

TD2=tp2+td2, onde:

tp2 – tempo para a proteção 2 enviar sinal de disparo (trip) – tipicamente 100ms;

td2 – tempo de abertura do disjuntor.

Este mesmo raciocínio é aplicado a situações de falta semelhantes em circuitos radiais. Os tempos de ajuste das proteções não interferem na seletividade, e são definidos, tipicamente, em 50ms para o 1º estágio e 100ms para os demais. (Ref.: AYELLO, 1998).

A duração do sinal de bloqueio deve ser limitada, de forma a permitir a uma proteção à montante possa atuar no caso de eventual falha nos dispositivos de proteção à jusante. Para a maioria dos casos, adota-se uma temporização ($t_b = 200\text{ms}$ - tipicamente) para a retirada do sinal de bloqueio. Portanto, no caso do sistema exemplificado na Figura 18, se a proteção nº 1 falhasse durante a ocorrência da Falta A, a proteção nº 2 comandaria a abertura do disjuntor D2 após um tempo $TD2'$: $TD2' = tp1 + t_b + td2$.

3.3. *Desempenho de IEDs utilizando mensagens GOOSE*

Para a utilização do recurso da seletividade lógica, conforme descrito no item 3.2.1, é necessária a troca de informações entre dispositivos de proteção. Com a popularização dos IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) integrando as rotinas de proteção de subestações, existe uma discussão grande entre os profissionais de proteção a respeito das possibilidades, ganhos, riscos, dificuldades e técnicas sob a ótica da norma IEC-61850 e das suas mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*).

Um crescente desafio que envolve desde especialistas em estudos a profissionais de manutenção é a avaliação da troca de informações entre os dispositivos de proteção.

Com a utilização de IEDs modernos que agregam inúmeros recursos em uma única unidade, as possibilidades de troca de informações via rede para implementar novas funções, dentre elas a seletividade lógica, se tornam muito atrativas, reduzindo custos e simplificando os esquemas de proteção. (Ref.: PEREIRA JUNIOR, 2008).

Por outro lado, apesar destas novas tecnologias estarem otimizando os sistemas de proteção em indústrias e em outros segmentos, existe uma resistência grande por parte dos profissionais de operação e manutenção no quesito de troca de filosofias e utilização de comunicação via rede para sinais de proteção.

Neste sentido, o trabalho desenvolvido por PEREIRA JUNIOR, Paulo Sérgio, *et al.*, 2008, visa comprovar a eficiência de utilização de mensagens GOOSE, ao invés de contatos físicos, para a troca de informações entre dispositivos de proteção.

No trabalho da referência mencionada, foram realizados diversos testes para verificação de tempos de atuação de *trips* e alarmes dos dispositivos de proteção, tanto utilizando mensagens GOOSE quanto sinais via contatos físicos e cabeamento.

Para os testes, os IEDs foram montados de forma a simularem um sistema de proteção envolvendo um transformador de força e uma barra de derivação com dois ramais de saída, conforme Figura 19.

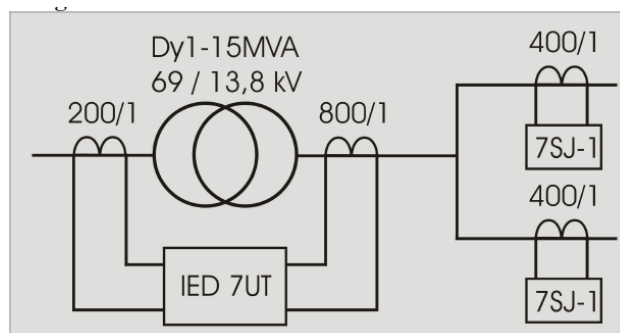


Figura 19: Circuito de entrada utilizado nos testes.
Fonte: Extraído de PEREIRA JUNIOR, 2008.

A ideia aplicada neste teste foi para ilustrar uma situação de seletividade lógica empregada entre o ramal de entrada de uma subestação e os dois alimentadores. Os testes compararam o tempo total entre o início da falta e o tempo de trip do relé, além de condições de bloqueio necessários para a seletividade lógica.

Para a realização dos testes em questão, foram observadas apenas as funções de sobrecorrente (ANSI 50 e 51) dos relés de proteção, cujos ajustes estão listados na Tabela 6.

Tabela 6: Parametrização das funções de sobrecorrente para os relés da Figura 19.
Fonte: Extraído de PEREIRA JUNIOR, 2008.

Função	Parâmetro	Relé 1: 7UT	Relé 2: 7SJ	Relé 3: 7SJ
Função 51	Pickup	2A	1,3A	1,3A
	Dial de tempo	0,5	0,5	0,5
	Curva	IEC normal inv.	IEC normal inv.	IEC normal inv.
Função 50-1	Pickup	6A	6A	6A
	Tempo definido	500ms	400ms	400ms
Função 50-2	Pickup	10A	10A	10A
	Tempo definido	100ms	0ms	0ms

O sistema utilizado nos testes possui seletividade lógica de 100ms, e qualquer um dos relés dos ramais de saída que sensibilize por uma falta envia sinal de bloqueio para o relé da entrada.

Os resultados obtidos neste trabalho confirmam a eficácia da seletividade lógica entre os dispositivos montado para teste. Além disso, o autor faz uma comparação entre os tempos de recebimento de trip por lógica de contatos e por GOOSE, conforme mostrado na Tabela 7.

Tabela 7: Comparativo de tempos de trip por lógica de contatos e por mensagens GOOSE.
Fonte: Extraído de PEREIRA JUNIOR, 2008.

Corrente [A]	Tempo do Contato	Tempo do GOOSE	Contato - GOOSE
3,0	10,0678s	10,0632s	4,67ms
5,0	4,0335s	4,0286s	4,87ms
6,0	3,3362s	3,3316s	4,60ms
7,0	438,75ms	436,32ms	2,43ms
8,5	438,74ms	433,65ms	5,09ms
10,0	436,04ms	431,10ms	4,94ms
11,0	59,16ms	54,34ms	4,82ms
12,0	59,79ms	54,76ms	5,03ms
15,0	52,20ms	46,20ms	6,00ms
18,0	58,59ms	54,16ms	4,43ms

Em todos os testes realizados, o tempo de resposta do sistema via GOOSE foi cerca de 4ms mais rápido do que a lógica de contatos. Apesar de este tempo ser mínimo, isso prova a efetividade do sistema de comunicação através de protocolo IEC-61850, e que os ganhos por utilizar esta solução podem ser maiores, pois além dos tempos de atuação do sistema de proteção serem otimizados, a infraestrutura do sistema elétrico fica mais limpa, eliminando excesso de cabeamento na subestação e reduzindo os pontos de falha.

4. Aplicação da Seletividade Lógica em Planta de Mineração

4.1. *Considerações Iniciais*

Uma vez apresentada a conceituação da seletividade lógica, e descrita a importância de um sistema elétrico ter os dispositivos de proteção ajustados de forma coordenada, neste capítulo será mostrada uma aplicação real do esquema de seletividade lógica, utilizando como exemplo um sistema elétrico de planta de mineração.

As simulações apresentadas neste capítulo foram extraídas de estudo de proteção e seletividade elaborado para o projeto Capacitação Logística Norte (CLN) – ampliação do Terminal Marítimo de Ponta da Madeira, de propriedade da VALE S.A., localizado no município de São Luis – MA. (Referência VALE S.A., 2011).

Com base nestas simulações, foram realizadas avaliações de forma a exemplificar qual o comportamento dos dispositivos de proteção, durante uma falta no sistema elétrico, nos quais foram implementado o recurso da seletividade lógica.

Neste capítulo também é apresentado um coordenogramas, retirado do mesmo estudo de proteção, para exemplificação de benefício trazido pela seletividade lógica para o sistema elétrico.

4.2. Descrição do Sistema Elétrico

A planta industrial que será referência deste capítulo é composta por uma subestação principal 230 kV (SE-381K-A), que é alimentada por duas linhas de transmissão em 230 kV provenientes de subestação da concessionária de energia local. Esta SE, por sua vez, é constituída por 2 bays de entrada, um barramento 230 kV e 6 bays de saída para alimentação de transformadores rebaixadores para alimentação das subestações secundárias existentes na planta.

Além da subestação principal, a planta é composta por uma subestação auxiliar de 69 kV (SE-381K-B), localizada em ponto estratégico na planta industrial para auxiliar na distribuição de energia para as subestações secundárias.

De modo a obter um sistema elétrico mais seguro, com seus dispositivos de proteção operando de forma bastante sensível e rápida, adotou-se neste sistema a implementação da seletividade lógica para o nível de 13,8 kV.

4.3. Seletividade Lógica

A seletividade lógica irá utilizar duas funções, a função ANSI 50 – sobrecorrente instantânea, e a função ANSI 67 – direcionalidade, sendo que somente ocorrerá a atuação dos contatos de disparo dos dispositivos de proteção quando estas duas funções forem sensibilizadas.

Na Figura 20, pode-se observar um diagrama lógico do relé de alimentação com a função de direcionalidade habilitada.

Durante a ocorrência de um curto-circuito, o pick-up da função 50 ficará sensibilizado e irá isolar o defeito. Mas esta atuação só será permitida com a sensibilização da função 67, que desbloqueará a função 50 e acrescentará direcionalidade afim da proteção não atuar indevidamente pelas correntes de contribuição dos motores, de acordo com o diagrama lógico da Figura 20.

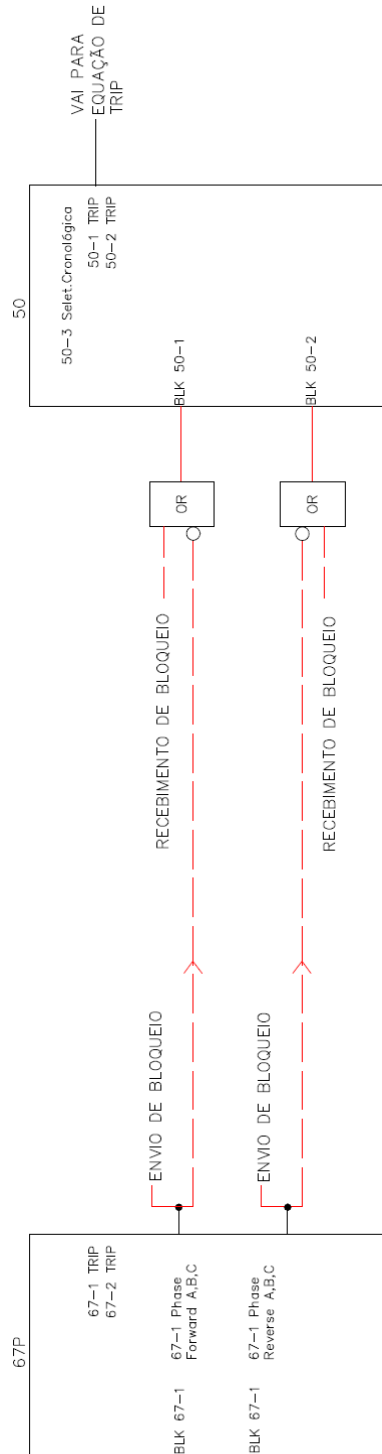


Figura 20: Diagrama lógico de relé de proteção com direcionalidade.
Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

Com o intuito de verificar e conhecer o comportamento da seletividade lógica proposta, foram simuladas diversas condições operativas, demonstrando a atuação da proteção para curtos-circuitos trifásicos.

Na Figura 21, está apresentado o croqui geral dos envios de sinais/bloqueios da seletividade lógica, contemplando as subestações SE-381K-A e SE-381K-B.

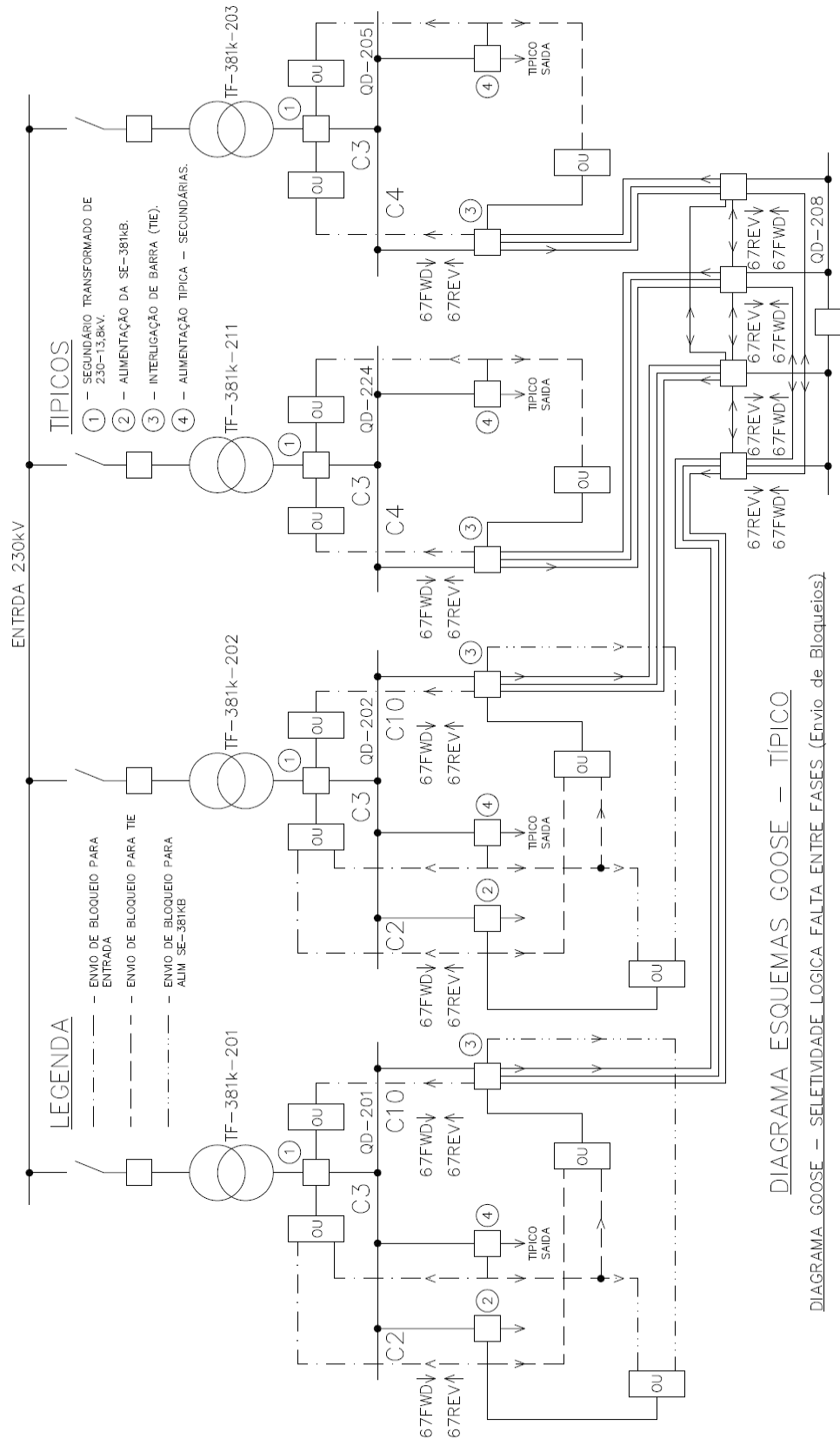


Figura 21: Croqui geral de envio de sinais/bloqueios da seletividade lógica.
Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

4.3.1. Simulação – Condição 1

A condição 1 considera a ocorrência de curto-circuito trifásico no barramento do QD-381K-212 da SE-381K-B, conforme ilustrado na Figura 22.

