

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTUDO DE CASO DE  
COORDENAÇÃO E  
SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO  
CONTRA SOBRECORRENTE EM  
UM SISTEMA ELÉTRICO  
INDUSTRIAL**

São Carlos  
2010



**FELIPE MOLINARI DE MATTOS**

**ESTUDO DE CASO DE  
COORDENAÇÃO E  
SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO  
CONTRA SOBRECORRENTE EM  
UM SISTEMA ELÉTRICO  
INDUSTRIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola de Engenharia  
de São Carlos, da Universidade de São  
Paulo.

Curso de Engenharia Elétrica com  
ênfase em Sistemas de Energia e  
Automação.

ORIENTADOR: Prof<sup>o</sup> Dr. José Carlos de Melo Vieira Jr.

São Carlos  
2010



## RESUMO

De Mattos, F. M. Estudo de Caso de Coordenação e Seletividade da Proteção contra Sobrecorrente em um Sistema Elétrico Industrial. 2010. 77p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

O trabalho apresentado tem como objetivo a elaboração de um estudo de coordenação e seletividade da proteção contra sobrecorrente em um sistema elétrico isolado. Este estudo é feito com base na norma IEEE 242 e consiste em definir os ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, a partir dos dados nominais dos equipamentos protegidos, suas curvas de danos e com ajuda dos gráficos de “tempo *versus* corrente” fornecidos pelo *software* PowerFactory DIgSILENT. A idéia geral é buscar definir esses ajustes de modo que os mesmos não violem as curvas de danos e que os dispositivos de proteção interrompam rapidamente as sobrecorrentes anormais garantindo rapidez e seletividade na eliminação do evento que causou a condição anormal. Para atingir esse objetivo, utilizou-se um sistema elétrico isolado, o qual foi modelado no *software* PowerFactory DIgSILENT. Os ajustes dos dispositivos de proteção foram definidos considerando tanto as correntes de curto-circuito trifásico quanto as de curto-circuito fase-terra. Os resultados mostram que a coordenação entre os dispositivos foi possível na maioria dos casos, sendo impossível em outros devido à pouca flexibilidade verificada nos mais antigos.

**Palavras-Chaves:** coordenação; proteção; seletividade; curto-circuito.



## ABSTRACT

De Mattos, F. M. Case Study on Overcurrent Protection Coordination and Selectivity Study of an Industrial Electrical System. 2010. 77p. Course Final Paper – School of Engineering of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2010.

This work aims at performing an overcurrent protection coordination study of an isolated electrical system. The study was conducted by following the recommendations of IEEE 242 to define the overcurrent protection devices settings, considering the nominal characteristics of the protected equipments, their damage characteristics, and using the time *versus* current plots supplied by the software DIGSILENT PowerFactory. The main idea is to choose settings that do not violate the equipment damage characteristics, with a fast fault clearing time in order to guarantee a selective operation of the whole protection system. To reach such a goal, the isolated electrical system was modeled using DIGSILENT PowerFactory. Three-phase and phase-to ground short-circuit currents were employed in the overcurrent protection coordination study. Results showed that most of the overcurrent devices were properly coordinated, but there were some cases in which the coordination requirements were violated due to some limitations of old protection devices.

**Keywords:** coordination, protection, selectivity, short-circuit.





# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>XI</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>XII</b>
<b>1     INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1   OBJETIVOS DO TRABALHO .....	14
1.2   ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO .....	14
<b>2     COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO E SELETIVIDADE .....</b>	<b>15</b>
2.1   DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO .....	16
2.1.1 <i>Fusíveis.....</i>	16
2.1.2 <i>Disjuntores de baixa tensão .....</i>	19
2.1.3 <i>Relés de proteção .....</i>	24
2.1.4 <i>Transformadores de corrente .....</i>	29
2.2   EQUIPAMENTOS PROTEGIDOS .....	30
2.2.1 <i>Motores .....</i>	31
2.2.2 <i>Cabos.....</i>	33
2.2.3 <i>Transformador.....</i>	35
2.2.4 <i>Gerador.....</i>	39
2.3   CRITÉRIOS DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DOS EQUIPAMENTOS.....	41
2.3.1 <i>Proteção de Motores .....</i>	41
2.3.2 <i>Cabos.....</i>	42
2.3.3 <i>Transformadores.....</i>	43
2.3.4 <i>Gerador.....</i>	43
2.4   COORDENAÇÃO.....	44
<b>3     DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO .....</b>	<b>47</b>
<b>4     RESULTADOS.....</b>	<b>49</b>

4.1	CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (TRIFÁSICO E FASE-TERRA).....	49
4.2	PROTEÇÃO DE FASE.....	50
4.2.1	Motores M1, M2 e M6.....	51
4.2.2	Motores M3, M4, M7 e M8.....	53
4.2.3	Motor M5.....	55
4.2.4	Transformador Transf 1 – 400kVA – 4,16kV/4,16kV.....	57
4.2.5	Transformador Transf. 2 – Transformador 4MVA – 4,16kV/600V ...	59
4.2.6	Transformadores Transf. 3 e Transf. 4 .....	61
4.2.7	Transformadores Transf. 5 e Transf. 6 .....	63
4.3	PROTEÇÃO DE NEUTRO .....	65
5	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>67</b>
6	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>69</b>
	<b>ANEXO A – DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO.....</b>	<b>71</b>
	<b>ANEXO B – AJUSTES DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.....</b>	<b>75</b>

## Lista de Figuras

Figura 1 – Zonas de proteção e seus dispositivos .....	16
Figura 2 – Curva característica de um fusível.....	18
Figura 3 – Curva de proteção do disjuntor termomagnético. ....	20
Figura 4 – Curva de proteção do disjuntor com disparador eletrônico. ....	22
Figura 5 – Curva de proteção do disjuntor com disparador eletrônico para faltas fase-terra.....	23
Figura 6 – Arquitetura do relé digital.....	25
Figura 7 – Curva característica de tempo definido.....	27
Figura 8 – Característica das curvas de tempo dependente, padrão ANSI.....	28
Figura 9 – Curva tempo x corrente de um motor de indução representando suas grandezas protegidas .....	32
Figura 10 – Representação da proteção do motor (IEEE Std 242, 2001).....	33
Figura 11 – Curva do limite térmico de um cabo e sua ampacidade .....	35
Figura 12 – Curva de Suportabilidade Térmica e Mecânica do Transformador .....	37
Figura 13 – Sistema industrial estudado.....	47
Figura 14 – Proteção de fase dos motores M1, M2 e M6. ....	52
Figura 15 – Proteção de fase dos motores M3, M4, M7 e M8.....	54
Figura 16 – Proteção de fase do motor M5. ....	56
Figura 17 – Proteção de fase do transformador Transf. 1. ....	58
Figura 18 – Proteção de fase do transformador Transf. 2 .....	60
Figura 19 – Proteção de fase dos transformadores Transf. 3 e Transf. 4 .....	62
Figura 20 – Proteção de fase dos transformadores Transf. 5 e Transf. 6. ....	64
Figura 21 – Proteção de neutro das cargas da barra 1. ....	66

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Constantes da curva de atuação padrão ANSI.....	28
Tabela 2 – Classificação dos Transformadores.....	36
Tabela 3 – Limite térmico de transformadores imersos em óleo isolante .....	38
Tabela 4 – Intervalos de coordenação .....	45
Tabela 5 – Localização dos dispositivos de proteção e os valores dos TCs aplicados.....	48
Tabela 6 – Valores das correntes de curto-circuito do sistema .....	50
Tabela A.1 – Grandezas usadas para modelar os motores no PowerFactory DIgSILENT .....	71
Tabela A.2 – Grandezas usadas para modelar os transformadores no PowerFactory DIgSILENT.....	72
Tabela A.3 – Grandezas usadas para modelar os cabos no PowerFactory DIgSILENT...	72
Tabela A.4 – Grandezas usadas para modelar as cargas no PowerFactory DIgSILENT .....	72
Tabela A.5 – Grandezas usadas para modelar os geradores no PowerFactory DIgSILENT .....	73
Tabela B.1 – Valores de ajuste do relé SR239 e fusíveis e suas localizações.....	75
Tabela B.2 – Ajustes dos disjuntores de baixa tensão aplicados.....	76
Tabela B.3 – Ajustes dos relés para a proteção de fase.....	76
Tabela B.4 – Descrição do relé de neutro aplicado e seus ajustes .....	77

# 1 INTRODUÇÃO

Para a utilização da energia elétrica nos mais diversos setores da sociedade é necessário que seja construído um complexo sistema através do qual esta energia é gerada, transmitida e distribuída. Em consequência da complexidade gerada para a utilização da energia elétrica como também de fatores internos e externos, é impossível que o sistema esteja imune a falhas, as quais podem ser responsáveis por danos aos elementos que compõem o sistema elétrico, tais como geradores, cabos, transformadores e motores (Araújo, 2002). A fim de evitar que esses elementos sofram danos, são aplicados esquemas de proteção que têm como principal objetivo preservar a integridade física desses elementos e manter a segurança de todos que usufruem da energia elétrica direta ou indiretamente (Hewitson et al., 2004). Para que isso seja possível, um sistema de proteção deve possuir as seguintes características:

- Rapidez: deve atuar no menor espaço de tempo entre a detecção da anomalia e a extinção desta;
- Seletividade: evitar que partes não faltosas do sistema sejam desligadas indevidamente e;
- Segurança: garantir que somente as partes defeituosas do sistema serão desligadas.

Um aspecto de suma importância Para atingir os objetivos citados é a coordenação de dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Em um sistema bem coordenado a atuação indevida dos dispositivos de proteção é evitada fazendo com que seja mantida a seletividade no sistema elétrico. Essa coordenação é feita mantendo intervalos de tempo de atuação entre os dispositivos de proteção aplicados no sistema. O processo de aplicar e coordenar os dispositivos é feito com a ajuda de gráficos de “tempo *versus* corrente”, em que é possível identificar para que valores de tempo e corrente um determinado dispositivo de proteção irá atuar. Cada dispositivo de proteção (fusíveis, disjuntores de baixa tensão e relés) possui uma curva característica de atuação, sendo que as curvas de fusíveis e alguns disjuntores de baixa tensão são fixas. Isto é, não possuem parâmetros a serem regulados. Por outro lado, os relés de sobrecorrente, principalmente os digitais, possuem uma gama de configurações e ajustes que os deixam mais versáteis.

Para que seja possível a aplicação dos dispositivos de proteção sem que eles interfiram no funcionamento normal do sistema ou para evitar que eles sejam superdimensionados, é necessário conhecer as curvas de danos dos elementos que integram o sistema como, motores, geradores, cabos, transformadores entre outros, e ainda os critérios de proteção de cada

elemento. As curvas de danos são os limites de operação em que a integridade dos equipamentos é garantida. Quando essas curvas são violadas e/ou os critérios de proteção não são respeitados os danos aos equipamentos são inerentes. Com esse conhecimento é possível definir os parâmetros que necessitam ser protegidos e como deve ser a coordenação para que haja uma proteção de retaguarda eficiente e para que nenhum elemento fique.

## **1.1 Objetivos do Trabalho**

Este trabalho tem como objetivo o estudo dos critérios de proteção, baseado na norma IEEE Std. 242 (2001), a serem aplicados na coordenação da proteção e seletividade de dispositivos de sobrecorrente em um sistema industrial que opera isoladamente da concessionária de energia elétrica. A idéia principal é aplicar os critérios em dispositivos de proteção já existentes no sistema elétrico e caso algum aspecto da proteção não seja devidamente solucionado, sugerir alterações nos dispositivos existentes.

## **1.2 Organização do Documento**

Este documento está organizado como segue:

- O Capítulo 2 apresenta os equipamentos que estão envolvidos na proteção contra sobrecorrente, tais como relés microprocessados, disjuntores de baixa tensão, transformadores de corrente (TCs), fusíveis. São apresentados também as características relevantes a serem consideradas dos seguintes equipamentos: motores, geradores, cabos, transformadores.
- O Capítulo 3 apresenta o sistema a ser estudado descrevendo algumas particularidades do mesmo, e a localização de todos os dispositivos de proteção.
- O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos a partir do sistema elétrico.
- O Capítulo 5 apresenta as considerações finais.
- O Capítulo 6 possui as referências bibliográficas utilizadas na elaboração do trabalho.

## 2 COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO E SELETIVIDADE

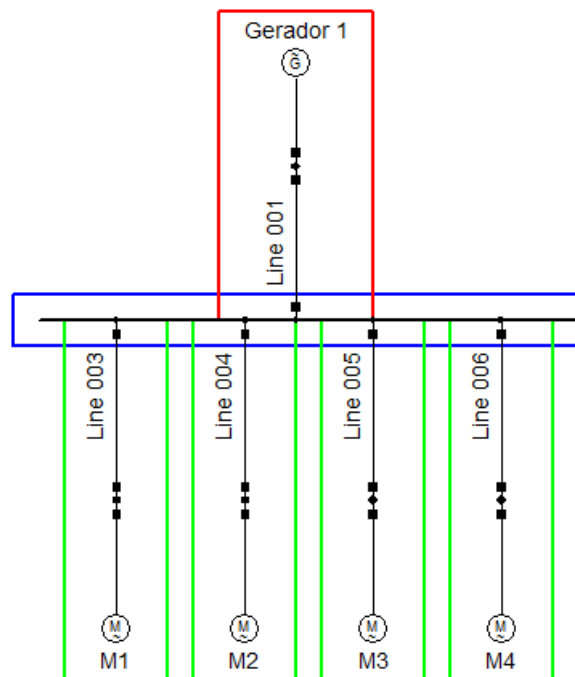
Todo sistema elétrico está sujeito a falhas, sejam provenientes de circunstâncias ambientais, de manejo de equipamentos ou de instabilidades no sistema. Essas falhas, por sua vez, podem promover na rede um curto-circuito que deve ser extinto de tal forma que se garanta a proteção das fontes de energia (geradores) e demais equipamentos instalados no sistema elétrico, visando eliminar possíveis danos aos mesmos e garantindo a integridade das pessoas que trabalham/usufruam do sistema (Hewitson et al., 2004). Ressalta-se que elevadas correntes de curto-circuito podem acarretar danos mecânicos e térmicos aos equipamentos elétricos.

Os danos mecânicos podem ser a deformação de condutores, enrolamentos de transformadores, entre outros. Já os danos térmicos estão diretamente ligados ao tempo em que a corrente de curto-circuito permanece no sistema, pois devido à sua intensidade e ao seu tempo de duração, ela pode danificar a isolamento dos mais diferentes elementos do sistema. O curto-circuito pode também levar a quedas de tensão significativas em outros pontos do sistema, podendo causar o desligamento indevido de outros equipamentos.

Nessa perspectiva, o principal objetivo de estudos de coordenação e seletividade de dispositivos de proteção contra sobrecorrente é minimizar os efeitos que os curtos-circuitos podem causar no sistema elétrico. Isso é feito eliminando-se o curto-circuito rapidamente por meio do desligamento do menor número de equipamentos possível. Quando um sistema é capaz de detectar um comportamento faltoso e garantir que somente essas partes faltosas são tiradas de operação é possível denominar esse circuito como seletivo (Hewitson et al., 2004).

Para garantir que a falta em determinado ponto do sistema seja detectada e que todos os elementos do sistema estejam protegidos é necessário que os elementos desse sistema estejam em pelo menos uma zona de proteção, região do sistema em que o dispositivo de proteção é responsável pela detecção e atuação em caso de falta. Essas zonas são definidas pelo posicionamento dos dispositivos de proteção como exemplificado na Figura 1. Na figura são mostradas em tracejado as zonas de proteção, e os quadrados em preto adjacentes à barra são os locais onde os dispositivos de proteção estão instalados. Como é possível notar sempre há uma sobreposição das zonas de proteção, isto é feito para elevar a confiabilidade do sistema de proteção, de forma que o dispositivo de proteção do elemento protegido esteja em mais de uma zona de proteção. Quando existe a sobreposição de zonas de proteção é preciso que essas zonas sejam classificadas por ordem de atuação. A região que tem a responsabilidade de atuar primeiro, em caso, de falta é definida como zona de proteção primária, já a região que tem uma atuação mais demorada e menos seletiva é denominada zona de proteção de retaguarda. Esta se

torna responsável pela proteção da zona primária quando o dispositivo de proteção por qualquer motivo falhe.



**Figura 1 – Zonas de proteção e seus dispositivos**

## 2.1 Dispositivos de proteção

Os dispositivos de proteção comumente encontrados em sistemas elétricos industriais e que serão tratados neste trabalho são: fusíveis, disjuntores de baixa tensão e relés de sobrecorrente (Hewitson et al., 2004; Mamede Filho, 2005; IEEE Std 242, 2001). Cada um destes dispositivos apresenta algumas características, tanto construtivas como operativas, que os diferenciam. Uma breve descrição sobre o princípio de funcionamento de cada um deles é apresentada nas seções seguintes.

### 2.1.1 Fusíveis

O fusível é um dispositivo de proteção contra sobrecorrente que é caracterizado por um filamento ou placa metálica com um ponto de fusão baixo, tornando-o sensível às elevações na



corrente, uma vez que, por efeito Joule, o filamento se funde e interrompe a circulação de corrente elétrica (IEEE 100, 2000).

Existem vários tipos de fusíveis, a depender da classe de tensão, tipo de aplicação e característica de atuação. Inicialmente, os fusíveis são divididos em duas grandes classes (IEEE Std. 242, 2001): fusíveis de baixa tensão e fusíveis de alta tensão, com classe de tensão inferior a 1kV e superior a 1kV, respectivamente. Apesar de ter várias características ligadas a cada tipo especificamente, algumas delas são comuns a qualquer tipo de fusível. Por exemplo, por suas características construtivas o fusível não pode ser reutilizado, pois com sua atuação, seus componentes internos são fundidos a fim de interromper o circuito. Além disso, todas as funções referentes à detecção da sobrecorrente e sua interrupção são feitas por um mesmo dispositivo. São dispositivos monofásicos, assim atuam em uma única fase.

Outro aspecto comum dos fusíveis são suas curvas de atuação com características de tempo inversamente proporcional à corrente elétrica, contendo uma faixa de imprecisão. Isso porque o fusível tem uma corrente máxima e mínima de fusão para cada tempo de atuação. Estas correntes são determinadas tendo como base um valor médio de corrente aplicando-se uma variação de até 15% para mais ou para menos em cada ponto da curva. Em termos práticos a curva de mínimo (-15% da corrente média) é usada para se obter a máxima proteção do equipamento, esta é a referência usada para obter a proteção sem ação desnecessária. Já a curva de máximo (+15% da corrente média) é usada como referência para a coordenação da proteção dos dispositivos à montante do fusível (IEEE Std. 242, 2001). Ressalta-se que o percentual aplicado para obter a faixa de precisão varia de acordo com o fabricante do equipamento. A faixa de imprecisão pode ser notada na Figura 2, que é a representação de um fusível de alta tensão, cuja corrente nominal é 250A.

