

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RENAN SARTORI

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Porto Alegre

2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

ESTUDO DE CASO NA GERDAU AÇOS LONGOS S/A

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

CO-ORIENTADOR: Eng.º Valério Boero

Porto Alegre

2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RENAN SARTORI

**PROTEÇÃO E SELETIVIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS
ESTUDO DE CASO NA GERDAU AÇOS LONGOS S/A**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Engenheiro Valério Boero, Gerdau Aços Longos S/A

Engenheiro Eletricista pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Porto Alegre, dezembro de 2011

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Silvana e Airton, pelo exemplo de vida que foram para mim e pela motivação que sempre me passaram para superar os desafios propostos pelo curso e estágio, ao meu irmão, Eng.º Vagner, pelas longas conversas sobre a profissão de engenheiro, e a minha namorada, Natalia, meu porto seguro, que com imensa dedicação e compreensão, me apoiou em todos os momentos difíceis pelos quais passei.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Silvana e Airton, pela confiança depositada durante os cinco anos de curso, pela motivação durante os períodos mais difíceis e por serem meus exemplos de vida em termos de humildade e perseverança.

Ao professor Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, que através do seu conhecimento e dedicação, possibilitou o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas por todos os momentos de dedicação e trabalho em grupo que contribuíram fundamentalmente para o desenvolvimento e tarefas durante o curso.

À Gerdau Riograndense e a todos os colaboradores que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho, em especial ao Engenheiro Valério Boero, pela confiança depositada em mim no desenvolvimento deste projeto e pela enorme quantidade de ensinamentos passados, e ao Engenheiro Rodrigo Conci e toda a equipe da Manutenção, pelo apoio e suporte ao longo deste trabalho.

À minha namorada Natalia, pelo apoio e dedicação incondicionais durante todo o curso, em especial nesta etapa final, e pela compreensão e confiança em meus momentos de ausência.

RESUMO

Este trabalho é o resultado de um estudo de caso sobre coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção em um sistema elétrico de alta e média tensão. Foi realizado na Gerdau Aços Longos S/A – Unidade Riograndense em Sapucaia do Sul – Rio Grande do Sul, onde foi analisada a coordenação entre relés de proteção digitais presentes na subestação de 230 kV e no centro de distribuição principal de 23 kV da usina. O estudo foi dividido em quatro partes principais. Inicialmente foi apresentado o processo produtivo e o sistema elétrico da siderúrgica. Após foram apresentados conceitos de cálculo de correntes de curto-circuito através da utilização de componentes simétricas e conceitos de proteção e seletividade, onde foram apresentadas algumas funções de proteção e alguns conceitos sobre relés. Na terceira parte foi realizado um estudo de correntes de curto-circuito, através da simulação da subestação principal da siderúrgica no programa Power Tools for Windows. Por fim foi realizado um estudo de coordenação e seletividade, onde foram apresentados os gráficos de coordenação entre as proteções.

Palavras-chaves: Proteção de Sistemas Elétricos. Seletividade. Coordenação. Curto-circuito e Relés de Proteção.

ABSTRACT

This work is the result of a case study of coordination and selectivity of protection devices in a high and medium voltage electrical system. It was held at Gerdau Aços Longos S/A – Unidade Riograndense in Sapucaia do Sul – Rio Grande do Sul, where it was analyzed the coordination between digital protective relays at the 230 kV substation and in the main 23 kV distribution center of the plant. The study was divided into four main parts. Initially the production process and the electrical system of the plant were presented. After, it was presented concepts for calculating short-circuit currents through the use of symmetrical components and concepts about protection and selectivity, where some protection functions and some concepts about relays were presented. In the third part, it was made a study of short-circuit currents through the simulation of the main substation of the plant on the software Power Tools for Windows. Lastly, it was made a study about selectivity and coordination, where coordination graphs between protections were presented.

Keywords: Electrical System Protection. Selectivity. Coordination. Short-circuit and Protection Relays.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
2. CONTEXTO DO PROJETO	16
2.1 PROCESSO DE PRODUÇÃO DO AÇO	16
2.1.1 Usinas Integradas	16
2.1.2 Gerdau Riograndense	22
2.2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DA GERDAU RIOGRANDENSE	22
3. ANÁLISE DE FALTAS	25
3.1 COMPONENTES SIMÉTRICAS	26
3.2 IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA	30
3.2.1 Impedância de Transformadores	30
3.3 REDES DE SEQUÊNCIA	32
3.4 CURTOS-CIRCUITOS TRIFÁSICOS	33
3.5 CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS À TERRA	35
4. CONCEITOS DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE	38
4.1 RELÉS DE PROTEÇÃO	39
4.1.1 Detecção de Falhas.	43
4.1.2 Relés de Sobrecorrente Instantâneos e Temporizados (50/51 e 50N/51N).	46
4.1.3 Relés de Sobrecorrente Direcionais (67 e 67N).	50
4.1.3.1 Relés Direcionais de Potência.	51
4.1.3.2 Relés Direcionais de Corrente de Curto-Circuito.	51
4.1.4 Relés Diferenciais (87).	52
4.1.4.1 Relé Diferencial Amperimétrico.	53
4.1.4.2 Relé Diferencial à Porcentagem.	53
5. ESTUDO DE CASO	56
5.1 SUBESTAÇÃO ABAIXADORA 230/23 kV – SE-3A	56
5.1.1 SE-3A ao Tempo.	56
5.1.2 SE-3A Abrigada.	58
5.2 ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO	60
5.3 CÁLCULO DOS PARÂMETROS DOS RELÉS	64
5.3.1 Entrada do Sistema 230 kV (7SJ63 – QC1/F50.1).	66
5.3.1.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).	66
5.3.1.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro direcional (67N).	68
5.3.1.3 Ajuste de sobretensão (59) e subtensão (27).	70
5.3.2 Primário do 3A-TR01 (7SJ62 – QC1/F50.2).	71
5.3.2.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).	71
5.3.3 Primário do 3A-TR02 (7SJ62 – QC1/F50.3).	72
5.3.3.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).	72
5.3.4 Secundário do 3A-TR01 (7SJ62 – F95-3A-E11).	74
5.3.4.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).	75
5.3.4.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).	75
5.3.5 Secundário do 3A-TR02 (7SJ62 – F95-3A-E22).	76
5.3.5.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).	76
5.3.5.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).	76
5.3.6 Acoplamento entre a barra calma e perturbada (7SJ62 – F95-3A-ACOPL).	77
5.3.6.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).	78
5.3.6.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).	79
5.3.7 Saídas para CM/1 – F2 e F3 (7SJ62 – F95-3A-S222 e F95-3A-S223).	80
5.3.7.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).	80
5.3.7.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).	82
5.3.8 Saídas para CM/2, CM6 e AMPLIADOS (7SJ62 – F95-3A-S114, F95-3A-S115 e F95-3A-S116).	83

5.3.8.1	Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).....	84
5.3.8.2	Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).....	85
5.3.9	Saída para VPSA (7SJ62 – F95-3A-S113).....	86
5.3.9.1	Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).....	86
5.3.9.2	Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).....	88
5.3.10	Primário do 3A-TR-AUX1 e 3A-TR-AUX2 (7SJ62 – F95-3A-S118 e F95-3A-S118).....	89
5.3.10.1	Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).....	90
5.3.10.2	Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).....	91
5.3.11	Filtros da Barra Perturbada (7SJ62 – F95-3A-S221 e F95-3A-S224).....	92
5.3.11.1	Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).....	93
5.3.11.2	Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).....	94
5.3.11.3	Ajuste de Balanço de Corrente (61).....	96
5.3.12	Filtros da Barra Calma (7SJ62 – F95-3A-S111 e F95-3A-S112).....	96
5.3.12.1	Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).....	96
5.3.12.2	Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).....	98
5.3.12.3	Ajuste de Balanço de Corrente (61).....	99
	CONCLUSÃO.....	100
	REFERÊNCIAS	102
	ANEXO A: TABELA ANSI	103
	ANEXO B: DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO SE-3A NO PTW	107
	ANEXO C: DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO SE-3A.....	109
	ANEXO D: CONTRIBUIÇÃO DAS PRIMEIRAS BARRAS LIGADAS A BARRA FALTOSA..	111
	ANEXO E: PARÂMETROS CALCULADOS PARA OS RELÉS.....	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Matéria prima para a redução.....	17
Figura 2 Processo produtivo em usinas integradas.....	18
Figura 3 Aciaria.....	19
Figura 4 Processo de Laminação.....	19
Figura 5 Produto final do processo de Laminação.....	20
Figura 6 Trefilação.....	21
Figura 7 Galvanização.....	21
Figura 8 Entrada 230 kV e distribuição em 23 kV.....	23
Figura 9 Diagrama de Sequência Positiva.....	27
Figura 10 Diagrama de Sequência Negativa.....	28
Figura 11 Diagrama de Sequência Zero.....	28
Figura 12 Circuito equivalente por fase de sequência zero de transformadores trifásicos de dois enrolamentos de núcleo envolvido.....	31
Figura 13 Circuito equivalente por fase de sequência zero de transformadores trifásicos de três enrolamentos de núcleo envolvido.....	32
Figura 14 Redes de Sequência.....	33
Figura 15 Curto-Circuito Trifásico.....	33
Figura 16 Modelo de Sequência Positiva em Curto-Circuito Trifásico.....	34
Figura 17 Curto-Circuito Monofásico à Terra.....	36
Figura 18 Diagrama de sequência de um Curto-Circuito Monofásico à Terra.....	37
Figura 19 Diagrama de blocos de um relé digital.....	42
Figura 20 Característica de atuação de um relé por detecção de nível.....	44
Figura 21 Princípio de funcionamento de um relé diferencial.....	45
Figura 22 Curvas de operação Inversa Normal e Muito Inversa.....	48
Figura 23 Curvas de operação Extremamente Inversa e Inversa Longa.....	48
Figura 24 Conexões de um relé direcional de falta.....	52
Figura 25 Bobinas de um relé direcional à porcentagem.....	53
Figura 26 Característica de atuação de um relé diferencial à porcentagem.....	54
Figura 27 Cubículo 8BD1 da Siemens.....	58
Figura 28 Relés 7SJ63 (acima) e 7SJ62 (abaixo).....	59
Figura 29 Contribuição ao curto-circuito da entrada de 230 kV.....	62
Figura 30 Curvas de proteção de fase dos relés QCA/F50.1, QCA/F50.2 e F95-3A-E11.....	68
Figura 31 Curvas de proteção de neutro dos relés QCA/F50.1 e F95-3A-E11.....	70
Figura 32 Curvas de proteção de fase dos relés QCA/F50.1, QCA/F50.3 e F95-3A-E22.....	74
Figura 33 Curvas de proteção de neutro dos relés QCA/F50.1 e F95-3A-E22.....	77
Figura 34 Curvas de proteção de fase dos relés F95-3A-E22, F95-3A-E11 e F95-3A-ACOPL.....	79
Figura 35 Curvas de proteção de neutro dos relés e F95-3A-E11, F95-3A-E22 e F95-3A-ACOPL.....	80
Figura 36 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S223.....	82
Figura 37 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S223.....	83
Figura 38 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S114.....	85
Figura 39 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S114.....	86
Figura 40 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S114.....	88
Figura 41 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S113.....	89
Figura 42 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S113.....	91
Figura 43 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S117.....	92
Figura 44 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S224.....	94

Figura 45 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S224.....	95
Figura 46 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S111.....	98
Figura 47 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S111.....	99

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 Impedâncias de Sequência dos Cabos da SE-3A.....	61
Quadro 2 Impedâncias de Sequência dos transformadores 3A-TR01 e 3A-TR02.....	61
Quadro 3 Impedâncias de Sequência dos transformadores 3A-TR-AUX1 e 3A-TR-AUX2...	62
Quadro 4 Correntes e impedâncias de curto-circuito nos barramentos.	63
Quadro 5 Correntes de magnetização e suportabilidade ao curto-circuito.....	65

LISTA DE ABREVIATURAS

CM: Centro de média tensão

FEA: Fornos Elétricos a Arco

PTW: Software Power Tools for Windows

SE: Subestações

ANSI: American National Standard Institute

IEC: International Electrotechnical Commission

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

TC: Transformador de Corrente

TP: Transformador de Potencial

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho foi desenvolvido na usina siderúrgica Gerdau Riograndense, localizada em Sapucaia do Sul, no período de Agosto a Novembro de 2011.

Neste trabalho será analisado um caso real de estudo de coordenação e seletividade das proteções dos equipamentos do sistema elétrico existentes nas instalações da Gerdau Riograndense.

Em 2005, a Gerdau Riograndense investiu na modificação e atualização de grande parte do sistema elétrico de 230 kV e 23 kV. Durante o período de modificação, um estudo de proteção e seletividade na rede de distribuição foi realizado por uma empresa terceirizada, e todos os equipamentos de proteção foram ajustados segundo esse estudo. Porém com o crescimento da empresa, modificações na planta foram realizadas, como redução da carga devido a equipamentos mais eficientes e aumento devido à implantação de novos equipamentos e área de produção, assim, fez-se necessário atualizar o estudo realizado em 2005 de forma a garantir a seletividade das proteções e avaliar a possibilidade de redução de alguns tempos de atuação das proteções, de forma a garantir a segurança das pessoas e equipamentos e reduzir os tempos de parada de produção associados a falhas no sistema elétrico.

Este trabalho é composto por duas etapas distintas, sendo a primeira o estudo de curto-circuito nos barramentos de 230 e 23 kV presentes na subestação de entrada, e a segunda o estudo de coordenação e seletividade das proteções. As duas etapas serão realizadas com o auxílio do software Power Tools For Windows (PTW), da fabricante SKM, cuja licença foi adquirida pela Gerdau Cosigua no Rio de Janeiro no ano de 2010, e repassado para a Gerdau Riograndense em 2011. Aqui não será realizado o estudo em todos os barramentos, e sim em

uma parte escolhida para representar o sistema elétrico da usina, onde serão desenvolvidos e aplicados os conceitos de proteção e seletividade.

2. CONTEXTO DO PROJETO

O presente projeto está inserido no contexto de usinas siderúrgicas semi-integradas com fornos elétricos a arco, que é o caso da Usina Riograndense. Para um melhor entendimento, antes de apresentar o estudo, será realizada uma explicação prévia do processo de produção de aço e do sistema elétrico necessário.

2.1 PROCESSO DE PRODUÇÃO DO AÇO

O processo de produção do aço é composto por três etapas: redução, refino e conformação mecânica.

As usinas que realizam as três etapas são chamadas de usinas integradas; partem do minério de ferro e o seu produto final é o aço acabado. Já as semi-integradas operam duas das três etapas: refino e conformação mecânica. Por fim, as usinas não-integradas realizam apenas um dos processos.

A seguir, será apresentado em detalhes o processo produtivo de uma usina integrada, que apresenta todas as etapas do processo de produção de aço.

2.1.1 Usinas Integradas

Segundo GERDAU (2009), o Ferro, quarto elemento mais abundante do planeta, é a principal matéria-prima do aço. No entanto, é encontrado na natureza sob a forma de minério de ferro em rochas, que precisam ser trituradas. O minério de ferro é rico em oxigênio, que deve ser retirado, junto com outras impurezas contidas no minério, processo o qual é chamado de redução (vide Figura 1).



Figura 1 Matéria prima para a redução.

Para sofrer redução, o minério de ferro na forma de rocha precisa ser fundido em um alto-forno, estrutura que aquece a rocha, já triturada, a mais de 1500 °C, produzindo o ferro na forma líquida, chamado de ferro-gusa. O combustível dos maiores altos-fornos é o coque, forma especial de carvão mineral. Em altos-fornos menores, utiliza-se carvão vegetal, mas em ambos os casos o alto-forno produz ferro-gusa líquido.

Alternativamente existe o processo de redução direta, que ocorre em um reator. A uma temperatura de 950 °C, as pelotas de minério de ferro reagem com monóxido de carbono e hidrogênio, transformando-se em pelotas sólidas e maleáveis de ferro-esponja. O gás natural é o combustível dessa reação, liberando água e gás carbônico.

A cal é adicionada ao processo em ambos os casos para captar impurezas contidas no minério de ferro (como Silício, Alumínio, Cálcio e outras substâncias) para formar uma escória que é separada e utilizada como co-produto por outras indústrias, como por exemplo, na pavimentação de rodovias e para indústrias cimenteiras.

Após o processo de redução, o alto-forno libera ferro-gusa em uma panela de transporte. O misturador é uma estrutura intermediária cuja função é a de estocar e carregar o ferro-gusa até o conversor sem permitir que o mesmo esfrie, mantendo-o quente e em constante movimento. O conversor é o equipamento responsável pelo refino do metal, tratamento que transformará o ferro em aço. Nesta etapa, o ferro-gusa líquido, misturado a ligas metálicas específicas, recebe uma injeção de oxigênio, que funciona como catalisador na elaboração do aço.

O reator de redução direta, que havia recebido as pelotas de minério de ferro, produz o ferro-esponja, que consiste em pelotas reduzidas de ferro. O ferro-esponja é um material leve e maleável, pois em função de ter perdido o oxigênio que formava o minério, fica com o aspecto de uma esponja. O ferro-esponja é transportado até o forno elétrico a arco de fusão, onde ocorre processo similar ao do conversor, com a fusão do ferro com ligas metálicas, obtendo o aço (vide figura 2).



Figura 2 Processo produtivo em usinas integradas.

Quando necessário, o aço passa por uma etapa chamada refino secundário, realizada no forno panela (vide Figura 3), com o objetivo de ajustar sua composição química e

temperatura. O aço refinado é transportado ao Lingotamento Contínuo, onde é vazado em um distribuidor que o leva a diversos veios. Em cada veio, o aço líquido passa por moldes de resfriamento para solidificar-se na forma de tarugos, que são cortados em pedaços convenientes para a etapa de Laminação.

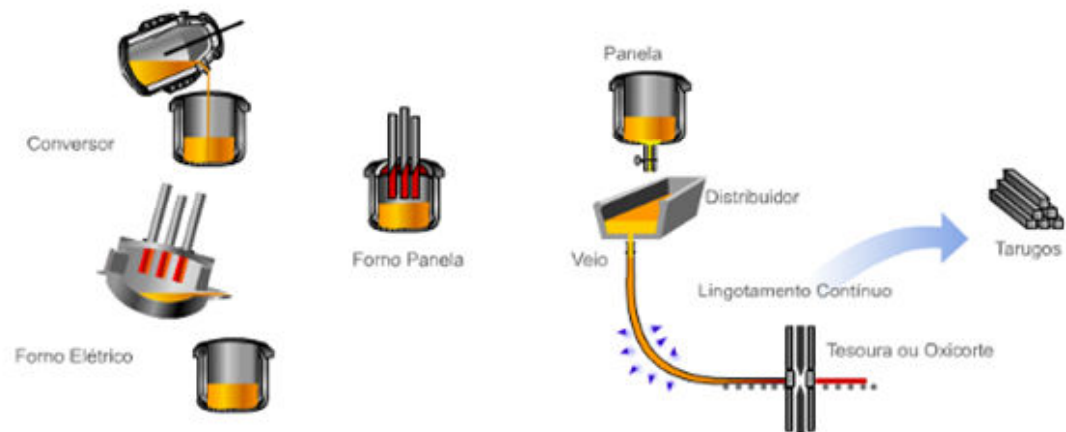


Figura 3 Aciaria.