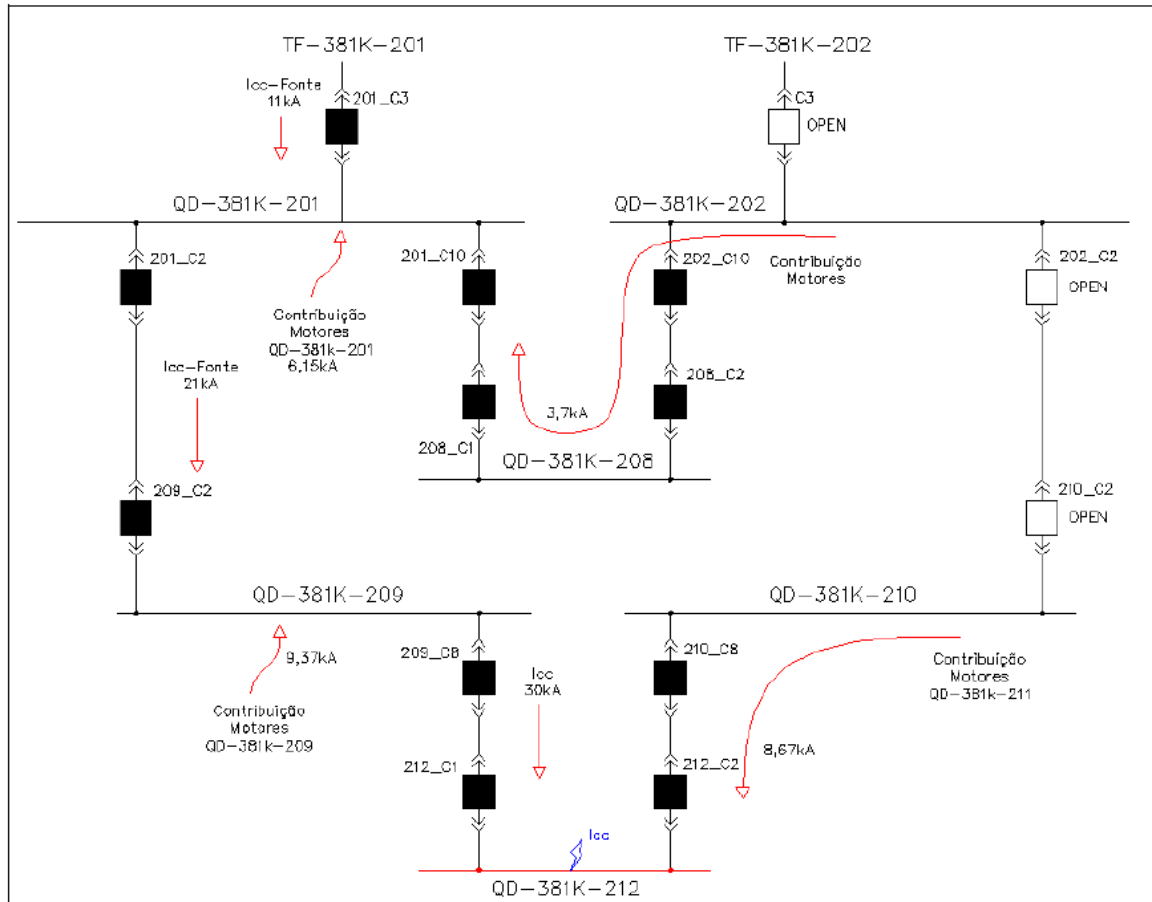


Figura 22: Simulação curto-circuito trifásico – condição 1.
Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

Para a condição 1, conforme ilustrado na Figura 22, o curto-circuito simulado ocorre na barra do QD-381K-212. Nesta situação, para o ponto de ocorrência da falta, haverá contribuições de corrente de curto-circuito de 30 kA, proveniente do QD-381K-209, e de 8,67 kA devido à contribuição de motores, vindo do QD-381K-210. Para os demais barramentos envolvidos nesta simulação, pode-se avaliar na Figura 22 as contribuições de corrente de curto-circuito através das setas vermelhas e valores indicados ao lado das mesmas, e indicados na Tabela 8.

As cores dos símbolos de disjuntor representadas no unifilar indicam o estado de posição do equipamento, sendo: símbolo com a cor preta representando disjuntor fechado, e símbolo branco representando disjuntor aberto.

Tabela 8: Correntes de curto-circuito simuladas – Condição 1.

Barra	Corrente de curto circuito (Icc)	Contribuição proveniente de
QD-381K-201	11 kA	FONTE
QD-381K-201	6,15 kA	Contribuição motores conectados neste barramento
QD-381K-201	3,7 kA	QD-381K-208 - contribuição motores conectados ao barramento do QD-381K-202
QD-381K-209	21 kA	QD-381K-201
QD-381K-209	9,37 kA	Contribuição motores conectados neste barramento
QD-381K-212	30 kA	QD-381K-209
QD-381K-212	8,67 kA	QD-381K-210 - contribuição motores

Para todos os dispositivos de proteção que estão indicados na Figura 22, foi habilitada a seletividade lógica. De forma a avaliar qual seria o comportamento destes dispositivos durante a falta ocorrida no QD-381K-212, pode-se verificar a Tabela 9.

Tabela 9: Comportamento dos dispositivos de proteção – Condição 1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Barramento	Cubículo	Icc Forward	Icc Reverse	Ajuste ANSI 67	Ajuste ANSI 50	Sensibiliza ANSI 67	Sensibiliza ANSI 50	Recebe Bloqueio	Envia Bloqueio	Desligamento
1	QD-381K-201	201-C3	-	11 kA	-	9 kA	-	SIM	201-C2	NÃO	NÃO
2	QD-381K-202	202-C10	3,7 kA	-	5 kA	9 kA	NÃO, FW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
3	QD-381K-208	208-C2	-	3,7 kA	5 kA	9 kA	NÃO, RV	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
4	QD-381K-208	208-C1	3,7 kA	-	5 kA	9 kA	NÃO, FW	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
5	QD-381K-201	201-C10	-	3,7 kA	5 kA	9 kA	NÃO, RV	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
6	QD-381K-201	201-C2	21 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	SIM	209-C2	201-C10/C3	NÃO
7	QD-381K-209	209-C2	-	21 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	SIM	209-C8	201-C2	NÃO
8	QD-381K-209	209-C8	30 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	SIM	212-C1	209-C2	NÃO
9	QD-381K-212	212-C1	-	30 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	SIM	NÃO	209-C8	SIM
10	QD-381K-212	212-C2	-	8,67 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	NÃO	NÃO	210-C8	NÃO
11	QD-381K-210	210-C8	8,67 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	NÃO	212-C2	210-C2	NÃO

Nota: Função ANSI 50 - Sobrecorrente Instantânea / Função ANSI 67 - Sobrecorrente Direcional

A coluna “A” refere-se ao quadro de distribuição (QD) indicado. A coluna “B” indica qual o cubículo deste (QD). As colunas “C” e “D” informam os valores de corrente de curto-circuito injetadas nos barramentos e que serão medidas pelos dispositivos de proteção nas condições “Forward – FW” (sentido barramento-carga) e “Reverse – RV” (sentido carga-barramento). As colunas “E” e “F” indicam qual o ajuste considerado nos dispositivos de proteção que controlam os disjuntores dos cubículos referenciados na coluna “B”, já as colunas “G” e “H” informam se as funções 50 e 67 seriam ou não sensibilizadas pelos níveis de curto-circuito envolvidos na simulação.

As colunas “I” e “H” indicam qual seria o comportamento dos dispositivos de proteção com relação ao recebimento e envio bloqueio de atuação para elementos de

proteção localizados a jusante e a montante, respectivamente, exemplificando já parte do recurso da seletividade lógica.

Finalmente, a coluna “K” informa qual dispositivo de proteção efetivamente envia sinal de desligamento para o respectivo disjuntor.

Ainda avaliando a Tabela 9, e tomando como base a linha 1, pode-se perceber o dispositivo de proteção do cubículo 201-C3 do QD-381K-201 (cubículo de entrada do QD – ver Figura 22) somente é “visualiza” a corrente de curto-circuito no sentido “reverse” (célula D-1), e está ajustado na para sobrecorrente instantânea em 9kA (célula F-1). Neste caso, a função 67 não foi habilitada no relé de proteção, portanto os campos E-1 e G-1 estão em branco. A célula H-1 indica que a função 50 do relé é sensibilizada pela I_{CC} , ($I_{CC}=11 \text{ kA} > \text{Ajuste} = 9 \text{ kA}$). A célula I-1 informa que o relé recebe sinal de bloqueio do dispositivo de proteção do cubículo 201-C2, localizado à jusante (mais próximo da carga) do cubículo 201-C3, pelo fato de que o relé 201-C2 também foi sensibilizado pela falta, e não permite que o relé a montante envie sinal de desligamento de forma a evitar falta de energia em grandes áreas do sistema elétrico. O relé 201-C3 não envia bloqueio (J-1) pois está no cubículo de entrada, e não envia o sinal de desligamento (K-1) por ter recebido sinal de bloqueio.

Todo o restante da Tabela 9 pode ser avaliado conforme o parágrafo anterior, em conjunto com o diagrama unifilar resumido da Figura 22.

Ainda para esta simulação, pode-se observar que o único relé de proteção que envia sinal de desligamento é o do cubículo 212-C1 (K-9), pois é o dispositivo imediatamente a montante do ponto de falta. Os bloqueios enviados pelos relés de proteção dos cubículos 201-C2, 209-C2, 209-C8, 212-C1, 212-C2 E 210-C8 (células J-6 a J-11) fazem parte do recurso da seletividade lógica habilitada nestes relés, e visam impedir possíveis desligamentos indevidos de dispositivos de proteção mais distantes da carga, que comprometeriam o fornecimento de energia para um número maior de equipamentos do sistema elétrico.

Para as próximas simulações, itens 4.3.2 a 4.3.6, a análise será mais resumida com relação à análise apresenta neste item, pois a lógica de avaliação das figuras da simulação e das tabelas de informação de comportamento dos dispositivos de proteção permanece a mesma.

Estas contribuições totalizam uma corrente de falta de aproximadamente 39 kA no barramento QD-381K-201.

Na Tabela 10 estão representados o comportamento e ajustes dos relés de proteção de cada cubículo envolvido na simulação proposta neste item. A análise desta tabela pode ser baseada na análise realizada no item 4.3.1.

Tabela 10: Comportamento dos dispositivos de proteção – Condição 2.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Barramento	Cubículo	Icc Forward	Icc Reverse	Ajuste ANSI 67	Ajuste ANSI 50	Sensibiliza ANSI 67	Sensibiliza ANSI 50	Recebe Bloqueio	Envia Bloqueio	Desligamento
1	QD-381K-201	201-C3	-	11 kA	-	9 kA	-	SIM	NÃO	NÃO	SIM
2	QD-381K-202	202-C10	3,7 kA	-	5 kA	9 kA	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
3	QD-381K-208	208-C2	-	3,7 kA	5 kA	9 kA	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
4	QD-381K-208	208-C1	3,7 kA	-	5 kA	9 kA	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
5	QD-381K-201	201-C10	-	3,7 kA	5 kA	9 kA	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
6	QD-381K-201	201-C2	-	18 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	SIM	NÃO	209-C1	SIM
7	QD-381K-209	209-C2	18 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	SIM	201-C2	209-C8	NÃO
8	QD-381K-209	209-C8	-	8,67 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	NÃO	209-C2	212-C1	NÃO
9	QD-381K-212	212-C1	8,67 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	NÃO	209-C8	212-C2	NÃO
10	QD-381K-212	212-C2	-	8,67 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	NÃO	202-C1	210-C8	NÃO
11	QD-381K-210	210-C8	8,67 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	NÃO	212-C2	210-C2	NÃO

Nota: Função ANSI 50 - Sobrecorrente Instantânea / Função ANSI 67 - Sobrecorrente Direcional

Avaliando as informações da Tabela 10, pode-se perceber que os relés de proteção dos cubículos 201-C3 (K-1) e 201-C2 (K-6) são responsáveis por enviar comandos de desligamento para seus respectivos disjuntores, visto que as correntes medidas por estes relés superam os ajustes dos mesmos. O disjuntor do cubículo 201-C10 não opera (K-5), pois o nível de corrente de contribuição dos motores deste trecho é menor do que o ajuste pré-definido a ele.

Os campos I-7 a I-11 e J-6 a J-11 informam quais dispositivos utilizam a seletividade lógica habilitada nos mesmos para envio/recebimento de sinais de bloqueio para os disjuntores localizados a montante ou a jusante.

4.3.3. Simulação – Condição 3

A condição 3 considera a ocorrência de curto-circuito trifásico no barramento do QD-381K-208 da SE-381K-A, conforme ilustrado na Figura 24.