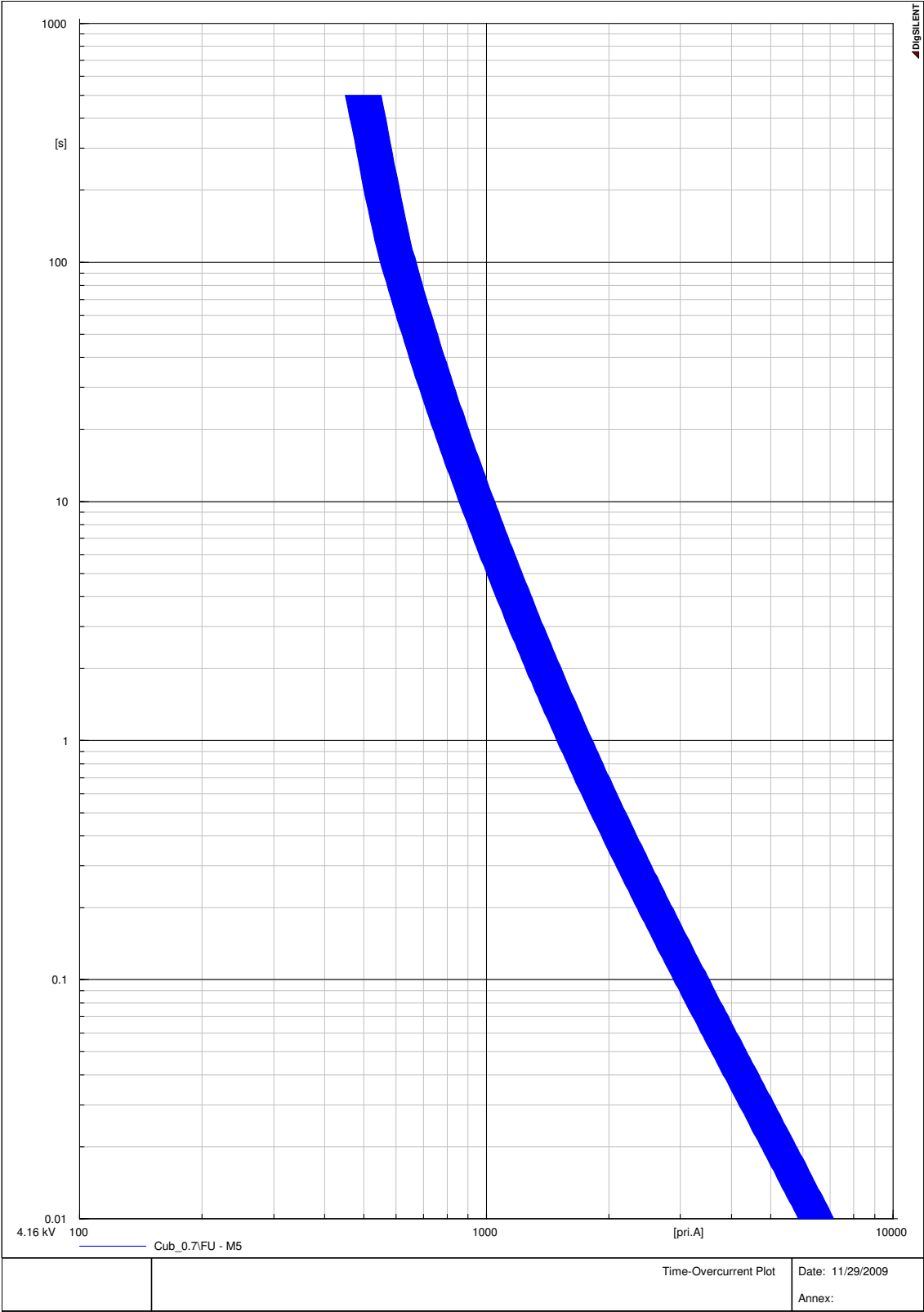
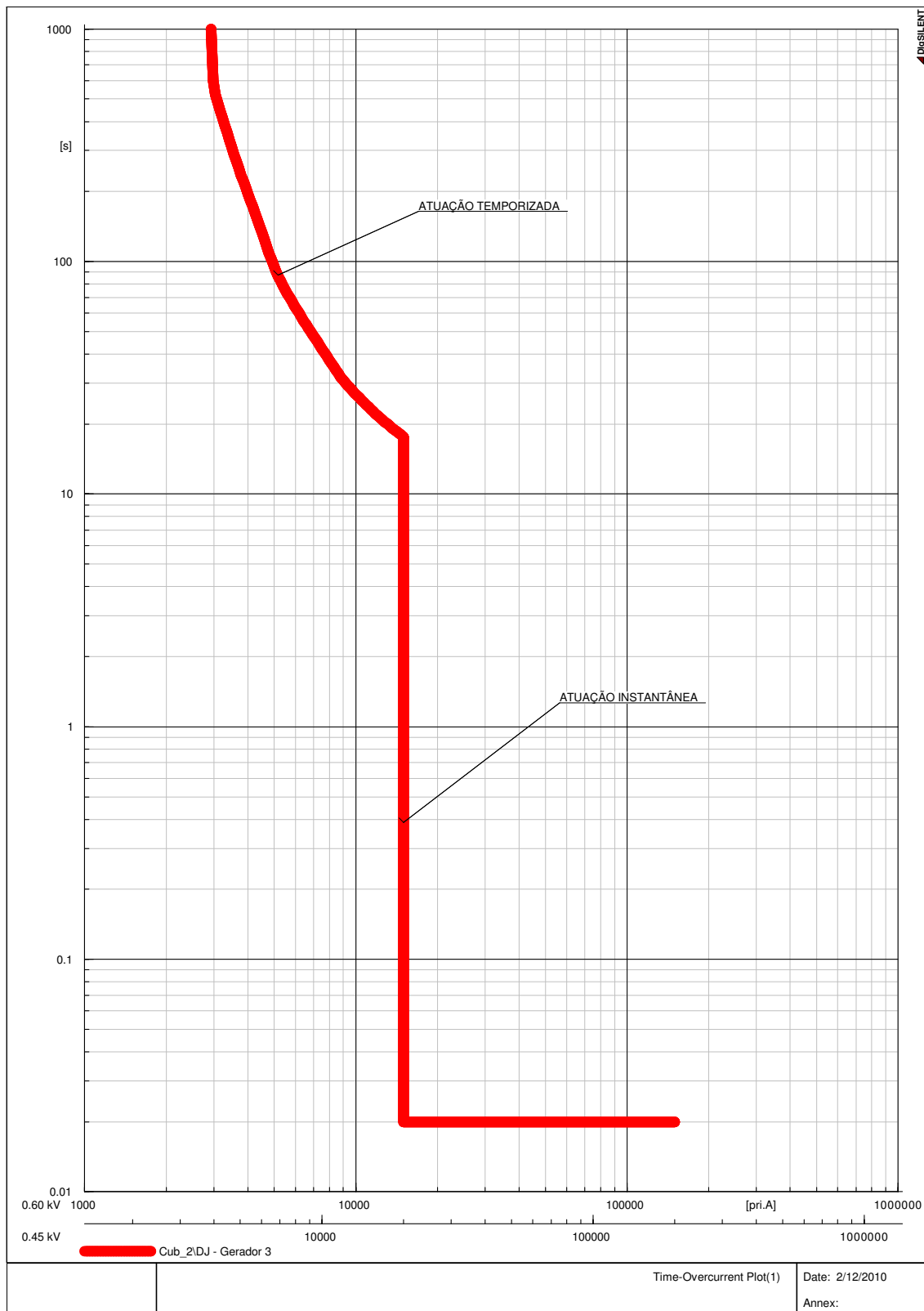


Figura 2 – Curva característica de um fusível

### 2.1.2 Disjuntores de baixa tensão

O disjuntor é definido como (IEEE Std 242, 2001): “um dispositivo que pode realizar manobras de abertura e fechamento manuais e caso exposto a uma determinada sobrecorrente deve atuar abrindo o circuito automaticamente sem que haja danos ao mesmo”. Sua característica mais importante é poder intervir várias vezes na rede sem sofrer danos, esta é a diferença crucial entre o fusível e o disjuntor. Enquanto o fusível tem que ser substituído quando atua, o disjuntor continua íntegro e isso o torna apto a receber uma tecnologia de religamento por comando, isto é, caso seja conveniente, seu religamento pode ser automatizado ou até mesmo remoto.

Os disjuntores mais usados em redes de baixa tensão são os termomagnéticos que são capazes de interromper uma corrente faltosa antes que os efeitos térmicos e elétricos desta possam comprometer a integridade da rede e dos equipamentos protegidos, e também abrir o circuito quando há uma sobrecarga na rede. Esses dispositivos têm como principais funções a possibilidade de manobra, isto é, a abertura e o fechamento voluntário do circuito. Para a proteção contra curto-circuito (atuação instantânea), um atuador magnético (solenóide) atua abrindo o circuito com o aumento instantâneo da corrente que passa pelo dispositivo. A proteção contra sobrecarga (atuação temporizada) é realizada por um atuador bimetálico sensível ao calor, que provoca a abertura do circuito quando uma corrente acima da nominal percorre o disjuntor por um período pré-determinado de tempo. A Figura 3 ilustra uma curva de atuação de um disjuntor termomagnético, onde se observam a atuação temporizada e a instantânea.



**Figura 3 – Curva de proteção do disjuntor termomagnético.**

Outros tipos de disjuntores de baixa tensão muito utilizados atualmente são aqueles que possuem unidade de atuação eletrônica, sendo conhecidos como disjuntores com disparador eletrônico. Assim como os disjuntores termomagnéticos, eles possuem curvas de atuação. No

entanto, o processamento das correntes e a determinação da abertura do circuito são executados por uma unidade eletrônica acoplada ao disjuntor. Cada “tipo” de curva de atuação é uma característica de cada equipamento que também varia conforme o fabricante e o modelo. Neste trabalho, será analisado o modelo de disjuntor de baixa tensão cuja curva de atuação é dividida em três partes: atuação de tempo longo, atuação de tempo curto e atuação instantânea (IEEE Std. 242,2001). Cada parte da atuação deve ser estudada separadamente, conforme abordado a seguir:

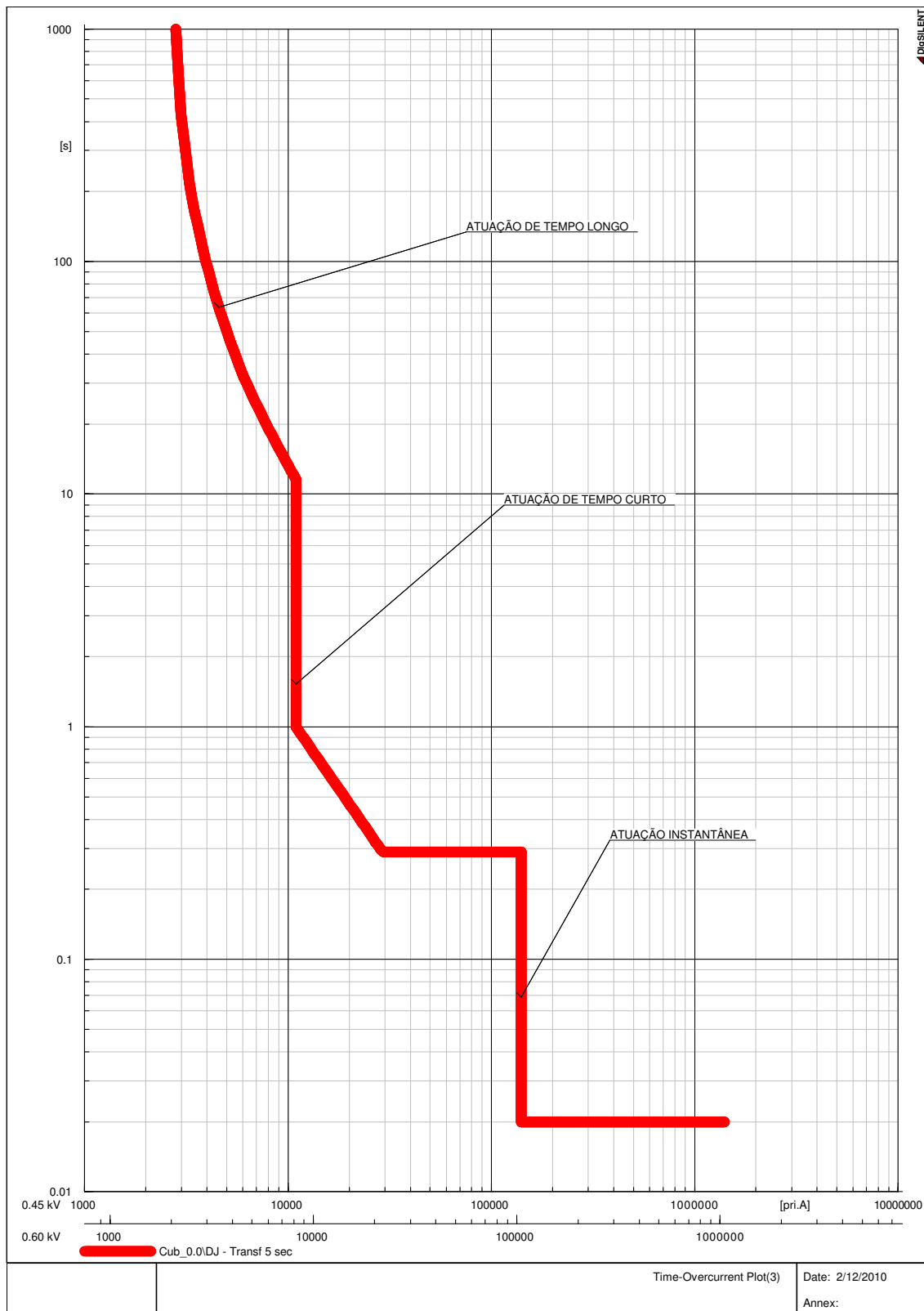
- Atuação de tempo longo: a curva de tempo longo tem como característica uma atuação da ordem de minutos e em alguns casos, de horas. O disjuntor atua nessa região quando o sistema está sobrecarregado. Neste caso não existe um pico de corrente, mas sim, uma corrente com valor eficaz maior que o valor de corrente ajustado que permanece além de determinado intervalo de tempo. Dependendo da magnitude desta corrente o dispositivo de proteção pode atuar em poucos minutos ou em algumas horas.

- Atuação de tempo curto: a atuação ocorre na ordem de segundos e dezenas de segundos. A magnitude de corrente nessa área de atuação é maior que a do tempo longo, porém o tempo de atuação é menor. Normalmente é empregada na proteção contra curtos-circuitos.

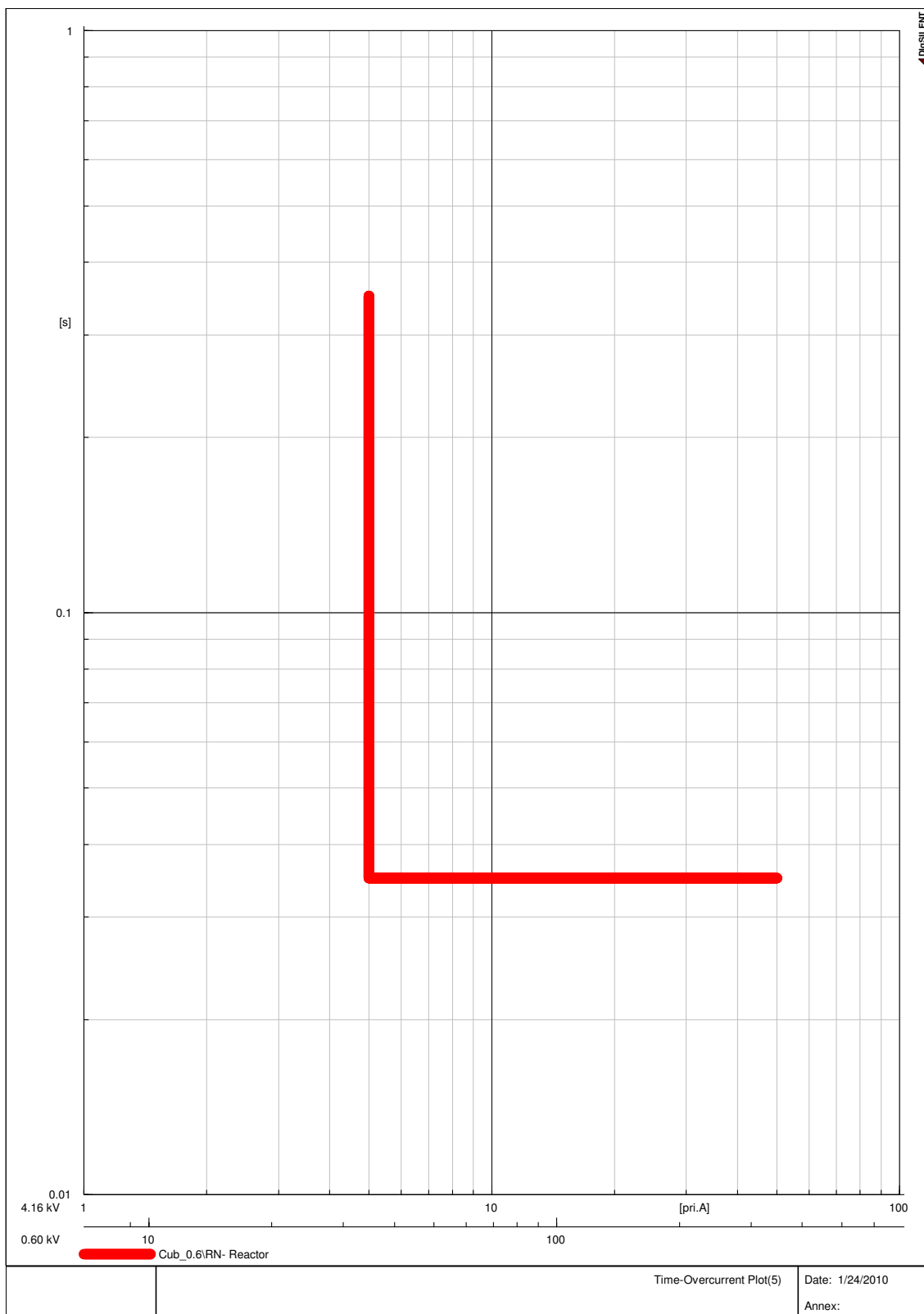
- Atuação instantânea: assim como a atuação de tempo curto é uma proteção contra curtos-circuitos, porém difere da anterior, pois seu tempo de atuação é virtualmente instantâneo, sendo esse da ordem de milissegundos.

A Figura 4 ilustra uma curva de atuação típica de um disjuntor de baixa tensão com disparador eletrônico, contendo os três tipos de atuação abordados anteriormente. Assim como os fusíveis, a curva de mínimo (representada pela borda do lado esquerdo da curva média) produz a proteção máxima ao elemento protegido, e a curva de máximo (borda do lado direito da curva média) é usada para a coordenação dos outros dispositivos de proteção do sistema.

O disjuntor com disparador eletrônico também pode ser equipado com dispositivos que detectam faltas fase-terra. Para tanto, ele conta com um sensor que mede as correntes de sequência zero no equipamento protegido e, nos casos em que a corrente ultrapassa os limites definidos, o dispositivo atua. Sua curva de atuação tem a característica de ser uma curva com tempo definido como mostrado na Figura 5.



**Figura 4 – Curva de proteção do disjuntor com disparador eletrônico.**



**Figura 5 – Curva de proteção do disjuntor com disparador eletrônico para faltas fase-terra.**

### 2.1.3 Relés de proteção

Os relés de proteção são dispositivos que têm como objetivo retirar de operação um equipamento ou circuito elétrico que esteja operando de maneira inadequada, sendo essa falta de conformidade caracterizada como uma situação de defeito (Coury et al, 2007). Para isso eles monitoram algumas grandezas como: frequência, tensão, corrente, entre outras. Caso seja detectada alguma anomalia no comportamento dessas grandezas o relé opera analisando a situação anormal e determinando quais disjuntores devem ser abertos para que seja isolada a menor porção do sistema possível para que este, após a eliminação da condição de defeito, mantenha sua estabilidade.

Atualmente, nos projetos de novos sistemas de potência, os relés digitais têm sido largamente aplicados. Neles existem microprocessadores que gerenciam seu funcionamento e também possibilitam a utilização de algoritmos específicos para a identificação, classificação e extinção das faltas. Os relés digitais, por serem microprocessados, têm algumas vantagens e desvantagens sobre os relés eletromecânicos (Almeida, 2000; Coury et al., 2007). Suas vantagens podem ser apontadas a seguir:

- Autodiagnóstico: o relé executa rotinas de verificação de suas funções e no caso de encontrar algum defeito ele se coloca fora de operação e avisar o gerenciador do sistema sobre o defeito.
- Flexibilidade: o relé pode ser programado para executar diversas funções tais como localização de faltas, medição de grandezas elétricas entre outras.
- Modularidade: o relé digital pode ser complementado com módulos que possuem funções adicionais que são incorporadas no relé digital já existente.