O forno de reaquecimento eleva a temperatura do tarugo até uma faixa de 1000 a 1200 °C, para permitir o processo de laminação, mostrado na Figura 4, que consiste em um processo de deformação mecânica a quente.

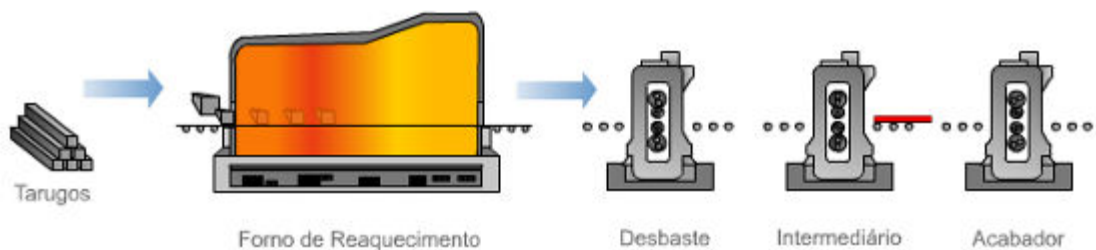


Figura 4 Processo de Laminação.

As gaiolas de desbaste proporcionam as primeiras deformações no tarugo, preparando-o para iniciar os passos nos cilindros intermediários. As gaiolas do trem intermediário consistem nos passes que visam preparar o tarugo laminado para a etapa final. As gaiolas do

trem acabador têm a função de atingir a forma do produto final e sua respectiva tolerância dimensional. O produto final pode ser rolos ou barras (vide Figura 5).

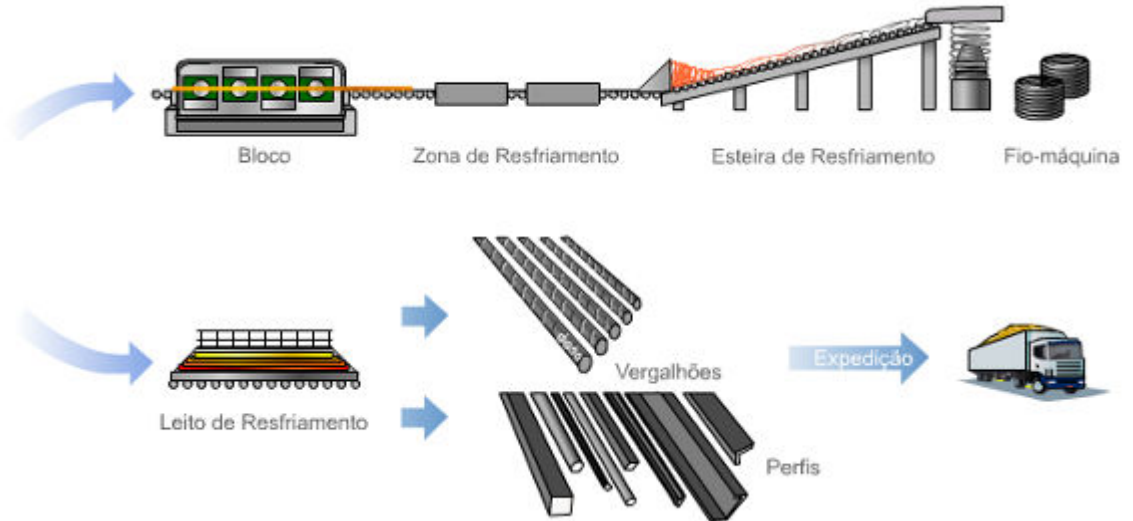


Figura 5 Produto final do processo de Laminação.

Rolos: o bloco acabador recebe o tarugo laminado diretamente das gaiolas do intermediário, produzindo o laminado em rolos (fio-máquina). O fio-máquina consiste no aço que se apresenta na forma de bobinas, as quais serão usadas na Trefilação (fabricação de arames).

Barras: após passar pelas gaiolas do acabador, as barras laminadas são conduzidas até o leito de resfriamento. O produto é cortado em comprimento comercial e embalado, estando pronto para a entrega ao cliente.

As bobinas de fio-máquina para Trefilação, como mostrado na Figura 6 são previamente decapadas, isto é, é retirada a camada de óxido da superfície.

A Trefilação é a transformação mecânica feita a frio no sentido de reduzir o diâmetro do produto de acordo com a especificação do cliente. O produto é acumulado na forma de bobina e será então matéria-prima na produção de produtos comerciais.

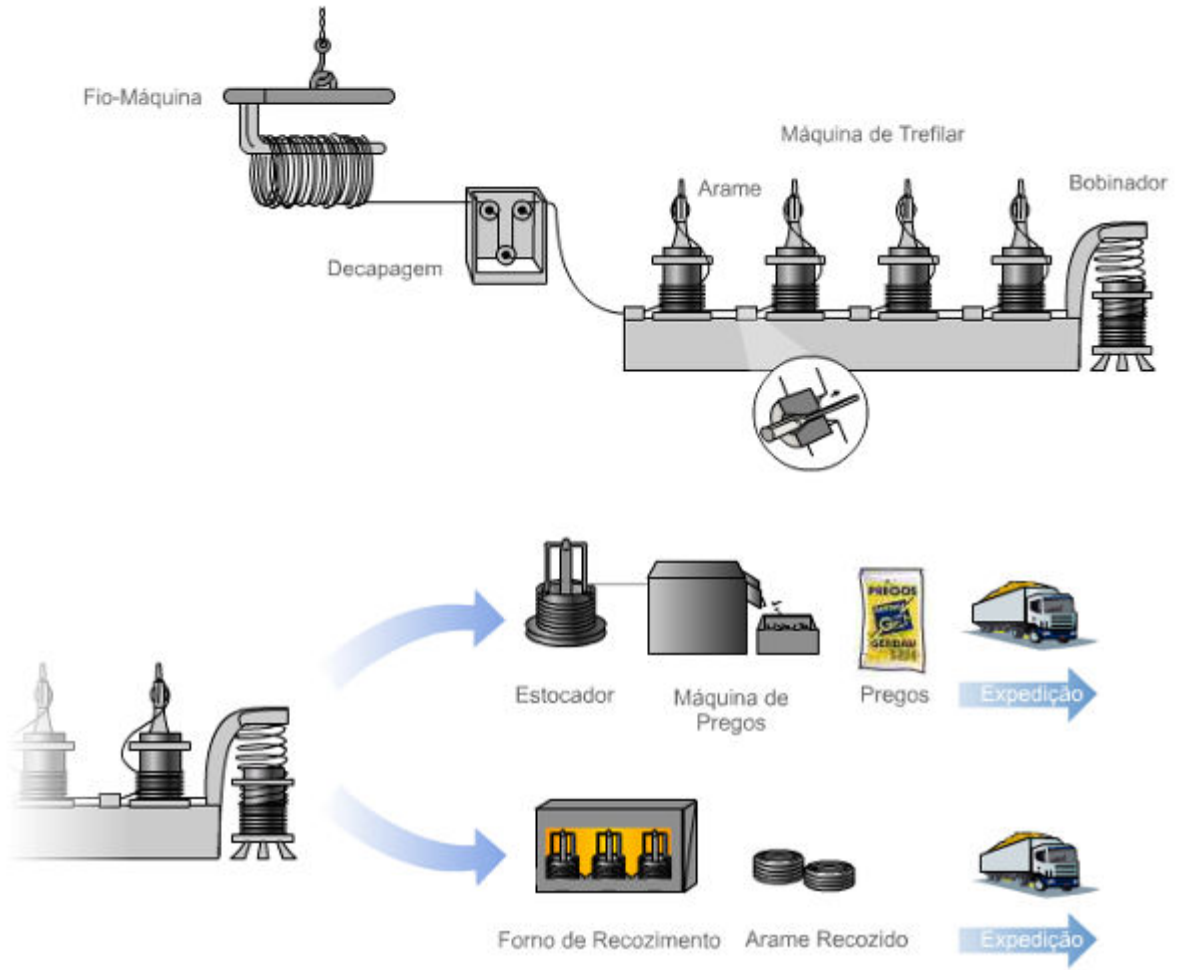


Figura 6 Trefilação

Para aumentar a ductibilidade (deformabilidade) do aço que durante a trefilação endureceu e aumentou sua resistência, é preciso reaquecê-lo. O recozimento, mostrado na Figura 7, é o processo de aquecimento e resfriamento controlado do produto.

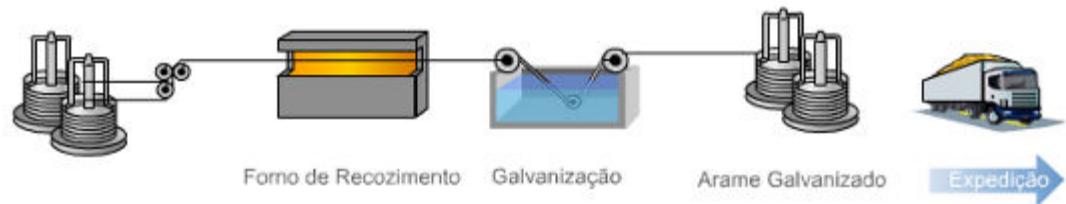


Figura 7 Galvanização

Galvanização: consiste na deposição de uma camada superficial de Zinco a quente.

Arame galvanizado: é produzido na forma de bobinas que se destinam a outros produtos comerciais galvanizados, como arames farpados e arames ovalados.

2.1.2 Gerdau Riograndense

A Gerdau Riograndense caracteriza-se por ser uma usina siderúrgica semi-integrada de aços longos que apenas não possui o processo de redução, ou seja, possui os processos de aciaria, laminação, trefilaria, galvanização, fabrica de pregos e fabrica de ampliados (telas e treliças).

O principal insumo para produção de aço nas usinas semi-integradas da Gerdau é a sucata ferrosa. A Gerdau Riograndense consome aproximadamente 35 mil toneladas por mês de sucata ferrosa e sua produção mensal é de aproximadamente 40 mil toneladas.

Agora que o processo produtivo da usina já foi detalhado, faz-se necessário apresentar a composição do sistema elétrico de potência necessário para suprir energia aos equipamentos desse processo, peça fundamental para o entendimento do trabalho realizado.

2.2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DA GERDAU RIOGRANDENSE

A Gerdau Riograndense é alimentada eletricamente por uma linha de alta-tensão de 230 kV pertencente a AES Sul. A primeira subestação da Gerdau tem a função de rebaixar a tensão para 23 kV, através de dois transformadores, e distribuí-la por dois barramentos distintos para o restante das subestações de 23 kV. As duas barras recebem os nomes de Barra Perturbada ou Nervosa e Barra Calma. A separação em duas barras fez-se necessária, pois as cargas da usina podem ser separadas em dois grandes grupos:

- a) Fornos Elétricos a Arco (FEA) e Fornos-painela: aproximadamente 40 MW de potência máxima e com elevada distorção harmônica;
- b) Demais cargas: aproximadamente 20 MW de potência máxima, composta principalmente por motores CA e motores CC.

Além da subestação de entrada (SE-3A), o sistema elétrico da Gerdau é composto por mais 21 subestações abaixadoras de 23 kV para vários níveis de tensão industrial como 6,6 kV, 2,3 kV, 440 V, 380 V entre outros. Essas subestações de média tensão estão interligadas com a SE-3A por meio de três centros de média tensão (CM5/1, CM5/2 e CM6). Na Figura 8, está mostrada, de forma simplificada, a rede de recepção e distribuição de energia em 23 kV no interior da usina e suas interligações.

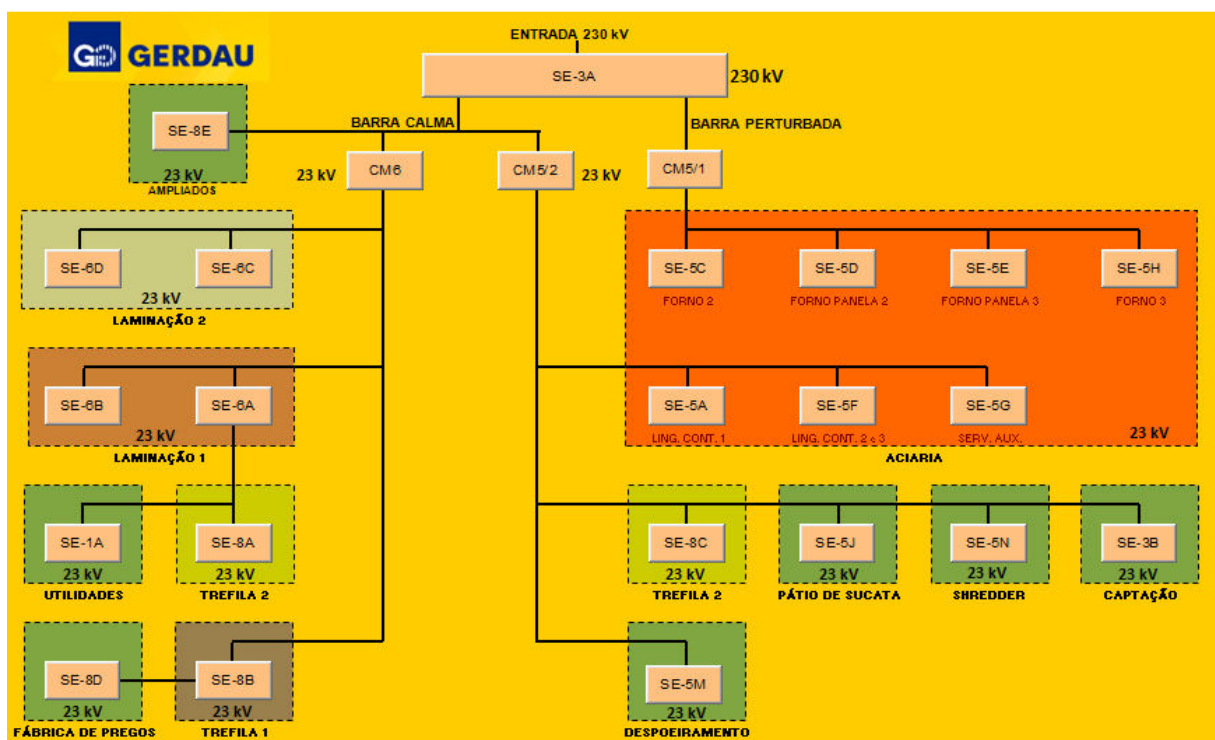


Figura 8 Entrada 230 kV e distribuição em 23 kV.

Em 2005, a Gerdau Riograndense investiu na modificação e atualização de grande parte do sistema elétrico. Ocorreram modificações nas subestações SE-3A e SE-6C, além da

criação dos centros de média tensão CM5/1, CM5/2 e CM6. Nos anos seguintes também foram criadas novas subestações, que são: SE-5N, SE-8C e SE-8E.

Todas as SE's e CM's citadas acima foram equipadas com cubículos blindados, disjuntores a vácuo e relés digitais (microprocessados). As outras subestações são manobradas através de disjuntores a pequeno volume de óleo (Sprecher) e possuem relés digitais e eletromecânicos, que não serão apresentados nesse trabalho.

Também em 2005, foi realizado, por uma empresa terceirizada, um estudo de proteção e seletividade do sistema elétrico da usina em alta e média tensão. Porém, após esse ano, algumas mudanças de cargas e criação de novos processos mudaram a configuração do sistema, assim surgiu a necessidade de fazer um novo estudo de proteção e seletividade em que essas mudanças estejam incluídas.

O presente estudo de seletividade será feito apenas com os relés digitais da SE-3A, onde serão considerados também alguns relés a jusante.

Os equipamentos presentes nas subestações serão apresentados adiante, conforme o projeto for se desenvolvendo.

3. ANÁLISE DE FALTAS

O sistema de proteção de um sistema elétrico tem como objetivo promover a proteção das pessoas, reduzir ou evitar danos em equipamentos, como cabos e transformadores, e reduzir os tempos de interrupção do fornecimento de energia elétrica em caso de ocorrência de situações anormais que possam ser caracterizadas como uma falha no sistema elétrico e que venham a sensibilizar os equipamentos de proteção.

As principais anormalidades encontradas em sistemas elétricos e que devem ser prevenidas são curtos-circuitos e sobrecargas (IEEE Std 242-2001). Curtos circuitos podem ser causados de várias formas, como falha na isolação elétrica devido a aquecimento ou umidade, avaria mecânica ou má utilização do equipamento, como sobrecargas. Circuitos podem tornar-se sobrecarregados simplesmente conectando mais equipamentos ou equipamentos maiores ao circuito. Sobrecargas também podem ser causadas por falhas em manutenção, como desalinhamento de eixos e rolamentos gastos, ou procedimentos operacionais indevidos, como aumento na frequência de partida de motores.

É importante ressaltar que elevadas correntes, tais como correntes de curto-circuito, podem acarretar danos mecânicos e térmicos aos equipamentos elétricos. Os danos mecânicos podem ser a deformação de condutores e enrolamentos de transformadores. Já os danos térmicos estão diretamente ligados com o tempo em que a corrente permanece no sistema e podem danificar a isolação de diversos equipamentos do sistema. Um curto-circuito também pode levar a elevadas quedas de tensão em outros locais do sistema, ocasionando desligamento indevido de equipamentos.

Deste modo, é de fundamental importância calcular a corrente de curto-circuito (ou correntes de falta) para estudos de proteção e correta especificação dos equipamentos de proteção, pois durante uma falta elevadas correntes percorrem os equipamentos.

Segundo ALMEIDA (2000), em sistemas elétricos aterrados, os curtos-circuitos podem ser de quatro tipos:

- Trifásico;
- Bifásico;
- Bifásico-terra;
- Fase-terra

As faltas trifásicas podem ser analisadas como se fossem sobrecargas equilibradas na rede, ou seja, todos os condutores estão sujeitos e correntes de mesma intensidade, porém defasadas de 120° entre si. Assim, essas faltas podem ser analisadas pela sua representação por fase. As demais faltas ocasionam comportamentos desbalanceados no sistema, sendo preferível utilizar o Método das Componentes Simétricas que será visto a seguir, assim como sua aplicação na resolução analítica de faltas trifásicas e monofásicas à terra, que são objetivos de estudo deste projeto.

3.1 COMPONENTES SIMÉTRICAS

Conforme KINDERMANN (1997), em 1918, Dr. Charles L. Fortescue, através do método intitulado de “Método das componentes simétricas aplicado a solução de circuitos polifásicos”, estabeleceu que um sistema de “n” fasores desequilibrados pode ser decomposto em “n” sistemas de fasores equilibrados.