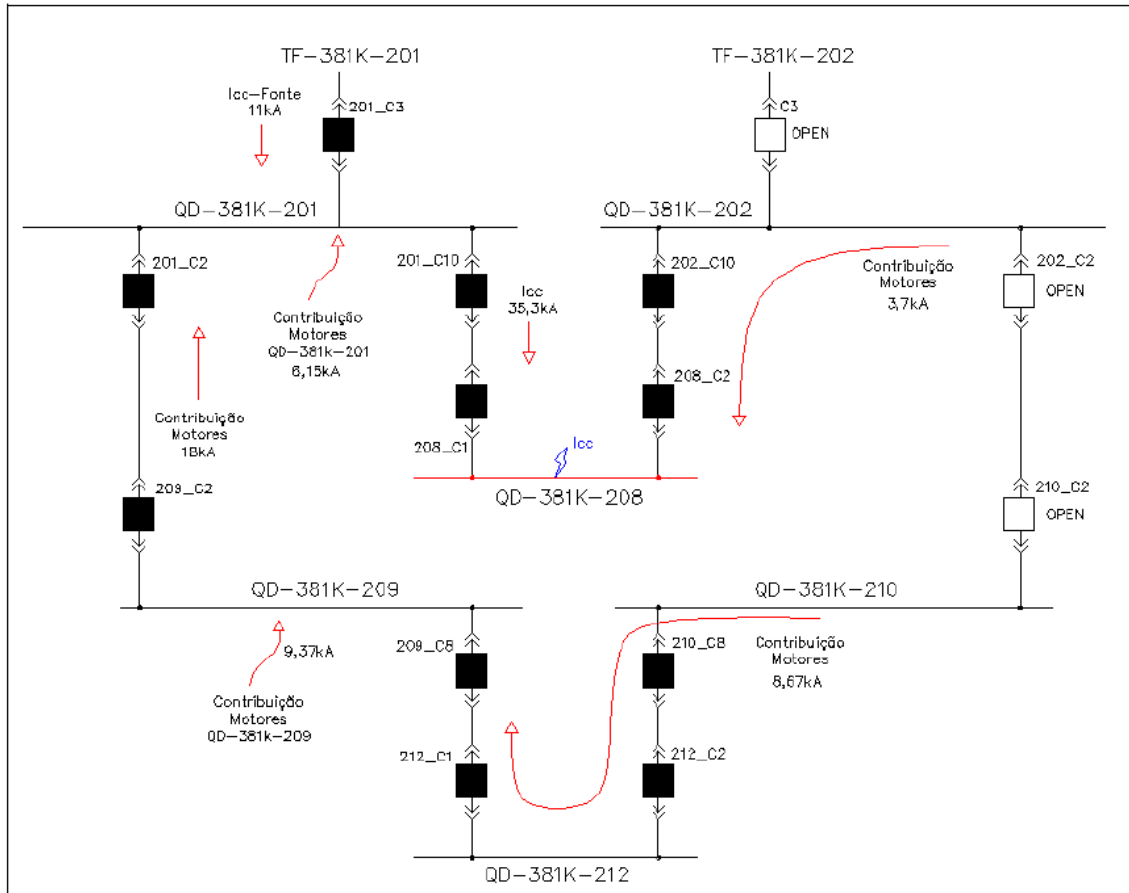


Figura 24: Simulação curto-circuito trifásico – condição 3.

Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

Nesta condição, com o ponto de falta simulado sendo no barramento do QD-381K-208, as contribuições de corrente de curto-circuito para esta barra serão:

- ✓ 35,3 kA proveniente da fonte e de contribuições de motores conectados a barramentos dos QD-381K-201 / 209 / 210;
- ✓ 3,7 kA proveniente de contribuição dos motores alimentados pela barra do QD-381K-202.

Todas as correntes de curto-circuito envolvidas nesta simulação podem ser verificadas através das setas vermelhas representadas na Figura 24.

Na Tabela 11 estão representados o comportamento e ajustes dos relés de proteção de cada cubículo envolvido na simulação proposta neste item. A análise desta tabela pode ser baseada na análise realizada no item 4.3.1.

Tabela 11: Comportamento dos dispositivos de proteção – Condição 3.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Barramento	Cubículo	Icc Forward	Icc Reverse	Ajuste ANSI 67	Ajuste ANSI 50	Sensibiliza ANSI 67	Sensibiliza ANSI 50	Recebe Bloqueio	Envia Bloqueio	Desligamento
1	QD-381K-201	201-C3	-	11 kA	-	9 kA	-	SIM	201-C10	-	NÃO
2	QD-381K-202	202-C10	3,7 kA	-	5 kA	9 kA	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
3	QD-381K-208	208-C2	-	3,7 kA	5 kA	9 kA	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO
4	QD-381K-208	208-C1	-	35,3 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	SIM	NÃO	201-C10	SIM
5	QD-381K-201	201-C10	35,3 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	SIM	208-C1	201-C2	NÃO
6	QD-381K-201	201-C2	-	18 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	SIM	201-C10	209-C2	NÃO
7	QD-381K-209	209-C2	18 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	SIM	201-C2	209-C8	NÃO
8	QD-381K-209	209-C8	-	8,67 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	NÃO	209-C2	212-C1	NÃO
9	QD-381K-212	212-C1	8,67 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	NÃO	209-C8	212-C2	NÃO
10	QD-381K-212	212-C2	-	8,67 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	NÃO	212-C1	210-C8	NÃO
11	QD-381K-210	210-C8	8,67 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	NÃO	212-C2	210-C2	NÃO

Nota: Função ANSI 50 - Sobrecorrente Instantânea / Função ANSI 67 - Sobrecorrente Direcional

Como a falta ocorre no QD-381K-208, percebe-se que apenas o relé de proteção do cubículo 208-C1 envia sinal de desligamento para seu respectivo disjuntor (K-4). Através da Tabela 11, avalia-se também que vários dispositivos utilizam o recurso da seletividade lógica para bloquear desligamentos indevidos de outros elementos (colunas “I” e “J”).

4.3.4. Simulação – Condição 4

A condição 4 considera a ocorrência de curto-circuito trifásico no barramento do QD-325K-002 (SE-325K-A), conforme ilustrado na Figura 25.

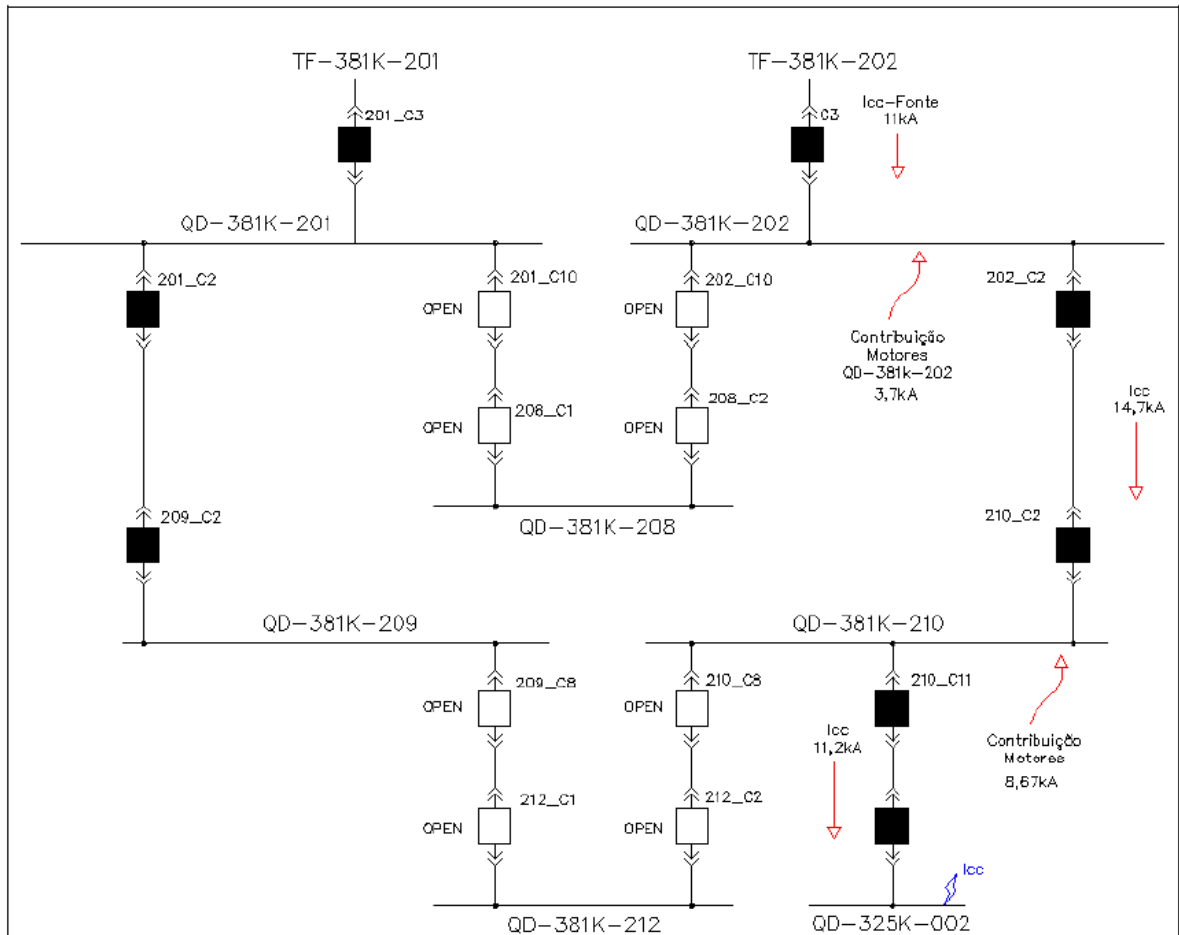


Figura 25: Simulação curto-circuito trifásico – condição 4.
Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

Para este caso, o QD-325K-002 está instalado na subestação SE-325K-A. Esta SE é existente na planta industrial tratada neste capítulo e não passou por ampliação ou reestruturação durante implantação do projeto CLN, portanto, o sistema de proteção permanece inalterado, e os dispositivos de proteção desta subestação não permitem habilitar a seletividade lógica.

A corrente de curto-circuito injetada na barra onde foi simulado o ponto de falta será de 11,2 kA, proveniente da fonte e de contribuições de motores conectados a barramento do QD-381K-202 e QD-381K-210.

Todas as correntes de curto-circuito envolvidas nesta simulação podem ser verificadas através das setas vermelhas representadas na Figura 25.

Na Tabela 11 estão representados o comportamento e ajustes dos relés de proteção de cada cubículo envolvido na simulação proposta neste item. A análise desta tabela pode ser baseada na análise realizada no item 4.3.1.

Tabela 12: Comportamento dos dispositivos de proteção – Condição 4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Barramento	Cubículo	Icc Forward	Icc Reverse	Ajuste ANSI 67	Ajuste ANSI 50	Sensibiliza ANSI 67	Sensibiliza ANSI 50	Recebe Bloqueio	Envia Bloqueio	Desligamento
1	QD-381K-201	202-C3	-	11 kA	-	9 kA	-	SIM	202-C2	-	NÃO
2	QD-381K-202	202-C2	14,7 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	SIM	210-C2	202-C3	NÃO
3	QD-381K-210	210-C2	-	14,7 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	SIM	210-C11	202-C2	NÃO
4	QD-381K-210	210-C11	11,2 kA	-	-	5,5 kA	-	SIM	NÃO (1)	NÃO (1)	SIM

Nota: Função ANSI 50 - Sobrecorrente Instantânea / Função ANSI 67 - Sobrecorrente Direcional

Com base nas informações da Tabela 12, observa-se que apenas o relé de proteção do cubículo 210-C11 envia sinal de desligamento seu respectivo disjuntor (K-4).

Conforme já informado anteriormente, como este curto-circuito foi simulado no barramento de um quadro de distribuição localizado em uma subestação existente na planta e que não passou por ampliações, a seletividade lógica para o dispositivo de proteção do cubículo 210-C11 não está disponível, fato que impede o envio e/ou recebimento de sinais de bloqueio de outros elementos de proteção (células I-4 e J-4). Porém, nota-se que os outros dispositivos envolvidos nesta simulação utilizam este recurso (I-1 a I-3, J-2 e J-3), evitando desligamentos indevidos e minimizando impactos por falta de abastecimento de energia na planta.

4.3.5. Simulação – Condição 5

A condição 5 considera a ocorrência de curto-circuito trifásico no barramento do QD-315K-312 da SE-315K-01, conforme ilustrado na Figura 26.

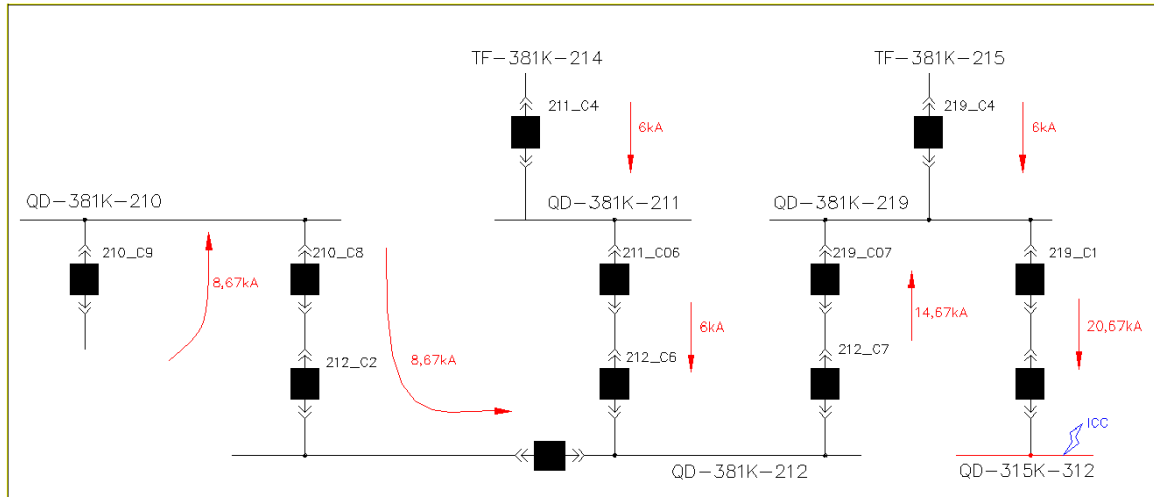


Figura 26: Simulação curto-circuito trifásico – condição 5.
Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

Nesta simulação foi utilizada a barra do QD-315K-312 como ponto de falta. Sendo assim, a contribuição de corrente de curto-circuito para esta barra será de 20,67 kA, da fonte (transformador TF-381K-215) e de contribuições de motores da planta.