Apesar das claras vantagens que os relés microprocessados têm sobre os outros relés, eles têm algumas desvantagens:

- Vida útil: a vida útil dos circuitos integrados, cerca de 15 anos, é baixa em comparação aos outros tipos de relés.
- Interferências eletromagnéticas: que podem interferir no diagnóstico de faltas.
- Rápida evolução dos dispositivos: em função dos crescentes avanços da tecnologia, eles podem se tornar obsoletos rapidamente.

Os relés digitais consistem de vários e pequenos sistemas integrados, porém com suas funções bem definidas e distintas. Na Figura 6 é mostrada a arquitetura básica de um relé



digital, sendo os principais componentes são brevemente explicados em seguida (Coury et al, 2007).

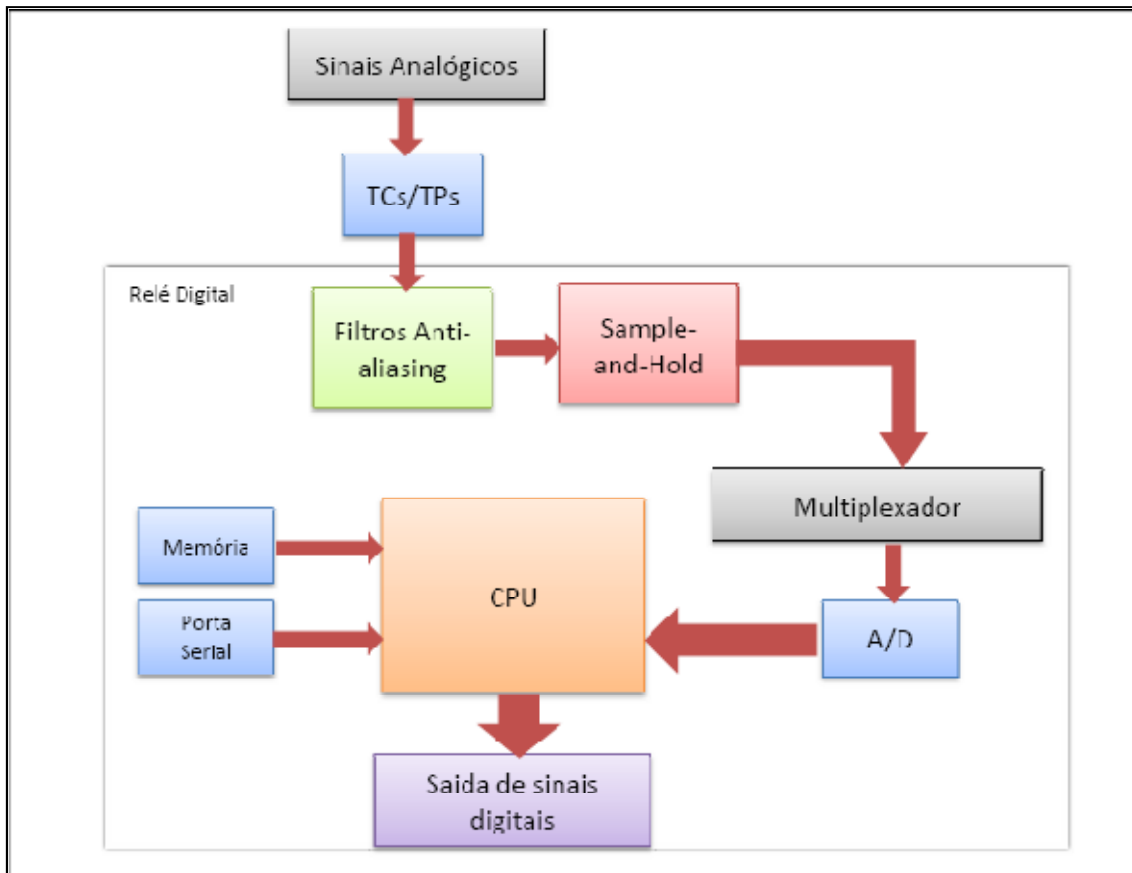


Figura 6 – Arquitetura do relé digital

- Sinais analógicos: são provenientes de transdutores (transformadores de corrente e de potencial, TCs e TP, respectivamente) que têm como objetivo principal reduzir a corrente e a tensão para valores que possam ser lidos pelo relé. No entanto, essa redução não pode comprometer a integridade e a qualidade do sinal, isto é, o sinal vindo dos transdutores tem que ser uma representação fiel do sinal original.

- Filtros analógicos: ou filtros *anti-aliasing* são filtros passivos passa-baixa, com o objetivo de evitar erros no processamento do sinal. Esses erros são provenientes do efeito da sobreposição dos espectros de sinais. Nas aplicações práticas, os filtros utilizados são os de Butterworth ou Chebyshev de segunda ordem, pois esses satisfazem os requisitos exigidos pelos relés.

- Dispositivo *Sample and Hold*: estes dispositivos têm como objetivo amostrar os diversos sinais analógicos que chegam ao relé em um mesmo instante de tempo, disponibilizando esses dados ao multiplexador. Este dispositivo diminui a deformação causada pela amostragem não sequencial que pode gerar uma atuação indevida do sistema de proteção.

- Multiplexador: ele tem como objetivo disponibilizar de forma seqüencial para o conversor A/D os sinais que o *sample and hold* armazenou. Com isso, é possível que vários sinais possam ser convertidos por somente um conversor.

- Conversor A/D: ele transforma o sinal analógico vindo dos transdutores em sinal digital que pode ser interpretado pelo processador do relé (CPU).

- CPU: na Unidade Central de Processamento, os sinais de entrada (sinais dos transdutores e dos equipamentos de proteção) são analisados. A CPU executa, com base nos sinais de entrada, os programas de proteção e, baseada nos resultados destes, realiza o controle da proteção do sistema. Além disso, realiza rotinas de auto inspeção e de comunicação com os periféricos.

- Memórias: são usadas como suporte da CPU armazenando dados temporários como valores de entrada e valores intermediários dos programas de proteção. Também são usadas para armazenar os programas permanentes do relé assim como armazena os seus parâmetros de ajuste.

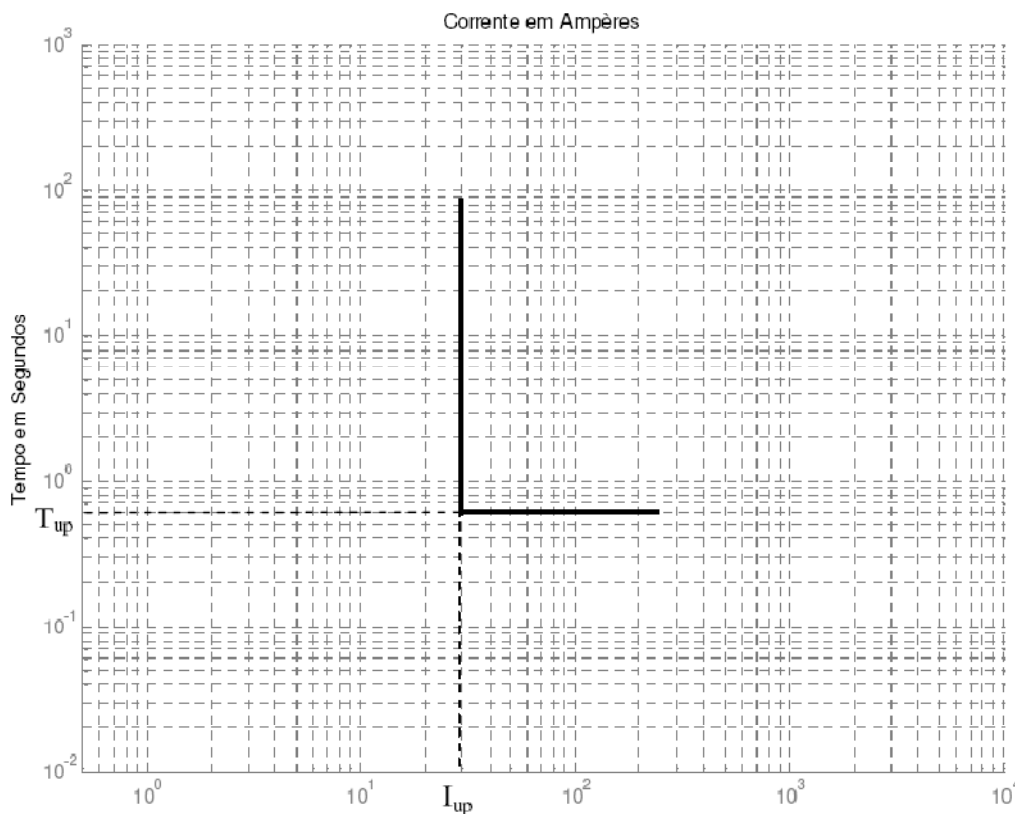
- Saída de sinais digitais: este é o meio pelo qual o relé envia os sinais de comando para o conjunto de dispositivos de proteção. Este sinal pode ser enviado diretamente para o dispositivo como um sinal de disparo (*trip*) ou para o operador do sistema como um alarme.

- Portas seriais: permitem a troca de informações entre relés e/ou operador do sistema. Com elas é possível a mudança de ajustes de valores e leitura de registros de faltas. As portas paralelas permitem o intercâmbio de informações entre outros equipamentos.

Em comparação com os outros dispositivos de proteção (fusíveis e disjuntores de baixa tensão) os relés digitais têm como vantagens sua alta versatilidade, isto é, um mesmo dispositivo pode realizar inúmeras funções e pode fornecer uma maior variedade de curvas de proteção. Com essa maior variedade a coordenação entre outros dispositivos de proteção pode se tornar mais fácil. Em seguida, são descritos dois exemplos de curvas de atuação que são encontradas nos relés digitais (Almeida, 2000; IEEE Std. 242, 2001):

- Tempo definido:

Para o ajuste da curva de proteção de tempo definido são usados dois parâmetros, tempo de atuação ( $T_{up}$ ) e corrente mínima de atuação ( $I_{up}$ ) (Almeida, 2000). Esses parâmetros definem o tempo e a corrente em que o relé irá atuar, ou seja, o dispositivo atuará para valores de corrente maior ou igual à corrente mínima de atuação, em um tempo igual a  $T_{up}$ . Um exemplo de curva de atuação é mostrado na Figura 7.



**Figura 7 – Curva característica de tempo definido<sup>1</sup>**

- Tempo dependente:

A curva de tempo dependente tem como característica a relação de corrente inversamente proporcional ao tempo. Isso leva ao relé atuar em menor intervalo de tempo para grandes magnitudes de corrente e em maior intervalo de tempo para correntes de menor magnitude. Outro fator importante é que existem diversos tipos de curvas de tempo dependente, que podem seguir padrões norte-americanos (ANSI), europeus (IEC) ou padrões próprios de determinado fabricante de relé (Soares, 2009). Neste trabalho, serão utilizadas curvas do padrão ANSI com os seguintes tipos: Moderadamente Inversa, Inversa, Muito Inversa, Extremamente Inversa e Inversa de Tempo Curto. Segundo a norma IEEE Std C37.112 (1996) o tempo de operação do relé é definido pela expressão :

$$T_{op} = TDS \times \left( K_1 + \frac{K_2}{(M^{K_3} - 1)} \right)$$

---

<sup>1</sup> Figura In: SOARES, Antonio Helson Mineiro - Metodologia Computacional para Coordenação Automática de Dispositivos de Proteção contra Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais.

Em que:

$T_{op}$ : tempo de operação do relé.

TDS: Multiplicador do ajuste de tempo do relé.

M: Múltiplo de corrente.

K1, K2, K3: constantes definidas pelo tipo de curva

As constantes K1, K2 e K3 são dependentes do tipo de curva e tem seus valores segundo a Tabela 1. A Figura 8 mostra o comportamento das curvas com os mesmos parâmetros de TDS (multiplicador do ajuste de tempo do relé) e M (múltiplo de corrente) porém com as características de atuação diferentes.

Tabela 1 – Constantes da curva de atuação padrão ANSI.

Tipo de Curva	K1	K2	K3
Moderadamente Inversa	0,02260	0,01040	0,02000
Inversa	0,18000	5,95000	2,00000
Muito Inversa	0,09630	3,88000	2,00000
Extremamente Inversa	0,03520	5,67000	2,00000
Inversa de tempo curto	0,00262	0,00342	0,02000

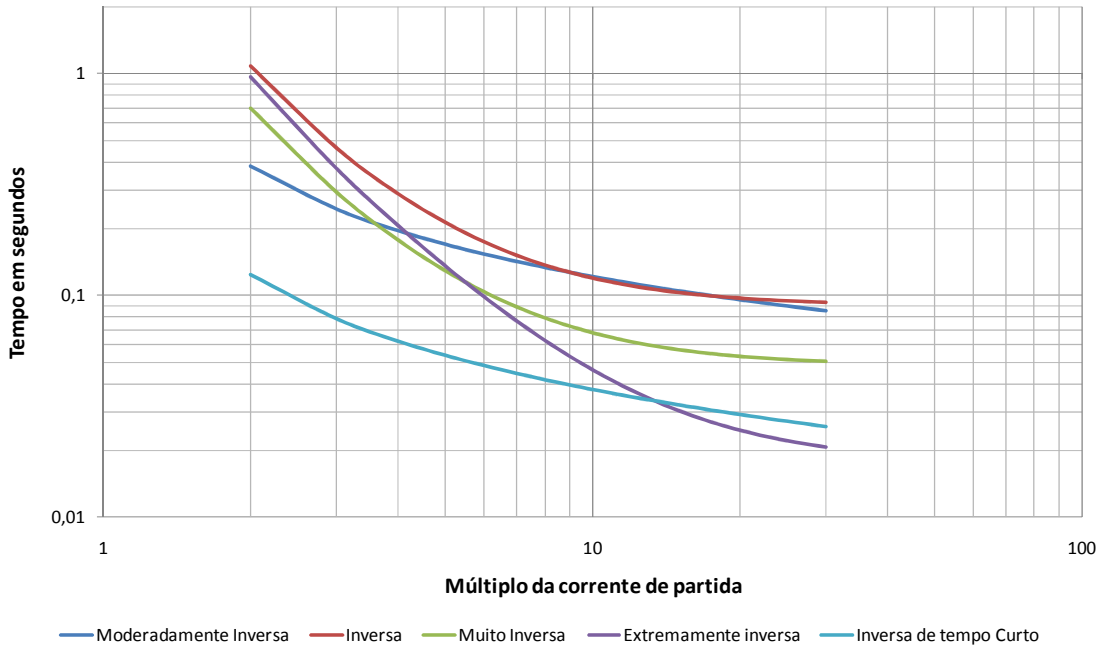


Figura 8 – Característica das curvas de tempo dependente, padrão ANSI.

### 2.1.4 Transformadores de corrente

O transformador de corrente (TC) tem como objetivo evitar conexões diretas entre os relés e o circuito de alta tensão, e também adaptar as grandezas existentes no circuito com as grandezas compatíveis com a dos relés nele acoplados (Caminha, 1977).

Embora os TCs destinados à proteção e os destinados à medição tenham o mesmo princípio de funcionamento, alguns aspectos são diferentes. As principais diferenças são (Almeida, 2000):

- Os TCs destinados à medição têm classe de exatidão entre 0,3% e 1,2%.
- Os TCs de proteção têm classe de exatidão 10%, isso significa que seu erro se mantém em 10%, com correntes de até 20 vezes sua corrente nominal, desde que sua carga seja menor ou igual à nominal.
- Os núcleos dos TCs de medição são feitos de materiais de alta permeabilidade magnética (permitindo que haja poucas perdas), porém essa característica leva-o a saturar-se rapidamente. Seu valor de saturação é de aproximadamente quatro vezes sua corrente nominal.
- Os TCs de proteção são mais robustos e suportam valores de corrente de até 20 vezes maiores que a corrente nominal.

Independente do tipo de TC, eles têm como característica construtiva serem monofásicos e terem um número muito pequeno de espiras no primário e um número grande de espiras no secundário, estas são ligadas aos relés. Algumas grandezas que definem os valores nominais dos TCs são (Almeida, 2007; Caminha, 1977; Mamede Filho, 2005):

- Corrente nominal e relação nominal: as correntes primárias são padronizadas com valores de 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000 Ampère. As corrente nominais no secundário são normalmente iguais a 1 ou 5 A.
- Classe de tensão de isolamento: definida pela tensão em que o TC está instalado.
- Frequência nominal: 50 ou 60 Hertz
- Carga nominal: a carga nominal é a carga secundária do TC e corresponde a potência dos diferentes equipamentos conectados no seu secundário, incluindo os condutores. As cargas padronizadas são: C2,5 ; C5,0 ; C7,5 ; C12,5 ; C25 ; C50 ; C75 ; C100 e C200 . A letra “C” se refere a TC e o valor após, corresponde a potência aparente (VA) da carga do TC. Por exemplo, 5VA, 7,5VA, 12,5VA, etc.

Todas as considerações sobre exatidão só são garantidas enquanto for respeitada sua carga nominal.

- Fator de sobrecorrente: é a relação entre a máxima corrente com a qual o TC mantém a sua classe de exatidão e a corrente nominal. O valor desse fator é usualmente igual a 20 vezes a corrente primária nominal. O fator de sobrecorrente é muito importante para dimensionar os TCs de proteção, sabendo que eles devem responder, de acordo com sua classe de exatidão ( $\pm 10\%$ ), a valores de corrente bastante severos nos seus primários (correntes de curto-circuito).
- Classe de exatidão: é a máxima porcentagem de erro introduzido pelo TC aos equipamentos ligados a ele, sendo esses de medição ou de proteção. Como já explicado anteriormente os TCs destinados à proteção têm sua classe de exatidão na ordem de 10%.
- Fator térmico: é o fator que se deve multiplicar a corrente primária nominal de um TC para se obter a corrente primária máxima que este poderá suportar operando em condições normais, sem exceder os limites de temperatura especificados para a sua classe de isolamento. Esses fatores são: 1,0, 1,3, 1,5 ou 2,0.
- Limites de corrente de curta-duração para efeitos térmicos e mecânicos: são os limites de corrente eficaz simétrica que o TC pode suportar quando estas são aplicadas no primário tendo o secundário curto-circuitado. Essas correntes não podem fazer com que o TC exceda os limites de temperatura especificados, e não podem danificar mecanicamente o TC. Elas são aplicadas durante um determinado intervalo de tempo: 1 segundo para o limite térmico e 0,1 segundo para o limite mecânico.

## 2.2 Equipamentos protegidos

Cada equipamento a ser protegido tem suas características nominais e seus limites térmicos e dinâmicos. Portanto, a definição dos limites de cada equipamento é um passo fundamental na proteção do mesmo. Nesta seção serão analisadas as características e grandezas fundamentais dos elementos mais encontrados em sistemas industriais:

- Motores
- Cabos
- Transformadores de dois enrolamentos
- Geradores síncronos

### 2.2.1 Motores

Os motores utilizados no sistema a ser analisado são motores de indução trifásicos. Nos motores de baixa tensão, inferior a 1000 V, a proteção de sobrecarga é feita por relés térmicos ou disjuntores de baixa tensão com sensores eletrônicos, e a proteção contra curtos-circuitos entre fases é realizada por disjuntores de baixa tensão termomagnéticos e por fusíveis. Em casos de curtos-circuitos monofásicos alguns disjuntores de baixa tensão modernos têm operações específicas para essa finalidade.

Nos motores de média tensão, segundo IEEE Std. 242, (2001), é comum empregar dois esquemas de proteção:

- O primeiro esquema consiste de um relé de sobrecorrente com a curva de tempo inverso para a proteção contra sobrecarga, e para a proteção dos curtos-circuitos tanto fase-fase quanto fase-terra, usam-se unidades de proteção de um relé de sobrecorrente com atuação instantânea.
- No segundo esquema também é usado um relé de sobrecorrente para a proteção contra sobrecarga, mas a proteção instantânea é feita por um fusível.

Contudo, independente do modelo de proteção a ser utilizado os ajustes de proteção de sobrecorrente são baseados nas mesmas grandezas, apresentadas em seguida:

- Corrente nominal: a corrente em que o motor opera normalmente, porém essa corrente pode ser multiplicada por um fator de correção que tem como objetivo permitir uma ligeira sobrecarga no motor. Esse fator de correção é denominado fator de serviço.