O teorema de Fortescue pode ser aplicado a qualquer sistema de “n” fases, porém como o sistema elétrico, em sua maioria, é trifásico, é mais relevando detalhar o teorema quando aplicado a sistemas trifásicos. Assim, em redes trifásicas o teorema pode ser formulado da seguinte forma: “Um sistema trifásico de três fasores desbalanceados pode ser decomposto em três sistemas trifásicos de três fasores balanceados chamados de componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero”.

As componentes de sequência positiva são constituídas por três fasores balanceados, ou seja, de mesmo módulo, defasados de 120° , com a mesma sequência de fase do sistema original e que giram na mesma frequência do sistema original ($\omega_{síncrona}$). Na Figura 9 estão mostrados os fasores de sequência positiva, onde se utiliza o índice 1 para sua representação.

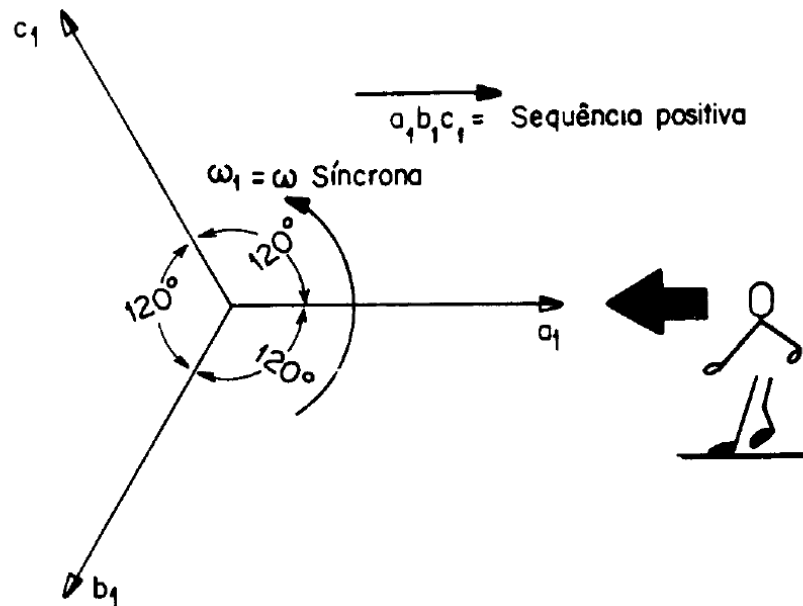


Figura 9 Diagrama de Sequência Positiva.

Fonte: KINDERMANN, 1997.

As componentes de sequência negativa são constituídas por três fasores equilibrados, girando numa sequência de fase contrária a do sistema original desbalanceado, em velocidade síncrona contrária a de sequência positiva. Na Figura 10 estão mostrados os fasores de sequência negativa, onde se utiliza o índice 2 para sua representação.

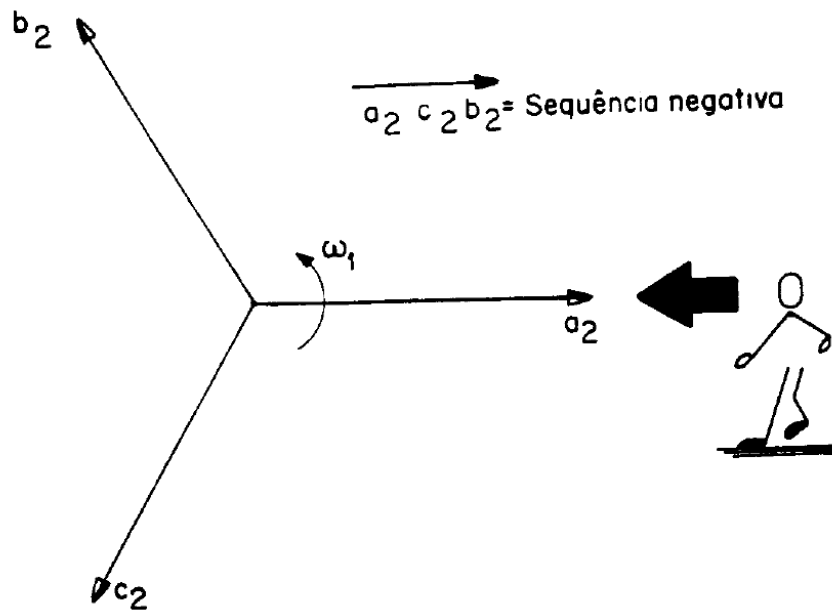


Figura 10 Diagrama de Sequência Negativa.

Fonte: KINDERMANN, 1997.

As componentes de sequência zero são constituídas por um conjunto de três fasores iguais, girando no mesmo sentido da sequência do sistema original desbalanceado. Na Figura 11 estão mostrados os fasores de sequência negativa, onde se utiliza o índice 0 para sua representação.

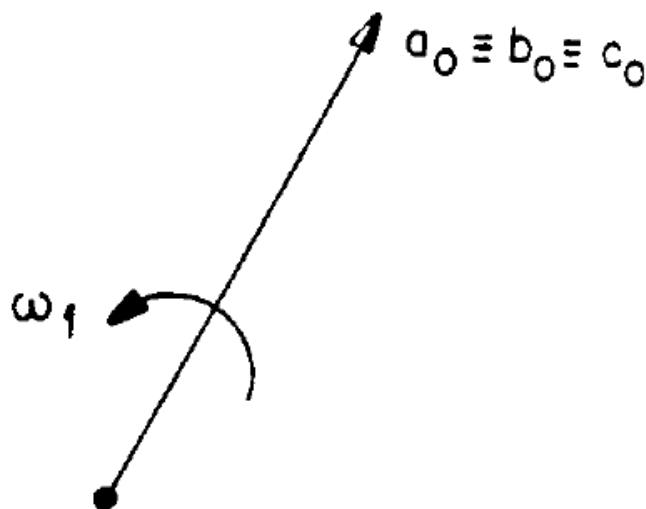


Figura 11 Diagrama de Sequência Zero.

Fonte: KINDERMANN, 1997.

Assim, fazendo-se a superposição dos três sistemas equilibrados, se obtém o sistema original desbalanceado:

$$\begin{aligned}\dot{V}_a &= \dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_{b0} + \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} \\ \dot{V}_c &= \dot{V}_{c0} + \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2}\end{aligned}\quad (3.1.1)$$

Utilizando o operador “a”, que é definido como:

$$\dot{a} = 1 \angle 120^\circ$$

Podemos escrever todas as equações em função da fase “a”:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix}\quad (3.1.2)$$

Como os sistemas trifásicos de sequência são equilibrados, basta analisar o sistema em relação a fase “a”, e posteriormente utilizar a equação 3.1.2 retornar os valores de cada fase do sistema desbalanceado. Conhecendo os fasores do sistema desbalanceado, basta utilizar a inversa da equação 3.1.2 para encontrar os fasores dos sistemas de sequência.

O teorema de Fortescue foi formulado acima em função dos fasores de tensão, no entanto, o mesmo pode ser aplicado aos três fasores de corrente de um sistema trifásico desbalanceado.

Uma correta avaliação da corrente de sequência zero é de extrema importância para o estudo de proteção do sistema elétrico, pois faz está diretamente relacionado com a corrente de neutro do sistema desbalanceado. A relação entre a corrente de sequência zero (\dot{I}_{a0}) e a corrente de neutro (\dot{I}_N) de um sistema desbalanceado é:

$$\dot{I}_{a0} = \frac{\dot{I}_N}{3}$$

Porém, em sistemas trifásicos, a corrente de neutro só pode existir em sistemas com neutro ou aterrados, que são sistemas com ligação estrela com neutro ou estrela aterrado. Desta forma, em sistemas com ligação delta e estrela não aterrado e sem neutro, não pode existir corrente de sequência zero.

3.2 IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA

Mais de 90% das faltas que ocorrem no sistema elétrico são de origem assimétrica, sendo que as mais comuns são as faltas monofásicas à terra (KINDERMANN, 1977). Para a análise de uma falta assimétrica, primeiramente calcula-se as correntes de sequência para, posteriormente, transformá-las em correntes de fase ou de linha. Em sistemas balanceados, como os sistemas de sequência, as quedas de tensão são causadas apenas pelas correntes de mesma sequência, assim as correntes de qualquer sequência podem ser analisadas como partes de circuitos independentes, ou seja, compostos por componentes daquela sequência. Um circuito é dito balanceado quando as impedâncias para as três fases são iguais e não existe impedância mutua entre as fases.

Para uma melhor compreensão, as componentes de sequência serão analisadas abaixo, para cada tipo de equipamento que será utilizado nesse estudo.

3.2.1 Impedância de Transformadores

Como o transformador é um componente passivo do sistema elétrico, a impedância de sequência positiva e a de sequência negativa são iguais, pois a oposição a passagem do corrente não sofre influência da sequência das fases conectados a ele, ou seja, o ensaio de curto-circuito, em qualquer sequência de fase resultara no mesmo valor de impedância. Assim obtém-se:

$$\dot{Z}_1 = \dot{Z}_2$$

A impedância de sequência positiva Z_1 é a impedância obtida no ensaio de curto-circuito do transformador. Este ensaio é utilizado para levantamento do circuito equivalente por fase do transformador, onde são desprezadas as derivações centrais da resistência equivalente do ferro e da bobina de magnetização (KINDERMANN, 1997). Esse valor é encontrado na placa de identificação confeccionada pelo fabricante do transformador.

A impedância de sequência zero Z_0 de um transformador sofre influência de diversos fatores, como, tipo do transformador, forma de seu núcleo magnético (núcleo envolvido ou núcleo envolvente) e do tipo de bobinas primária e secundária. Como todos os transformadores que serão analisados nesse trabalho são de núcleo envolvido, apenas os resultados para este tipo serão apresentados.

Em KINDERMANN (1997) são apresentadas as tabelas abaixo, que apresentam os resultados para impedância de sequência zero para transformadores de dois enrolamentos, Figura 12, e três enrolamentos, Figura 13. Esses valores serão utilizados como referência no presente trabalho.

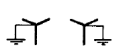
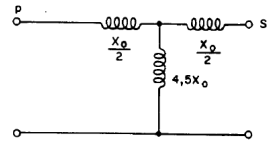
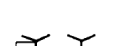
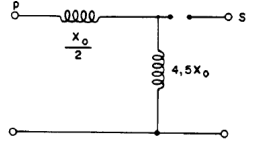
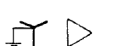
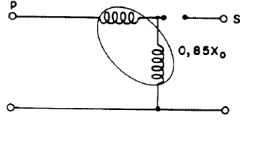
Transformador 3 ϕ 2 enrolamentos	Circuitos equivalente por fase da sequência zero
	
	
	

Figura 12 Circuito equivalente por fase de sequência zero de transformadores trifásicos de dois enrolamentos de núcleo envolvido.

Fonte: KINDERMANN, 1997.

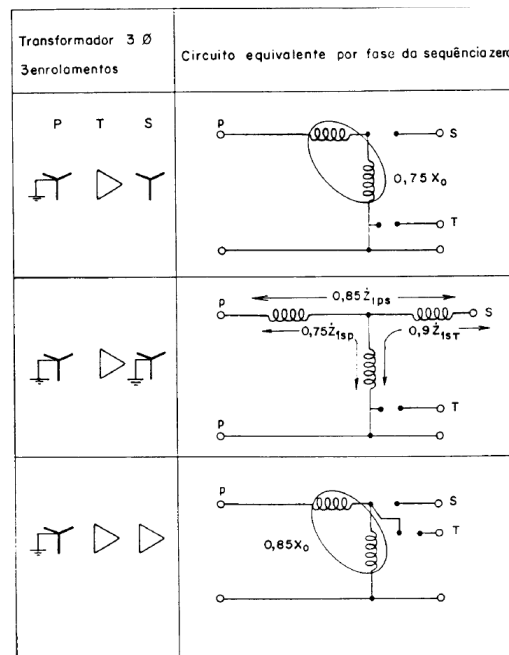


Figura 13 Circuito equivalente por fase de seqüência zero de transformadores trifásicos de três enrolamentos de núcleo envolvido.

Fonte: KINDERMANN, 1997.

3.3 REDES DE SEQUÊNCIA

Conforme ANDERSON (1995), uma rede de seqüência é uma cópia do sistema equilibrado original ao qual é adicionado um ponto de falta e contem as mesmas impedâncias por fase que o sistema equilibrado, mas com a única diferença sendo que o valor de cada impedância é o valor de cada seqüência. Como as correntes de seqüência positiva e negativa são ambas um conjunto de corrente equilibradas, elas vêm a mesma impedância em uma rede trifásica passiva. Já as correntes de seqüência zero geralmente vêm impedâncias diferentes do que as de seqüência positiva e negativa, podendo, às vezes, ser infinita.

Cada rede de seqüência, quando visto do ponto de falta, pode ser analisada através do teorema de Thevenin. A tensão equivalente Thevenin na rede de seqüência positiva é a tensão de circuito aberto no ponto da falta, já nas redes de seqüência negativa e zero é zero pela definição de que tensões geradas nos sistemas trifásicos são todas de seqüência positiva.

Redes de sequência são geralmente representadas esquematicamente por “caixas” nas quais estão o ponto de falta “F”, o ponto de zero potencial “N” e as tensões e impedância de Thevenin, como mostrado na Figura 14.

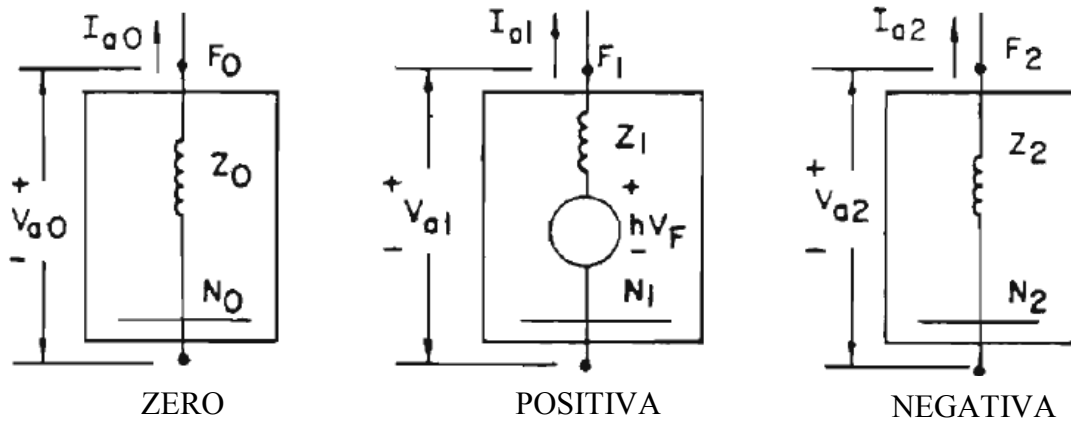


Figura 14 Redes de Sequência.

Fonte: ANDERSON, 1995.

3.4 CURTOS-CIRCUITOS TRIFÁSICOS

Nos curtos-circuitos trifásicos todas as correntes são equilibradas, assim não existe diferença entre um curtos-circuitos trifásicos e curtos-circuitos trifásicos à terra. Na Figura 15 está a representação de um curto-circuito trifásico, considerando uma impedância de falta Z_f .

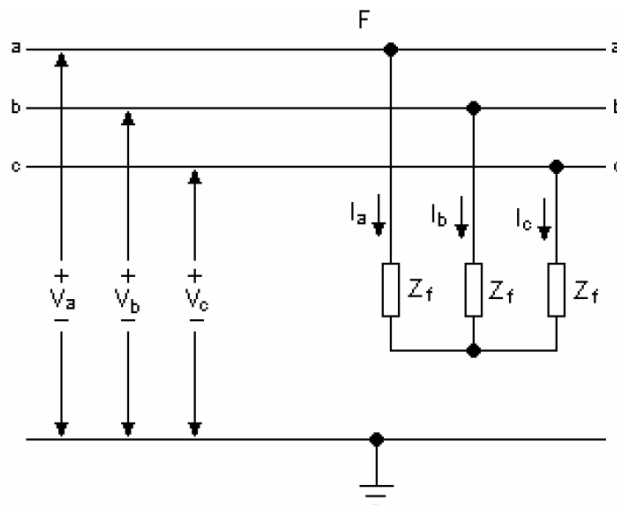


Figura 15 Curto-Circuito Trifásico .

Fonte: ANDERSON, 1995.

Da Figura 15, observa-se que:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (3.4.1)$$

Onde \dot{V}_a , \dot{V}_b e \dot{V}_c são as tensões de fase do sistema e \dot{I}_a , \dot{I}_b e \dot{I}_c são as correntes de curto circuito nas fases “a”, “b” e “c”, respectivamente.

Através da equação (3.1.2), transforma-se o sistema de fase da equação (3.4.1) no sistema de sequência a seguir:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.4.2)$$

Da equação (3.4.2) observa-se que as redes de sequência são independentes e como o curto-circuito trifásico é equilibrado, só a necessidade de analisar o circuito de sequência positiva e a conexão ao ponto de falta é feita conforme a Figura 16.

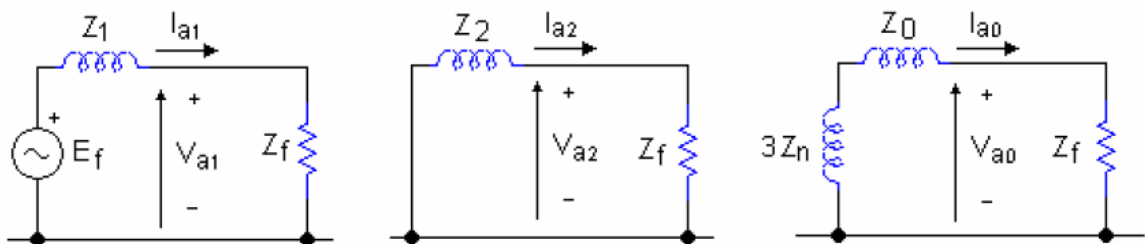


Figura 16 Modelo de Sequência Positiva em Curto-Circuito Trifásico.

Fonte: FISCHER, 2002.

Assim, conforme KINDERMANN (1997) e a Figura 16 conclui-se que:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{a0} &= 0 \\ \dot{I}_{a0} &= 0 \\ \dot{V}_{a2} &= 0 \\ \dot{I}_{a2} &= 0 \end{aligned} \quad (3.4.3)$$

Ou seja, em um curto-circuito trifásico não a circulação de correntes de sequência zero e sequência negativa e a corrente de curto-circuito é a corrente de sequência positiva que é expressa por:

$$I_{a1} = \frac{E_f}{Z_1 + Z_f} \quad (3.4.4)$$

Transformando o sistema de sequência para o sistema por fase têm-se as correntes de curto-circuito por fase:

$$\begin{aligned} I_a &= \frac{E_f}{Z_1 + Z_f} \\ I_b &= \frac{\hat{a}^2 E_f}{Z_1 + Z_f} \\ I_c &= \frac{\hat{a} E_f}{Z_1 + Z_f} \end{aligned} \quad (3.4.5)$$

3.5 CURTOS-CIRCUITOS MONOFÁSICOS À TERRA

Curto-circuitos monofásicos à terra ocorrem quando apenas uma das fases do sistema elétrico é aterrada através de uma impedância Z_f . Considera-se, para o cálculo das correntes de curto-circuito, que as correntes nas fases, referente ao carregamento do sistema, são nulas. Assim, as correntes I_a , I_b e I_c da Figura 17 são as correntes de falta, que circulam pelas fases “a”, “b” e “c”.