Todas as correntes de curto-circuito envolvidas nesta simulação podem ser verificadas através das setas vermelhas representadas na Figura 26.

Na Tabela 13 estão representados o comportamento e ajustes dos relés de proteção de cada cubículo envolvido na simulação proposta neste item. A análise desta tabela pode ser baseada na análise realizada no item 4.3.1.

Tabela 13: Comportamento dos dispositivos de proteção – Condição 5.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Barramento	Cubículo	Icc Forward	Icc Reverse	Ajuste ANSI 67	Ajuste ANSI 50	Sensibiliza ANSI 67	Sensibiliza ANSI 50	Recebe Bloqueio	Envia Bloqueio	Desligamento
1	QD-315K-312	312-C3	-	20,67 kA	-	8 kA	-	SIM	NÃO	219-C1	SIM
2	QD-381K-219	219-C1	20,67 kA	-	-	8 kA	-	SIM	312-C3	219-C4	NÃO
3	QD-381K-219	219-C4	-	6 kA	-	5,5 kA	-	SIM	219-C1	-	NÃO
4	QD-381K-219	219-C7	-	14,67 kA	5 kA	5,5 kA	SIM, RV	SIM	219-C1	212-C7	NÃO
5	QD-381K-212	212-C7	14,67 kA	-	5 kA	5,5 kA	SIM, FW	SIM	219-C7	212-C6	NÃO
6	QD-381K-212	212-C6	-	6 kA	5 kA	5,5 kA	SIM, RV	SIM	212-C7	211-C6	NÃO
7	QD-381K-211	211-C6	6 kA	-	5 kA	5,5 kA	SIM, FW	SIM	212-C6	211-C4	NÃO
8	QD-381K-211	211-C4	-	6 kA	-	5,5 kA	-	SIM	211-C6	-	NÃO
9	QD-381K-212	212-C2	-	8,67 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	NÃO	212-C6	210-C8	NÃO
10	QD-381K-210	210-C8	8,67 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	NÃO	212-C2	210-C9	NÃO
11	QD-381K-210	210-C9	-	8,67 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	NÃO	NÃO	210-C8	NÃO

Nota: Função ANSI 50 - Sobrecorrente Instantânea / Função ANSI 67 - Sobrecorrente Direcional

Baseando-se na Tabela 13, nota-se que o relé de proteção do cubículo 312-C3 (K-1) é o responsável por enviar comando de desligamento para seu respectivo disjuntor, visto que a corrente medida por este relé supera o ajuste do mesmo.

Para esta simulação, praticamente todos os dispositivos de proteção envolvidos utilizam o recurso da seletividade lógica para envio e recebimento de bloqueios de disparo (colunas “I” e “J”).

4.3.6. Simulação – Condição 6

A condição 6 considera a ocorrência de curto-circuito trifásico no barramento do QD-381K-210 da SE-381K-B, conforme ilustrado na Figura 27.

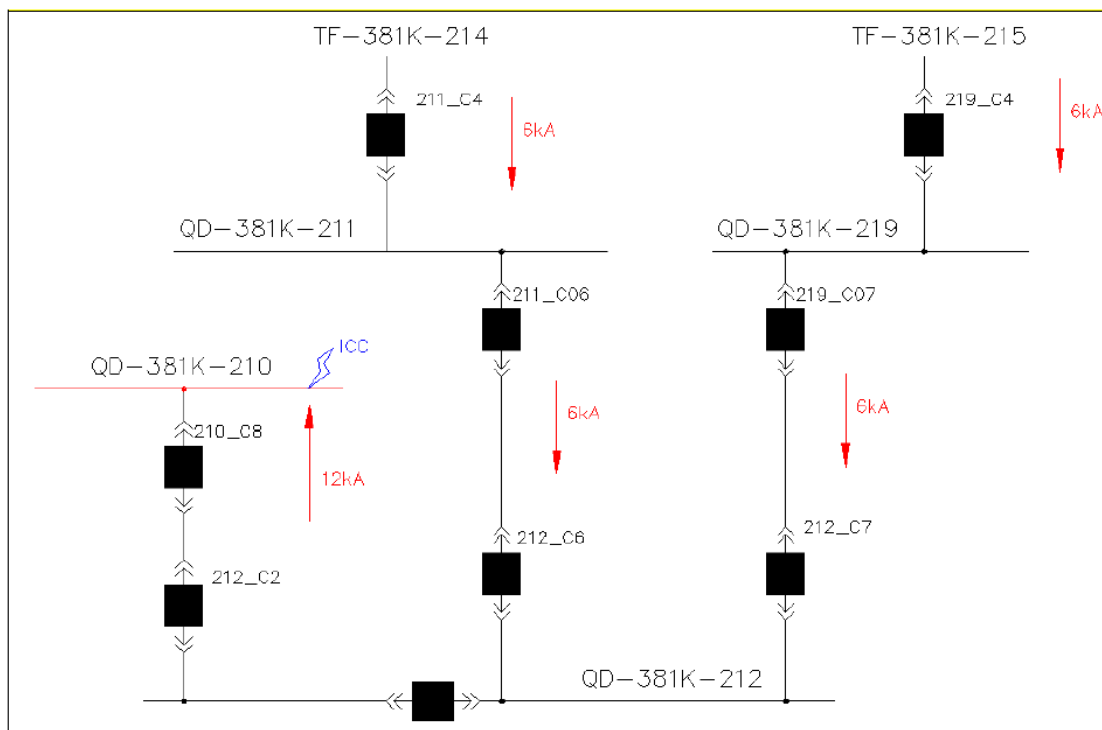


Figura 27: Simulação curto-circuito trifásico – condição 6.
Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

Nesta condição, com o ponto de falta simulado sendo no barramento do QD-381K-210, a contribuição de corrente de curto-circuito para esta barra será de 12 kA, proveniente dos transformadores TF-381K-214 e TF-381K-215.

Todas as correntes de curto-circuito envolvidas nesta simulação podem ser verificadas através das setas vermelhas representadas na Figura 27.

Na Tabela 14 estão representados o comportamento e ajustes dos relés de proteção de cada cubículo envolvido na simulação proposta neste item. A análise desta tabela pode ser baseada na análise realizada no item 4.3.1.

Tabela 14: Comportamento dos dispositivos de proteção – Condição 6.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Barramento	Cubículo	Icc Forward	Icc Reverse	Ajuste ANSI 67	Ajuste ANSI 50	Sensibiliza ANSI 67	Sensibiliza ANSI 50	Recebe Bloqueio	Envia Bloqueio	Desligamento
1	QD-381K-219	219-C4	-	6 kA	-	5,5 kA	-	SIM	219-C7	-	NÃO
2	QD-381K-219	219-C7	6 kA	-	5 kA	5,5 kA	SIM, FW	SIM	212-C7	219-C4	NÃO
3	QD-381K-212	212-C7	-	6 kA	5 kA	5,5 kA	SIM, RV	SIM	212-C6	219-C7	NÃO
4	QD-381K-212	212-C6	-	6 kA	5 kA	5,5 kA	SIM, RV	SIM	212-C2	211-C6	NÃO
5	QD-381K-211	211-C6	6 kA	-	5 kA	5,5 kA	SIM, FW	SIM	212-C6	211-C4	NÃO
6	QD-381K-211	211-C4	-	6 kA	-	5,5 kA	-	SIM	211-C6	-	NÃO
7	QD-381K-212	212-C2	12 kA	-	5 kA	9 kA	SIM, FW	SIM	210-C8	212-C6	NÃO
8	QD-381K-210	210-C8	-	12 kA	5 kA	9 kA	SIM, RV	SIM	NÃO	212-C2	SIM

Nota: Função ANSI 50 - Sobrecorrente Instantânea / Função ANSI 67 - Sobrecorrente Direcional

Verifica-se na Tabela 14 que apenas um cubículo efetua o desligamento (K-8), novamente por ser o dispositivo de proteção mais próximo da falta. As colunas “I” e “J” apresentam a sequência de envio/recebimento de bloqueios de disparo dos dispositivos de proteção envolvidos nesta simulação.

4.4. *Considerações Finais*

As simulações de falta e análises apresentadas nos itens 4.3.1 a 4.3.6 demonstram que a seletividade lógica pode ser aplicada em várias situações num sistema elétrico industrial, e haverá uma infinidade de trocas de informações entre os dispositivos de proteção que, apesar de se poder fazer está lógica de bloqueios através de contatos físicos dos relés e cabos de cobre para interligação, o ideal é realizar a comunicação via rede (GOOSE), pois seria economizada grande quantidade de cabos de cobre e infraestrutura para lançamento dos condutores, além de reduzir pontos de propícios para falhas e aumentar a confiabilidade do sistema.

Como outro exemplo do benefício da seletividade lógica para o sistema elétrico tratado neste capítulo, pode-se mencionar a situação do coordenograma da Figura 29, que está relacionado com o diagrama unifilar da Figura 28. Esta última foi inserida neste trabalho para facilitar a visualização das informações contidas no unifilar, que está em tamanho reduzido na Figura 29.

O dispositivo de proteção responsável por isolar possível falta na carga conectada ao alimentador C1 do QD-381K-211 é o relé RL-027, que está ajustado para uma proteção de sobrecorrente instantânea com tempo de 200ms (ver Figura 29).

O relé de proteção de retaguarda do RL-027 é o relé RL-024, e está ajustado para 600ms (ver Figura 29).

Caso a falta ocorra no barramento do QD-381K-211, o relé RL-027 não será sensibilizado, não enviando bloqueio de *trip* para o RL-024. Este, por sua vez, atuará de forma instantânea (200ms).

Se por ventura neste caso não houvesse o recurso da seletividade lógica, para esta mesma falta no barramento do QD-381K-211, o relé RL-024 iria comandar a abertura do disjuntor após o tempo de coordenação com a proteção à jusante, ou seja, 600ms, expondo os condutores e equipamentos deste circuito a um estresse muito maior.

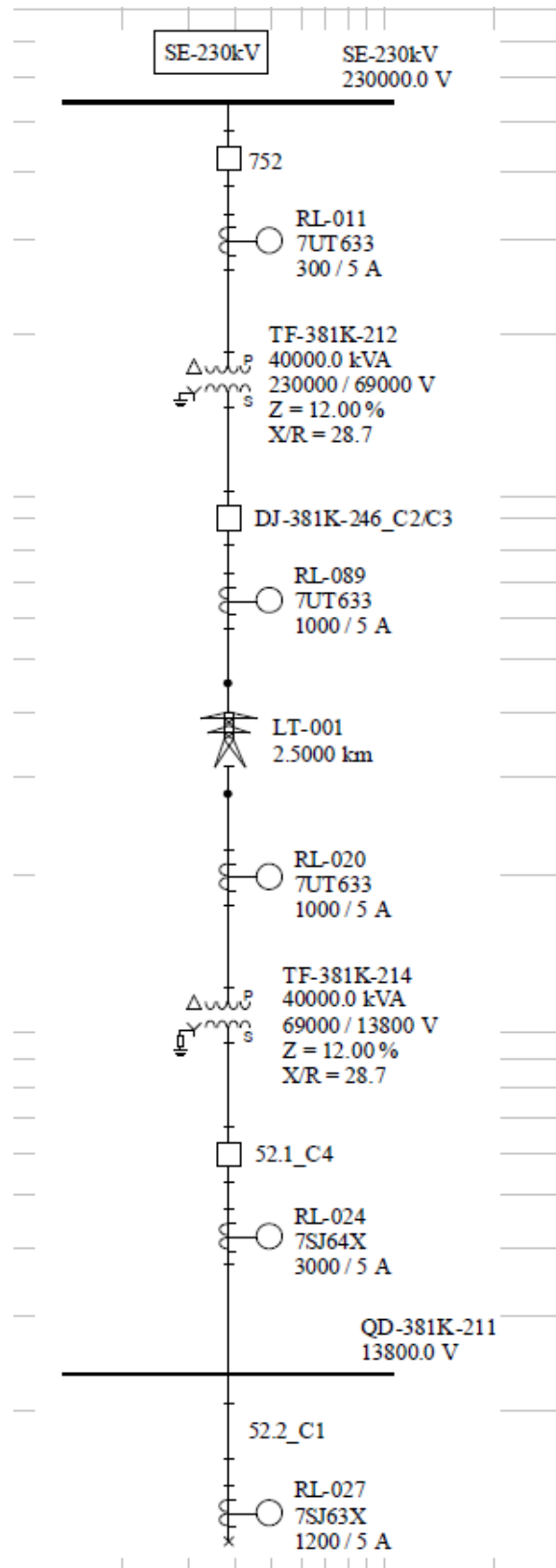


Figura 28: Diagrama unifilar utilizado para elaboração do coordenograma da Figura 29.
Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