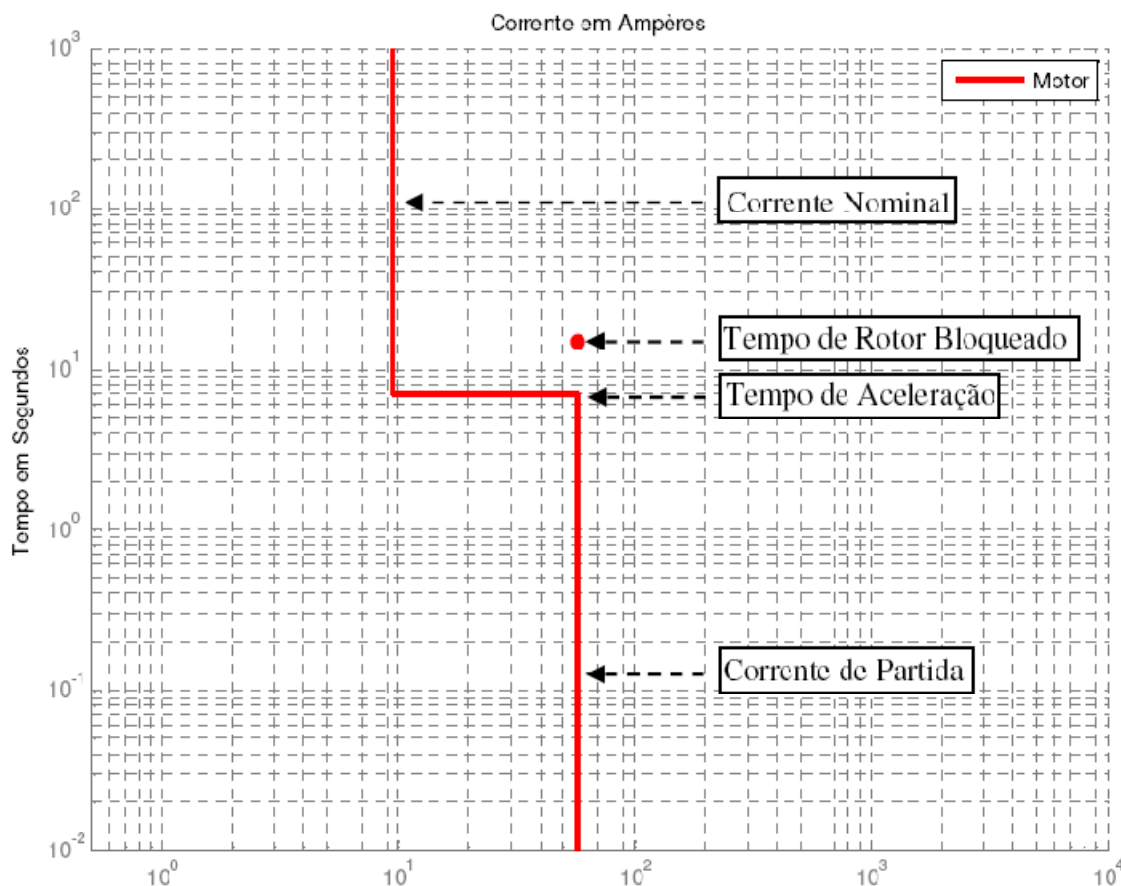
- Corrente de partida: esta corrente é resultante da energização do motor quando este é energizado diretamente da rede elétrica. O valor dessa corrente pode chegar a ser de 5 a 8 vezes o valor da corrente nominal (IEEE Std 242, 2001).

- Tempo de aceleração: é o tempo que o motor demora para sair da posição de repouso e chegar à condição normal de operação.

- Tempo de rotor bloqueado: é o período máximo de tempo que o motor pode ter seu rotor travado sem que os limites de temperatura ultrapassem valores que possam trazer danos materiais ao mesmo.

Essas grandezas são representadas por uma curva no gráfico de “tempo *versus* corrente” denominada curva de partida do motor de indução. Esta curva é fundamental para definir os ajustes que serão feitos nos dispositivos de proteção do motor. O ajuste da proteção deve ser

feito de tal forma que o dispositivo de proteção deva atuar caso a corrente seja maior que a corrente nominal do motor mais o seu fator de correção, porém o ele não pode atuar na partida do motor, condição esta em que a corrente é bem superior à corrente nominal (IEEE Std 242, 2001). Para que o motor possa partir é usado um dispositivo de proteção temporizado, mas o tempo que o dispositivo deixa de atuar em altas correntes não pode ser maior que o tempo de rotor bloqueado. Na Figura 9 tem-se uma representação típica da curva de partida de um motor de indução.



**Figura 9 – Curva tempo x corrente de um motor de indução representando suas grandezas protegidas<sup>2</sup>**

O valor da corrente de partida considerado na construção da curva de partida do motor é o valor eficaz simétrico. No entanto, a corrente de partida é assimétrica, e seu pico depende da relação  $X/R$  no ponto onde o motor está conectado. Este comportamento deve ser considerado caso o dispositivo de proteção não possua filtro de componente de corrente contínua. Portanto, para realizar o ajuste instantâneo desses dispositivos, considera-se um fator de segurança que

<sup>2</sup> Figura In: SOARES, Antonio Helson Mineiro - Metodologia Computacional para Coordenação Automática de Dispositivos de Proteção contra Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais



deve multiplicar o valor eficaz simétrico da corrente de partida. Este valor, segundo a IEEE Std. 242 (2001) é 1,76. Assim o dispositivo de atuação instantânea não deve atuar para valores de corrente inferiores a 1,76 vezes a corrente de partida do motor de indução.

Na proteção temporizada também se recomenda considerar uma margem de segurança sobre o tempo de aceleração durante a partida da máquina (IEEE Std. 242, 2001). Isto é necessário, pois no caso de partida com uma tensão inferior à nominal, o motor demora mais para partir e pode provocar a atuação do dispositivo de proteção. Para evitar essas condições, admite-se neste trabalho um fator de segurança sobre o tempo de aceleração de 2 segundos. De maneira geral a proteção realizada em motores de indução fica próximo ao apresentado na Figura 10.

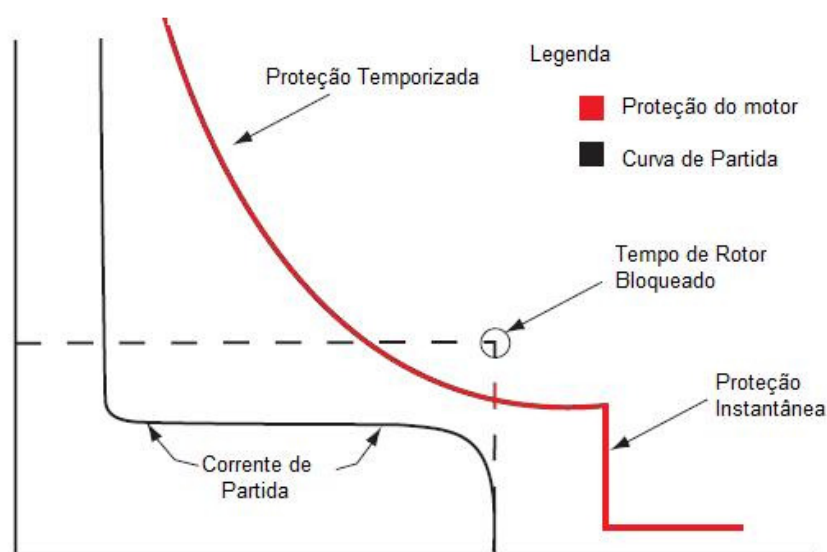


Figura 10 – Representação da proteção do motor (IEEE Std 242, 2001).

## 2.2.2 Cabos

A proteção dos cabos parte do princípio que eles têm um limite térmico que não pode ser ultrapassado. Caso isso ocorra, os danos ao condutor são prováveis. Com isso os cabos necessitam ser protegidos contra o sobreaquecimento causado pelo efeito Joule devido às correntes de curto-circuito. Caso o curto-circuito não seja rapidamente interrompido, o efeito Joule causa o aumento de temperatura do condutor e de seu isolante, mudando suas propriedades elétricas. Assim, caso a falta persista, suas propriedades elétricas iniciais podem ser perdidas resultando em dano permanente no cabo. Por outro lado, se a falta for eliminada pouco tempo após sua incidência, a quantidade de calor gerada no condutor será pequena e ficará confinada nele, não causando danos ao cabo e a sua isolação (IEEE Std 242, 2001).

A estratégia de proteção é baseada na energia térmica armazenada no condutor e no limite térmico da isolamento. Para isso foram desenvolvidas fórmulas (Prysmian Cables and Systems, 2008) que consideram o tipo de material do condutor, a seção transversal do condutor, a corrente do curto-circuito, seu tempo de duração, a temperatura máxima suportada na operação normal e a temperatura máxima admitida para um curto-circuito. As variáveis de temperatura são diretamente ligadas ao material de isolamento do cabo. Essas fórmulas são apresentadas a seguir para condutores de cobre e de alumínio.

$$\left(\frac{I}{S}\right)^2 \times t = 115.679 \times \log_{10} \left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right) \quad (\text{condutor de cobre})$$

$$\left(\frac{I}{S}\right)^2 \times t = 48.686 \times \log_{10} \left(\frac{T_2 + 228}{T_1 + 228}\right) \quad (\text{condutor de alumínio})$$

Sendo:

I = corrente de curto-circuito (A)

S = seção transversal (mm<sup>2</sup>)

t = tempo de duração do curto-circuito (s)

T<sub>1</sub> = máxima temperatura admissível no condutor em operação normal (°C)

T<sub>2</sub> = máxima temperatura admitida para o condutor no curto-circuito (°C)

Outra característica do cabo que deve ser considerada é a ampacidade, definida como a capacidade máxima de corrente elétrica nos condutores. Caso um cabo seja submetido a uma corrente acima de sua ampacidade por muito tempo, suas características como resistência, diâmetro e a isolamento são alteradas em consequência do efeito Joule decorrente da sobrecarga, fazendo com que a vida útil do cabo seja diminuída. Porém, eventualmente, o cabo pode sofrer com uma sobrecarga temporária em um caso de emergência, mas essa sobrecarga não pode ser freqüente, pois isso resultaria no problema descrito anteriormente (IEEE Std. 242, 2001).

Sendo usada como exemplo a Figura 11, podem-se definir os limites da proteção do cabo contra sobrecorrente. A figura mostra a ampacidade e o limite térmico do cabo. Assim, a curva de proteção deve ficar à esquerda da curva de limite térmico e também à esquerda da ampacidade. Para ajustar a proteção instantânea contra curtos-circuitos é definido que a máxima corrente de curto em 0,01 segundo seja menor que o limite térmico do cabo e a ampacidade define a máxima corrente para o dispositivo de proteção temporizado (IEEE Std 242, 2001).

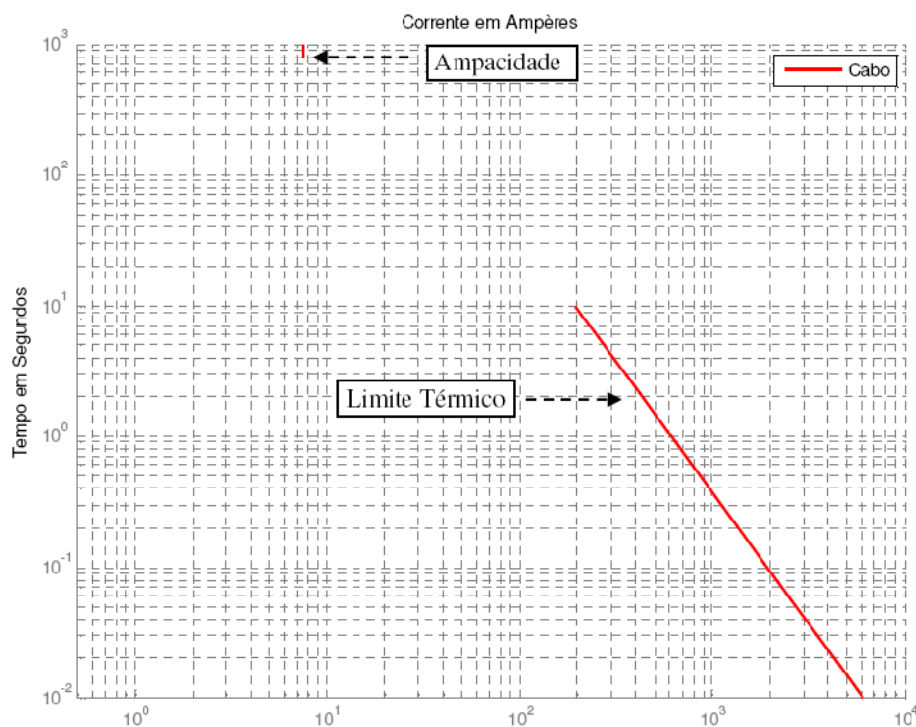


Figura 11 – Curva do limite térmico de um cabo e sua ampacidade <sup>3</sup>.

### 2.2.3 Transformador

Assim como os demais equipamentos, os transformadores têm algumas características que devem ser respeitadas ao fazer sua proteção, para que ela não atue de forma indevida, prejudicando o desempenho ideal do transformador. As características que devem ser respeitadas são a corrente nominal de operação, sua corrente de energização (tempo e intensidade da corrente de energização), os limites de suportabilidade às correntes de curto-circuito tanto no lado primário quanto no lado secundário, além do seu limite térmico.

A proteção contra a sobrecorrente é normalmente feita no lado primário utilizando fusíveis e disjuntores comandados por relés. Porém, dependendo da importância do transformador para o sistema, o seu esquema de proteção pode ser incrementado adicionando proteção no seu lado secundário (IEEE Std. 242, 2001). A proteção contra a sobrecarga é usualmente feita no lado primário do transformador quando esta é feita por dispositivos de

---

<sup>3</sup> Figura In: SOARES, Antonio Helson Mineiro - Metodologia Computacional para Coordenação Automática de Dispositivos de Proteção contra Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais

proteção de sobrecorrente. Estes equipamentos são normalmente relés com curva a tempo inverso. Outro esquema pode ser empregado utilizando fusíveis e disjuntores tanto no lado primário como no lado secundário e no caso em que o lado secundário tenha tensões menores que 1kV, são utilizados disjuntores de baixa tensão. Quando existem dispositivos de proteção nos dois lados do transformador é comum que se utilize o lado primário para a retaguarda da proteção e o lado secundário para a proteção de sobrecarga (IEEE Std 242,2001).

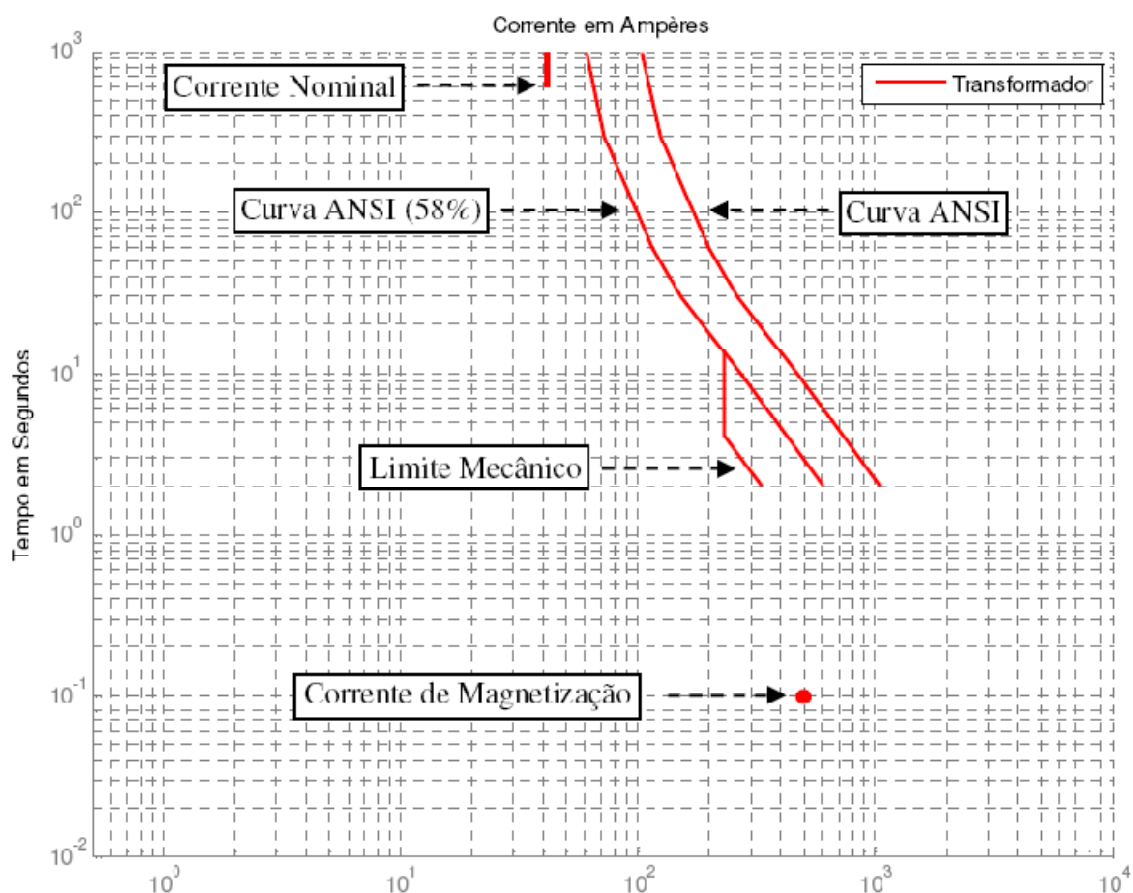
No caso da proteção contra curto-circuito existem, usualmente, dois modos aplicáveis. O primeiro utiliza dispositivos que detectam a formação de gases no interior do transformador que utiliza óleo isolante. Já no segundo modo são utilizados disjuntores, fusíveis e relés de sobrecorrente (IEEE Std 242, 2001).

Independente da filosofia empregada o principal objetivo da proteção é garantir que o funcionamento normal do equipamento não seja interferido e que em caso de faltas o equipamento não seja danificado, nem termicamente, nem mecanicamente. Para tanto, existem limites que definem a curva de suportabilidade do transformador aos efeitos térmicos e mecânicos das correntes de curto-circuito. Estes devem ser respeitados durante a aplicação da proteção. Essa curva depende de alguns fatores, entre eles a potência nominal do transformador. A partir disso foram definidas quatro categorias que agrupam os transformadores segundo sua potência nominal, apresentadas na Tabela 2 (IEEE Std 242,2001).

**Tabela 2 – Classificação dos Transformadores**

<b>Categoria</b>	<b>Potência (kVA)</b>
<b>1</b>	15 a 500
<b>2</b>	501 a 5.000
<b>3</b>	5.001 a 30.000
<b>4</b>	> 30.001

Cada categoria de transformador tem um tipo de curva de suportabilidade que é influenciada pelo tipo da conexão dos enrolamentos do transformador. Para exemplificar e definir os limites de proteção, foi usado um transformador conectado em delta-estrela, sendo o delta a conexão do lado primário, e este sendo de Categoria 2. A curva de suportabilidade pode ser observada na Figura 12. Para executar a proteção do transformador, as seguintes características devem ser observadas (IEEE Std 242, 2001; Soares, 2009).



**Figura 12 – Curva de Suportabilidade Térmica e Mecânica do Transformador <sup>4</sup>**

- Corrente nominal: é a corrente normal de operação do transformador. Qualquer curva de atuação de dispositivo de proteção que seja aplicada nele tem que ficar à direita dessa corrente, pois qualquer interferência nesta impede o funcionamento normal do equipamento.

- Corrente de magnetização: é a corrente de energização, ela só ocorre quando o equipamento é energizado. Usualmente a corrente de magnetização é de 8 a 12 vezes a corrente nominal, e se dá em um tempo menor ou igual a 0,1 segundo. Caso a proteção primária tenha atuação instantânea, a corrente de magnetização deve ser respeitada.