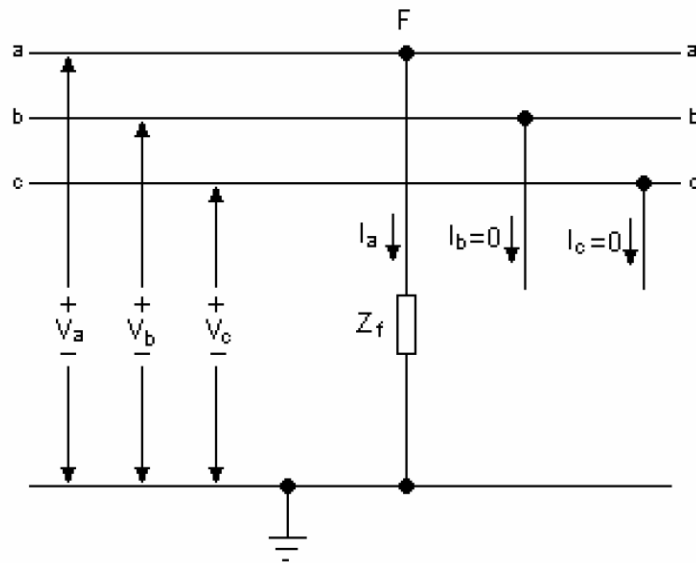


Figura 17 Curto-Circuito Monofásico à Terra .

Fonte: ANDERSON, 1995.

Considerando-se que a fase “a” sobre um curto-circuito à terra, as correntes das fases “b” e “c” são iguais a zero. Através da relação inversa a da equação (3.1.2) pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.5.1)$$

Assim:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \dot{I}_a \times \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.5.2)$$

Então, da Equação (3.5.2) pode-se inferir que as componentes de sequência positiva, negativa e zero são iguais.

A tensão da fase “a” \dot{V}_a no ponto em que ocorre o curto-circuito é igual a:

$$\dot{V}_a = \dot{I}_a \times Z_f \quad (3.5.3)$$

Através das equações (3.5.3) e (3.5.2) pode-se escrever que:

$$\dot{V}_a = 3\dot{I}_{a1} \times Z_f \quad (3.5.4)$$

Por fim, relacionando as equações (3.1.1) e (3.5.4), pode-se escrever que:

$$\dot{V}_{a0} + \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} = 3\dot{I}_{a1} \times Z_f \quad (3.5.5)$$

Através da equação (3.5.5), verifica-se que as tensões de sequência se somam para formar a tensão no ponto de falta e, somando a isso o fato de todas as correntes de sequência serem iguais, pode-se concluir que as redes de sequência estão conectadas em série, conforme mostrado na Figura 18.

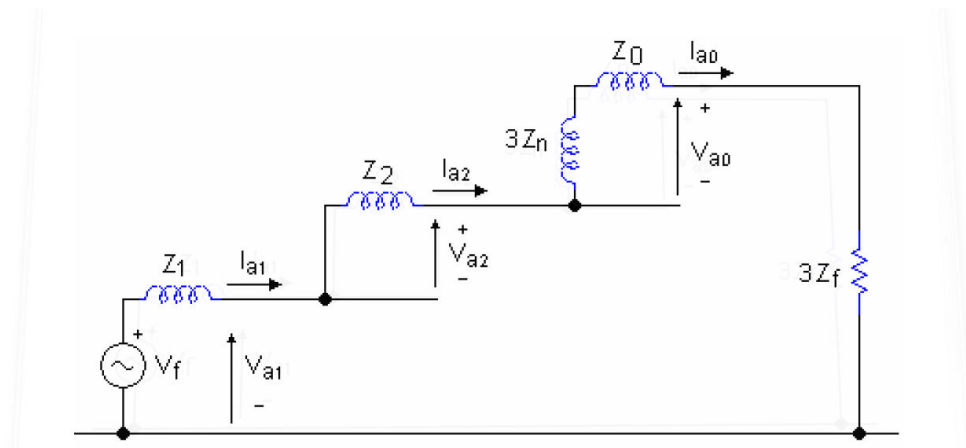


Figura 18 Diagrama de sequência de um Curto-Circuito Monofásico à Terra .

Fonte: FISCHER, 2002.

Onde Z_n é a impedância de aterramento dos geradores.

Assim, conclui-se que as correntes de curto-circuito para as fases “a”, “b” e “c” são:

$$\dot{I}_{a1} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f + 3Z_n} \quad (3.5.6)$$

$$\dot{I}_a = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f + 3Z_n} \quad (3.5.7)$$

$$\dot{I}_b = 0 \quad (3.5.8)$$

$$\dot{I}_c = 0 \quad (3.5.9)$$

4. CONCEITOS DE PROTEÇÃO

Na proteção de um sistema elétrico, devem ser examinados três aspectos (MASON, 1967):

- 1) Operação normal;
- 2) Prevenção contra falhas elétricas;
- 3) Limitação dos efeitos devidos às falhas.

Observar as condições normais de operação dos equipamentos é de extrema importância ao projetar um sistema de proteção, para prevenir que equipamentos de proteção atuem de forma indesejada, desligando equipamentos sem necessidade. Quando um equipamento está operando sob condições anormais, diz-se que ocorreu uma falha elétrica, que pode ter diversas origens como, por exemplo, sobrecarga e falha na isolação elétrica, o que caracteriza um curto-circuito.

Desde o projeto do sistema elétrico até sua operação e manutenção, algumas providências podem ser tomadas de forma a prevenir a ocorrência de falhas elétricas e reduzir os efeitos por elas causados, tais como: previsão do isolamento adequado, coordenação do isolamento e apropriadas instruções de operação e manutenção dos equipamentos (MASON, 1967).

Apesar das ações preventivas, torna-se inviável agir de forma a prevenir completamente a ocorrência de falhas, assim deve-se tomar medidas mitigadoras dos efeitos de uma falha. Algumas das mais importantes medidas são (MASON, 1967):

- 1) Medidas para reduzir os efeitos imediatos de uma falha elétrica, como: limitação das correntes de curto circuito, projeto capaz de suportar os efeitos mecânicos e térmicos das correntes de defeito.

- 2) Medidas para desconectar imediatamente o elemento sob falta, como: relés de proteção, disjuntores com capacidade de interrupção adequada e fusíveis.
- 3) Meios para observar a efetividade das medidas acima, como oscilografia.
- 4) Frequente análise sobre as mudanças no sistema, com consequentes reajustes dos relés e reorganização do esquema operativo.

Como pode ser visto acima, a utilização de relés de proteção é apenas uma das formas de reduzir os efeitos de uma falha no sistema elétrico, porém é utilizado em praticamente todas as instalações elétricas para proteção de geradores, transformadores, linhas de transmissão, cabos, motores e demais equipamentos integrantes do sistema elétrico. Além disso, o estudo de relés de proteção é parte integrante do principal objetivo deste trabalho. Assim, a seguir serão apresentados os principais conceitos de proteção e seletividade de sistemas elétricos considerando sua aplicação conjunta com os relés de proteção.

4.1 RELÉS DE PROTEÇÃO

Relés são dispositivos que detectam condições anormais de operação do sistema elétrico de potência e iniciam ações corretivas tão rápido quanto possível, com o objetivo de normalizar o sistema ou retirar de operação equipamentos ou partes do circuito que apresentem condições anormais de operação. Assim, o principal objetivo dos relés de proteção é diagnosticar corretamente o problema e atuar de forma automática e rápida, causando o menor distúrbio possível ao sistema de potência (HOROWITZ, 2008).

Os relés de proteção também têm a função auxiliar de indicar a localização e o tipo de falha que ocorreu. Esses dados, quando utilizados em conjunto com oscilografias, proveem meios de analisar a eficiência e a eficácia da proteção, de forma a melhorar as características de atuação dos próprios relés (MASON, 1967).

A confiabilidade dos relés de proteção é medida através de dois parâmetros: probabilidade de eliminar todas as falhas que ocorrem e a probabilidade de operar sem ter ocorrido uma falha. Muitos sistemas de proteção são projetados de forma a se obter uma alta probabilidade de o relé eliminar todas as falhas, porém isso acarreta em uma tendência de o sistema operar sem ter ocorrido uma falha. Atualmente, há uma tendência de os sistemas de proteção serem projetados dessa forma, conseqüentemente, as maiorias dos erros de operação dos relés são devido a *trips* indesejáveis, ou seja, sem a ocorrência de uma falha. Essa filosofia de projeto reflete o fato de que os sistemas de potência provem diversas alternativas para transferir potência de uma fonte geradora a uma carga. O desligamento de um equipamento ou parte do sistema devido a uma *trip* desnecessário é menos questionável do que a perda de um equipamento ou parte de um sistema devido a uma falha que não foi isolada pelo sistema de proteção (HOROWITZ, 2008).

Apesar de, atualmente, um sistema de proteção estar diretamente relacionado com relés de proteção, também existem outros componentes que devem atuar em conjunto com os relés. Os relés necessitam ser conectados a uma fonte de tensão, normalmente uma bateria ou outra fonte de tensão em corrente contínua, que não sofra influência da falha que o relé está monitorando, pois a correta atuação do relé não pode ser comprometida pela falha no sistema elétrico.

Os relés de proteção não têm capacidade para seccionar um circuito fisicamente, apenas são sensibilizados por uma condição anormal e enviam um sinal para um dispositivo que seja capaz de seccionar o circuito. Os dispositivos de seccionamento mais utilizados em conjunto com os relés são os disjuntores, que devem ter capacidade de interrupção compatível com o nível de curto-circuito no ponto em que irá atuar.

Os primeiros relés projetados utilizavam a atuação de forças que eram produzidas pela interação eletromagnética entre correntes e fluxos magnéticos, tal como em motores.

Conhecidos como Relés Eletromecânicos, esses relés foram usados por mais de 60 anos na proteção de sistemas elétricos e eram conhecidos por sua confiabilidade, baixa manutenção e longo tempo de operação (IEEE Std 242-2001).

A expansão e maior complexidade dos modernos sistemas de potência trouxeram a necessidade de relés de proteção com melhor desempenho e características mais sofisticadas. Isso foi possível através do desenvolvimento dos semicondutores, que tornaram possível o desenvolvimento dos relés conhecidos como Relés Estáticos ou Relés de Estado Sólido. Além da possibilidade de implementação de todas as funções disponíveis nos relés eletromecânicos, a criação dos relés de estado sólido trouxeram algumas vantagens adicionais, como: baixo consumo, melhores características dinâmicas, auto-supervisão, multifuncionalidade, monitoramento do sistema e menor tamanho (IEEE Std 242-2001). Além disso, os ajustes (parâmetros) dos relés estáticos podem ser atualizados através do ajuste dos componentes lógicos, em oposição às características fixas dos discos dos relés eletromecânicos (HOROWITZ, 2008).

Com o advento dos microprocessadores de alto desempenho, tornou-se óbvio que eles poderiam realizar as mesmas funções dos relés estáticos, assim foram desenvolvidos os Relés Microprocessados ou Relés Digitais. A Figura 19 mostra um diagrama de blocos de um relé digital.

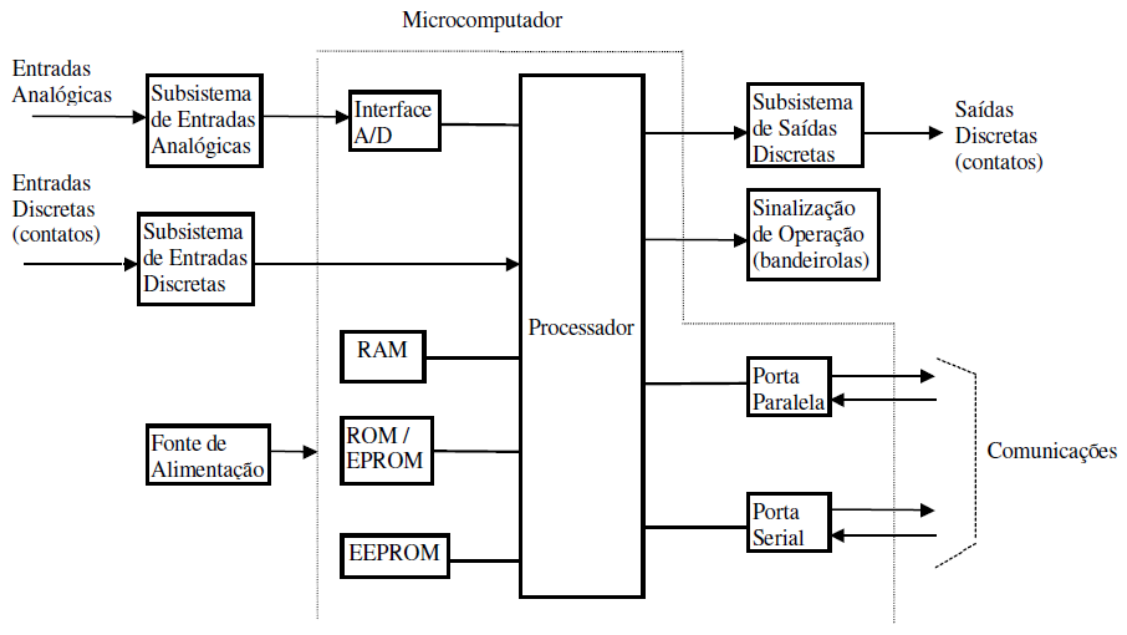


Figura 19 Diagrama de blocos de um relé digital.

Fonte: ALMEIDA, 2000.

Nos relés digitais se aplicam sinais analógicos provenientes de transdutores primários de corrente e tensão, e sinais discretos, que sinalizam o estado de disjuntores, chaves e outros relés. Estes sinais recebem um processamento nos subsistemas correspondentes antes de sua aplicação ao microcomputador, que constitui o elemento principal do relé. Os sinais analógicos passam adicionalmente por um conversor analógico-digital antes de entrar em uma unidade central de processamento (CPU). Os sinais discretos de saída do relé recebem processamento nos subsistemas de saídas discretas, que geralmente inclui relés eletromecânicos auxiliares para provê-lo de saídas tipo contato. O relé realiza também a função de sinalização (geralmente luminosa) visível no exterior. A maioria dos relés digitais dispõe também de capacidade de comunicação com outros equipamentos digitais, por meio de portas serial e paralela (ALMEIDA, 2000).

Uma das principais vantagens dos relés digitais é a grande capacidade de auto-supervisão. Adicionalmente, também têm boa capacidade de comunicação que permite alertar

operadores quando não está funcionando adequadamente, permitindo diagnósticos remotos e possibilitando correções, além de permitir a leitura de seus parâmetros e operações.

Analisar detalhadamente a operação interna dos relés de proteção não é o principal objetivo deste trabalho, porém a forma como detectam faltas, atuam e as principais funções de proteção serão exploradas a seguir, com ênfase em proteção para sobrecorrentes.

4.1.1 Detecção de Falhas.

Em geral, quando curtos-circuitos ocorrem, correntes de grandes magnitudes aparecem no sistema, e a magnitude das tensões sofre um afundamento. Além dessas grandezas, outras grandezas podem sofrer alteração, tais como: ângulo dos fasores de corrente e tensão, componentes harmônicas, potência ativa e reativa, frequência do sistema, etc. Assim, a função dos relés é detectar as mudanças nas grandezas citadas e avaliar se a falha ocorreu dentro da sua zona de atuação.

A forma mais simples de detecção de falhas de um relé é através de um nível de detecção. O relé será sensibilizado para todos os valores acima de um determinado nível de detecção pré-configurado e deverá atuar, normalmente enviando um sinal de trip para o disjuntor ou sinalizando através de um alarme para que um operador possa tomar a ação necessária para eliminar a falha.

O nível de detecção citado acima é conhecido como o valor de *pickup* de um relé. O relé também pode ser configurado para atuar para valores menores do valor de *pickup* e não tomar nenhuma ação para valores maiores, como no caso de proteção de contra subtensão.

A característica de atuação de um relé é uma curva de tempo de atuação versus corrente. Na prática, não ocorre uma transição abrupta entre a região abaixo e a região acima do valor de *pickup*, sendo que normalmente se utiliza uma curva suave de atuação que depende de forma inversamente proporcional a corrente, como pode ser visto na linha

tracejada da Figura 20. Usualmente, a corrente medida é normalizada pela corrente de *pickup*, assim para correntes abaixo de 1,0 PU (valor normalizado), o tempo de atuação é infinito e, para correntes maiores de 1,0 PU, o relé irá atuar instantaneamente ou inversamente proporcional à corrente.

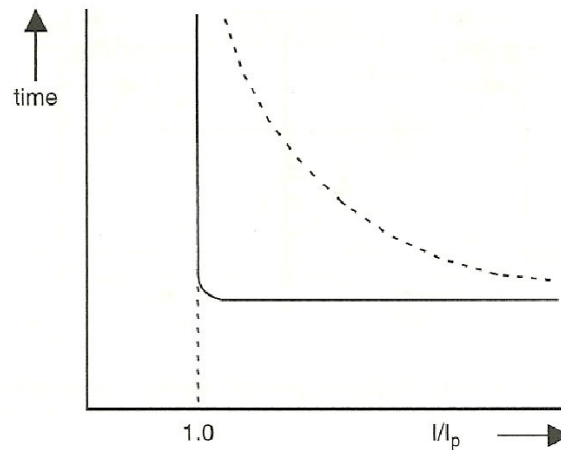


Figura 20 Característica de atuação de um relé por detecção de nível.

Fonte: HOROWITZ, 2008.

Outro princípio de atuação utilizado em relés é o da comparação, ou seja, o relé compara dois ou mais valores uns com os outros. Por exemplo, um relé de balanço de corrente deve comparar a corrente em um circuito com a corrente de outro circuito, as quais deveriam ter a magnitudes iguais ou proporcionais em condições normais de operação. O relé atuará quando a divisão das correntes entre dois circuitos variar, respeitada certa tolerância. Um exemplo de aplicação é quando o enrolamento de uma máquina tem dois subenrolamentos idênticos por fase (HOROWITZ, 2008).