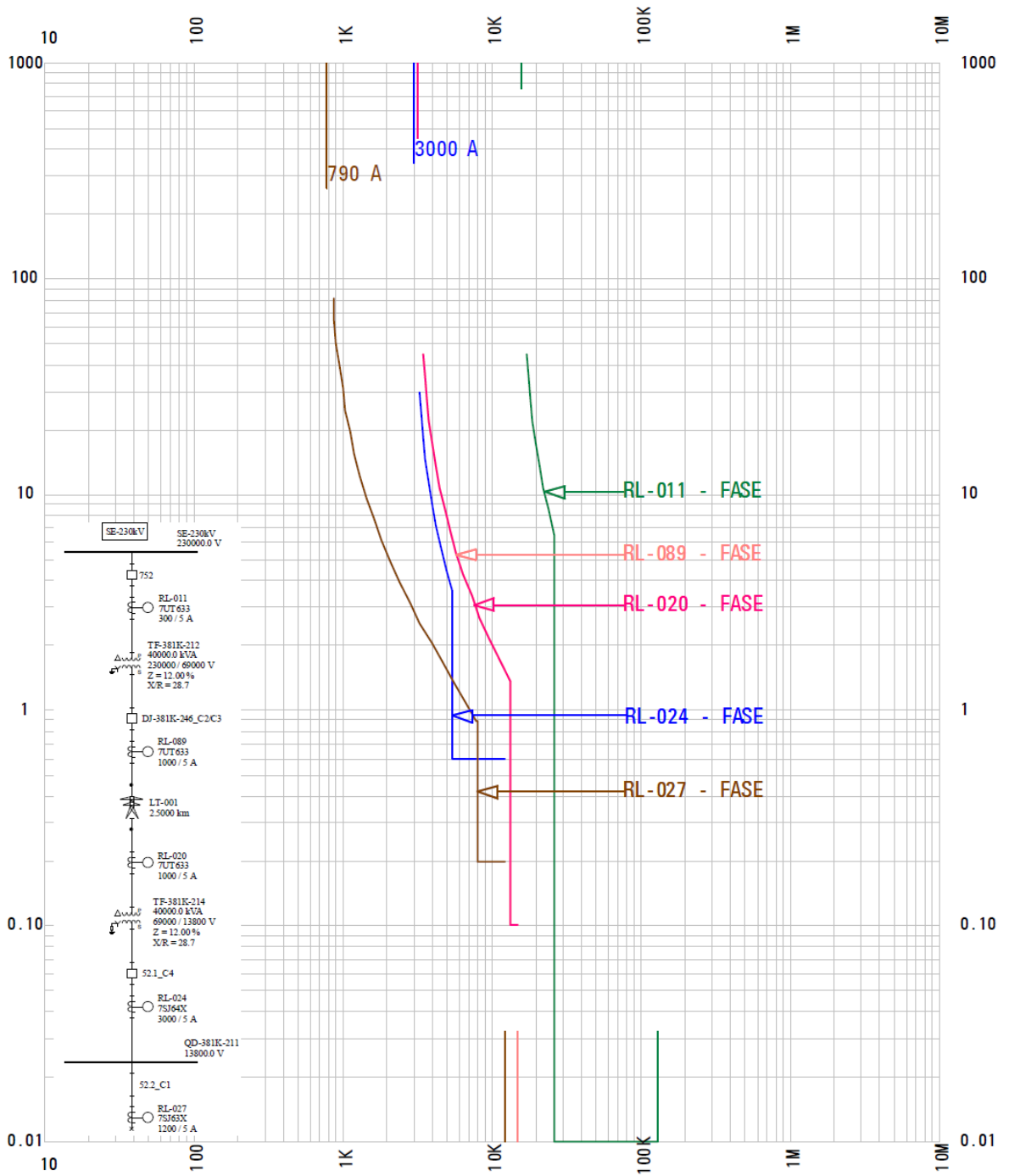


Figura 29: Coordenograma – QD-381K-211 (TF-381K-212) – Tensão de referência 13,8 kV.
 Fonte: Extraído de VALE S.A., 2011.

5. Conclusões e Propostas de Continuidade

5.1. Conclusões

Além da seletividade de proteção, que é característica primária de um sistema elétrico de proteção, a velocidade dos sinais de disparo dos dispositivos de proteção possibilitam reduzir as características relacionadas ao comportamento de condutores, equipamentos e transformadores de corrente, sob condições de curto-circuito, para valores que representam uma economia considerável.

A seletividade lógica, como pôde ser visto durante o desenvolvimento deste trabalho, proporciona uma maior confiabilidade do sistema de proteção, pois consiste na possibilidade dos dispositivos de proteção à jusante aumentar inteligentemente os intervalos de tempo de atuação dos elementos de proteção à montante.

Uma falta, sob nenhuma circunstância, pode afetar todas as proteções. Por este fato, uma das principais vantagens da seletividade lógica é que, ao contrário da seletividade convencional, este recurso possibilita a obtenção de tempos de *trip* não cumulativos, solucionando o problema da seletividade para um sistema radial extenso, desde proteções para cargas de baixa tensão até alimentadores de média e alta tensão.

A grande dificuldade para implementação do recurso da seletividade lógica em sistemas radiais, configuração da grande maioria dos sistemas elétricos em plantas de mineração, é quando os dispositivos de proteção estão localizados em subestações distintas e muito distantes entre si, com pouca infraestrutura elétrica entre elas. Neste caso, para habilitar esta funcionalidade, os custos de equipamentos para comunicação, fibra óptica, dispositivos de controle e demais itens necessários para interligação entre

duas subestações remotas devem ser levados em consideração, avaliando o custo benefício de implementação da seletividade lógica. Para plantas industriais, em alguns casos, esta opção é descartada devido ao alto custo para instalação.

Com base no descrito acima e no desenvolvimento deste trabalho, conclui-se que a seletividade lógica é uma funcionalidade de implementação relativamente simples, com amplas possibilidades de otimização de sistemas de proteção em instalações industriais. Deve-se, entretanto, sempre realizar um completo estudo de seletividade e coordenação de proteção para verificar os casos onde este recurso realmente deva ser habilitado.

5.2. *Propostas de Continuidades*

- ✓ *Elaborar estudo de custo benefício para implantação de seletividade lógica em dispositivos localizados em subestações distantes entre si;*
 - ✓ *Elaborar estudos de implementação de seletividade lógica em sistemas elétricos de baixa tensão, com foco em custo benefício, visto que, em grande parte dos casos onde se utiliza este recurso, ele restringe-se às instalações de média e alta tensão;*
 - ✓ *Elaborar estudos de implementação de seletividade lógica em conjunto com proteção de falha disjuntor (50BF) para Sistemas Elétricos Industriais, destacando as vantagens e desvantagens para habilitar estes recursos em conjunto.*
-

REFERÊNCIAS

BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AREVA. **“Network Protection and Automation Guide”**. AREVA T&D. Paris – França. 2005.
 - [2] AYELLO, Fernando P. **“Características e Vantagens do Esquema de Seletividade Lógica”**. VI Seminário Técnico de Proteção e Controle. Natal/RN, Brasil, 27 de setembro a 2 de outubro de 1998.
 - [3] GE MULTILIN. **“489 Generator Management Relay – Instruction Manual”**. GE Multilin, Ontario – Canadá, 2007.
 - [4] IEEE Std. 100-2000. **“The Authoritative Dictionary of IEEE Standard Terms”**. Seventh Edition. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, NY – USA. December 2000.
 - [5] IEEE Std. 242-2001. **“IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”**. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, NY – USA. December 2001.
 - [6] MOURA, Carlos Jeferson da Silva. **“Estudo para Implantação de um Sistema de Recomposição Automática para a Rede de Distribuição do Campus do PICP”**. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Orientador: Sampaio, R.F., Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, Ceará. Dezembro de 2010.
-

-
- [7] PEREIRA JUNIOR, Paulo Sergio *et al.* **“Testes de Performance de IEDs através de Ensaios Utilizando Mensagens GOOSE (IEC-61850)”**. IX STPC. IX Seminário Técnico de Proteção e Controle. Belo Horizonte/MG, Brasil, 1º a 5 de Junho de 2008.
- [8] SCHNEIDER ELECTRIC. **“Proteção de Redes Elétricas: Guia de Proteção”**. São Paulo: Schneider Electric, 2008.
- [9] SCHNEIDER ELECTRIC. **“Seletividade e Continuidade de Serviço”**. Programa de Formação Continuada. São Paulo: Schneider Electric, 2007.
- [10] SOARES, Antônio Helson Mineiro. **“Metodologia Computacional para Coordenação Automática de Dispositivos de Proteção contra Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais”**. Dissertação de Mestrado, Orientador: VIEIRA Jr., J.C.M., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos/SP, 2009.
- [11] SOUZA, Marcos Paulo M. G. **“Coordenação da Proteção de um Sistema Elétrico de Potência Interligado utilizando Relés de Sobrecorrente e de Distância”**. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Orientador: OLIVEIRA, S.E.M., Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro/RJ, Setembro de 2010.
- [12] SQUARE D. **“Reducing Fault Stress with Zone-Selective Interlocking”**. Schneider Electric. Cedar Rapids, IA USA. April, 2012.
- [13] VALE S.A.. **“Estudo de Proteção e Seletividade – Projeto Capacitação Logística Norte”**. Terminal Marítimo Ponta da Madeira – São Luis, MA: VALE S.A., 2011.
-

-
- [14] YOUNG, Sandi; MICHALAK, Tom. **“Optimizing System Coordination and Overcurrent Protection with Zone Selective Interlocking”**. Square D Company: Textile, Fiber and Film Industry Technical Conference, 1990. IEEE 1990 Annual. Cedar Rapids, IA USA.

Referências complementares, relacionadas com o tema deste trabalho:

- [1] ALMEIDA, Ezequiel Mendes de. **“Norma IEC-61850 – Novo Padrão em Automação de Subestações”**. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Orientador: Nascimento, J.A., Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, Maio de 2011.
- [2] BLACKBURN, J. Lewis. **“Protective Relaying - Principles and Applications”**. Bothell, Washington – USA: Marcel Dekker, Inc. 2nd Edition. 1997.
- [3] BOTZA, Yousseff et al. **“Configuration and performance of IEC 61850 for first time users – UNC Charlotte Senior Design Project.”** Pullman/WA USA: University of North Carolina/Schweitzer Engineering Laboratories, 2008.
- [4] BTICINO. **“Selectivity and Back-up – Technical Guide”**. Bticino. Milano, Itália. 2010.
- [5] BULGARELLI, Roberval. **“Novo Sistema Digital de Proteção e Automação de Sistema Elétrico de Distribuição de uma Refinaria de Petróleo Baseado em IED e em Protocolo IEC-61850”**. Petrobrás. RBPC – Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão. São Paulo, 2009.
- [6] CALVAS, Roland; SAUTRIAU, François. **“Protection of Electrical Distribution Network by the Logic Selectivity System”**. Merlin Gerin. France, 2003.
- [7] CPFL ENERGIA. **“Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente”**. Norma Técnica. Diretoria de Distribuição. São Paulo, 2006.
-

-
- [8] HODGSON, Donna Lee; SHIPP, David; **“Arc-flash Incident Energy Reduction using Zone Selective Interlocking”**. New Orleans/LA USA: Paper nº PCIC-2007-XX, IEEE. 2007.
- [9] KIMURA, Sérgio et al. **“Aplicação do IEC 61850 no Mundo Real: Projeto de Modernização de 30 Subestações Elétricas”**. Campinas: Schweitzer Engineering Laboratories, 2008.
- [10] MASON, C. Russel. **“The Art and Science of Protective Relaying”**. General Electric.
- [11] MATTOS, Felipe Molinari de. **“Estudo de Caso de Coordenação e Seletividade da Proteção contra Sobrecorrente em um Sistema Elétrico Industrial”**. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Orientador: Vieira Jr., J.C.M., Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo. São Carlos, 2010.
- [12] MIRANDA, Juliano Coelho. **“IEC-61850: Interoperabilidade e Intercambialidade entre Equipamentos de Supervisão, Controle e Proteção Através das Redes de Comunicação de Dados”**. Dissertação de Mestrado, Orientador: COURRY, D. V., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos/SP, 2009.
- [13] PALUDO, Paulo Roberto Leite. **“Aplicação de um Sistema de Proteção Adaptativa na Coordenação de Proteção e Seletividade em um Sistema Elétrico Industrial com Cogeração”**. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Orientador: Vieira Jr., J.C.M., Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo. São Carlos/SP, 2010.
- [14] PEREIRA, Allan C. *et al.* **“Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e Industriais usando a Norma IEC-61850”**. XIII ERIAC Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericano de Cigré. Puerto Iguazú, Argentina, 24 a 28 de maio de 2009.
-

-
- [15] SCHEER, Gary W.; DOLEZILEK, David J. **“Selecting, Designing, and Installing Modern Data Networks in Electrical Substations”**. Pullman/WA USA: Schweitzer Engineering Laboratories, 2007.
- [16] SOARES, Antônio H. M.; VIEIRA, José C. M. **“Case Study: Adaptive Overcurrent Protection Scheme Applied to an Industrial Plant with Cogeneration Units”**. IEEE. Transmission and Distribution Conference Exposition, 21-24 April 2008;
- [17] VALDES, Marcelo *et al.* **“Zone Based Protection for Low Voltage Systems; Zone Selective Interlocking, Bus Differential, and the Single Processor Concept”**. IEEE. Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, 17-19 September 2007.
- [18] VICENTINI, Otávio H.S. **“Proteção de Sobrecorrente de Sistemas de Distribuição”**. Dissertação de Mestrado, Orientador: Martinez, M. L. B., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, 2003.
- [19] ZANIRATO, Eduardo. **“Modernização das Funções de Seletividade Lógica e Falha do Disjuntor com a Utilização da Norma IEC-61850 (Mensagens GOOSE) – Caso Real”**. Induscon 2008. VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais. Poços de Caldas/MG, Brasil, 17 a 20 de agosto de 2008.
-