- Curva ANSI: é a curva que representa o limite térmico do transformador quando imerso em óleo isolante. A curva ANSI é construída segundo a Tabela 3 (IEEE Std 242, 2001).

<sup>4</sup> Figura In: SOARES, Antonio Helson Mineiro - Metodologia Computacional para Coordenação Automática de Dispositivos de Proteção contra Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais

**Tabela 3 – Limite térmico de transformadores imersos em óleo isolante**

<b>Múltiplo da corrente nominal</b>	<b>Tempo (s)</b>
2,00	1800,00
3,00	300,00
4,75	60,00
6,30	30,00
11,30	10,00
25,00	2,00

- Curva ANSI (58%): esta curva só é aplicável em transformadores com enrolamento delta-estrela aterrado solidamente. Quando ocorre uma falta fase-terra no secundário neste tipo de transformador, nas fases sãs correntes com 58% das correntes de curto percorrem o lado primário transformador. Assim para uma melhor proteção contra essas correntes é traçada uma curva com 58% da curva ANSI para se obter uma proteção mais eficaz (IEEE Std 242, 2001).

- Limite mecânico: a curva do limite mecânico não é aplicável para transformadores da Categoria 1, pois segundo IEEE Std. 242 (2001) e IEEE C57.109 (1993), a curva ANSI é suficiente para representar todos os limites do transformador. Nos transformadores Categoria 2 o limite mecânico só é usado no caso de se esperar que em toda a vida útil do transformador ocorram mais que 10 curtos-circuitos, caso contrário a curva de limite mecânico não é utilizada. Para transformadores de Categoria 3 é necessário estimar quantos curtos-circuitos ele estará sujeito em toda sua vida útil, porém pela sua potência ser maior, o número de curtos-circuitos é menor sendo que o transformador é considerado sujeito a um número freqüente de faltas quando se espera mais de 5 faltas em toda sua vida útil. Para transformadores de Categoria 4, por estes serem de grande porte, sempre é aplicada a curva do limite mecânico.

A partir da caracterização das curvas do transformador é possível definir a região onde as curvas dos dispositivos de proteção precisam estar situadas para que o transformador tenha uma operação normal e que em caso da ocorrência de faltas ele esteja protegido contra danos elétricos ou mecânicos. Essas curvas devem se situar à esquerda da curva ANSI e à direita da corrente nominal e respeitando a corrente de magnetização. Em transformadores em que é necessário o emprego da curva ANSI 58%, as curvas de proteção prioritariamente devem ficar à esquerda desta. Em condições que o engenheiro de proteção julgar pertinente, a curva de ANSI 58% pode ser violada desde que a curva ANSI não seja (IEEE std 242, 2001).

## 2.2.4 Gerador

Os geradores são a parte mais importante de um sistema elétrico. Sua falha ou mau funcionamento leva à falta de energia que pode ser total ou parcial, dependendo da importância que ele tem no sistema analisado. A partir da aplicação do gerador é possível classificá-lo em algumas categorias, segundo IEEE Std. 242 (2001).

- Gerador único isolado: esses geradores são normalmente geradores de emergência e são aplicados em plantas em que a falta de fornecimento de energia pode ser crucial, como em hospitais, indústrias específicas, entre outras. Esses geradores não operam com nenhuma outra fonte de suprimento de energia. São ligados em pequenos intervalos de tempo e sempre de forma isolada. São normalmente ligados ao sistema por sistemas automáticos ou por disjuntores. Não são geradores com grande capacidade, tendo sua potência entre 100kW e poucos mega watts, são também geradores de baixa tensão e em alguns casos podem ser de média tensão. Por serem geradores de emergência, eles são desligados assim que a fonte normal de energia se restabelece.

- Múltiplos geradores em sistemas isolados: são normalmente utilizados em aplicações em que a conexão com o sistema de distribuição é dificultada, como em plataformas marítimas, fábricas ou unidades comerciais em lugares isolados. Esses geradores são geralmente de maior potência que os geradores de emergência, costumam ter sua ordem de grandeza entre algumas centenas de quilo watts até alguns mega watts. São, na sua maioria, operados manualmente, porém algumas proteções como relé de frequência e de tensão podem ser aplicados. Sua tensão de operação costuma ser entre 4,16kV a 13,8kV e eles podem ser diretamente ligados ao sistema de distribuição da planta.

- Grandes geradores industriais: São geradores cuja potência nominal usualmente vai de 10MVA a 50MVA. Podem ser usados nas indústrias como uma cogeração. Operam na maioria das vezes em paralelo com outras fontes de energia e são usados normalmente em plantas petroquímicas e usinas de papel, onde o processo pode gerar produtos que podem ser fontes para geração de energia, assim como as usinas de cana de açúcar. São geradores que podem trabalhar de forma contínua ou sazonalmente, dependendo da produção da planta industrial, normalmente trabalham com tensões da classe de 15kV.

A ocorrência de falhas nos geradores não é muito frequente, porém, caso ocorra, a proteção deve ser precisa, seletiva e rápida para isolar a máquina e pará-la imediatamente. As falhas que podem ocorrer nos geradores podem ser divididas em dois tipos (Araujo et al, 2002) :

- falhas de isolamento: que resultam em curto-circuito entre espiras, entre fases ou fase-terra. Essas falhas podem ser resultado de sobretensões e sobreaquecimentos.

- condições anormais de funcionamento: como perda de campo, sobrecarga, sub e sobre frequência entre outras.

A proteção contra sobrecorrente do gerador tem que ser a última a operar, em caso de faltas em outros pontos do circuito, funcionando como uma proteção de retaguarda para todo o sistema elétrico. Isso garante que os pontos não faltosos do sistema mantenham sua operação normal, caracterizando um sistema seletivo. Sua proteção contra curto-circuito externo é usualmente feita por um relé de sobrecorrente temporizado ajustado como uma proteção de retaguarda do circuito (Hewitson et al., 2004).

Para uma proteção completa dos geradores é necessário, devido à sua complexidade, uma série de proteções contra vários tipos de distúrbios que podem ocorrer nos geradores. Logo, existem dispositivos de proteção específicos para os vários tipos de distúrbios e estes serão apenas citados neste trabalho. Mais informações podem ser encontradas em Caminha (1977), IEEE Std 242 (2001), Araujo et al (2002).

- Superaquecimento

- Estator (devido à sobrecarga ou perda de refrigeração)

- Rotor (devido à excitação excessiva e perda de refrigeração)

- Faltas nos Enrolamentos

- Estator (faltas fase-fase e fase-terra)

- Rotor (faltas à terra e curto-circuito)

- Sobrevelocidade e Subvelocidade

- Sobretensão

- Perda de excitação

- Motorização

- Operação com corrente desbalanceada

- Perda de sincronismo

- Oscilações subsíncronas



- Energização indevida
- Sincronização com a rede elétrica

Neste trabalho não será abordada a curva de dano dos geradores síncronos, em virtude de a mesma não ter sido referenciada na norma IEEE Std. 242 (2001), que é o documento principal em que o trabalho foi baseado. Deve-se ajustar o dispositivo de proteção do gerador de forma a respeitar sua corrente nominal de funcionamento e de maneira que ele fique coordenado com todos os dispositivos de proteção a jusante dele.

## **2.3 Critérios de proteção e seletividade dos equipamentos**

Para que seja conservada a integridade dos equipamentos e para que a seletividade do sistema seja mantida, algumas regras de proteção precisam ser obedecidas. Os critérios de coordenação da proteção e seletividade utilizados neste trabalho seguem as recomendações da norma internacional IEEE Std. 242 (2001). O objetivo desta norma é guiar o engenheiro de proteção para uma melhor escolha dos ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Esses critérios são discutidos nas seções seguintes.

### **2.3.1 Proteção de Motores**

A proteção de motores de indução deve ser feita respeitando-se a curva de partida do mesmo. A proteção pode ser feita utilizando várias combinações de elementos de proteção como, relé e fusível, relé com unidade temporizada e instantânea ativada, disjuntores de baixa tensão (IEEE Std. 242, 2001). Neste trabalho foram utilizadas as seguintes configurações.

- Motor de média tensão: relé com o dispositivo temporizado e fusível;
- Motor de baixa tensão: disjuntores de baixa tensão

Os critérios que serão apresentados em seguida são válidos tanto para a proteção de motores de média quanto de baixa tensão:

- A proteção temporizada do motor deve ter sua corrente ajustada para 105% da corrente nominal do motor, porcentagem esta admitida neste trabalho como fator de segurança. Independente do dispositivo de proteção escolhido, a sua curva de proteção não pode ficar

acima do tempo de rotor bloqueado e também não pode interceptar a curva de partida do motor. É considerado um bom ajuste se a curva de proteção do dispositivo estiver de 2 a 10 segundos acima da curva de partida do motor, desde que não ultrapasse o tempo de rotor bloqueado. Caso a proteção seja feita por um disjuntor de baixa tensão, admite-se que a recomendação de aplicar o fator de segurança de 2 segundos pode ser ignorada, devido à faixa de tolerância da curva do dispositivo. Se a curva de proteção do disjuntor interceptar o tempo de rotor bloqueado, o ajuste será considerado como adequado por causa da faixa de tolerância.

- O ajuste do dispositivo de proteção instantânea deve agir caso haja curtos-circuitos externos com correntes de elevada intensidade e próximos ao motor, ou curtos-circuitos internos, porém os dispositivos de proteção devem respeitar as correntes de partida do motor. Assim, o ajuste de corrente é feito para valores de 165% a 250% dos valores das correntes de partida.

- O ajuste de proteção contra a falta fase-terra é feito de tal forma que o dispositivo de proteção seja sensível o suficiente para identificar o defeito, porém adequadamente seguro para que não exista uma atuação indevida proveniente de variações normais da corrente da máquina. Com isso, é definido que o ajuste de corrente seja da ordem de grandeza do erro do TC, que é usualmente 10% para TCs de proteção. Logo, a corrente ajustada no relé de neutro é 10% da corrente nominal do TC, com curva a tempo definido temporizada em 100ms para prover rapidez na atuação da proteção. Este valor é escolhido como uma margem de segurança para evitar a atuação indevida da proteção em condições normais de operação.

### **2.3.2 Cabos**

A proteção em cabos não é muito sofisticada, ela consiste basicamente em evitar que sejam atingidos os valores de corrente que danifiquem o mesmo. Com isso, a proteção normalmente consiste em manter o ajuste de corrente da proteção temporizada menor que a ampacidade do cabo e a proteção instantânea menor que a corrente de curto-circuito que percorre o cabo. Normalmente, quando é feita a proteção dos outros elementos, naturalmente os cabos se encontram protegidos.

### 2.3.3 Transformadores

A proteção dos transformadores deve ser feita, assim como nos outros elementos, para que os dispositivos de proteção não interfiram no funcionamento normal do elemento e que quando ocorra alguma corrente que possa danificar o mesmo, a proteção existente interrompa no menor tempo possível, a fim de evitar danos físicos. Os seguintes critérios foram considerados, de acordo com a norma IEEE Std. 242 (2001):

- Proteção contra sobrecarga: pode ser feita tanto do lado do primário quanto do secundário do transformador, porém é considerada mais eficiente uma proteção feita do lado do secundário. Recomenda-se que a corrente de ajuste do dispositivo de proteção seja de 125% a 300% da corrente nominal do transformador, sendo que o valor de 125% é, caso possível, o mais adequado, pois garante uma proteção mais eficiente do elemento. No caso de não haver dispositivo de proteção instalado no lado secundário do transformador, a proteção do lado do primário deve ter sua corrente definida entre 125% e 400% da corrente nominal. Admite-se que os dispositivos de proteção do lado primário do transformador violem a curva ANSI para tempos de atuação muito elevados e para pequenas faixas de corrente (IEEE Std 242, 2001).

- Proteção contra curto-circuito trifásico: é usual que não exista proteção instantânea do lado do secundário do transformador, para que seja mais fácil a coordenação com outros dispositivos de proteção a jusante. Na proteção do lado do primário é recomendado que o ajuste seja maior que a máxima corrente de curto-circuito assimétrica no secundário e maior que a corrente de magnetização. Recomenda-se que esse ajuste seja o maior valor entre 120% da corrente de magnetização e 120% da máxima corrente simétrica de curto-circuito no secundário.

- Proteção contra curto-circuito fase-terra: é ajustada de forma semelhante à explicada para o motor, no caso em que os enrolamentos do transformador sejam Y aterrado, tanto solidamente como por impedância. Isto é: ajuste de corrente em 10% da corrente nominal do TC, com curva a tempo definido temporizada em 100 ms. No caso do enrolamento ser delta ou Y com neutro isolado, não há necessidade de haver dispositivo de proteção contra as faltas fase-terra, pois não há caminho para a circulação da corrente de neutro.

### 2.3.4 Gerador

O gerador, como explicado anteriormente, tem inúmeras proteções individuais, que não são coordenadas com os outros dispositivos de proteção do sistema, pois têm como principal

objetivo a proteção individual do elemento. Essas proteções são feitas por relés diferenciais e sobrecorrente, entre outros, que são aplicados de forma bem específica para proteger os elementos internos do gerador.

A proteção contra curto-circuito externo aplicada nos geradores é uma proteção de retaguarda, sendo que seu ajuste é feito para que haja a possibilidade de todas as outras proteções do sistema atuarem em tempo sem que a proteção contra sobrecorrente do gerador atue. Esta proteção quando feita por um relé de sobrecorrente tem seu dispositivo instantâneo fora de funcionamento, e seu dispositivo temporizado ajustado para que a partir da análise de curtos-circuitos do sistema ele atue para os valores calculados no ponto onde o relé que protege o gerador está conectado. Ressalta-se que seu ajuste deve ser superior à corrente nominal do gerador. Neste trabalho, admite-se que o ajuste de corrente da unidade temporizada seja, no mínimo, 105% da corrente nominal da máquina.

Para a proteção contra faltas fase-terra o raciocínio aplicado é o mesmo que para as faltas trifásicas. Esta funciona como uma proteção de retaguarda sendo coordenada com os dispositivos de proteção que estão a jusante.

## **2.4 Coordenação**

A coordenação da proteção de um circuito elétrico tem como principal objetivo garantir a seletividade no sistema elétrico: somente os dispositivos instalados mais próximos ao local da falta devem atuar. Atinge-se tal objetivo aplicando-se critérios de coordenação entre os dispositivos de proteção.

Uma vez satisfeitos os critérios de proteção individual dos equipamentos, procede-se à coordenação de todos os dispositivos de proteção, iniciando-se pelos dispositivos instalados nas cargas até aqueles instalados nas fontes (geradores e subestações). A partir disso são definidos os intervalos de coordenação para garantir a seletividade do sistema.

Os intervalos de coordenação, que são aplicados entre os dispositivos de proteção são apresentados na Tabela 4. Eles estão de acordo com os valores recomendados na norma IEEE Std 242 (2001).

Tabela 4 – Intervalos de coordenação

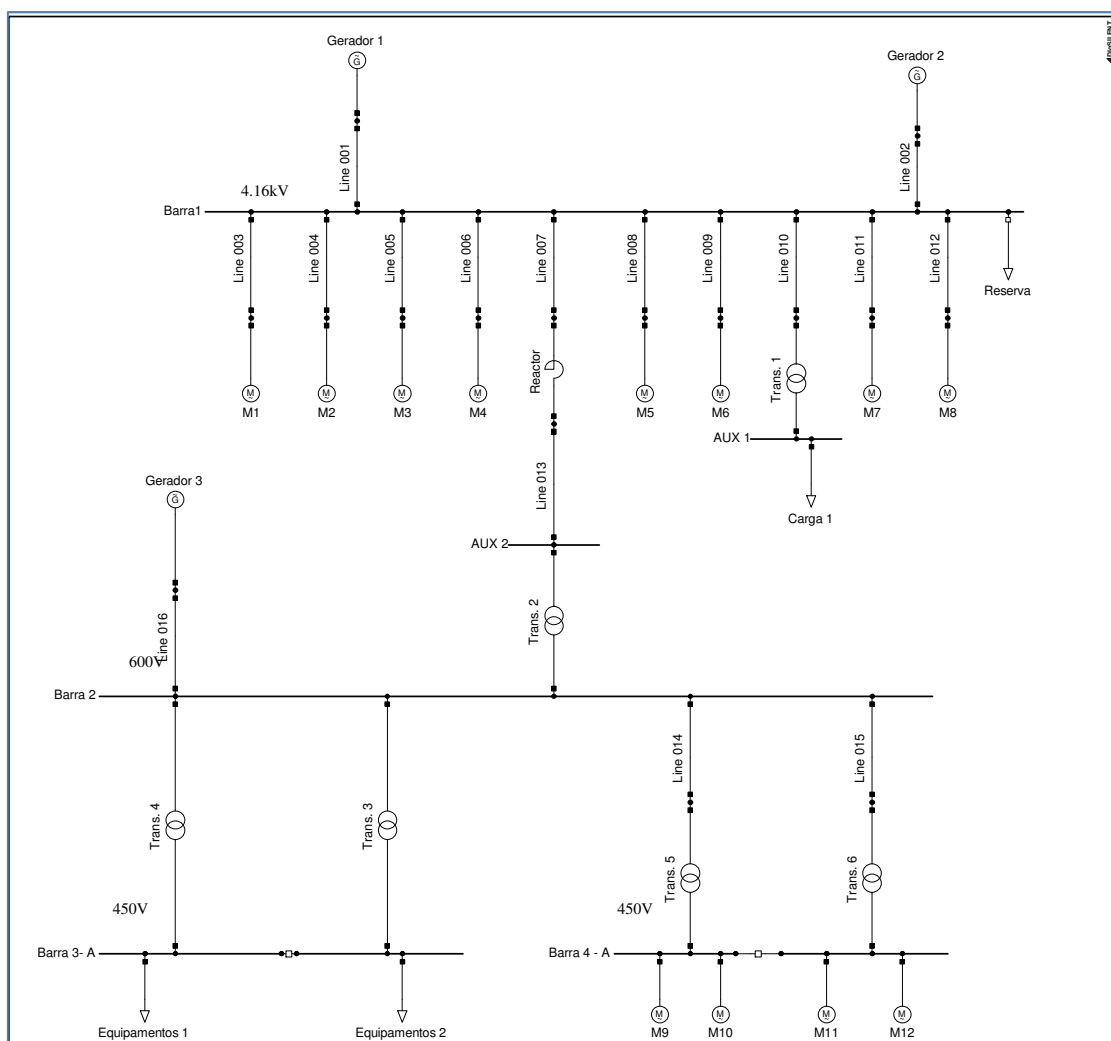
Dispositivo a jusante	Dispositivo a montante		
	Fusível	Disjuntor de baixa tensão	Relé digital
<b>Fusível</b>	120ms	120ms	120ms
<b>Disjuntor de baixa tensão</b>	120ms	120ms	120ms
<b>Relé digital</b>	250ms	250ms	250ms

Quando forem utilizados relés eletromecânicos os intervalos referentes têm que ser acrescidos em 100ms por causa da inércia do disco do relé.



### 3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

O estudo de proteção foi realizado em um sistema elétrico isolado com múltiplos geradores. Esse sistema é uma planta de uma plataforma de refino de petróleo em alto-mar. O estudo foi realizado em um circuito já existente, não sendo o objetivo do trabalho escolher os dispositivos de proteção, e sim aplicar os critérios de coordenação da proteção e seletividade estudados de modo a propiciar uma maior confiabilidade no mesmo. A Figura 13 apresenta o sistema elétrico estudado, sendo que os dados completos do mesmo são apresentados no Anexo A.



**Figura 13 – Sistema industrial estudado**

O circuito é simplificadamente dividido em dois. Esta divisão pode ser feita pela classe de tensão das barras. Na parte de alta tensão, existem dois geradores em 4,16kV e oito motores de variadas potências e também duas cargas. A segunda parte do sistema tem, na sua principal barra, uma tensão de 600V e nela estão conectados um gerador e quatro transformadores. Os

motores de M9 a M12, de 450 V, não possuem dispositivos de proteção porque eles representam um agrupamento de vários motores de baixa potência. Logo, a coordenação dos dispositivos de proteção dessa área terá como base o dispositivo de proteção instalado no secundário dos transformadores Trans. 5 e Trans. 6. A Tabela 5 mostra o tipo e local de instalação de todos os dispositivos de proteção.