Outro princípio de atuação é a comparação diferencial, que é um dos métodos mais sensíveis e eficazes de proteção contra correntes de falta. A Figura 21 mostra o princípio de funcionamento de uma relé diferencial

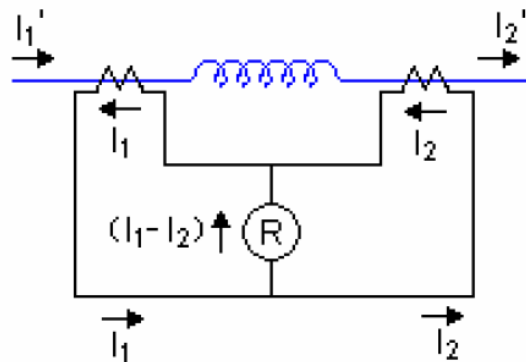


Figura 21 Princípio de funcionamento de um relé diferencial.

Fonte: FISCHER, 2002.

Se ocorrer uma falha no enrolamento da Figura 21, as correntes I_1 e I_2 serão diferentes. Normalmente se utiliza um enrolamento que faz a soma algébrica das duas correntes, e essa soma $(I_1 - I_2)$ é utilizada para detectar a falha no enrolamento. Em geral, o princípio da proteção diferencial é capaz de detectar valores muito baixos de corrente de falta. A única desvantagem é que são necessárias duas medidas de corrente, o que pode ser inviável se a distância entre as medidas for muito grande como, por exemplo, em linhas de transmissão, por isso esse tipo de proteção é mais utilizado em transformadores, geradores, motores, barramentos, capacitores e reatores.

Um relé também pode ser sensibilizado através da comparação da relação angular entre duas grandezas em CA. Este método é comumente utilizado para determinar a direção da corrente em relação a uma grandeza de referência. Por exemplo, um fluxo de potência em uma dada direção resultará em um ângulo entre os fasores de corrente e tensão variando em torno do seu fator de potência, cuja variação é de aproximadamente $\pm 30^\circ$. Assim, para uma falta adiante ou na direção inversa, o ângulo entre a corrente e a tensão será $-\varphi$ e $(180 - \varphi)$, onde φ é o ângulo da impedância da falta no circuito, que é aproximadamente 90° para linhas de transmissão (HOROWITZ, 2008).

Outro princípio de atuação dos relés é através da medição da frequência fundamental do sistema. Qualquer desvio de frequência significa que um problema está ocorrendo e essa informação pode ser usada para tomar ações corretivas que irão trazer de volta a frequência natural do sistema.

Além da frequência natural, os relés também podem medir o conteúdo harmônico das ondas de corrente e tensão. Porém algumas frequências harmônicas podem ocorrer em condições normais de operação, como, por exemplo, as de terceira ordem produzidas pelos geradores. Outras harmônicas ocorrem durante condições anormais de operação, como as harmônicas ímpar que são associadas a saturação de transformadores ou transitórios que ocorrem na energização de transformadores (HOROWITZ, 2008). A medição de algumas harmônicas também pode ser utilizada para bloquear a operação dos relés durante a energização de transformadores.

Todos os princípios de detecção de faltas mostrados acima podem ser usados isoladamente ou em conjunto para calcular potência, fator de potência, direcionalidade, impedância, etc. Alguns relés também são designados a operar associados com dispositivos mecânicos como indicadores de nível, pressão ou sensores de temperatura.

4.1.2 Relés de Sobrecorrente Instantâneos e Temporizados (50/51 e 50N/51N).

Estes são os relés mais utilizados nos sistemas de proteção. São usados tanto para proteção primária como para retaguarda ou *backup* e são aplicados em praticamente todas as zonas de proteção de um sistema. Segundo HOROWITZ (2008), a principal aplicação dos relés de sobrecorrente é em sistemas radiais, onde eles proporcionam proteção tanto para fase quando para o neutro.

A codificação adotada pela American National Standart Institute (ANSI) para representar os relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados é 50 e 51, respectivamente.

Adiciona-se a letra “N” após o número para representar que o relé de sobrecorrente será aplicado ao neutro do sistema e “G” quando aplicado ao terra do sistema. No Anexo A, consta a codificação completa conforme o padrão ANSI.

Historicamente, as curvas características dos relés de sobrecorrente estão associadas ao funcionamento dos discos de indução presentes nos relés eletromecânicos. Em relés estáticos, uma complexa combinação de filtros é requerida para reproduzir as mesmas curvas. Recentemente, com o desenvolvimento dos relés digitais, desenvolveram-se modelos analíticos para representar essas curvas. Os relés digitais atuais se baseiam nos padrões do Institute Electrotechnical Commission (IEC) (seção 3.5.2 da norma IEC 60255-3) e ANSI/IEEE para representar as curvas de atuação.

A norma IEC define quatro curvas, conforme as quatro equações abaixo (SIEMENS, 2011):

$$\textit{Inversa Normal (Tipo A)} \quad t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0,02} - 1} \cdot T_p \text{ [s]} \quad (4.1.1)$$

$$\textit{Muito Inversa (Tipo B)} \quad t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \cdot T_p \text{ [s]} \quad (4.1.2)$$

$$\textit{Extremamente Normal (Tipo C)} \quad t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} \cdot T_p \text{ [s]} \quad (4.1.3)$$

$$\textit{Inversa Longa (Tipo B)} \quad t = \frac{120}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^1 - 1} \cdot T_p \text{ [s]} \quad (4.1.4)$$

Onde t é o tempo de trip em segundos, T_p é a constante de tempo a ser definida, I é a corrente medida e I_p é o valor de corrente de *pickup* definido. As Figuras 22 s 23 mostram as curvas definidas acima.

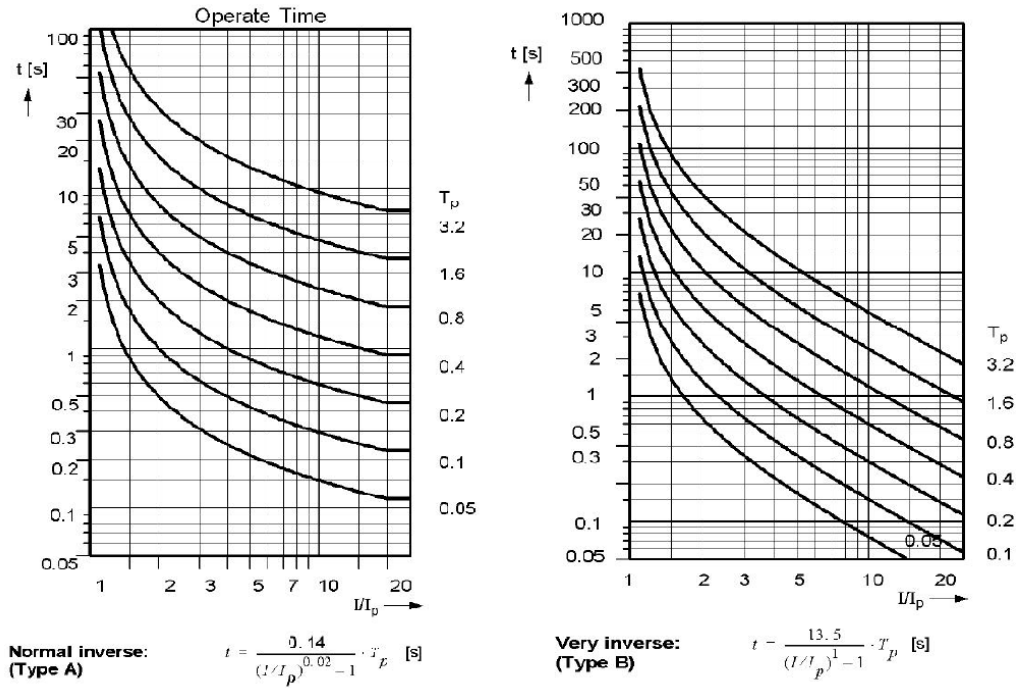


Figura 22 Curvas de operação Inversa Normal e Muito Inversa.

Fonte: SIEMENS, 2011.

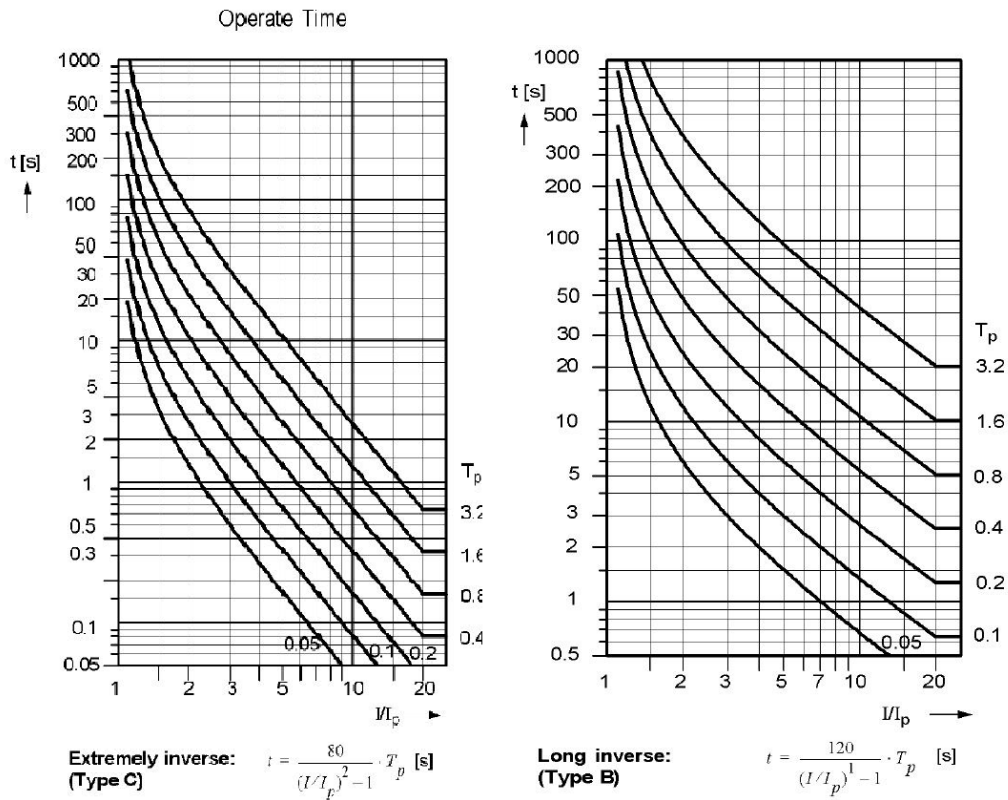


Figura 23 Curvas de operação Extremamente Inversa e Inversa Longa.

Fonte: SIEMENS, 2011.

Além das curvas acima, nos relés digitais também é possível configurar a sua operação através de um tempo definido, ou seja, o tempo de atuação do relé é sempre igual, independentemente da corrente.

Conforme HOROWITZ (2008) devem ser determinados apenas dois parâmetros para as curvas de operação dos relés de sobrecorrente temporizada: a corrente de *pickup* e o tempo de atraso.

O ajuste da corrente de *pickup* tem como objetivo proteger o sistema contra qualquer falta que venha a ocorrer na zona de proteção do relé. Desta maneira, o valor de *pickup* deve ser ajustado acima da corrente normal de operação, considerando uma margem de segurança contra atuação indevida, e abaixo da mínima corrente de curto-circuito do sistema. O ajuste da corrente de *pickup* é o primeiro a ser calculado, considerando relação de transformação do transformador de corrente (TC). Conforme Horowitz (2008), de uma forma grosseira, o ajuste do corrente de *pickup* (I_p) pode estabelecido entre o dobro da máxima corrente de operação ($I_{m\acute{a}x}$) e um terço da corrente mínima de curto-circuito ($I_{cc\acute{m}in}$), ou seja:

$$2I_{m\acute{a}x} \leq I_p \leq \frac{1}{3}I_{cc\acute{m}in} \quad (4.1.5)$$

Conforme Horowitz (2008), o tempo de atraso é um parâmetro independente que pode ser obtido de várias formas, dependendo do modelo do relé. Em relés digitais o tempo de atraso é contado através de algoritmos que utilizam o “*clock*” (relógio) interno do relé ou relógios externos ao relé. O objetivo de ajuste do tempo de atraso é estabelecer a coordenação entre os relés do circuito. Uma família de curvas deve ser determinada para que dois ou mais relés, sensibilizados pela mesma falta, possam operar em tempos diferentes.

O relé de terra deve ser capaz de detectar todas as faltas entre fase e terra dentro da sua zona de proteção. Segundo Horowitz (2008), normalmente a corrente de terra não é maior do

que 10% da máxima corrente de fase em operação. Assim, o valor de *pickup* do relé de terra deve ser parametrizado de forma que o seu valor seja superior a 10% da máxima corrente de fase e abaixo da mínima corrente de terra durante uma falta fase-terra (ver Capítulo 3).

O princípio de atuação do relé de sobrecorrente instantâneo é o mesmo que o relé temporizado, porém, a atuação é instantânea. Frequentemente, os relés instantâneos são fornecidos em conjunto com os relés temporizados. Essas funções são ajustadas independentemente, mas são atuadas pela mesma variável. O ajuste do valor de *pickup* depende de muitos fatores, como: corrente de curto-circuito e o equipamento a ser protegido.

4.1.3 Relés de Sobrecorrente Direcionais (67 e 67N).

Relés de sobrecorrente direcionais são capazes de distinguir entre o fluxo de corrente em uma direção ou outra, que em circuitos de corrente alternada é feita através do reconhecimento do ângulo entre a corrente e uma grandeza de polarização (ou de referência) que não varia com a localização da falta (CAMINHA, 1977). Esses relés são utilizados quando é necessário desligar o circuito a uma falta ocorre em apenas uma direção. Em alguns casos é impossível obter uma correta seletividade utilizando relés não direcionais. Se a mesma magnitude de corrente pode fluir para qualquer direção, onde o relé está localizado, coordenação entre os relés a montante a jusante do relé não pode ser obtido, a não ser que o relé seja direcional.

Há basicamente dois tipos de relés direcionais: aqueles que respondem ao fluxo de potência normal, conhecidos como relés direcionais de potência, e os que respondem a condições de falta, conhecidos como relés direcionais de corrente de curto-circuito.

4.1.3.1. Relés Direcionais de Potência.

Para aplicações onde a proteção não seja contra curto-circuito, relés direcionais de potência são exigidos. Esses relés operam em condições de carga praticamente balanceadas e com fator de potência próximo ao unitário (HOROWITZ, 2008).

A conexão dos relés direcionais de potência ao circuito é feita de tal forma que eles sejam polarizados pela tensão do circuito e sejam sensibilizados pela corrente quando o circuito estiver operando com fator de potência próximo ao unitário. Assim, o relé entrará em *pickup* quando o fluxo de potência tem um sentido e sairá quando o fluxo de potência tem o sentido contrário (MASON, 1967).

Se um circuito monofásico é envolvido, usa-se um relé (no caso de relés eletromecânicos) que terá conjugado máximo está em fase com a tensão. O mesmo relé pode ser utilizado em um circuito trifásico, caso a carga seja bem equilibrada. No caso de um circuito trifásico suficientemente desequilibrado, tal que um relé monofásico não seja suficiente, ou ainda, quando uma corrente de atuação muito baixa seja requerida, usa-se um relé polifásico, que são três unidades monofásicas cujos conjugados são adicionados para controlar um único jogo de contatos, no caso de relés eletromecânicos (CAMINHA, 1977).

4.1.3.2. Relés Direcionais de Corrente de Curto-Circuito.

Como os curtos-circuitos envolvem correntes bastante atrasadas em relação à posição de fator de potência unitário, os relés direcionais contra falta são arranjados para desenvolver conjugado máximo sob tais condições de corrente atrasada.

Em caso de curto-circuito a instalação passa de uma condição de fator de potência quase unitário para próximo a zero, assim pode haver um grande número de conexões possíveis, mas na prática apenas algumas são usuais, como conexão 90° (quadratura), 30° (adjacente) e 60°, conforme é apresentado na Figura 24, para falta na fase “a – b” (CAMINHA, 1977).

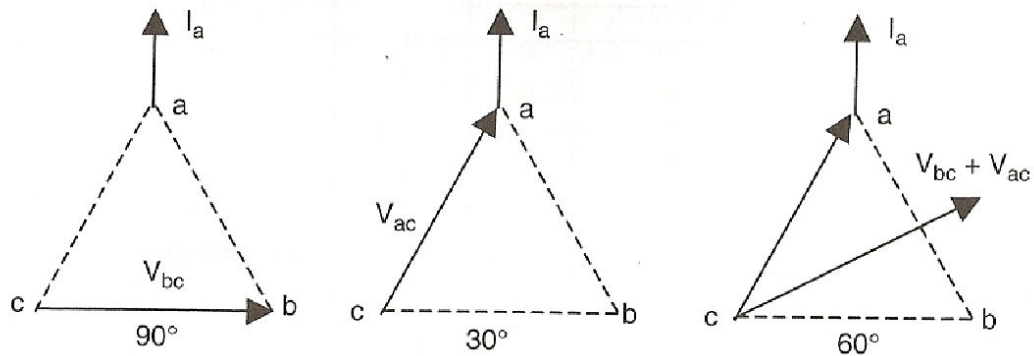


Figura 24 Conexões de um relé direcional de falta.

Fonte: HOROWITZ, 2008.

Usualmente, os relés direcionais são combinados com relés de sobrecorrente de fase e neutro, assim conhecidos como relés diferenciais de sobrecorrente. Esses relés utilizam tanto a amplitude da corrente como a direção do fluxo de potência para decidir se devem operar para eliminar uma falta ou não. Em relés digitais, também podem ser configurados três parâmetros independentes para esses relés: elemento de alta corrente (instantâneo), elemento de sobrecorrente e de corrente inversamente proporcional ao tempo, conforme foi discutido no item 4.1.2.

4.1.4 Relés Diferenciais (87).

Por definição, um relé diferencial é aquele que opera quando um vetor, equivalente a diferença entre duas ou mais grandezas semelhantes, excede um valor pré-determinado. Quando conectados da maneira correta, praticamente todos os tipos de relés podem operar como um relé diferencial, porém a principal aplicação dos relés diferenciais é do tipo diferencial de corrente (MASON, 1967).

Há, basicamente, dois tipos de relés diferenciais: os amperimétricos e os a porcentagem.

4.1.4.1. Relé Diferencial Amperimétrico.

A Figura 21, apresentada anteriormente, mostra uma aplicação de um relé diferencial amperimétrico. Neste caso, zona de proteção do relé diferencial é limitada pelos TCs.

Ainda que bastante utilizada, esta conexão é suscetível a alguns erros que podem fazer com que o relé indevidamente, como por exemplo: casamento imperfeito de TCs, existência de componentes de correntes contínuas de curto-circuito, erros dos próprios TCs e, no caso de transformadores, elevadas correntes de magnetização inicial e comutadores automáticos de tapes (CAMINHA, 1977). Para minimizar esse problema foram criados os relés diferenciais à porcentagem, que serão vistos a seguir.

4.1.4.2. Relé Diferencial à Porcentagem.

Este é o tipo mais comum de relé diferencial, e é largamente utilizada para proteção de transformadores. A Figura 25 mostra esse tipo de relé diferencial, onde nota-se que existe uma bobina de restrição, além da bobina de operação.