ANEXOS

Anexo I – Curvas ANSI

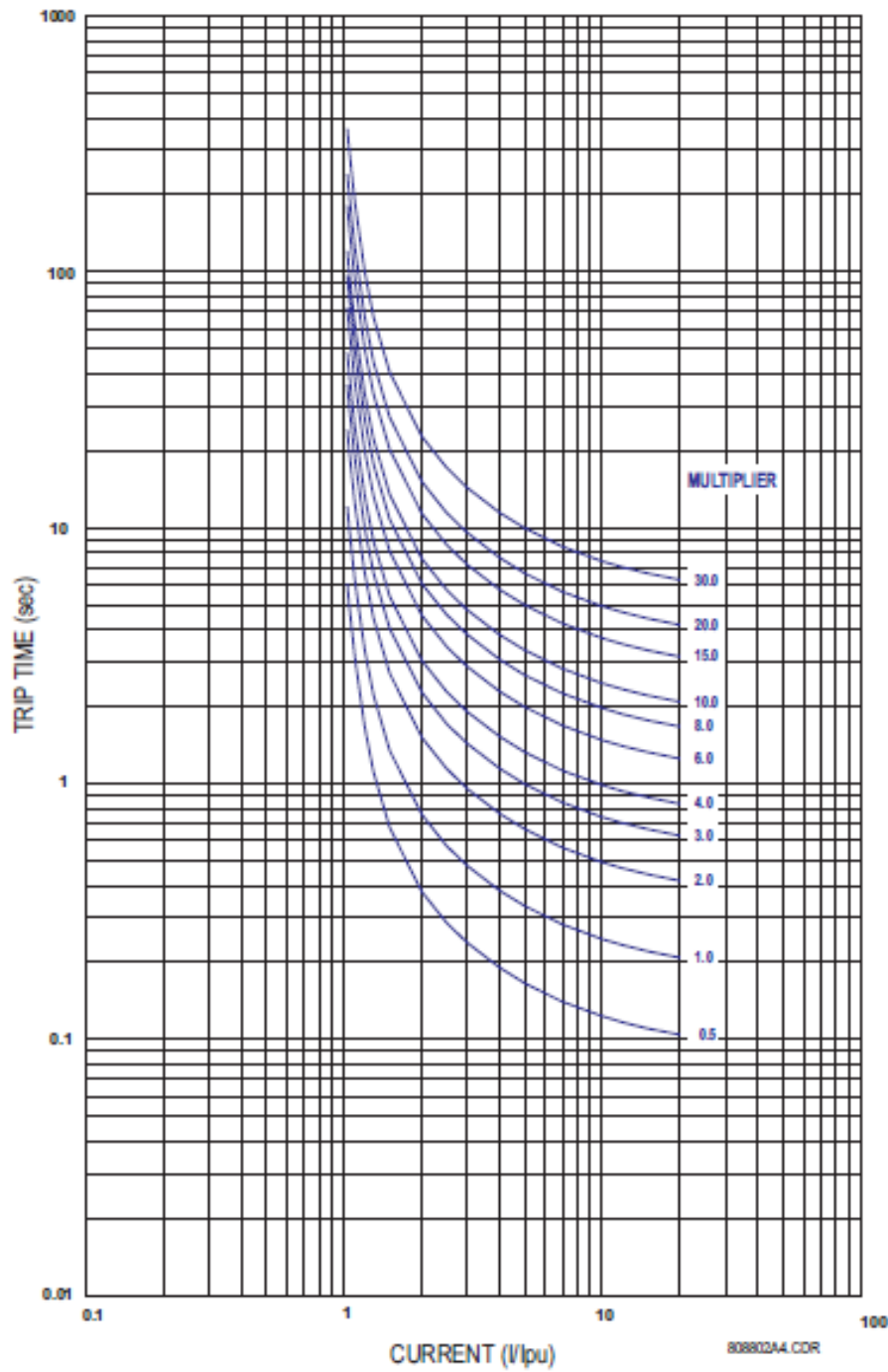


Figura 30: Curvas ANSI Moderadamente Inversas.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

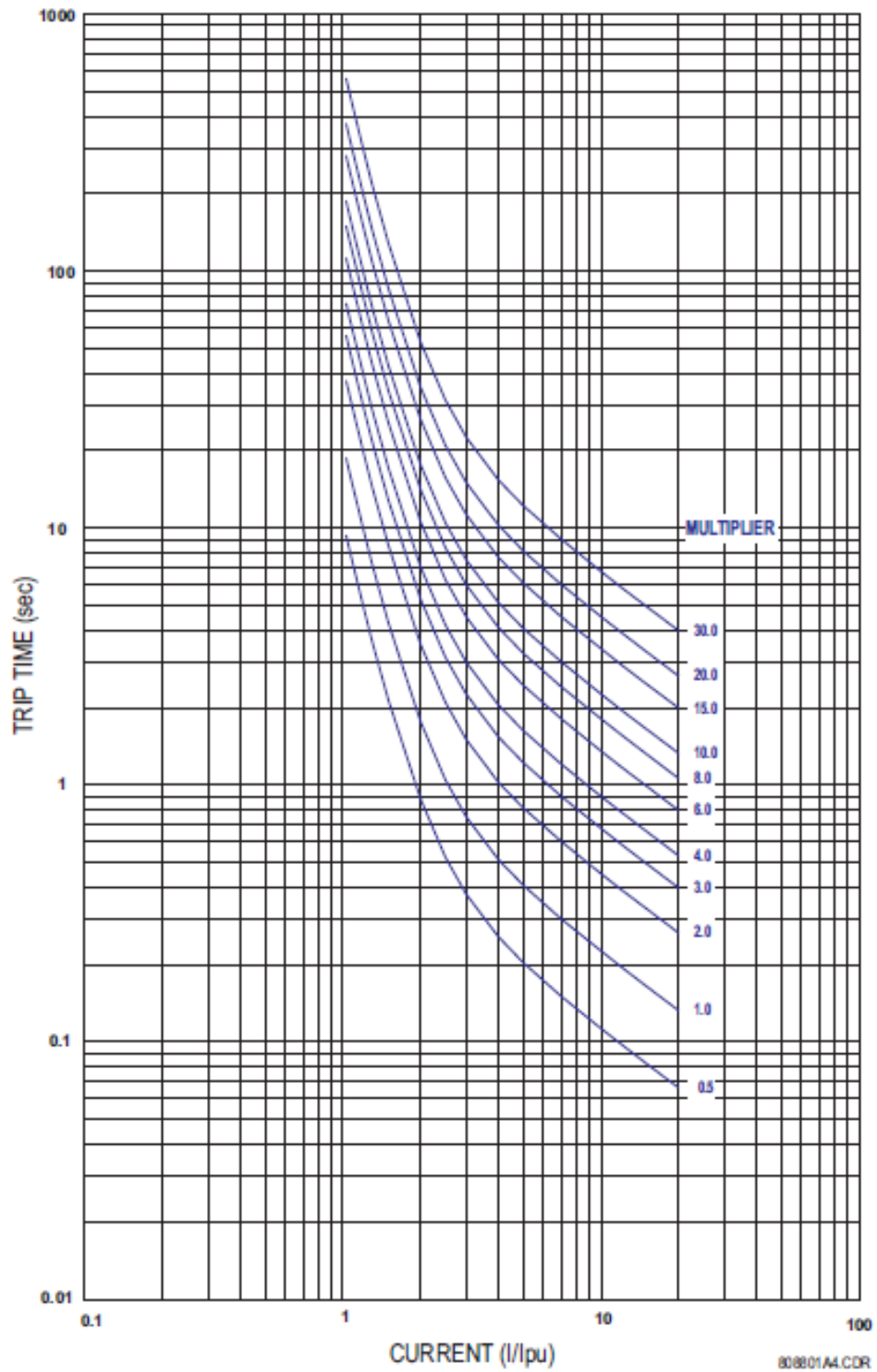


Figura 31: Curvas ANSI Normalmente Inversas.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

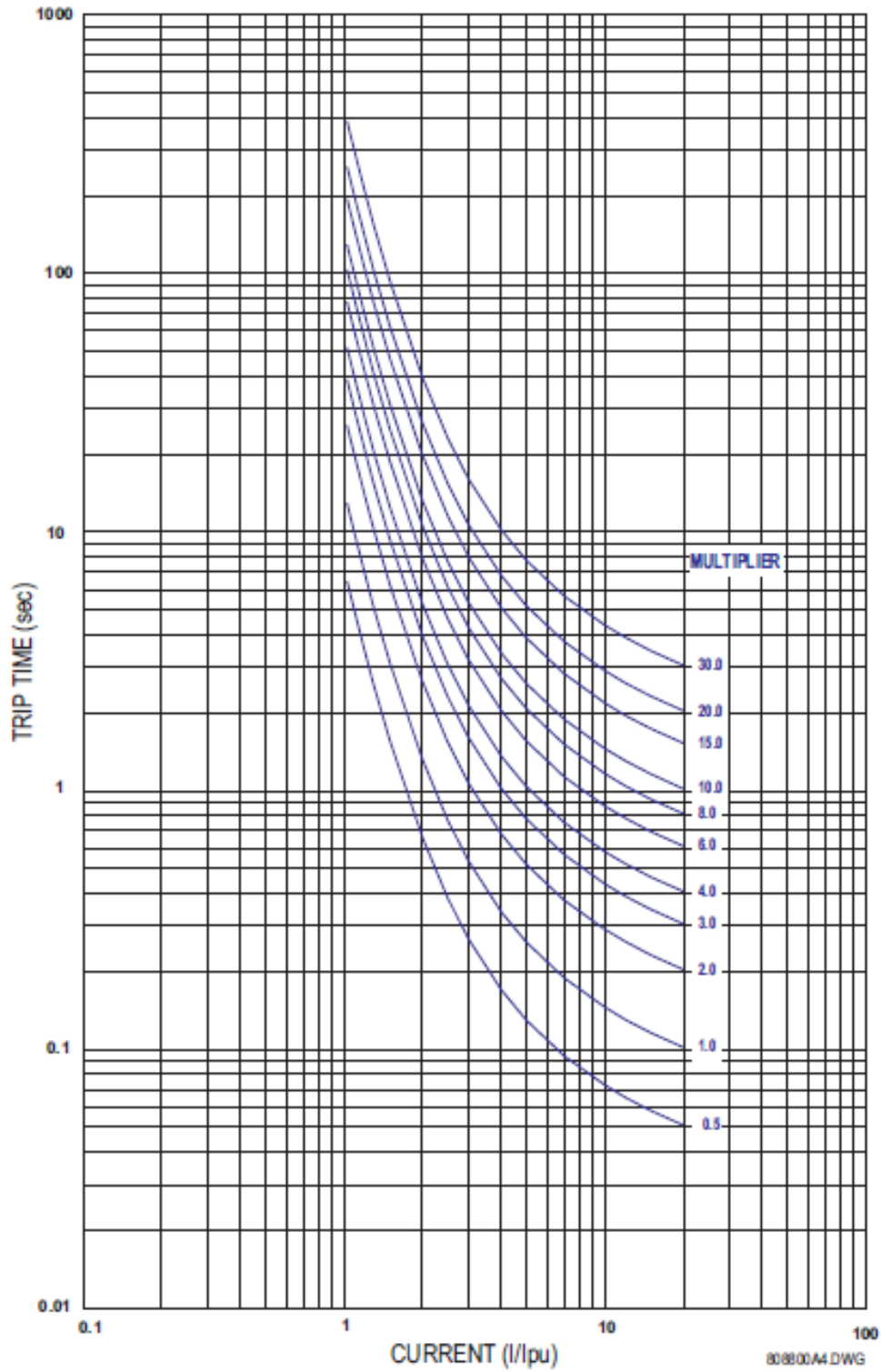


Figura 32: Curvas ANSI Muito Inversas.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

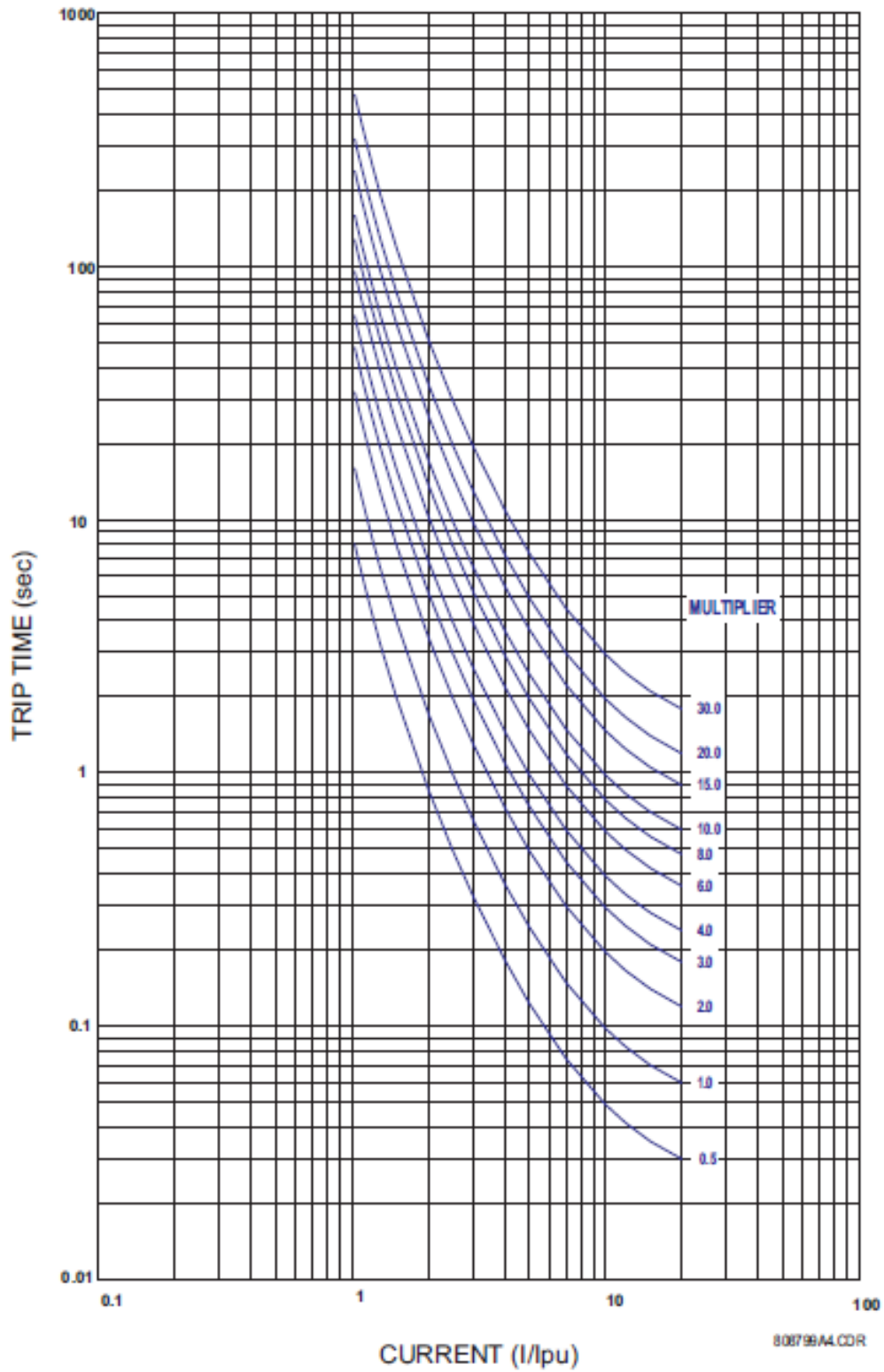
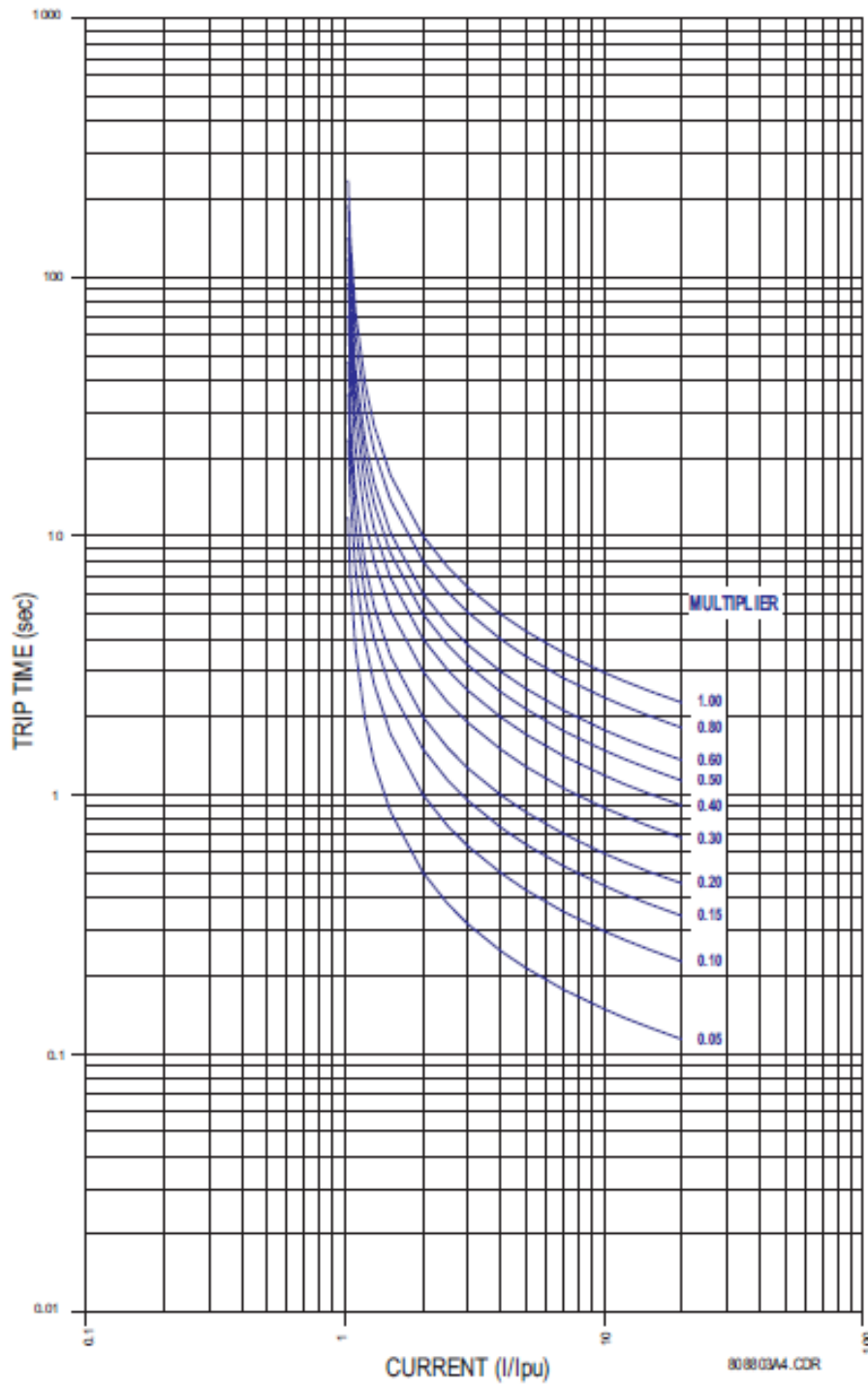