**Tabela 5 – Localização dos dispositivos de proteção e os valores dos TCs aplicados**

<b>Local do Dispositivo de Proteção</b>	<b>Dispositivo de Proteção de fase</b>	<b>Dispositivo de proteção de neutro</b>	<b>TC - Fase</b>	<b>TC – Neutro</b>
GERADOR 1	relé	relé	600/5	50/5
GERADOR 2	relé	relé	600/5	50/5
GERADOR 3	disjuntor de baixa tensão	-	-	-
M1	relé/fusível	relé	125/5	50/5
M2	relé/fusível	relé	125/5	50/5
M3	relé/fusível	relé	125/5	50/5
M4	relé/fusível	relé	125/5	50/5
M5	relé/fusível	relé	125/5	50/5
M6	relé/fusível	relé	125/5	50/5
M7	relé/fusível	relé	125/5	50/5
M8	relé/fusível	relé	125/5	50/5
M9	-	-	-	-
M10	-	-	-	-
M11	-	-	-	-
M12	-	-	-	-
TRANSF1 PRI	relé/fusível	relé	125/5	50/5
REATOR	relé/fusível	relé	600/5	50/5
TRANSF2 SEC	disjuntor de baixa tensão	-	-	-
TRANSF3 PRI	disjuntor de baixa tensão	-	-	-
TRANSF4 PRI	disjuntor de baixa tensão	-	-	-
TRANSF5 PRI	disjuntor de baixa tensão	-	-	-
TRANSF5 SEC	disjuntor de baixa tensão	-	-	-
TRANSF6 PRI	disjuntor de baixa tensão	-	-	-
TRANSF6 SEC	disjuntor de baixa tensão	-	-	-
Equipamento1	fusível	-	-	-
Equipamento2	fusível	-	-	-



## 4 RESULTADOS

O objetivo deste capítulo é esclarecer como foi feita a proteção dos equipamentos em questão, mostrando algumas particularidades de cada gráfico e mostrando os critérios que foram empregados. Ressalta-se que os resultados apresentados referem-se à condição que provocará as maiores intensidades de curto-circuito, ou seja, os três geradores e todos os motores de indução operando simultaneamente.

### 4.1 Cálculo das correntes de curto-circuito (trifásico e fase-terra)

Os cálculos das correntes de curto-circuito foram feitos pelo programa DIGSILENT PowerFactory a partir da modelagem do sistema elétrico. Foram calculadas as correntes máximas de curto-circuito trifásico transitória e subtransitória, e a corrente máxima para as faltas fase-terra. O valor da corrente de curto-circuito subtransitória é necessário para verificar a atuação dos dispositivos de sobrecorrente com atuação instantânea, bem como coordená-los com os demais dispositivos de proteção, tenham eles atuação temporizada ou instantânea. O valor da corrente de curto-circuito transitória é mais adequado para verificar a coordenação entre os dispositivos de proteção com atuação temporizada (IEEE Std. 242, 2001), pois considera um decaimento do valor da corrente de curto-circuito cerca de 100 ms após sua ocorrência. Os valores dessas correntes são apresentados na Tabela 6. Destaca-se que as correntes apresentadas referem-se aos valores que os dispositivos de proteção medirão caso ocorra o curto-circuito dentro da sua zona de proteção. O local de instalação desses dispositivos está devidamente indicado na primeira coluna da Tabela 6. Os valores mostrados referem-se ao nível de tensão nominal dos equipamentos relacionados na primeira coluna. Observa-se nessa tabela que os valores das correntes subtransitória e transitória são iguais para uma falta trifásica nos secundários dos transformadores Trans 3 e Trans 4, representados por TRANSF3 SEC e TRANSF4 SEC, respectivamente. Isso acontece porque, como esses elementos estão eletricamente distantes dos geradores de maior porte, a principal diferença entre essas duas correntes é que para obter o valor da corrente transitória, admite-se que a contribuição de corrente dos motores de indução para curtos-circuitos nessas barras já não exista mais. Logo, como nessas barras não há motores conectados, ambos os valores (correntes subtransitória e transitória) se tornam idênticos.

Tabela 6 – Valores das correntes de curto-circuito do sistema

LOCAL DO DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	CORRENTE SUBTRANSITÓRIA TRIFÁSICA (kA)	CORRENTE TRANSITÓRIA TRIFÁSICA (kA)	CORRENTE FASE-TERRA (A)
GERADOR 1	3,15	2,13	11
GERADOR 2	3,15	2,13	11
GERADOR 3	11,69	9,66	0
M1	10,535	7,25	22
M2	10,535	7,25	22
M3	10,535	7,25	22
M4	10,535	7,25	22
M5	10,535	7,25	22
M6	10,535	7,25	22
M7	10,535	7,25	22
M8	10,535	7,25	22
TRANSF1 PRI	10,535	7,25	22
REATOR	8,67	5,81	22
TRANSF2 SEC	21,83	17,94	0
TRANSF3 PRI	45,65	37,51	0
TRANSF3 SEC	22,47	22,47	0
TRANSF4 PRI	45,65	37,51	0
TRANSF4 SEC	22,47	22,47	0
TRANSF5 PRI	39,56	37,51	0
TRANSF5 SEC	22,2	18,25	0
TRANSF6 PRI	22,2	18,25	0
TRANSF6 SEC	39,56	37,51	0

## 4.2 Proteção de Fase

A proteção de fase é feita com a ajuda dos gráficos de “tempo *versus* corrente”. Esses gráficos têm como principal objetivo facilitar a análise das áreas que precisam ser protegidas em determinadas regiões de proteção. Neles é possível construir as curvas de danos dos dispositivos pertencentes à região de proteção a ser estudada e, com os recursos presentes no DigSILENT PowerFactory, é possível incluir os relés que protegem a região em questão e assim, fazer uma análise gráfica dos dispositivos de proteção e verificar como os ajustes definidos pelo engenheiro de proteção interferem no sistema.

A proteção de fase tem a função de proteger o sistema elétrico contra as maiores intensidades de corrente de falta (curtos-circuitos trifásicos). A coordenação entre os

dispositivos de proteção toma como referência os valores máximos das correntes de curto-circuito subtransitória e transitória, por isso essas correntes foram representadas nos gráficos.

As subseções seguintes apresentam os resultados do estudo de coordenação e seletividade para todos os dispositivos envolvidos, focando na proteção de fase.

#### **4.2.1 Motores M1, M2 e M6**

Os motores M1, M2 e M6 possuem as mesmas características nominais, de operação e também os mesmos dispositivos de proteção e TCs. Por esse motivo, os ajustes de suas proteções serão idênticos, logo é conveniente apresentar as curvas apenas para um deles. Assim, as curvas estão apresentadas na Figura 14, em que se observa que a proteção foi feita nesses motores por um relé de sobrecorrente com seu dispositivo instantâneo desativado e por um fusível.

A proteção temporizada foi realizada pelo relé obedecendo aos critérios de proteção referentes aos motores de indução. A corrente de ajuste do relé foi definida em 2,2A, isso porque segundo os critérios de proteção, a corrente tem que ser ajustada de modo a ser 105% da corrente nominal do motor. Porém, no ajuste do relé é necessário levar em conta a relação de transformação do TC instalado. Como o TC tem uma relação de 125/5 e a corrente nominal do motor é de 52,21A, assim, 105% da corrente nominal do motor no secundário do TC é 2,2A. O ajuste de tempo foi feito de modo a deixar o intervalo entre a curva de partida do motor e a curva do relé de 2 a 10 segundos, no caso foi deixado uma diferença de 5,9 segundos. A proteção contra sobrecorrente é feita pelo fusível que foi fornecido pelo sistema, mas é possível destacar que ela se encontra dentro dos critérios a serem seguidos que definem que a proteção deve estar entre 165% e 250% dos valores da corrente de partida. A proteção do cabo “Line 003” é feita pelos mesmos dispositivos de proteção que protegem o motor, estes dispositivos quando ajustados para a proteção do motor protegem também a curva de danos do cabo, e essa condição é suficiente para sua proteção.

A curva que representa o relé do gerador se encontra distante das curvas dos outros dispositivos de proteção respeitando os limites de 250ms entre as proteções do gerador e do motor.

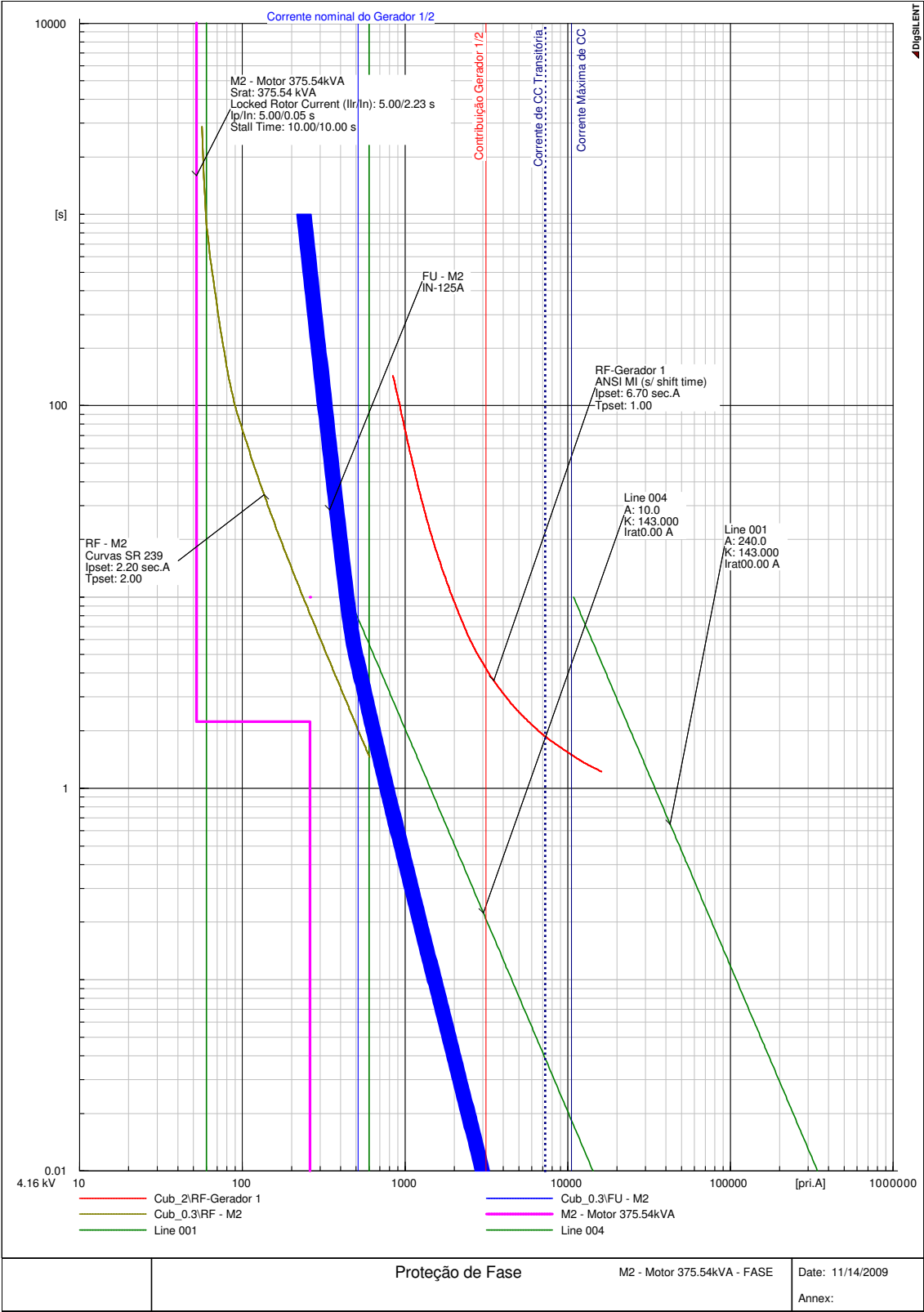


Figura 14 – Proteção de fase dos motores M1, M2 e M6.

#### **4.2.2 Motores M3, M4, M7 e M8**

Assim como no item anterior, serão apresentadas as curvas para apenas um dos motores. Analisando os resultados mostrados na Figura 15, observa-se que a proteção dos motores é feita por um relé de sobrecorrente com seu dispositivo instantâneo desativado e por um fusível. O relé foi ajustado para que sua corrente seja 105% da corrente nominal do motor, sendo levado em conta a presença do TC de 125/5. O ajuste de tempo foi definido para que a curva do relé fique de 2 a 10 segundos do tempo de aceleração do motor, e abaixo do tempo de rotor bloqueado. O fusível foi dado pelo sistema, porém, foi verificado que ele está dentro dos limites dos critérios de coordenação para a proteção instantânea. Os cabos estão devidamente protegidos.

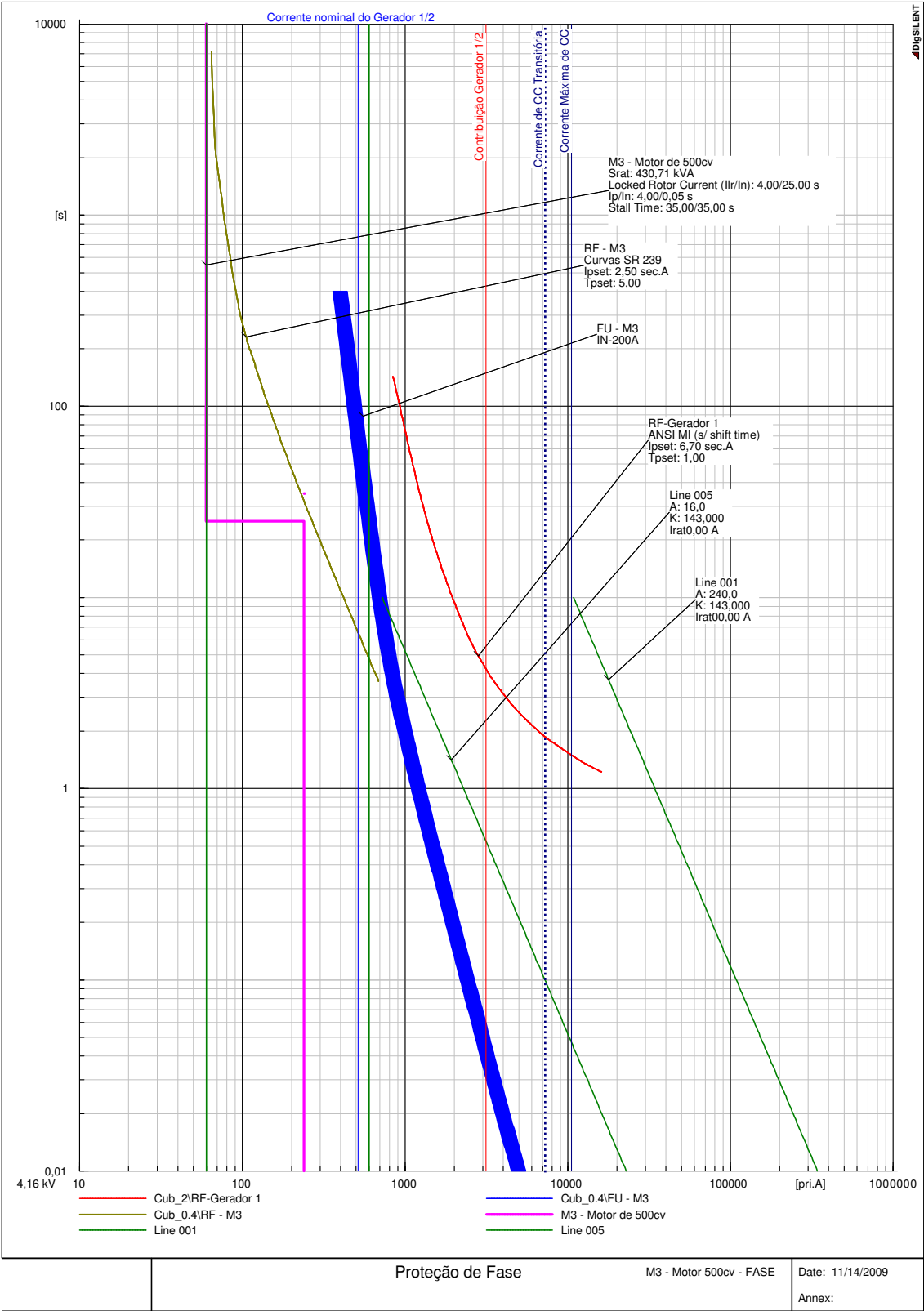


Figura 15 – Proteção de fase dos motores M3, M4, M7 e M8.

#### **4.2.3 Motor M5**

Os resultados para a proteção do motor M5 são mostrados na Figura 16. Observa-se que, assim como os outros motores comentados, os dispositivos de proteção são um relé de sobrecorrente com atuação temporizada e um fusível para a atuação instantânea. Respeitando os critérios anteriormente colocados, o relé foi ajustado para uma corrente de 105% da corrente nominal do motor sendo o tempo definido para que seja também respeitado o tempo de aceleração e seja protegido o tempo de rotor bloqueado. O fusível foi dado pelo sistema e foi verificado que ele se encontra dentro das margens sugeridas pelos critérios de proteção.

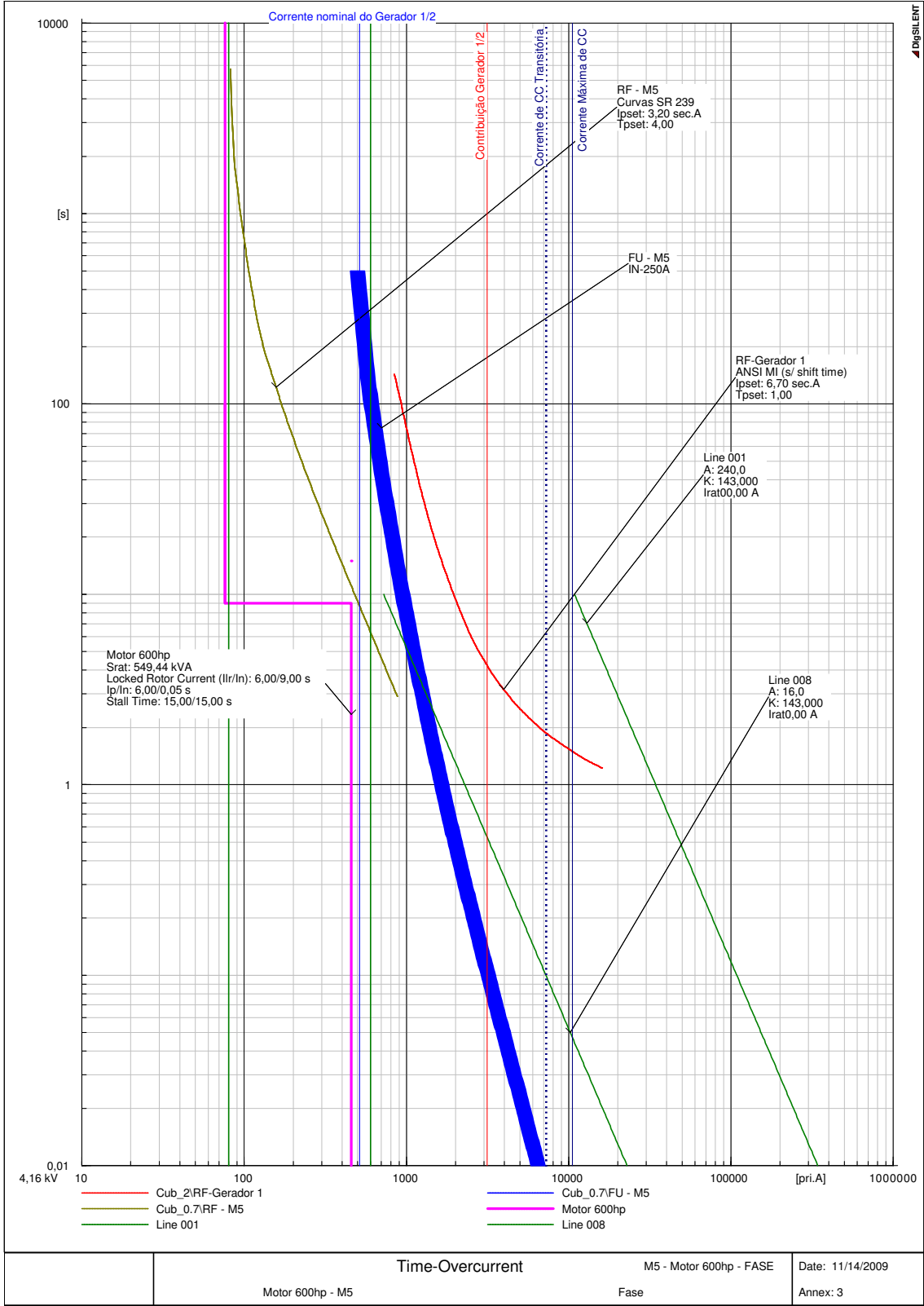


Figura 16 – Proteção de fase do motor M5.