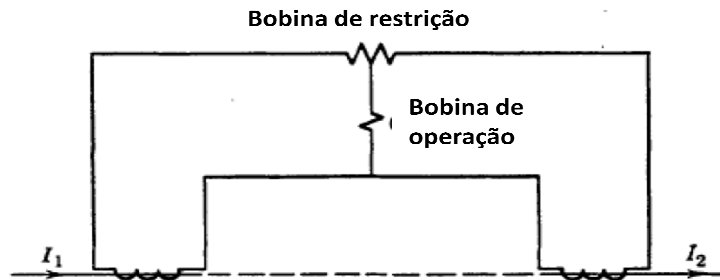


Figura 25 Bobinas de um relé direcional à porcentagem.

Fonte: MASON, 1967.

As bobinas de restrição, em relés eletromecânicos, criam um conjugado contrário ao criado pela corrente diferencial i_d que é proporcional a média das correntes no secundário dos dois TCs, aqui definida como i_r . Assim:

$$i_r = \frac{i_{1s} + i_{2s}}{2} \quad (4.1.6)$$

$$i_d = i_{1s} - i_{2s} \quad (4.1.7)$$

Onde i_{1s} e i_{2s} são as correntes do secundário dos TCs que medem as correntes I_1 e I_2 da Figura 25, respectivamente.

O relé opera quando:

$$i_d \geq K i_r \quad (4.1.8)$$

Onde K é a inclinação da característica diferencial percentual. K é geralmente expresso como um valor percentual: tipicamente 10, 20 e 40% (HOROWITZ, 2008), sendo que um relé com inclinação de 10% é bem mais sensível do que um relé com inclinação de 40%.

A Figura 26 mostra a característica de atuação e um relé de proteção diferencial à porcentagem aplicado em transformadores. As três fontes de corrente diferencial durante a operação normal de um transformador são mostradas: ULTC (“*under load tap changer*”, que numa tradução livre é “comutador de taps sob carga”), erro de medição dos TCs e erro de incompatibilidade de relação dos TCs, além de uma margem de segurança. A inclinação da curva do relé determina a zona de atuação. O relé tem um corrente de *pickup* (I_{pu}) geralmente baixa, pois leva em consideração os erros de medição TCs para baixos valores de corrente de carga do transformador (HOROWITZ, 2008).

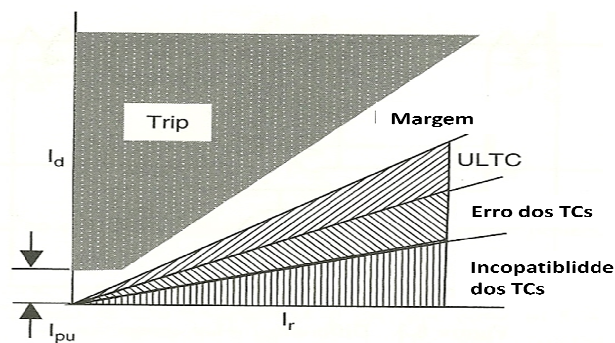


Figura 26 Característica de atuação de um relé diferencial à porcentagem.

Fonte: HOROWITZ, 2008.

Outra fonte de corrente diferencial em transformadores são as correntes de magnetização, que ocorrem durante a energização e podem durar alguns segundos. Muitos métodos foram propostos e utilizados para bloquear o relé durante a energização de transformadores, entre eles o desligamento do relé nesse período e a inserção de supervisores de tensão que conseguissem distinguir a tensão durante uma falta e durante uma energização. Porém o método mais eficaz e mais utilizado atualmente pelos relés digitais é o bloqueio do relé diferencial por meio da medição das componentes harmônicas, especialmente as componentes de segunda e quinta ordem, das correntes de magnetização, já que essas correntes possuem um elevado teor harmônico. Um ajuste tipicamente usado para restringir a atuação do relé é 15% de componentes harmônicas, ou seja, o relé diferencial não atua quando o valor das componentes harmônicas de corrente ultrapassa 15% da componente fundamental.

5. ESTUDO DE CASO

No Capítulo 2 foi apresentada uma descrição do processo produtivo e do Sistema Elétrico de Potência da Gerdau Riograndense. Como o presente estudo será realizado apenas na subestação SE-3A, abaixo será realizada uma descrição mais detalhada dessa subestação, onde serão apresentados alguns dos equipamentos presentes. Posteriormente será apresentado o estudo das correntes de curto-circuito e os cálculos dos parâmetros dos relés de proteção, realizados com o auxílio do software PTW.

5.1 SUBESTAÇÃO ABAIXADORA 230/23 kV – SE-3A

Conforme Capítulo 2, a subestação de entrada da Usina Riograndense, denominada SE-3A, tem a função de reduzir a tensão fornecida por meio de uma linha de transmissão pela AES Sul, 230 kV, para 23 kV e separar o circuito em dois barramentos distintos (Barra Calma e Barra Perturbada). O Anexo B mostra o digrama unifilar da subestação, desenhado no software PTW com a nomenclatura dos equipamentos que foi utilizada em todas as simulações realizadas. No Anexo C é apresentado o diagrama unifilar feito no projeto da subestação pelos engenheiros da Gerdau.

Para fins de descrição do arranjo, a SE-3A pode ser subdividida em duas partes, em função do tipo de instalação, isto é, ao tempo e abrigado. A parte dos equipamentos instalados ao tempo é constituída exclusivamente por equipamentos de 230 kV, que ficam no pátio de 230 kV da subestação e a parte dos equipamentos abrigados é composta exclusivamente por equipamentos da média (23 kV) e baixa tensão.

5.1.1 SE-3A ao Tempo.

O setor de 230 kV é constituído de um barramento aéreo de cobre nu e de equipamentos de proteção e manobra, além dos dois transformadores de 230/23 kV.

Para uso exclusivo em manobras a vazio, a subestação possui cinco Chaves Seccionadoras de 1200 A e 245 kV, fabricadas pela IAFA, dispostas conforme apresentado no unifilar do Anexo C. A principal função dessas chaves é isolar total ou parcialmente a subestação para intervenções de manutenção.

Para fins de proteção contra descargas atmosféricas, existem nove pára-raios (três por fase) de 192 kV e 10 kA fabricados pela ABB.

Tanto para fins de medição de energia elétrica quanto para proteção, são utilizados três TPs e três TCs monofásicos que ficam localizados na entrada do barramento de 230 kV. Os TCs são do modelo TCRg 230, fabricado pela BBC, e são utilizadas na relação 200/5 A. Os TP's são do modelo TPW-105, fabricados pela GE e são utilizados na relação de transformação 230000/115 V.

Os transformadores de 230 kV, 3A-TR01 e 3A-TR02, são transformadores de núcleo envolvido de três enrolamentos, porém o terceiro enrolamento é utilizado apenas para redução de componentes harmônicas de terceira ordem. Ambos possuem comutadores de tapes sob carga para efetuar o ajuste de tensão no secundário automaticamente. Os dois transformadores podem operar com e sem ventilação forçada (ONAN e ONAF), sendo que a potência do transformador 3A-TR01 é 34 MVA sem ventilação forçada e 46 MVA com ventilação forçada e do transformador 3A-TR02 é 60 MVA sem ventilação forçada e 80 MVA com ventilação forçada. Os demais dados dos transformadores serão apresentados conforme a necessidade. O transformador 3A-TR01 alimenta o barramento calmo da siderúrgica, enquanto o 3A-TR02 alimenta o barramento perturbado.

A correção do fator de potência e filtragem de correntes harmônicas provenientes dos fornos de indução, conversores e demais equipamentos é feita através de quatro bancos de capacitores. Para o barramento perturbado são utilizados dois filtros de correntes de terceira harmônica com capacidade efetiva de 7,46 MVar em 23 kV. Para o barramento calmo

também são utilizados dois filtros, porém um é para harmônicos de ordem cinco e o outro é para harmônicas de ordem sete, sendo que cada filtro tem uma capacidade efetiva de 5,18 MVar em 23 kV. Os demais dados dos filtros serão apresentados conforme a necessidade.

5.1.2 SE-3A Abrigada.

A parte abrigada da SE-3A é dividida em duas salas. A primeira delas possui é formada por 19 cubículos de média tensão Siemens, modelo 8BD1, sendo que 17 são equipados com disjuntores à vácuo de 23 kV e 36 kV (disjuntores dos filtros), também fabricados pela Siemens, modelo 3AH3. Os dois cubículos restantes contêm os transformadores de potencial das barras calma e perturbada. A figura 27 apresenta um dos cubículos presentes na subestação. Os cubículos que contêm disjuntores também são equipados com relés de proteção microprocessados do modelo 7SJ62, também fabricado pela Siemens, além de outros equipamentos, como relés que detectam arco voltaico através de sensores luminosos, medidores de energia e anunciadores de alarmes.



Figura 27 Cubículo 8BD1 da Siemens.

A outra sala é composta apenas por equipamentos de medição, controle e proteção. Nessa sala está presentes o relé de proteção da entrada do sistema de energia do modelo 7SJ63, os relés de proteção dos primários dos transformadores de 230 kV, modelo 7SJ62 e os relés de proteção diferenciais dos transformadores de 230 kV, modelo 7UT61, também fabricado pela Siemens. A Figura 28 apresenta os relés 7SJ63 e 7SJ62. Nesta sala também estão presentes os CLPs e os computadores que fazem parte do sistema supervisorio central de todas as subestações da usina, de onde é possível acessar e atualizar os parâmetros de todos os relés microprocessados da Siemens presentes na usina.

Além desses equipamentos, a parte abrigada da SE-3A também contém equipamentos de medição e faturamento de energia e um retificador com banco de baterias que serve como alimentação auxiliar em corrente contínua para a maioria dos equipamentos da subestação.



Figura 28 Relés 7SJ63 (acima) e 7SJ62 (abaixo).

5.2 ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO

Para a correta parametrização dos relés de proteção, primeiramente foi realizado um estudo de curto-circuito em todas as barras da subestação SE-3A, além das barras de entrada das subestações a jusante da SE-3A.

Foram calculadas as correntes de curto-circuito trifásicas e monofásicas à terra considerando-se a contribuição das primeiras barras ligadas à barra faltosa, impedância de falta nula e tensão nominal nas barras. Essas correntes podem ser calculadas através das equações 3.4.5 e 3.5.7, porém, para este projeto, foi utilizado o programa PTW. Também foram calculadas as correntes iniciais assimétricas, que consideram o nível DC e o decaimento.

No programa PTW, primeiramente foi necessário criar um diagrama unifilar do sistema, onde foram definidas todas as características do sistema. O diagrama unifilar e a base de dados dos equipamentos formada no programa são a base para a realização do cálculo das correntes de curto-circuito. O diagrama unifilar criado está apresentado no Anexo B.

A impedância dos cabos foi modelada através da impedância obtida a partir da biblioteca do programa PTW. O comprimento, bitola e arranjo dos cabos foram obtidos em campo. O Quadro 1 apresenta as impedâncias de sequência dos cabos.

Cabo	Impedância (Ohms/km)		Comprimento (m)	Número de Condutores por fase	Bitola (mm ²)
	Z ₀	Z ₁ = Z ₂			
CB-3A-TR01	0,10 + j0,34	0,06 + j0,13	150	2	400
CB-3A-TR02	0,10 + j0,34	0,06 + j0,13	150	3	400
CB-3A-FILT-FH01	0,39 + j0,41	0,25 + j0,16	60	1	95
CB-3A-FILT-FH02	0,39 + j0,41	0,25 + j0,16	60	1	95
CB-3A-FILT-FH03	0,39 + j0,41	0,25 + j0,16	60	1	95
CB-3A-FILT-FH04	0,39 + j0,41	0,25 + j0,16	60	1	95
CB-3A-AMPL	0,31 + j0,39	0,20 + j0,15	500	4	120
CB-3A-AUX1	1,06 + j0,44	0,67 + j0,17	50	1	35
CB-3A-AUX2	1,06 + j0,44	0,67 + j0,17	50	1	35
CB-3A-CM5-F2	0,25 + j0,38	0,16 + j0,15	400	3	150
CB-3A-CM5-F3	0,25 + j0,38	0,16 + j0,15	400	3	150
CB-3A-CM5/2	0,25 + j0,38	0,16 + j0,15	400	3	150
CB-3A-CM6	0,25 + j0,38	0,16 + j0,15	480	3	150
CB-3A-VPSA	1,06 + j0,44	0,67 + j0,17	100	1	35

Quadro 1 Impedâncias de Sequência dos Cabos da SE-3A.

As impedâncias de sequência dos transformadores foram modeladas através dos dados de placa e dos ensaios realizados na fabricação. Para a impedância de sequência zero foram utilizados os diagramas das figuras 12 (transformadores 3A-TR-AUX1 e 3A-TR-AUX1) e 13 (transformadores 3A-TR1 e 3A-TR2). Desta forma, as impedâncias foram modelados conforme os valores indicados nos quadros 2 e 3.

Transformador	Potência (MVA)	Tensão (kV)	Primário-Secundário (PU)		Primário-Terciário (PU)		Secundário-Terciário (PU)	
			Z ₀	Z ₁ = Z ₂	Z ₀	Z ₁ = Z ₂	Z ₀	Z ₁ = Z ₂
3A-TR1	46	230/23/13,8	0,425 + j10,37	0,5 + j12,21	∞ + j∞	0,72 + j11,49	∞ + j∞	0,68 + j1,36
3A-TR2	80	230/23/14,55	0,25 + j10,14	0,3 + j11,93	∞ + j∞	0,55 + j17,39	∞ + j∞	0,45 + j3,3

Quadro 2 Impedâncias de Sequência dos transformadores 3A-TR01 e 3A-TR02.

Transformador	Potência (kVA)	Tensão (kV)	Z_0	$Z_1 = Z_2$
3A-TR-AUX1	300	23/0,38	$0,83 + j4,69$	$0,98 + j5,52$
3A-TR-AUX2	300	23/0,38	$0,83 + j4,69$	$0,98 + j5,52$

Quadro 3 Impedâncias de Sequência dos transformadores 3A-TR-AUX1 e 3A-TR-AUX2.

A empresa AES Sul, através de estudos de curto-circuito realizados no Sistema Elétrico de Potência sob sua concessão, forneceu os dados da contribuição do sistema ao curto-circuito na entrada do barramento de 230 kV da Gerdau Riograndense. A figura 29 mostra a janela de configuração do componente que simula a entrada de 230 kV, onde estão os dados da contribuição ao curto-circuito.

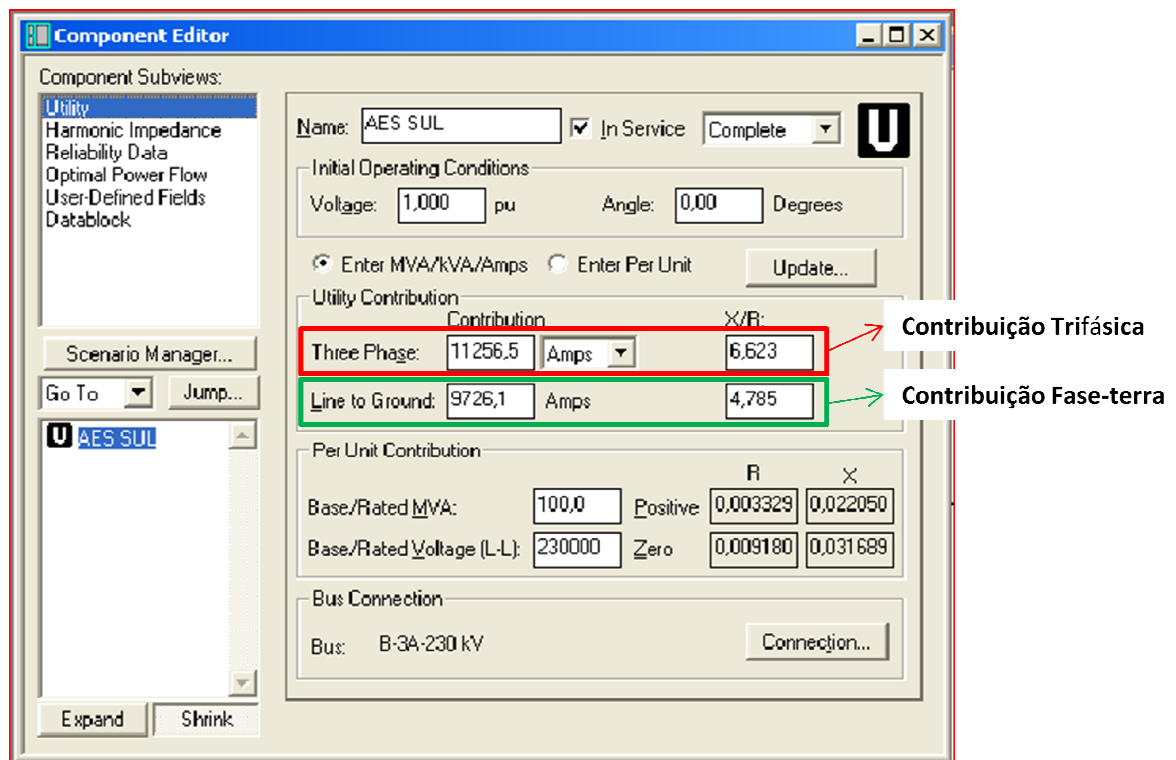


Figura 29 Contribuição ao curto-circuito da entrada de 230 kV.

Tendo, então, todos os dados de sequência e do diagrama unifilar do sistema, as correntes de faltas trifásicas e monofásicas a terra em cada barra do sistema foram calculadas

utilizando o programa PTW. O Quadro 4 mostra as correntes de curto-circuito simétricas calculadas. No anexo D está apresentado o relatório gerado pelo PTW, onde constam as correntes de curto simétricas e assimétricas para cada barra e a contribuição das primeiras barras ligadas a barra faltosa.