Figura 33: Curvas ANSI Extremamente Inversas.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

Anexo II – Curvas IEC

**Figura 34: Curvas IEC (BS142) Tipo A.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.**

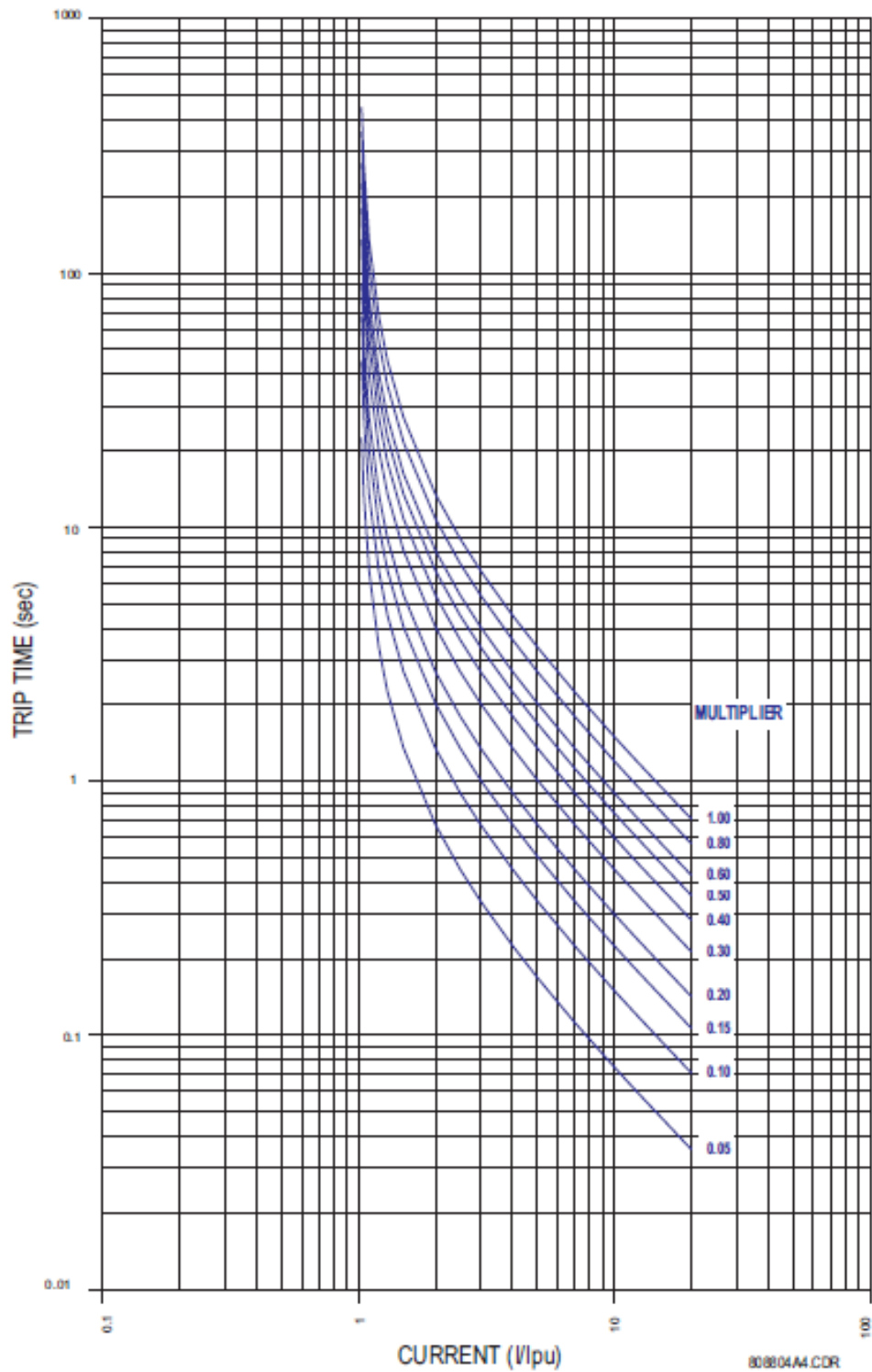


Figura 35: Curvas IEC (BS142) Tipo B.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

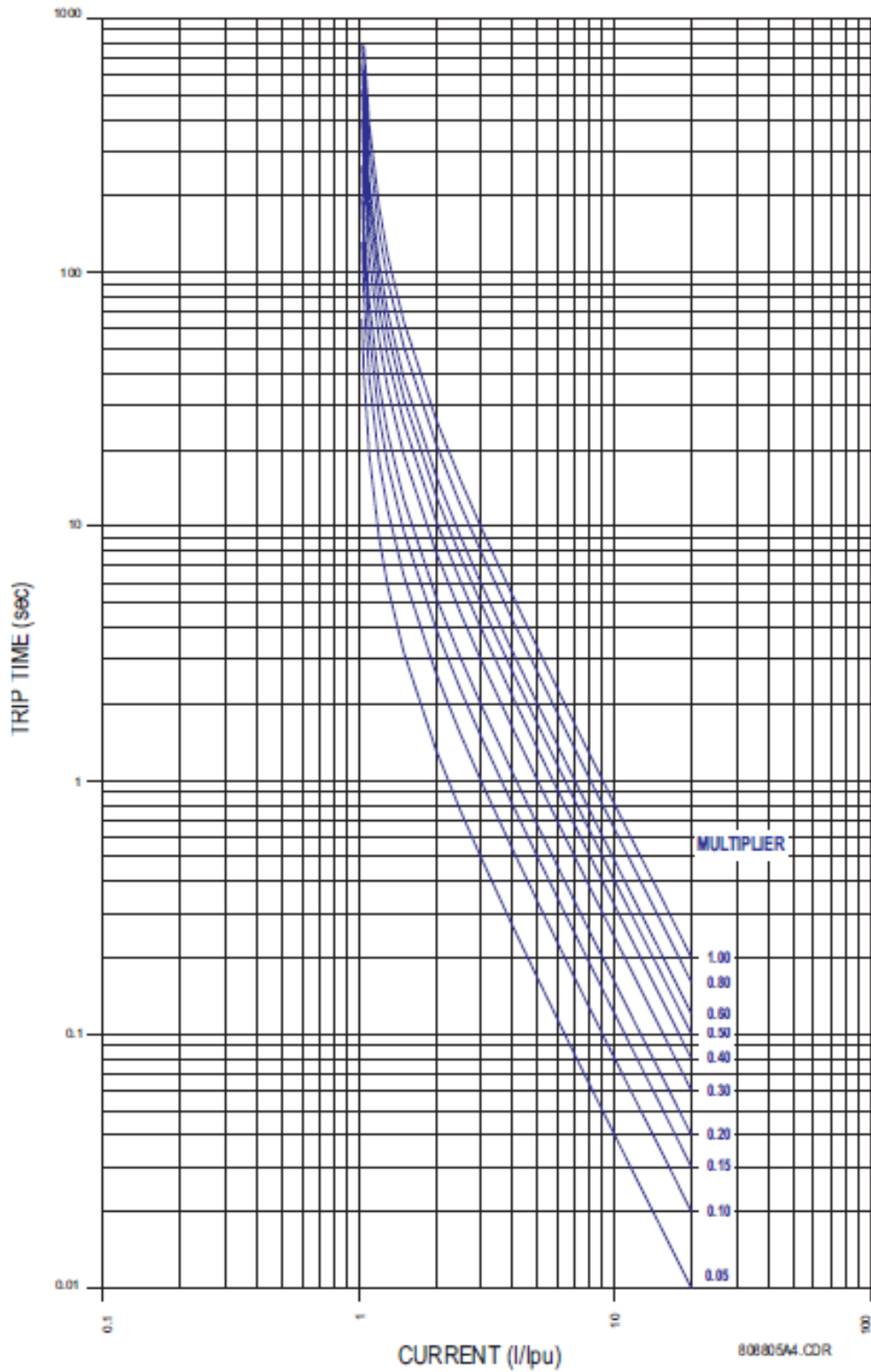


Figura 36: Curvas IEC (BS142) Tipo C.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

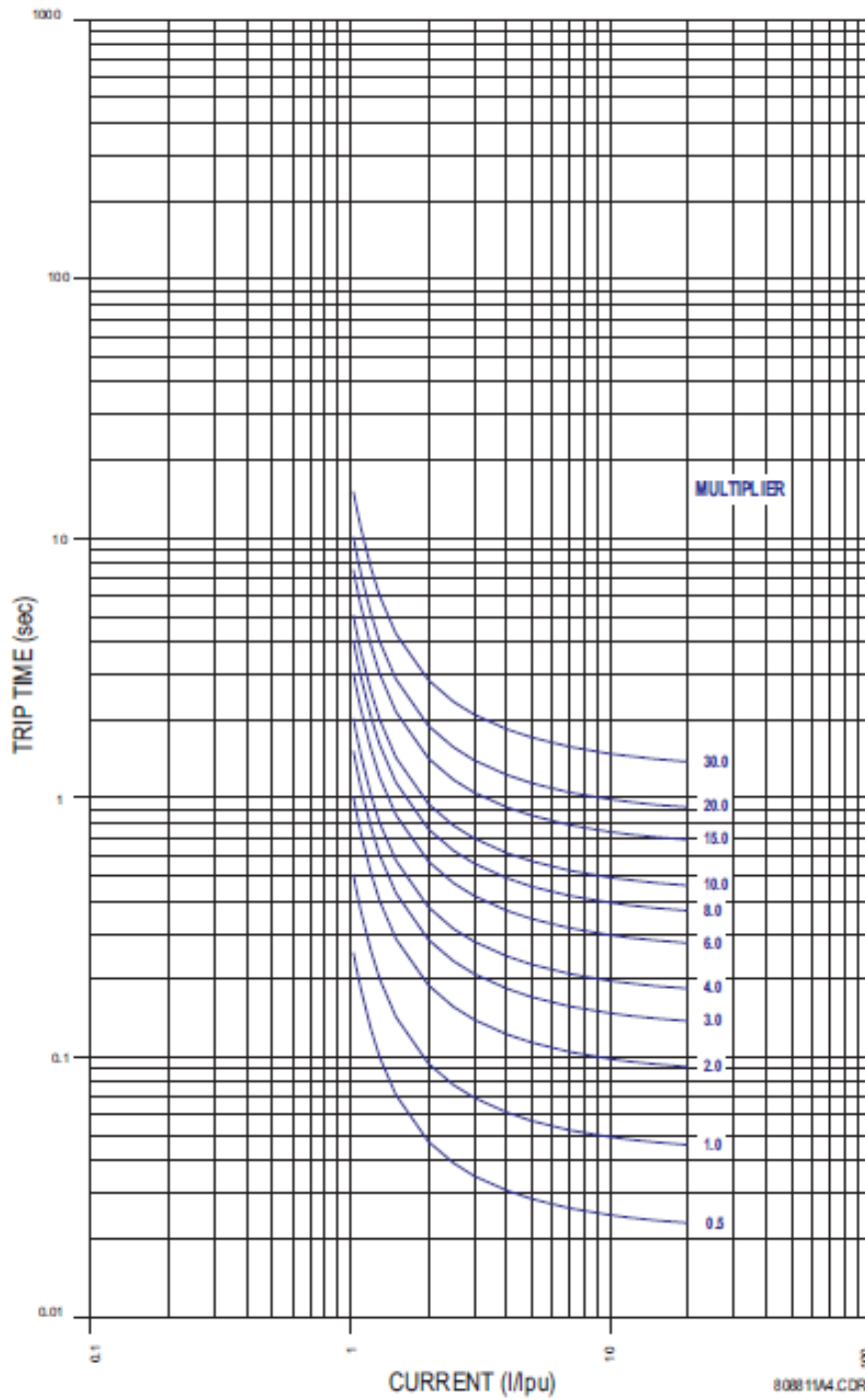
Anexo III – Curvas IAC

Figura 37: Curvas IAC “Short Inverse”.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