#### **4.2.4 Transformador Transf 1 - 400kVA - 4,16kV/4,16kV**

Os resultados para o relé do transformador Transf. 1 são apresentados na Figura 17. Observa-se que a proteção do transformador é feita nesse caso por um relé de sobrecorrente e um fusível no primário. O relé foi ajustado de modo que o ajuste de corrente seja de 125% da corrente nominal do transformador e como é possível observar, o fusível faz a proteção contra curto-circuito respeitando o ajuste de segurança entre a corrente de magnetização e o fusível. Porém o fusível está violando a curva de dano do transformador, contudo isso não é relevante, pois para o intervalo de tempo em que ocorre essa violação, a proteção é feita pelo relé de sobrecorrente, podendo assim, ser desconsiderada essa região de atuação do fusível. A curva ANSI do transformador não apresenta o limite mecânico, porque esse transformador é de Categoria 1.

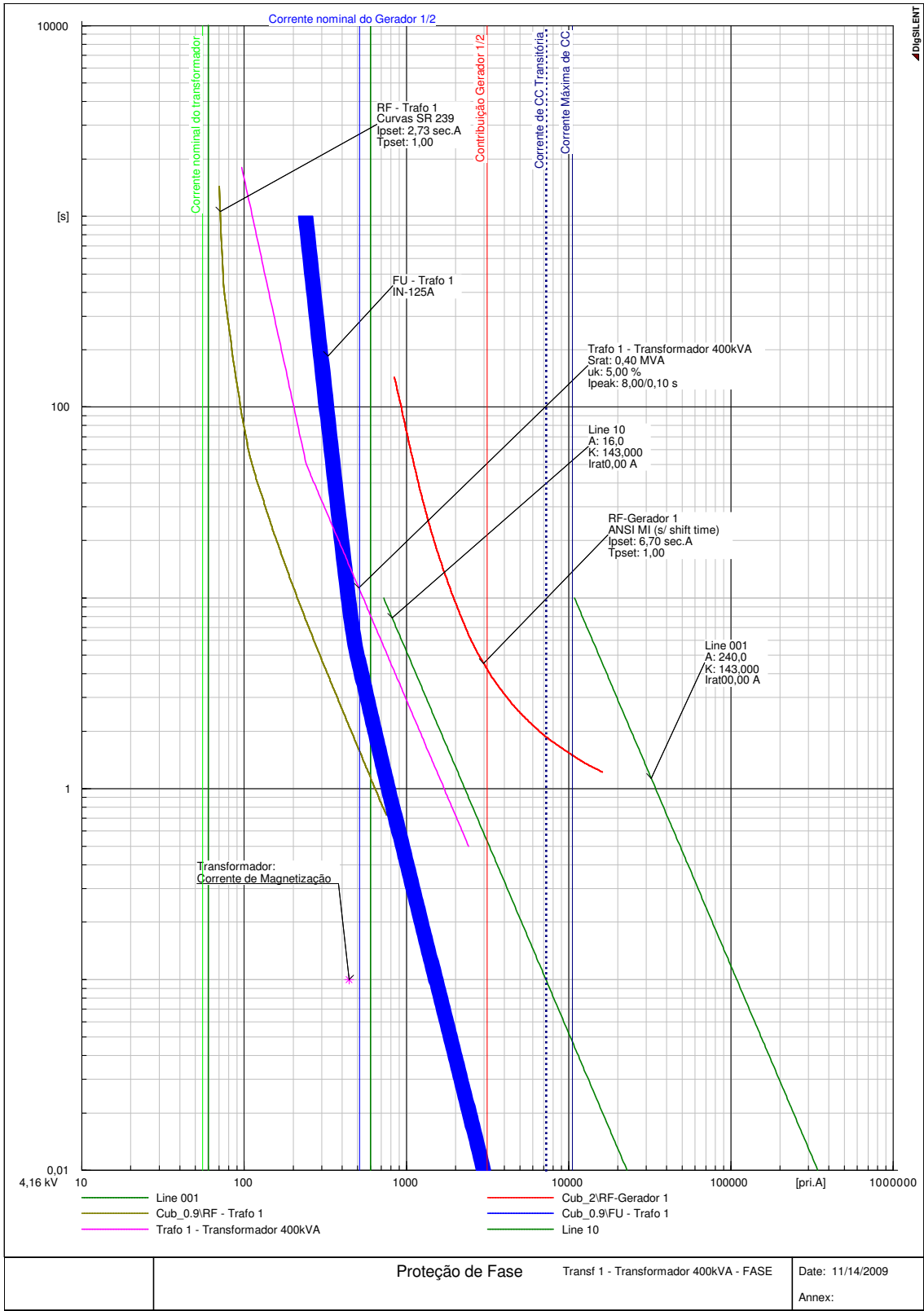


Figura 17 – Proteção de fase do transformador Transf. 1.

#### 4.2.5 Transformador Transf. 2 – Transformador 4MVA – 4,16kV/600V

Para o transformador Transf. 2, os ajustes dos dispositivos de proteção do primário e secundário são mostrados na Figura 18. Nota-se que a proteção do transformador é feita por um relé de sobrecorrente no lado do primário e um disjuntor de baixa tensão no seu secundário. Nota-se, no gráfico, que também estão representadas as curvas do disjuntor que protege o transformador 5, por ele proteger a maior carga da barra de 600V. Além disso, estão representadas as curvas do relé dos geradores de média tensão. A proteção contra sobrecarga é feita pelo secundário do transformador, pois essa garante uma maior proteção. O ajuste foi definido para 125% da corrente nominal do transformador como sugerido pelos critérios. Observa-se que houve uma falta de coordenação entre o disjuntor do secundário e o relé do primário do transformador Transf. 2. Esta perda de coordenação pode ser admitida para que se possa priorizar a proteção do transformador, uma vez que ambas as curvas estão abaixo da curva ANSI. Além disso, é prática comum admitir a perda de coordenação de dispositivos que estejam no mesmo ramo, tal como recomendando em IEEE Std 242 (2001). A proteção instantânea como vista nos critérios é sugerida ser feita no primário do transformador, respeitando a corrente de magnetização e a máxima corrente de curto-circuito assimétrica no secundário. Os critérios sugerem o bloqueio do instantâneo do lado do secundário do transformador, mas isto não foi possível pelas características do disjuntor aplicado. Logo, foi necessário colocar os ajustes do instantâneo no máximo para que o mesmo não atue no caso de um curto-circuito no secundário do transformador.

A coordenação entre o disjuntor do secundário do transformador 2 e o primário do transformador 5 é necessária, pois o transformador 5 é a maior carga que o transformador 2 suporta. Por isso foi necessário sua coordenação que, como apresentada, foi respeitada em quase todos os pontos. Os pontos não respeitados se devem à necessidade de proteger seus transformadores e porque os ajustes disponíveis nos disjuntores são discretos, ou seja, não é possível realizar um ajuste fino. Assim foi admitida essa falta de coordenação pela questão da segurança dos equipamentos.

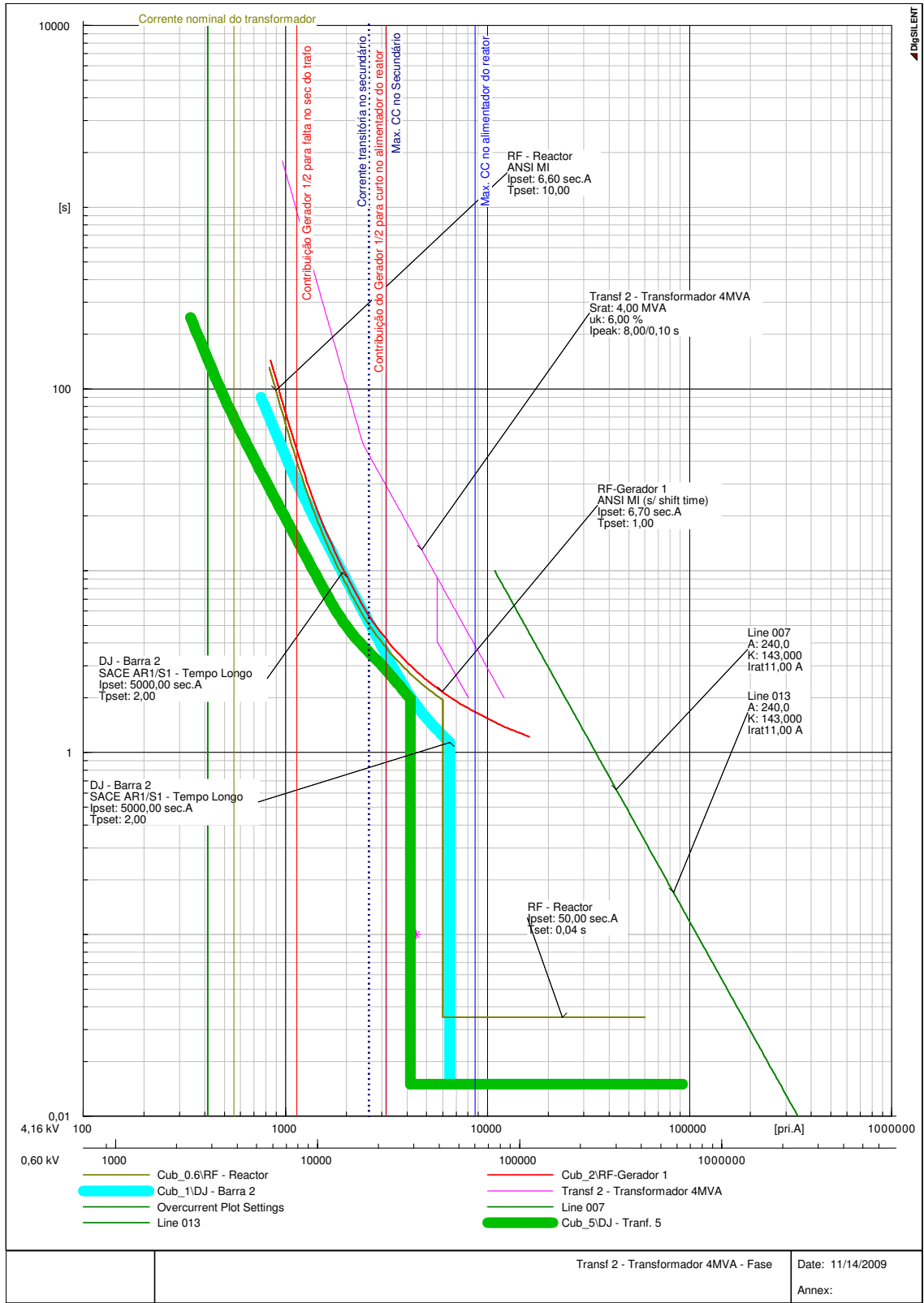


Figura 18 – Proteção de fase do transformador Transf. 2

#### 4.2.6 Transformadores Transf. 3 e Transf. 4

Esses transformadores são idênticos e possuem os mesmos dispositivos de proteção. Logo, as curvas serão apresentadas apenas para um deles. Ressalta-se que a proteção de ambos é feita apenas por um disjuntor instalado no lado primário. As curvas são apresentadas na Figura 19. Nesta figura a proteção do transformador é feita por um disjuntor de baixa tensão no primário, e os equipamentos que estão a jusante são protegidos por um fusível. É possível observar que a proteção temporizada do transformador está bem dimensionada, respeitando-se 125% da corrente nominal do transformador, porém o ajuste instantâneo não está bem dimensionado, pois o disjuntor do transformador não está respeitando a corrente de magnetização. Esse problema pode ser solucionado com a troca deste dispositivo por outro que permita uma melhor regulação. Este modelo de disjuntor é antigo, portanto não possui uma larga faixa de ajuste de correntes. O seu ajuste instantâneo deve ser desativado nesse caso.

A coordenação com o disjuntor do Gerador 3 (DJ – Gerador 3) está adequada, pois ele respeita o intervalo de coordenação entre os disjuntores.

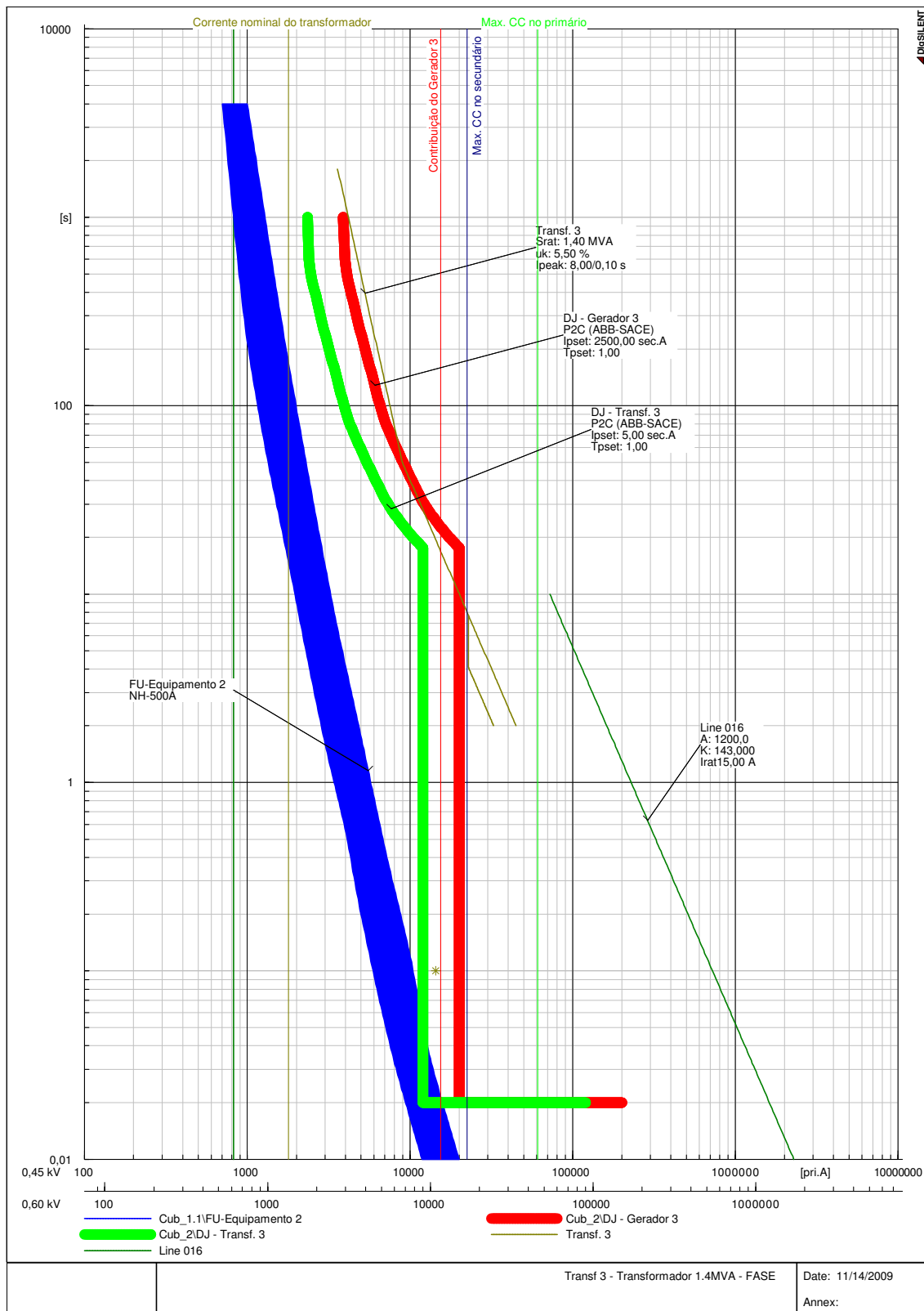


Figura 19 – Proteção de fase dos transformadores Transf. 3 e Transf. 4

#### 4.2.7 Transformadores Transf. 5 e Transf. 6

Como esses transformadores são idênticos, serão mostradas as curvas apenas para um deles na Figura 20. Observa-se que a proteção do transformador é feita por dois disjuntores de baixa tensão instalados no primário e secundário do mesmo. A proteção contra sobrecarga é feita pelo lado do secundário, assim como os critérios de proteção. Seu dispositivo de tempo longo foi ajustado para respeitar os 125% da corrente nominal, e o disjuntor do lado do primário está funcionando como uma proteção de retaguarda para a proteção contra sobrecarga. Para a proteção contra curto-circuito, a recomendação é que ela seja feita pelo lado do primário do transformador sendo seu ajuste maior que a corrente de magnetização e que a máxima corrente de curto-circuito assimétrica no secundário. A coordenação entre os dois dispositivos está adequada sendo que os pontos de conflito se devem à falta de versatilidades no ajuste do disjuntor, porém não afetando a coordenação em geral.

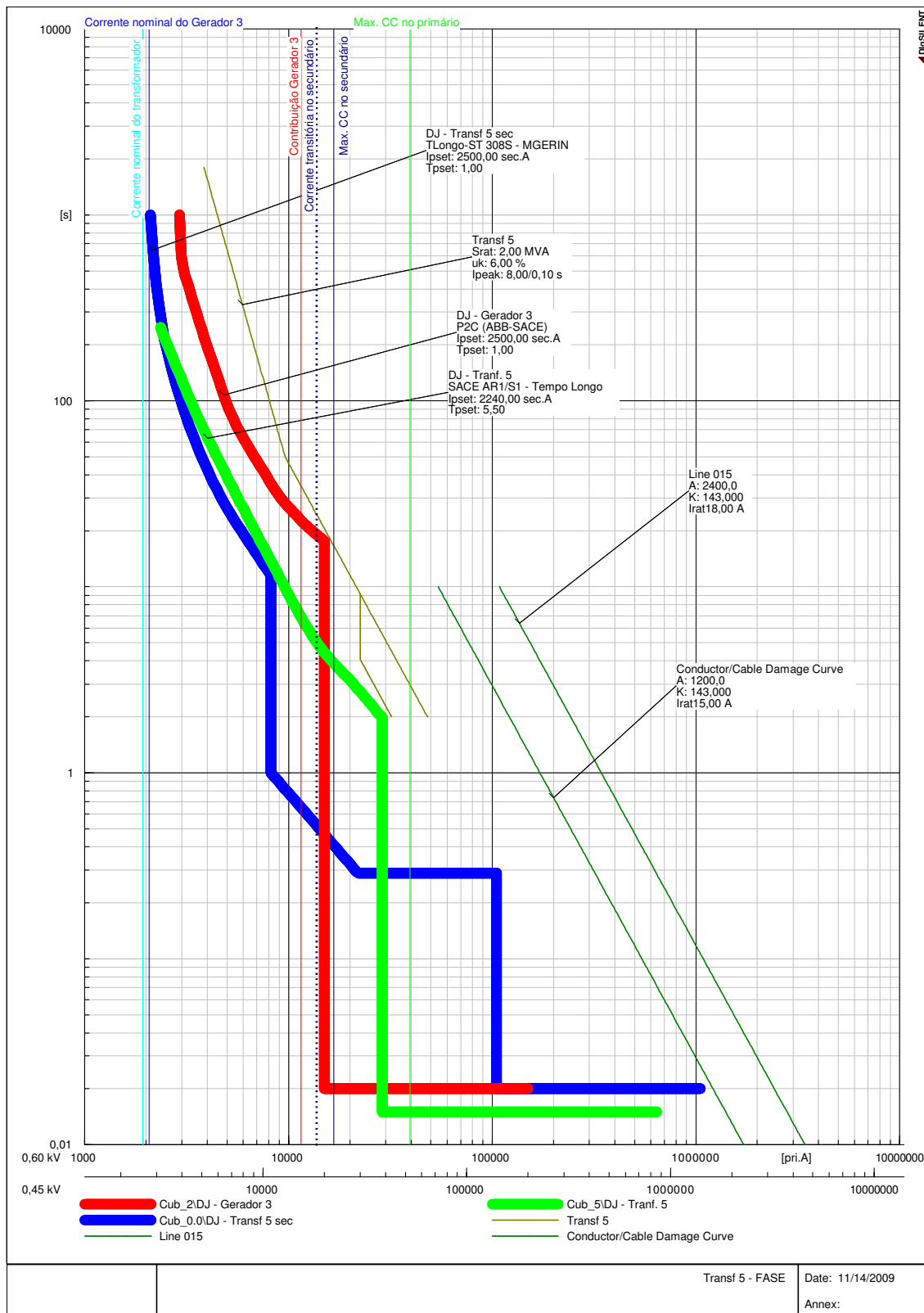


Figura 20 – Proteção de fase dos transformadores Transf. 5 e Transf. 6.