Barra	Corrente de curto-circuito simétrica(kA)		Tensão Base (kV)	Impedância Thevenin (PU) - Potência Base = 100 MVA	
	Trifásico	Monofásico-terra		Trifásico	Monofásico-terra
B-3A-230kV	11,257	9,731	230	0,003 + j0,022	0,016 + j0,076
B-3A-TR01-S	8,727	9,049	23	0,014 + j0,287	0,047 + j0,831
B-3A-TR02-S	11,361	11,717	23	0,008 + j0,221	0,030 + j0,642
B-3A-PERTURBADA	11,296	11,613	23	0,009 + j0,222	0,032 + j0,648
B-3A-CALMA	8,669	8,956	23	0,015 + j0,289	0,050 + j0,839
B-3A-FILT-FH1	8,61	8,861	23	0,018 + j0,291	0,060 + j0,848
B-3A-FILT-FH2	11,197	11,456	23	0,012 + j0,224	0,042 + j0,656
B-3A-FILT-FH3	11,197	11,456	23	0,012 + j0,224	0,042 + j0,656
B-3A-FILT-FH4	8,61	8,861	23	0,018 + j0,291	0,060 + j0,848
B-VPSA	8,546	8,112	23	0,028 + j0,292	0,095 + j0,854
B-3A-TRAUX1-P	8,609	8,86	23	0,021 + j0,291	0,073 + j0,847
B-3A-TRAUX1-S	8001	8,042	0,38	3,303 + j18,70	9,888 + j55,811
B-3A-TRAUX2-P	8,609	8,86	23	0,021 + j0,291	0,073 + j0,847
B-3A-TRAUX2-S	8001	8,042	0,38	3,303 + j18,70	9,888 + j55,811
B-3A-AMPL	8,563	8,771	23	0,020 + j0,293	0,067 + j0,856
B-CM5-F3	11,097	11,297	23	0,013 + j0,226	0,046 + j0,665
B-CM5-F2	11,097	11,297	23	0,013 + j0,226	0,046 + j0,665
B-CM5/2	8,55	8,766	23	0,019 + j0,293	0,064 + j0,857
B-CM6	8,527	8,729	23	0,020 + j0,294	0,067 + j0,860

Quadro 4 Correntes e impedâncias de curto-circuito nos barramentos.

O disjuntor de 230 kV, modelo 3AS2 fabricado pela Siemens, possui capacidade de interrupção de correntes assimétricas de 37,8 kA, assim, como a corrente de curto-circuito assimétrica na barra de 230 kV é aproximadamente 15 kA (ver Anexo D), verifica-se que o disjuntor está dimensionado adequadamente para o sistema. A parte de 23 kV da SE-3A é composta por disjuntores de 24 kV e 36 kV, modelo 3AH3 fabricado pela Siemens, cujas

capacidades de interrupção de correntes assimétricas é de 28 kA e 35,4 kA, respectivamente. Deste modo, como a máxima corrente de curto assimétrica encontrada nos barramentos de 23 kV é aproximadamente 18 kA, verifica-se que os disjuntores de 23 kV também estão bem dimensionados para o sistema.

A partir dos valores encontrados neste estudo de curto-circuito, será realizado o estudo de seletividade, o qual deverá definir os ajustes para as proteções a serem instaladas desde a entrada em 230 kV até os cubículos de 23 kV, obtendo-se a melhor coordenação possível desde regiões de sobrecarga até os maiores níveis de curto-circuito encontrados.

5.3 CÁLCULO DOS PARÂMETROS DOS RELÉS

Os parâmetros dos relés serão calculados de forma a promover a proteção dos transformadores e barramentos que são objetos desse estudo. A verificação da seletividade será feita graficamente pela comparação das curvas tempo versus corrente de atuação dos diversos relés de proteção, seguindo os ajustes definidos, utilizando-se o programa PTW.

No ajuste das proteções de fase serão consideradas as correntes nominais dos transformadores e as cargas instaladas na subestação. O ajuste dos atrasos de tempo tem como objetivo torná-las seletivas e coordenadas com as proteções a montante e a jusante. Caso não seja possível assegurar a completa coordenação entre os equipamentos de proteção envolvidos, será dada prioridade ao desligamento da menor parte possível do sistema.

Para o cálculo da proteção dos transformadores será considerado o ponto de suportabilidade ao curto-circuito (chamado aqui de I_{ABNT}) definido pela norma ABNT 5356 de 1993 como:

$$I_{ABNT} = \frac{I_n}{Z_T}$$

Onde I_n é a corrente nominal do transformador e Z_T é a impedância de curto-circuito do transformador. Caso o transformador seja com um dos enrolamentos em delta, deve-se multiplicar a expressão por 0,58.

O ponto de suportabilidade ao curto-circuito é definido como a máxima corrente suportável pelo transformador num tempo de 2 segundos. O ajuste da proteção do transformador desse ser tal que a proteção desligue o transformador antes de ser atingido esse ponto.

Também será considerado o ponto de magnetização do transformador (chamado aqui de I_{inrush}) que será 8 vezes a corrente nominal para os transformadores 3A-TR01 e 3A-TR02 e 12 vezes a corrente nominal para os transformadores 3A-TR-AUX1 e 3A-TR-AUX2 para um tempo de aproximadamente 0,1 segundos. Assim, de um modo geral, os ajustes das proteções dos transformadores devem ser tal que os transformadores não sejam desligados durante a energização do sistema.

O Quadro 5 mostra os pontos de suportabilidade térmica e de magnetização dos transformadores aqui estudados.

Transformador	Potência			I_1 (A)	I_{inrush} (A)	I_{ABNT} (A)
	(kVA)	V_1 (kV)	Z(%)			
3A-TR01	46000	230	12,22	115,47	923,76	944,92
3A-TR02	80000	230	11,94	200,81	1606,53	1681,88
3A-TR-AUX1	300	23	5,61	7,53	90,36	77,85
3A-TR-AUX2	300	23	5,61	7,53	90,36	77,85

Quadro 5 Correntes de magnetização e suportabilidade ao curto-circuito.

Como premissa inicial para o cálculo das proteções da SE-3A e sua coordenação com os relés a jusante, foi definido que os relés das subestações a jusante não sofreriam alterações nos seus ajustes. Desta forma, os ajustes dos relés da SE-3A serão calculados de forma a se adequarem a situação presente nas demais subestações.

Para a definição dos ajustes dos relés, primeiramente serão calculados os ajustes de corrente. Apesar de alguns parâmetros terem sido calculados após a definição dos todos os parâmetros de sobrecorrente, todos os resultados serão apresentados por relé de proteção e não por ordem de cálculo, conforme segue.

5.3.1 Entrada do Sistema 230 kV (7SJ63 – QC1/F50.1).

A potência instalada na subestação SE-3A é de 126 MVA, 46 MVA pertencentes ao transformador 3A-TR01 mais 80 MVA pertencentes ao transformador 3A-TR02.

Para este relé foram ajustadas as proteções 50/51, 67N, 27 e 59, conforme itens na sequência.

5.3.1.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

Devido à demanda contratada ser 62,5 MW, a máxima potência não deverá ser atingida e assim, optou-se por ajustar a proteção próxima da corrente nominal dos dois transformadores sem ventilação forçada, assim a corrente nominal é I_n :

$$I_n = \frac{60 \text{ MVA} + 34 \text{ MVA}}{230 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 235,96 \text{ A}$$

Como a relação de transformação do TC é 200/5 A, o ajuste do parâmetro de sobrecorrente de fase I_{51} é:

$$I_{51} = 235,96 * \frac{5}{200} = 5,9 \text{ A}$$

O ajuste de sobrecorrente instantânea I_{50} e os ajustes de tempo deverão ser ajustados de maneira seletiva com as proteções a jusante da SE-3A. Como tanto as proteções primárias dos transformadores (QC1/F50.2 e QC1/F50.3) e de entrada geral atuam sobre o mesmo

disjuntor, não foi necessário utilizar uma temporização para o ajuste de sobrecorrente instantânea.

O ajuste I_{50} foi ajustado de tal forma que não atue caso os dois transformadores de 230 kV sejam energizados ao mesmo tempo. Não foram considerados os demais transformadores da usina, pois os a energização dos transformadores de 230 kV nunca ocorre com os disjuntores do lado secundário fechados. Assim, considerando-se que percorre o circuito durante a magnetização dos dois transformadores ao mesmo tempo é 2530 A, tem-se:

$$I_{50} > 2530 * \frac{5}{200} \Rightarrow I_{50} > 63,25A$$

Assim, o valor escolhido é $I_{50} = 65 A$, que equivale a uma corrente de 2600 A circulando pelo barramento de 230 kV. Essa escolha também protege o barramento contra correntes de curto-circuito, que são da ordem de 11257 A.

Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a jusante. A Figura 30 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé e a coordenação com os relés a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

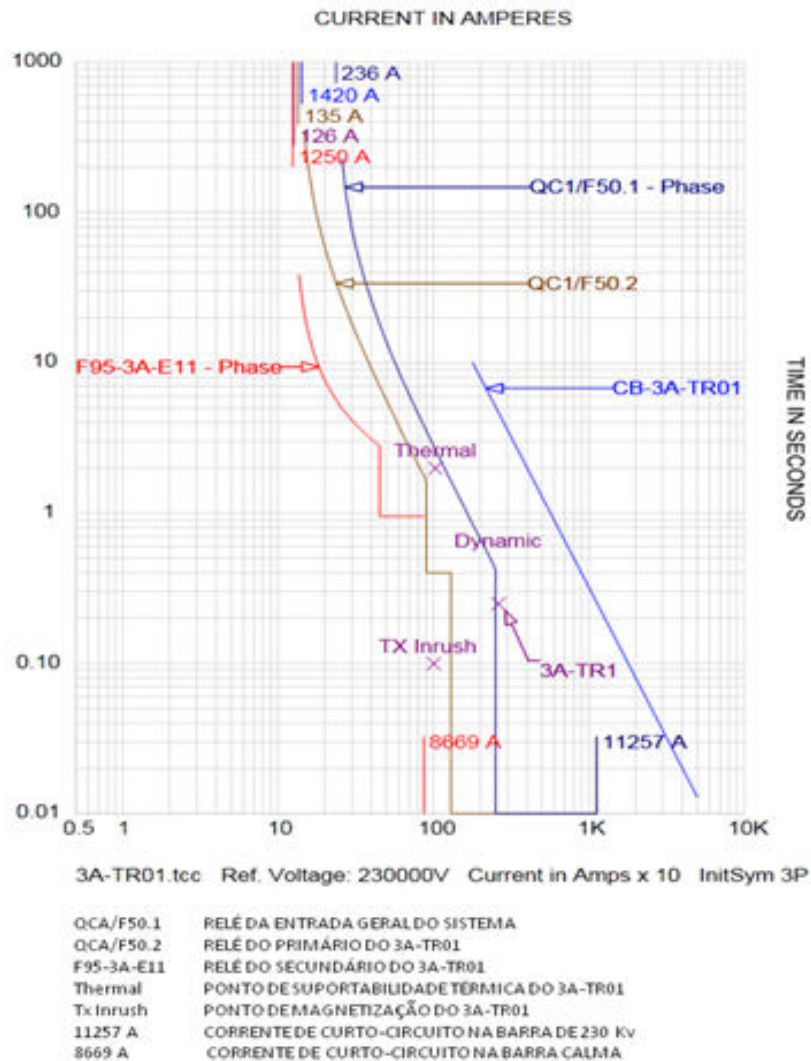


Figura 30 Curvas de proteção de fase dos relés QCA/F50.1, QCA/F50.2 e F95-3A-E11.

5.3.1.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro direcional (67N).

A configuração dos transformadores de 230 kV é estrela aterrada no primário, estrela aterrada no secundário e delta no terciário. Conforme estudo anterior feito pela Siemens, por terem os primários ligados em estrela aterrada, a ocorrência de curto-circuito fase-terra na linha da AES Sul provoca a circulação de corrente de sequência zero na instalação da Gerdau.

Como não há geração de energia na rede da Gerdau, estes defeitos não devem ser detectados pelo relé de neutro do circuito da entrada da Gerdau, devendo ser detectados e eliminados pela proteção da AES Sul. Desta maneira, é necessária a utilização de uma

proteção direcional contra sobrecorrentes de neutro (67N) de maneira que atue somente para faltas fase-terra dentro do sistema da Gerdau.

Da mesma maneira, defeitos à terra no secundário dos transformadores 3A-TR01 e 3A-TR02 devem ser detectados pelas respectivas proteções de terra e não pelo relé de entrada.

O relé Siemens 7SJ63, da entrada da subestação da Gerdau, realiza a função 67N com polarização por tensão, que pode ser a tensão de neutro obtida através das tensões trifásicas. Assim, o relé 7SJ63 realiza a função 67N com apenas 3 TP's e 3 TC's nas fases.

Por convenção, para o relé 7SJ63, a direção da corrente é *forward* para correntes saindo da barra e *reverse* para correntes entrando na barra. Assim, o sentido de ajuste da direção da função 67N deve ser para correntes entrando no sistema da Gerdau, portanto *reverse*.

Conforme capítulo 4.1.2, o ajuste de sobrecorrente de neutro temporizado ($I_{67N-TOC}$) será ajustado em 20% da corrente nominal de fase. Assim:

$$I_{67N-TOC} = 0,2 \cdot 235,96 \cdot \frac{5}{200} = 1,18 \text{ A}$$

Os parâmetros de sobrecorrentes instantânea e de retardo de tempo foram feitos através do gráfico de seletividade do programa PTW, de modo que o relé fosse coordenado com as proteções a jusante e de modo a proteger o sistema contra curtos-circuitos fase-terra na barra de 230 kV. A Figura 31 mostra a curva de atuação do relé e sua coordenação com o relé do secundário do transformador 3A-TR01. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

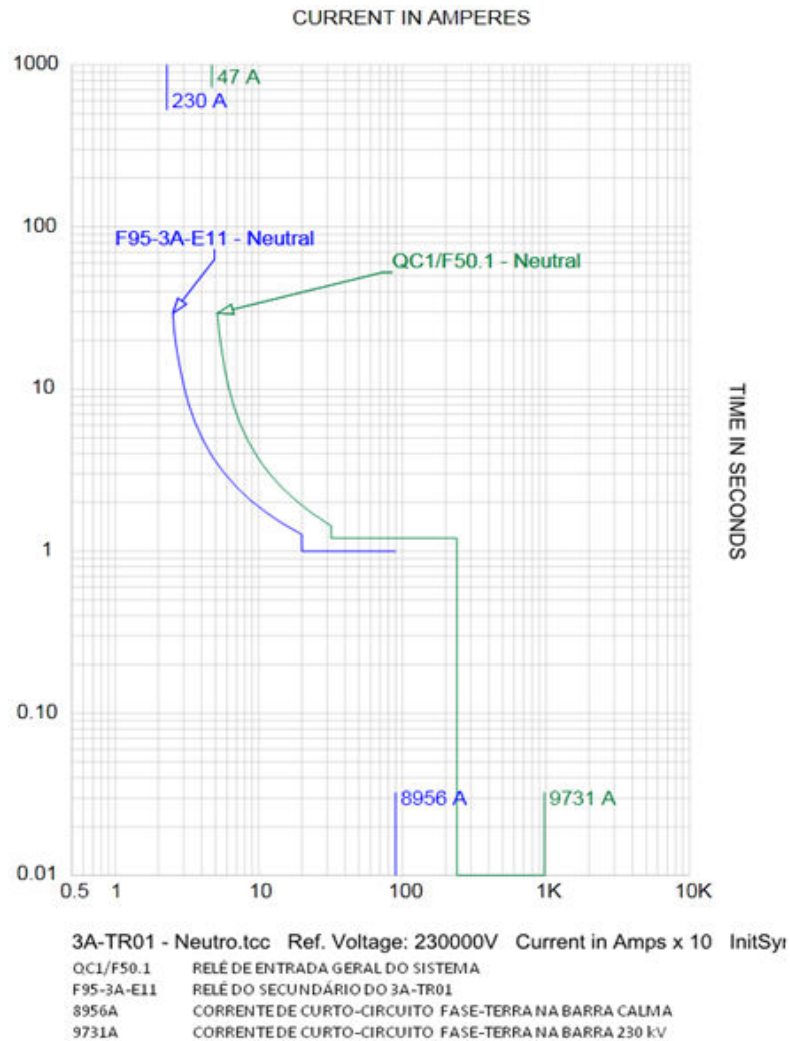


Figura 31 Curvas de proteção de neutro dos relés QCA/F50.1 e F95-3A-E11.

Na figura 31, também se percebe que o relé QCA/F50.1 tem a função de retaguarda do relé F95-3A-E11, para faltas fase-terra no secundário do transformador.

5.3.1.3 Ajuste de sobretensão (59) e subtensão (27).

A proteção contra sobretensão foi ajustada em dois níveis, 110% e 115%, com temporizações de 12 segundos e 3 segundos, respectivamente, conforme decidido pelos engenheiros da Gerdau. Assim, considerando a relação do TP (230000/115 V), os ajustes são:

$$I_{59-1} = 1,1 \cdot 230000 * \frac{115}{230000} \Rightarrow U_{59-1} = 126,5 \cong 127 \text{ V}$$

$$U_{59-2} = 1,15 \cdot 230000 * \frac{115}{230000} \Rightarrow U_{59-1} = 132,25 \cong 132 V$$

A proteção contra subtensão também foi ajustada em dois níveis, 80% e 75% da tensão nominal, com temporizações de 5 segundos e 2 segundos, respectivamente. Assim:

$$U_{27-1} = 0,8 \cdot 230000 * \frac{115}{230000} \Rightarrow U_{27-1} = 92 V$$

$$U_{27-2} = 0,75 \cdot 230000 * \frac{115}{230000} \Rightarrow U_{27-1} = 86,25 \cong 86 V$$

5.3.2 Primário do 3A-TR01 (7SJ62 – QC1/F50.2).

Para este relé foi ajustada apenas a função 50/51.

5.3.2.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

O relé realiza a função sobrecorrente de fase através da curva extremamente inversa de tempo versus corrente, e considerando um fator de sobrecarga de 20%. Assim, considerando que a relação do TC é 250/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) é:

$$I_{51} = 1,2 \cdot 115,47 \cdot \frac{5}{250} = 2,7 A$$

O relé de sobrecorrente instantâneo foi ajustado para proteger o ponto de suportabilidade ao curto-circuito do transformador, conforme Quadro 5, e em cerca de 150% da maior corrente de curto-circuito no secundário referida ao primário, para permitir seletividade com a média tensão. Conforme o estudo de curto-circuito, a corrente de curto no barramento secundário do transformador é 8727 A. Assim o ajuste de corrente é:

$$I_{50-2} = 1,5 \cdot 8727 \cdot \frac{23000}{230000} \cdot \frac{5}{250} = 26A$$

Esse ajuste corresponde a uma corrente de 1300 A circulando pelo primário do transformador. Como o ponto de suportabilidade térmica do transformador é 945 A e 2 segundos, deve-se ajustar o outro estágio de sobrecorrente instantâneo, I_{50-1} , para que a região de atuação do relé contenha esse ponto, porém tomando cuidado para não incluir ponto de magnetização, 924 A e 0,1 segundos. Assim, definiu-se que $I_{50-1} = 18$, que corresponde a uma corrente de 900 A, e um retardo de tempo de 0,4 segundo.

Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a jusante. A Figura 30 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé e a coordenação com os relés a montante e a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

5.3.3 Primário do 3A-TR02 (7SJ62 – QC1/F50.3).

Para este relé foi ajustada apenas a função 50/51.