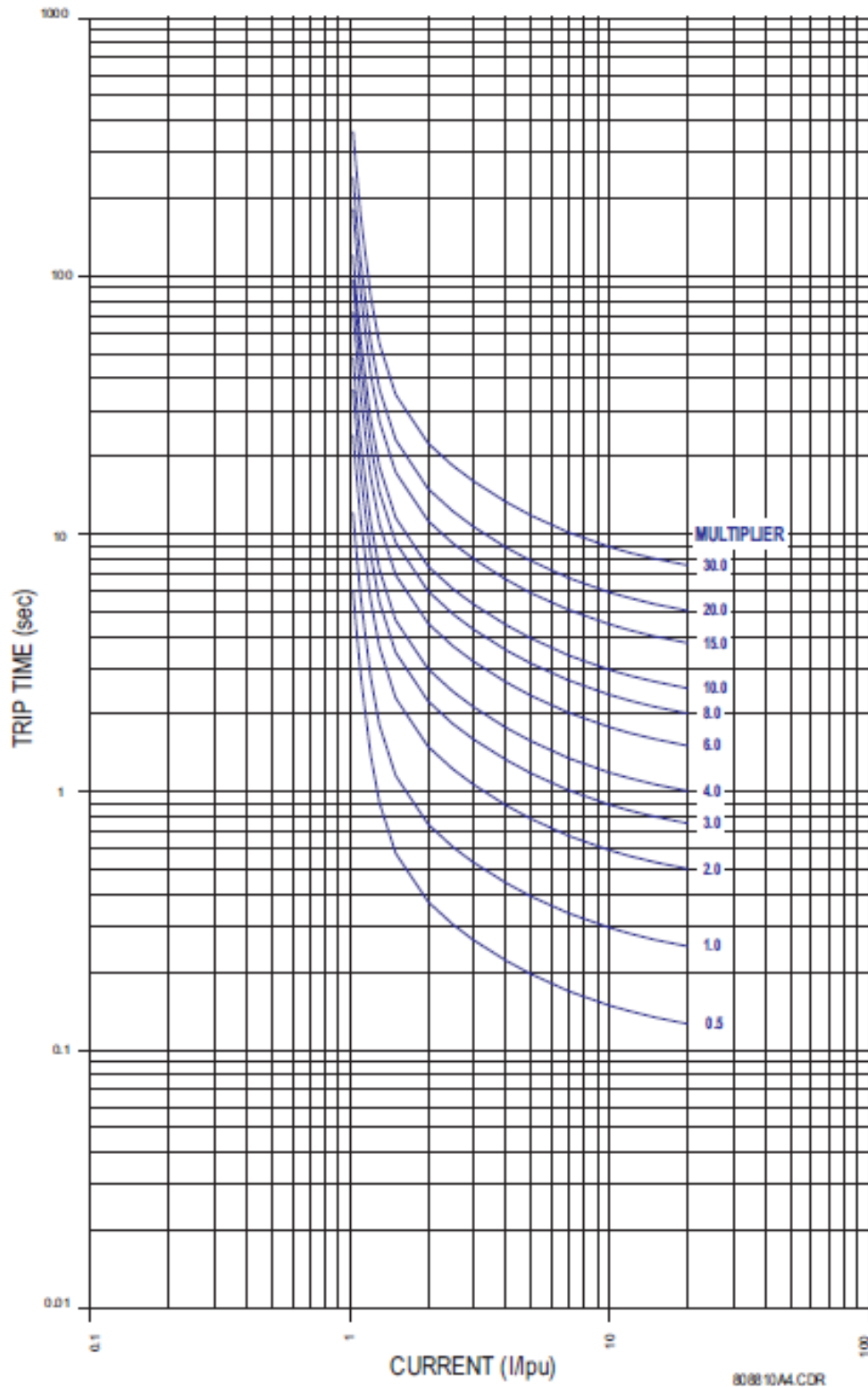


Figura 38: Curvas IAC Inversas.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

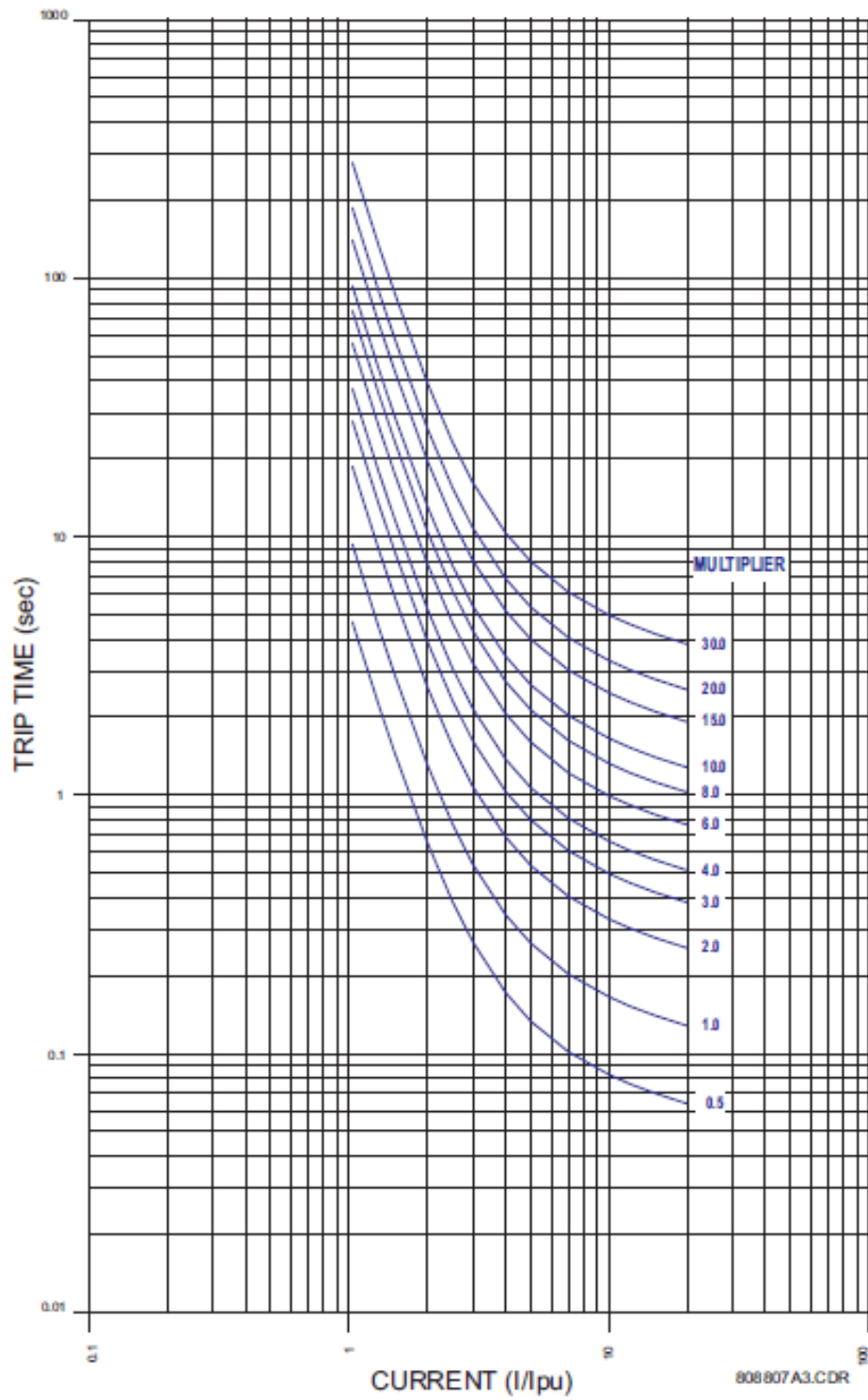


Figura 39: Curvas IAC Muito Inversas.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

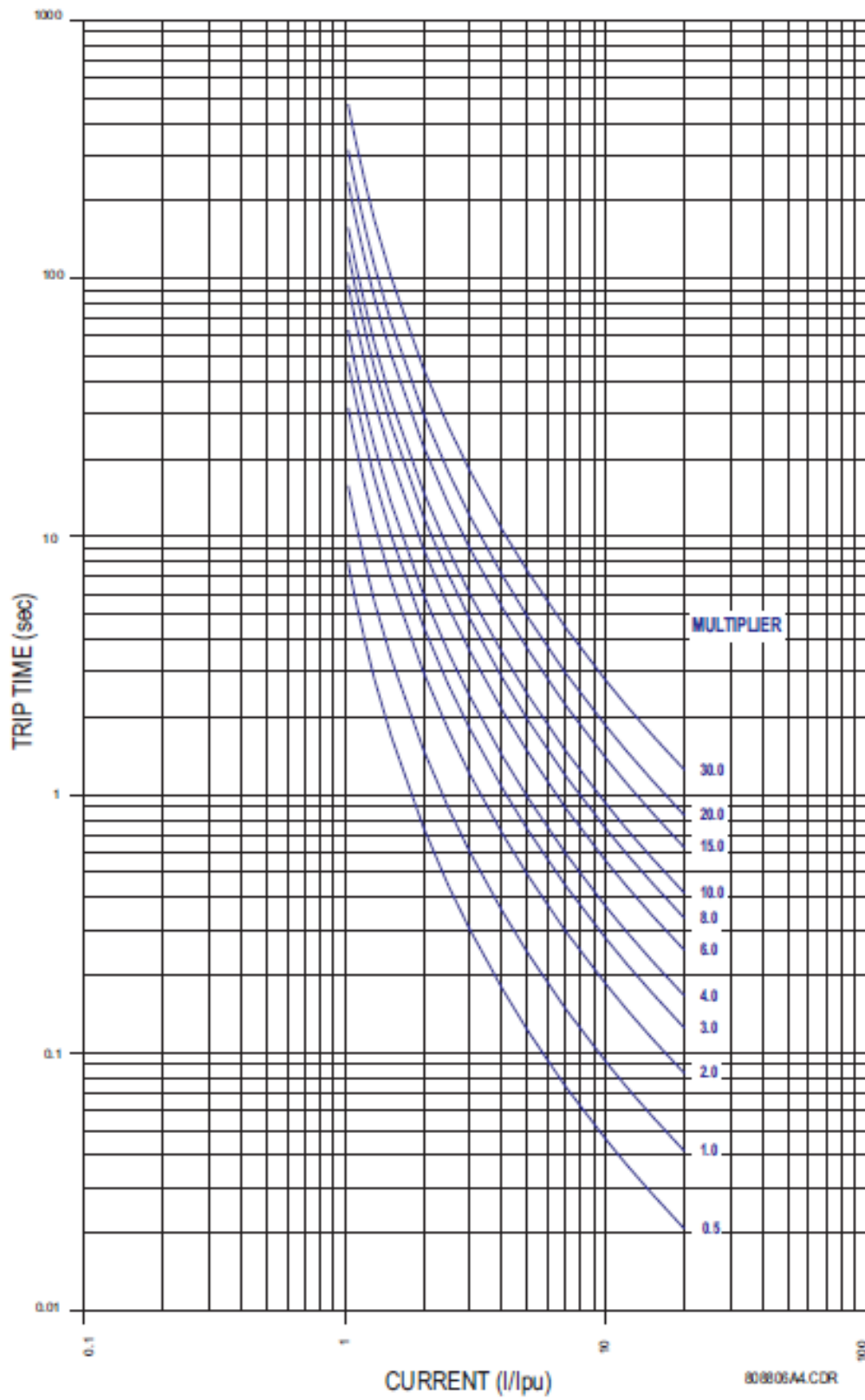


Figura 40: Curvas IAC Extremamente Inversas.
Fonte: Extraído de GE MULTILIN, 2007.

Anexo IV – Tabela com Funções de Proteção ANSI

Funções de Proteção ANSI	
Cod. ANSI	Denominação
1	Elemento Principal
2	Função de partida ou fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Disjuntor de anodo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Reservada para futura aplicação
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador de alarme
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade
37	Proteção de motor: relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de perda de excitação

Funções de Proteção ANSI	
Cod. ANSI	Denominação
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de sequência de partida
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de proteção de seqüência negativa
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta de partida
49	Relé de proteção térmica
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
50N	Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro
50BF	Relé de proteção de falha de disjuntor
51	Relé de sobrecorrente temporizado
51N	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro
51GS	Relé de sobrecorrente temporizado de sensor de terra (GS)
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
59N	Relé de tensão de terra
60	Relé de balanço de tensão / queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé de interrupção ou abertura temporizada
63	Relé de pressão ou nível de fluxo líquido ou gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador (governador) de velocidade
66	Proteção de motor: supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Função de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente DC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contrafalta de sincronismo
79	Relé de religamento AC
80	Reservado para futura aplicação

Funções de Proteção ANSI	
Cod. ANSI	Denominação
81	Relé de sub / sobrefrequência
82	Relé de religamento DC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação
86	Relé auxiliar de bloqueio
87B	Proteção diferencial - barra
87T	Proteção diferencial - transformador
87G	Proteção diferencial - gerador
87L	Proteção diferencial - linha
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 a 99	Reservado para aplicações específicas