### 4.3 Proteção de Neutro

A proteção de neutro neste sistema foi feita por relés de sobrecorrente. Um fato importante é decorrente da presença de um transformador delta-delta interligando a parte de alta tensão (4,16kV) com a parte de baixa tensão (600V/450V), o que isola o terra entre os dois sistemas. Portanto, não foi necessária a coordenação entre as duas partes do sistema. Além disso, os geradores 1 e 2 têm os enrolamentos conectados em Y com o neutro aterrado por resistência, com o objetivo de limitar a corrente de curto-circuito fase-terra em 11 A, para cada fase.

No sistema elétrico sob análise, todas as cargas da barra 1 possuem um TC de neutro de relação 50/5. Além disso, excetuando-se o ramo do reator, todos os dispositivos de proteção contra faltas fase-terra são idênticos. Portanto, os ajustes de todos eles serão os mesmos. Isso permite representar as curvas de todos os dispositivos de proteção das cargas da barra 1 em apenas um gráfico, tal como apresentado na Figura 21.

Nessa figura, observa-se que os ajustes de corrente dos dispositivos de proteção foram 10% da corrente nominal dos TCs e o ajuste de tempo para os dispositivos que permitiram a regulação de 100ms. Como é possível observar, a coordenação entre os dispositivos está seguindo os critérios que pedem 250ms entre dois relés nos valores da corrente de curto-circuito.

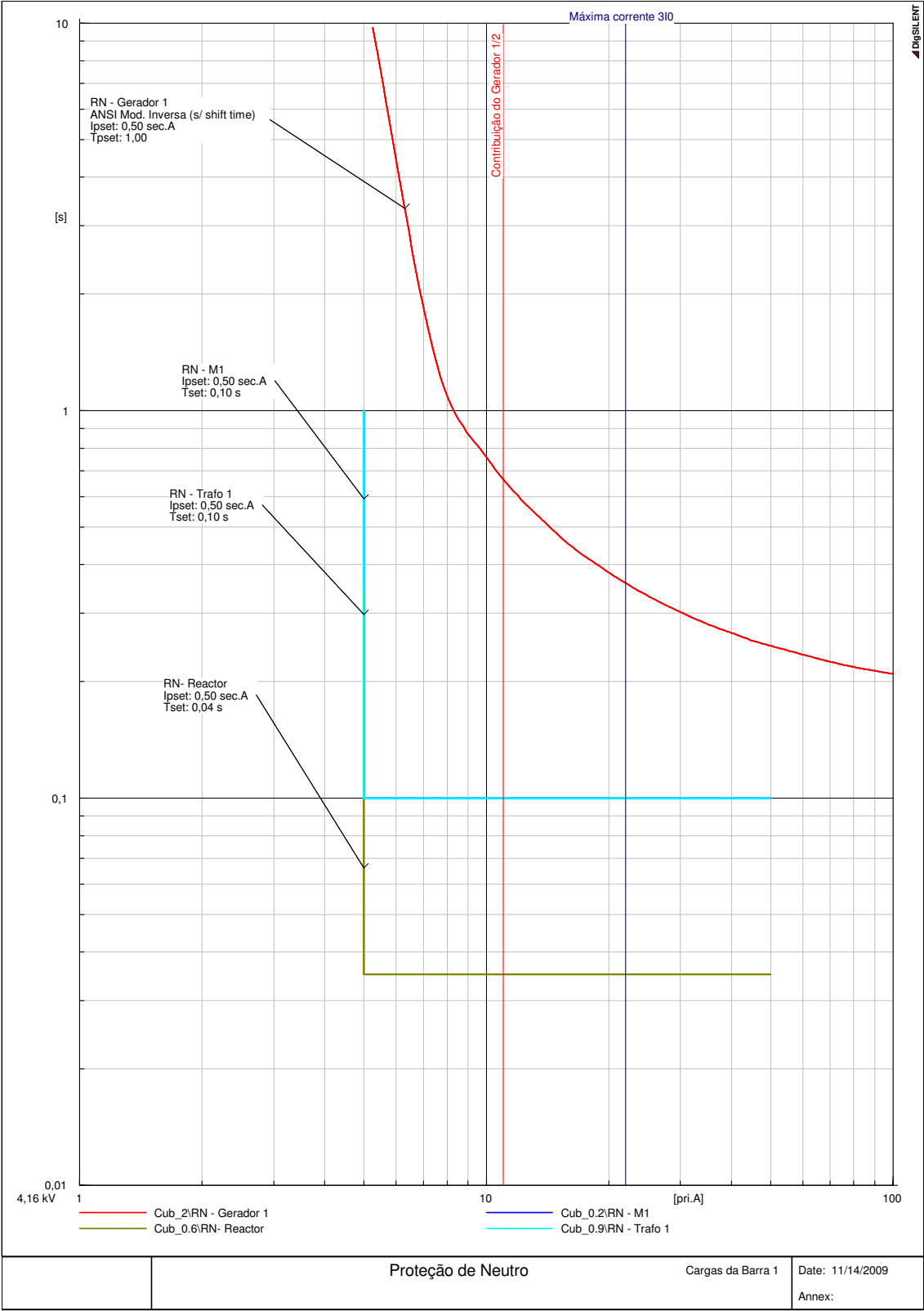


Figura 21 – Proteção de neutro das cargas da barra 1.

## 5 CONCLUSÃO

O estudo e a aplicação dos critérios de coordenação da proteção e seletividade no sistema elétrico mostraram que não existe um ajuste ideal e único dos dispositivos de proteção isso porque cada estudo pode identificar situações a serem priorizadas levando a diferentes ajustes. Neste estudo priorizou-se, sempre que possível, a atuação rápida dos dispositivos de proteção frente às máximas correntes de curto-circuito possíveis de ocorrer no sistema industrial.

Com base na aplicação do sistema proposto foi possível identificar algumas diferenças de versatilidade quanto aos diferentes dispositivos aplicados. Os relés de sobrecorrente se mostraram mais flexíveis nos ajustes, pois nestes existe uma gama maior de ajustes que podem ser implementados em decorrência da possibilidade de escolher a curva mais adequada a cada situação. Os fusíveis são comumente aplicados por sua simplicidade, apesar de não ser possível um ajuste mais preciso. Já os disjuntores de BT (baixa tensão) cumprem o mesmo papel dos relés de sobrecorrente, porém têm uma menor versatilidade. Na realização do estudo, para o sistema elétrico em questão, foram identificadas situações em que se perde a coordenação em função da limitação dos disjuntores de baixa tensão aplicados. Portanto, ressalta-se com isso a importância de se utilizar equipamentos modernos e versáteis com o objetivo de tornar a proteção mais eficiente.

A utilização do programa PowerFactory DIGSILENT foi uma ferramenta fundamental para o estudo realizado, pois a partir das funcionalidades disponíveis, foi possível calcular de maneira simples as correntes de curto-circuito do sistema, além do ajuste dos dispositivos de proteção e das curvas de danos dos dispositivos protegidos. Com a ajuda do programa foi possível construir todos os gráficos de “tempo *versus* corrente” para uma análise mais detalhada dos critérios estudados.

A partir dos estudos realizados nesse trabalho os seguintes pontos podem ser abordados futuramente:

- Analisar o desempenho da proteção de sobrecorrente seguindo os ajustes definidos nesse trabalho para os seguintes casos:

- 1 – Um gerador de 4,16kV desligado;
- 2 – O gerador de 600 V desligado;
- 3 – Apenas um gerador de 4,16kV em operação.

Quando da perda de coordenação em qualquer um dos casos deve-se propor um esquema de proteção adaptativa que, usando os recursos disponíveis nos modernos relés digitais se adapte a nova realidade do sistema.

## 6 Referências Bibliográficas

ARAÚJO C. A. S.; CÂNDIDO J. R. R.; SOUSA F. C.; DIAS M. P. *Proteção de Sistemas Elétricos*. Rio de Janeiro: Interciência: Light, 2002

ALMEIDA M. A. D. *Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos*. Disponível em <<http://www.dee.ufrn.br/~marcos/arquivos/Prote%20E3o/Apost.%20prot.%2099%20-%20capa.pdf>>. Acesso em: 20 de dezembro de 2009.

CAMINHA A. C. *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. *Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes*. São Carlos: EESC-USP, 2007.

HEWITSON, L. G.; BROWN, M.; BALAKRISHNAN, R. *Practical Power System Protection*. Oxford: Newnes, 2004,

IEEE 100, *The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms*, Seventh Edition, 2000.

IEEE Std. 242. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*, 2001.

IEEE Std. C37.112. *IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays*, 1996.

IEEE Std. C57.109. *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-fault-current Duration*. 1993 (R2008).

MAMEDE FILHO, J. *Manual de Equipamentos Elétricos*. 3ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005

SOARES, Antonio Helson Mineiro - *Metodologia Computacional para Coordenação Automática de Dispositivos de Proteção contra Sobrecorrente em Sistemas Elétricos Industriais*. Dissertação de Mestrado, EESC, São Carlos, 2009.

PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS. Média Tensão – Uso Geral: dimensionamento. Disponível em <[http:// http://www.prysmian.com.br](http://http://www.prysmian.com.br)>



## Anexo A – Dados do Sistema Elétrico

Neste anexo encontram-se todos os dados que foram fornecidos para que o sistema estudado fosse modelado no PowerFactory DlgSILENT. As tabelas a seguir contêm os dados nominais dos motores, transformadores, cabos, cargas e geradores.

A tabela A.1 apresenta as grandezas pertencentes aos motores do sistema, alguns dados dos motores M9, M10, M11 e M12 não são fornecidos, isso porque esses motores são motores equivalentes resultado do agrupamento de motores menores.

Nas tabelas apresentadas abaixo  $S_n$  corresponde a potência aparente,  $U_n$  a tensão nominal,  $R$  a resistência,  $X$  a reatância,  $I_p$  a corrente de partida,  $I_n$  a corrente nominal,  $\text{fp}$  ao fator de potência,  $Z$  a impedância,  $P$  a potência ativa e  $Q$  a potência reativa.

**Tabela A.1 – Grandezas usadas para modelar os motores no PowerFactory DlgSILENT**

MOTORES							
NOME	$S_n(\text{kVA})$	$U_n(\text{kV})$	$R/X$	$I_p/I_n$	Rotor Bloq. (s)	T. Partida (s)	$\text{fp}$
M1	375,54	4,16	0,15	5	10	2,23	0,9
M2	375,54	4,16	0,15	5	10	2,23	0,9
M3	430,71	4,16	0,15	4	35	25	0,89
M4	430,71	4,16	0,15	4	35	25	0,89
M5	549,44	4,16	0,1	6	15	9	0,86
M6	375,54	4,16	0,15	5	10	2,23	0,9
M7	430,71	4,16	0,15	4	35	25	0,89
M8	430,71	4,16	0,15	4	35	25	0,89
M9	1250	0,45	0,42	-	-	-	-
M10	328,95	0,45	0,42	-	-	-	-
M11	1250	0,45	0,42	-	-	-	-
M12	328,95	0,45	0,42	-	-	-	-

A tabela A.2 apresenta os dados referentes aos transformadores modelados.

**Tabela A.2 – Grandezas usadas para modelar os transformadores no PowerFactory DlgSILENT**

TRANSFORMADORES					
NOME	Sn(kVA)	Alta	Baixa	Z(%)	Corrente de Magnetização (Im/In)
		Tensão (kV)	Tensão (kV)		
Transf 1	0,4	4,16	4,16	5	8
Transf 2	4	4,16	0,6	6	8
Transf 3	1,4	0,6	0,45	5,5	8
Transf 4	1,4	0,6	0,45	5,5	8
Transf 5	2	0,6	0,45	6	8
Transf 6	2	0,6	0,45	6	8

A tabela A.3 apresenta os dados referentes aos cabos modelados.

**Tabela A.3 – Grandezas usadas para modelar os cabos no PowerFactory DlgSILENT**

CABOS						
Nome	Tensão	Cabos por fase	R	X	Comprimento (km)	Seção (mm <sup>2</sup> )
Line 001	4,16	2	0,197	0,125	0,06	120
Line 002	4,16	2	0,197	0,125	0,06	120
Line 003	4,16	1	1,54	0,174	0,065	10
Line 004	4,16	1	1,54	0,174	0,065	10
Line 005	4,16	1	1,47	0,171	0,07	16
Line 006	4,16	1	1,47	0,171	0,07	16
Line 007	4,16	2	0,197	0,125	0,15	120
Line 008	4,16	1	1,47	0,171	0,06	16
Line 009	4,16	1	1,54	0,174	0,065	10
Line 010	4,16	1	1,47	0,171	0,08	16
Line 011	4,16	1	1,47	0,171	0,07	16
Line 012	4,16	1	1,47	0,171	0,07	16
Line 013	4,16	2	0,197	0,125	0,016	120
Line 014	0,6	6	0,047	0,0716	0,27	400
Line 015	0,6	6	0,047	0,0716	0,18	400
Line 016	0,6	5	0,0754	0,072	0,025	240

A tabela A.4 apresenta os dados das cargas modeladas.

**Tabela A.4 – Grandezas usadas para modelar as cargas no PowerFactory DlgSILENT**

Cargas			
Nome	P(MW)	Q(Mvar)	Un(kVA)
Carga1	0,2	0	4.16
Equipamento 1	0,51	0,38	0,45
Equipamento 2	0,59	44	0,45

A tabela A.5 apresenta os dados dos geradores modelados.



**Tabela A.5 – Grandezas usadas para modelar os geradores no PowerFactory DIgSILENT**

<b>Gerador</b>			
<b>Nome</b>	<b>Sn(MVA)</b>	<b>Un(kV)</b>	<b>fp</b>
Gerador1	3,7	4,16	0,8
Gerador2	3,7	4,16	0,8
Gerador3	2,15	0,6	0,7



## Anexo B – Ajustes dos Dispositivos de Proteção

Neste anexo são apresentados os ajustes dos relés e disjuntores de baixa tensão que foram definidos com o estudo da proteção e seletividade do sistema. As tabelas são divididas entre o tipo de proteção realizada e, a primeira coluna da tabela representa o local onde o dispositivo se encontra.

A tabela B.1 apresenta os ajustes definidos para a proteção de fase dos elementos que possuem como proteção o relé SR239 e/ou fusível.

Tabela B.1 – Valores de ajuste do relé SR239 e fusíveis e suas localizações				
Proteção de Fase				
LOCAL DO DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	Relé SR239 (General Electric)			Fusível
	Proteção Temporizada		Proteção Instantânea	
	Ajuste de Corrente	Multiplicador de Tempo		
M1	2,2	2	*	125 A
M2	2,2	2	*	125 A
M3	2,5	5	*	200 A
M4	2,5	5	*	200 A
M5	3,2	4	*	250 A
M6	2,2	2	*	125 A
M7	2,5	5	*	200 A
M8	2,5	5	*	200 A
TRANSF1 PRI	2,73	1	*	125 A
Equipamento1	-	-	-	500 A
Equipamento2	-	-	-	500 A

\* proteção instantânea desativada

Na tabela B.2 são apresentados os ajustes dos disjuntores de baixa tensão aplicados no sistema. A primeira coluna representa o local onde se encontra o dispositivo de proteção e a segunda coluna apresenta o disjuntor aplicado neste local. Os dados não apresentados são consequência da limitação do disjuntor aplicado, isto é, o disjuntor não tem ajuste desses valores.

Tabela B.2 – Ajustes dos disjuntores de baixa tensão aplicados

Proteção de Fase							
LOCAL DO DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	Disjuntor	Tempo Longo		Tempo Curto		Instantâneo	
		Ajuste de Corrente	Multiplicador de Tempo	Ajuste de Corrente	Multiplicador de Tempo	Ajuste de Corrente	Ajuste de Tempo
GERADOR 3	OTOMAX P2C	2500	1	-	-	1500	NA
TRANSF2 SEC	MEGAMAX F5	3000	2	-	-	50	0,04
TRANSF3 PRI	OTOMAX P2C	5	1	-	-	30	NA
TRANSF4 PRI	OTOMAX P2C	5	1	-	-	30	NA
TRANSF5 PRI	NOVOMAX G4	1600	12	6400	0,3	55000	NA
TRANSF5 SEC	MASTERPACT - ST308S	3400	1	3650	0,3	38400	NA
TRANSF6 PRI	NOVOMAX G4	1600	12	6400	0,3	55000	NA
TRANSF6 SEC	MASTERPACT - ST308S	3400	1	3650	0,3	38400	NA

NA = não se aplica

Na tabela B.3 são apresentados os ajustes referentes aos relés SR735 e RS489, ambos fabricados pela General Electric, para a proteção de fase desses elementos.

Tabela B.3 – Ajustes dos relés para a proteção de fase

Proteção de Fase				
Relé SR735				
LOCAL DO DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	Proteção Temporizada			Proteção Instantânea
	Ajuste de Corrente	Multiplicador de Tempo	Ajuste Fino do Multiplicador de Tempo	
Reator	1,32	10	1,1	10
Relé SR489				
LOCAL DO DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	Proteção Temporizada		Proteção Instantânea	
	Ajuste de Corrente	Ajuste Fino do Multiplicador de Tempo		
Gerador 1	1,34	12	*	
Gerador 2	1,34	12	*	

\* proteção instantânea desativada

Na tabela B.4 são apresentados os ajustes dos dispositivos de proteção de neutro onde a primeira coluna apresenta o local onde o dispositivo se encontra e a segunda coluna apresenta qual relé esta fazendo essa proteção.

<b>Tabela B.4 – Descrição do relé de neutro aplicado e seus ajustes</b>			
Proteção de Neutro			
<b>LOCAL DO DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO</b>	<b>Relé</b>	<b>Ajustes</b>	
		<b>Ajuste de corrente</b>	<b>Multiplicador de Tempo</b>
<b>GERADOR 1</b>	SR489	0,1	1
<b>GERADOR 2</b>	SR489	0,1	1
<b>M1</b>	SR238	0,1	0,1
<b>M2</b>	SR238	0,1	0,1
<b>M3</b>	SR238	0,1	0,1
<b>M4</b>	SR238	0,1	0,1
<b>M5</b>	SR238	0,1	0,1
<b>M6</b>	SR238	0,1	0,1
<b>M7</b>	SR238	0,1	0,1
<b>M8</b>	SR238	0,1	0,1
<b>TRANSF1 PRI</b>	SR238	0,1	0,1
<b>REATOR</b>	SR735	0,1	0,035