5.3.3.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

O relé apresenta a função sobrecorrente de fase com uma curva extremamente inversa de tempo versus corrente, sem considerar um fator de sobrecarga, já que a potência do transformador (80MVA) é maior do que a demanda contratada (62,5 MW), considerando um fator de potência de 0,8. Assim, considerando que a relação do TC é 300/5 A e a corrente nominal de 200,81 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) é:

$$I_{51} = 200,81 \cdot \frac{5}{300} = 3,4 \text{ A}$$

O relé de sobrecorrente instantâneo será ajustado de para proteger o ponto de suportabilidade ao curto-circuito do transformador, conforme Quadro 5, e em cerca de 150% da maior corrente de curto-circuito no secundário referida ao primário, para permitir

seletividade com a média tensão. Conforme o estudo de curto-circuito, a corrente de curto no barramento secundário do transformador é 11326 A. Assim o ajuste de corrente é:

$$I_{50-2} = 1,5 \cdot 11326 \cdot \frac{23000}{230000} \cdot \frac{5}{300} \cong 28A$$

Esse ajuste corresponde a uma corrente de 1680 A circulando pelo primário do transformador. Como o ponto de suportabilidade térmica do transformador é 1681 A e 2 segundos, deve-se ajustar o outro estágio de sobrecorrente instantâneo, I_{50-1} , para que a região de atuação do relé contenha esse ponto, porém tomando cuidado para não incluir ponto de magnetização, 1607 A e 0,1 segundos. Assim, definiu-se que $I_{50-1} = 20$, que corresponde a uma corrente de 1200 A, e um retardo de tempo de 1 segundo.

Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a jusante. A Figura 32 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé e a coordenação com os relés a montante e a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

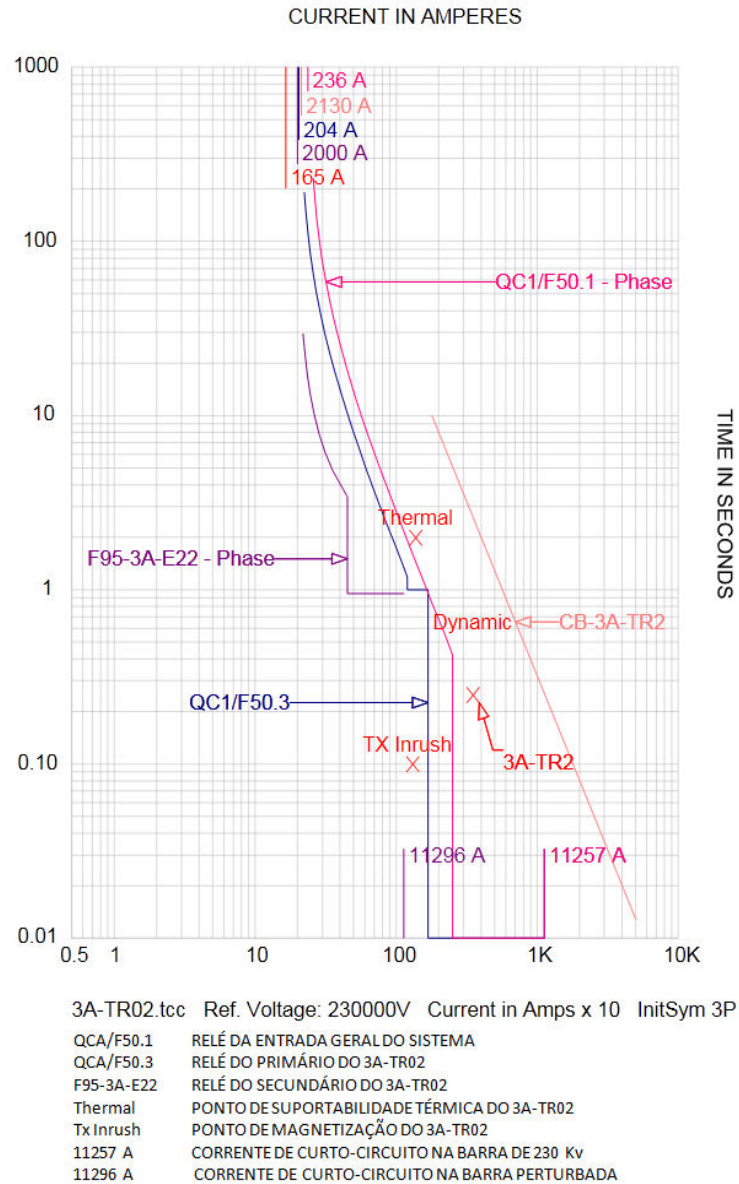


Figura 32 Curvas de proteção de fase dos relés QCA/F50.1, QCA/F50.3 e F95-3A-E22.

5.3.4 Secundário do 3A-TR01 (7SJ62 – F95-3A-E11).

Para este relé foram ajustadas as proteções 50/51 e 50/51N.

5.3.4.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

O relé desempenha a função sobrecorrente de fase através da curva extremamente inversa, considerando um fator de sobrecarga de 10% sobre a corrente nominal no secundário do transformador, 1155 A. Como a relação do TC é 2500/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) será:

$$I_{51} = 1,1 \cdot 1155 \cdot \frac{5}{2500} = 2,5 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea (I_{50-1} e I_{50-2}) e os ajustes de tempo foram ajustados de maneira seletiva com as proteções a jusante e a montante da SE-3A e as proteções do nível de 230 kV. Portanto, definiu-se que os ajustes de sobrecorrente teriam um retardo de 0,9 segundo e um valor de *pickup* de:

$$I_{50-1} = I_{50-2} = 9 \text{ A}$$

Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a jusante. A Figura 30 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé e a coordenação com os relés a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

5.3.4.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

Conforme capítulo 4.1.2, o ajuste de sobrecorrente de neutro temporizado (I_{51N}) será ajustado em 20% da corrente nominal do transformador. Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 1155 \cdot \frac{5}{2500} = 0,46 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea foram ajustados de modo a obter seletividade com as proteções a jusante e proteger o sistema contra curto-circuito fase-terra na barra

calma. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E. A Figura 31 mostra a curva de atuação e sua coordenação com o relé a montante.

5.3.5 Secundário do 3A-TR02 (7SJ62 – F95-3A-E22).

Para este relé foram ajustadas as proteções 50/51 e 50/51N.

5.3.5.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

Pelo mesmo motivo que no primário do transformador 3A-TR02, o ajuste de sobrecorrente de fase temporizada será feito através da função extremamente inversa, sem considerar o fator de sobrecarga, ou seja, o ajuste será feito pra corrente nominal do transformador, 2008A. Como a relação do TC é 2500/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) será:

$$I_{51} = 2008 \cdot \frac{5}{2500} = 4,0 A$$

Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a jusante. A Figura 29 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé e a coordenação com os relés a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

5.3.5.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

Conforme capítulo 4.1.2, o ajuste de sobrecorrente de neutro temporizado (I_{51N}) será ajustado em 20% da corrente nominal do transformador. Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 2008 \cdot \frac{5}{2500} = 0,8 A$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea foram ajustados de modo a obter seletividade com as proteções a jusante e proteger o sistema contra curto-circuito fase-terra na barra

perturbada. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E. A Figura 33 mostra a curva de atuação e sua coordenação com o relé a montante.

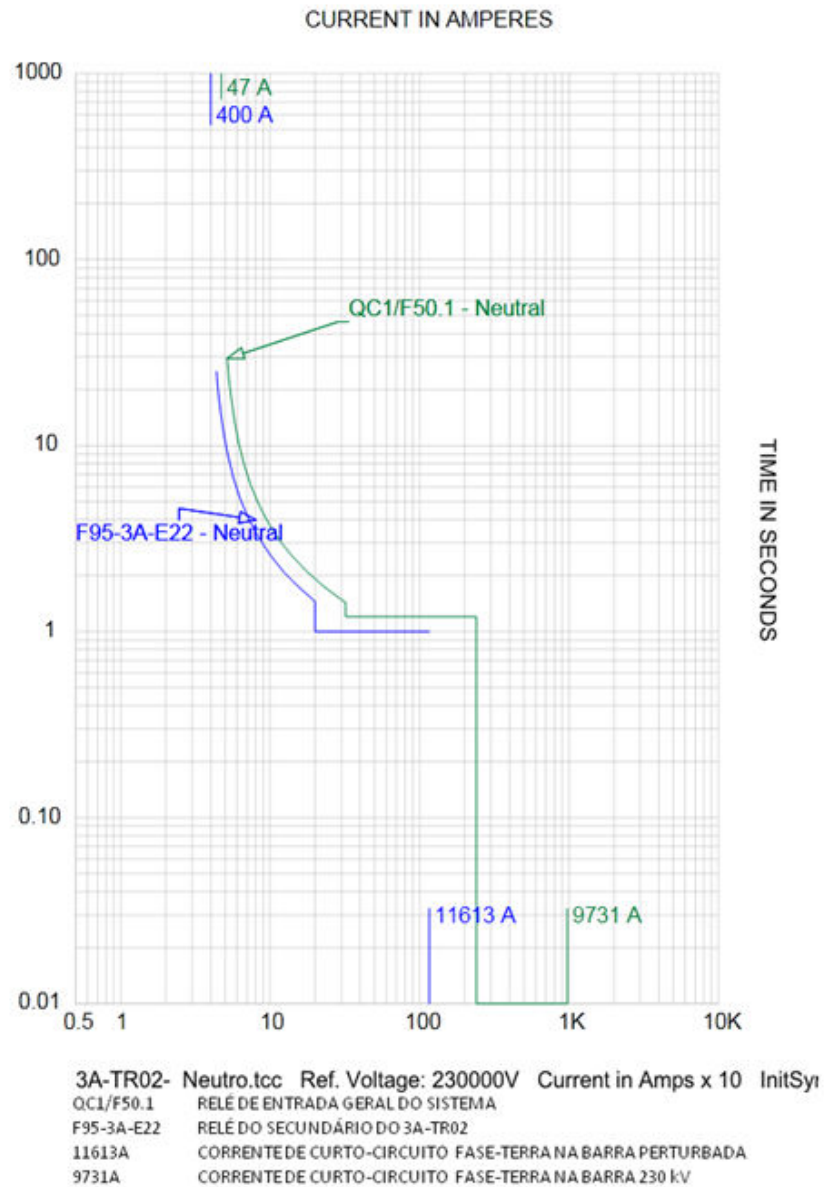


Figura 33 Curvas de proteção de neutro dos relés QCA/F50.1 e F95-3A-E22.

5.3.6 Acoplamento entre a barra calma e perturbada (7SJ62 – F95-3A-ACOPL).

Para este relé foram ajustadas as proteções 50/51 e 50/51N.

5.3.6.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

O disjuntor de acoplamento entre a barra calma e perturbada é utilizado quando um dos transformadores de 230 kV está desligado, porém é necessário energizar as cargas alimentadas por aquele transformador. A carga máxima ocorre quando a barra perturbada é energizada pelo transformador 3A-TR01 através do disjuntor de acoplamento, e é aproximadamente 40 MVA, que corresponde a uma corrente nominal de 1004 A. Com isso, a função de sobrecorrente temporizada será feita através da função extremamente inversa, considerando um fator de sobrecarga de 10%. Como a relação do TC é 1200/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) será:

$$I_{51} = 1,1 \cdot 1004 \cdot \frac{5}{1200} = 4,6 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea (I_{50-1} e I_{50-2}) e os ajustes de tempo deverão ser ajustados de maneira seletiva com as proteções a jusante da SE-3A e as proteções do nível de 230 kV. Portanto, definiu-se que os ajustes de sobrecorrente teriam um retardo de 0,8 segundo e um valor de *pickup* de:

$$I_{50-1} = I_{50-2} = 18,75 \text{ A}$$

Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a jusante. A Figura 34 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé e a coordenação com os relés a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

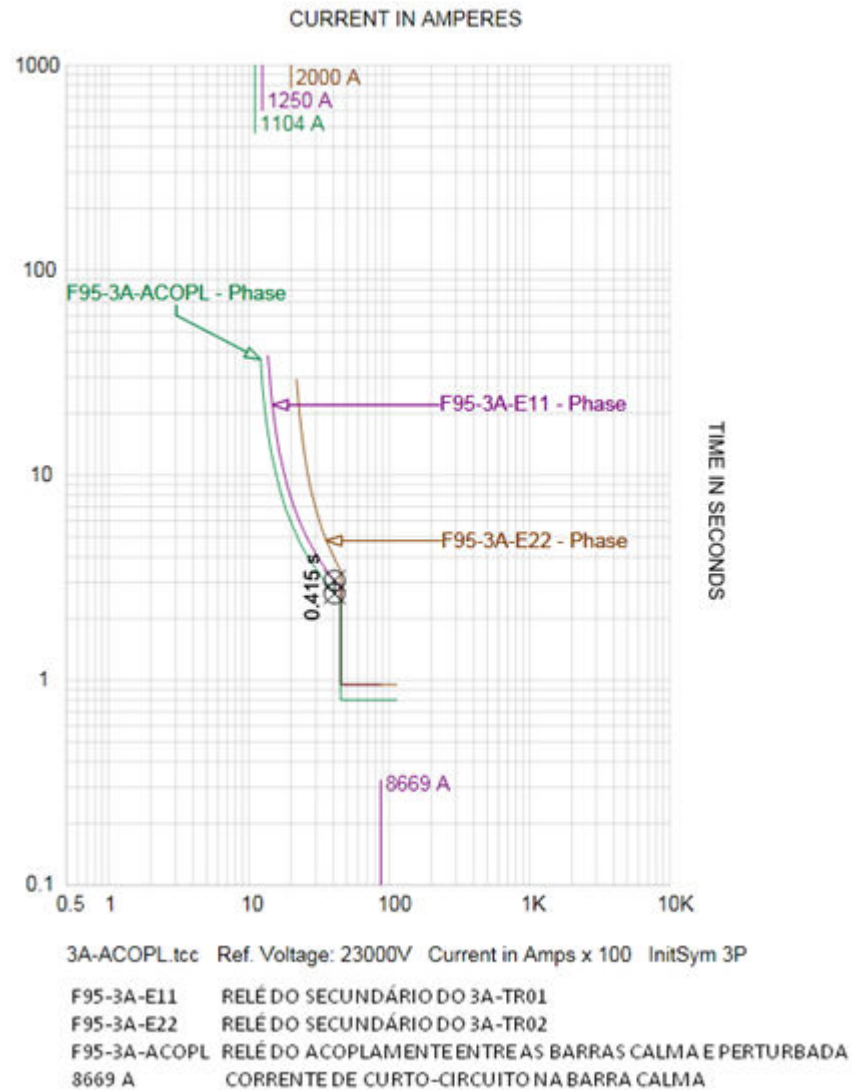


Figura 34 Curvas de proteção de fase dos relés F95-3A-E22, F95-3A-E11 e F95-3A-ACOPL.

5.3.6.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

Conforme capítulo 4.1.2, o ajuste de sobrecorrente de neutro temporizado (I_{51N}) será ajustado em 20% da corrente de plena carga. Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 1004 \cdot \frac{5}{1200} = 0,84 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea serão ajustados de modo a obter seletividade com as proteções a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E. A Figura 35 mostra a curva de atuação e sua coordenação com o relé a montante.

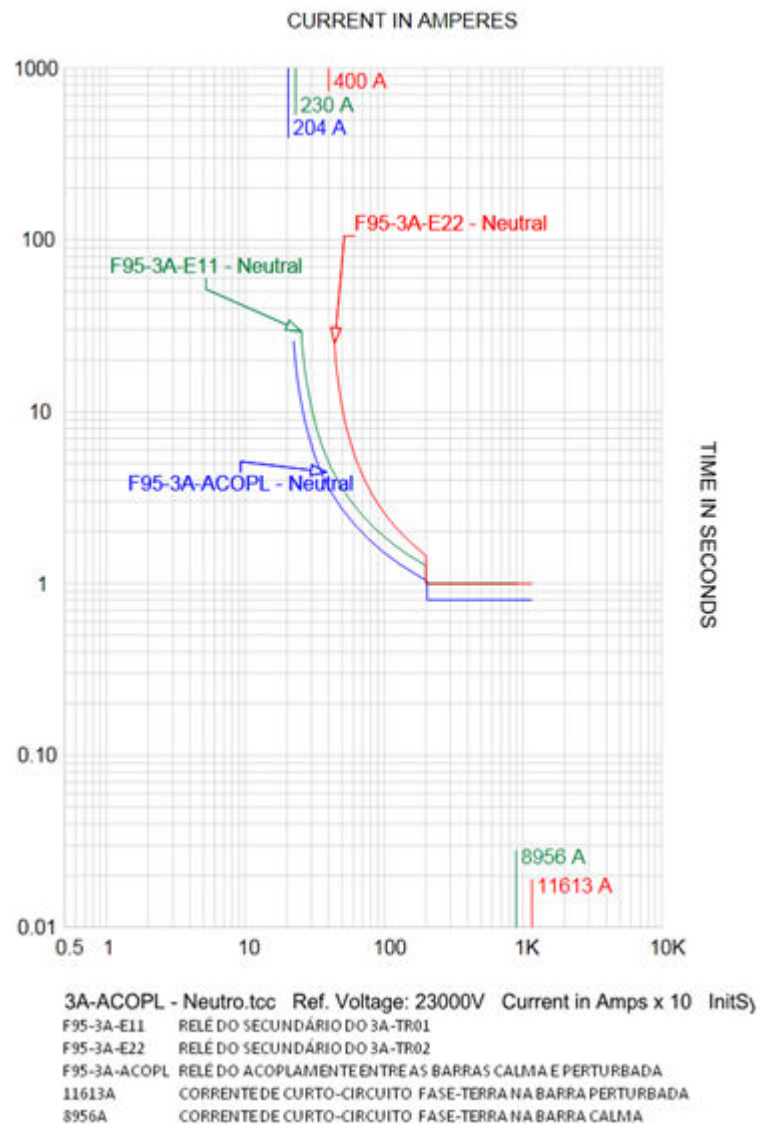


Figura 35 Curvas de proteção de neutro dos relés e F95-3A-E11, F95-3A-E22 e F95-3A-ACOPL.

5.3.7 Saídas para CM/1 – F2 e F3 (7SJ62 – F95-3A-S222 e F95-3A-S223).

Para este relé foram ajustadas as proteções 50/51 e 50/51N.

5.3.7.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

A potência instalada (transformadores de forno e forno-panela) em cada uma das saídas é de aproximadamente 37 MVA, o que resulta numa corrente nominal de aproximadamente 929 A. Com isso, a função de sobrecorrente temporizada será feita através

da função normal inversa, já que os fornos trabalham com elevadas correntes transitórias, considerando um fator de sobrecarga de 10%. Como a relação do TC é 2500/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) será:

$$I_{51} = 1,1 \cdot 929 \cdot \frac{5}{2500} = 2,05 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea (I_{50-1} e I_{50-2}) e os ajustes de tempo deverão ser ajustados de maneira seletiva com as proteções a jusante e a montante da SE-3A e as proteções do nível de 230 kV. Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a jusante. A Figura 36 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé F95-3A-S223 e a coordenação com os relés a jusante. No gráfico pode-se observar que o relé de saída da SE-3A foi coordenado com o relé de entrada do barramento na CM5 (F95-CM5-03). A curva do relé F95-3A-S222 é igual ao F95-3A-S223, por isso não foi apresentada. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

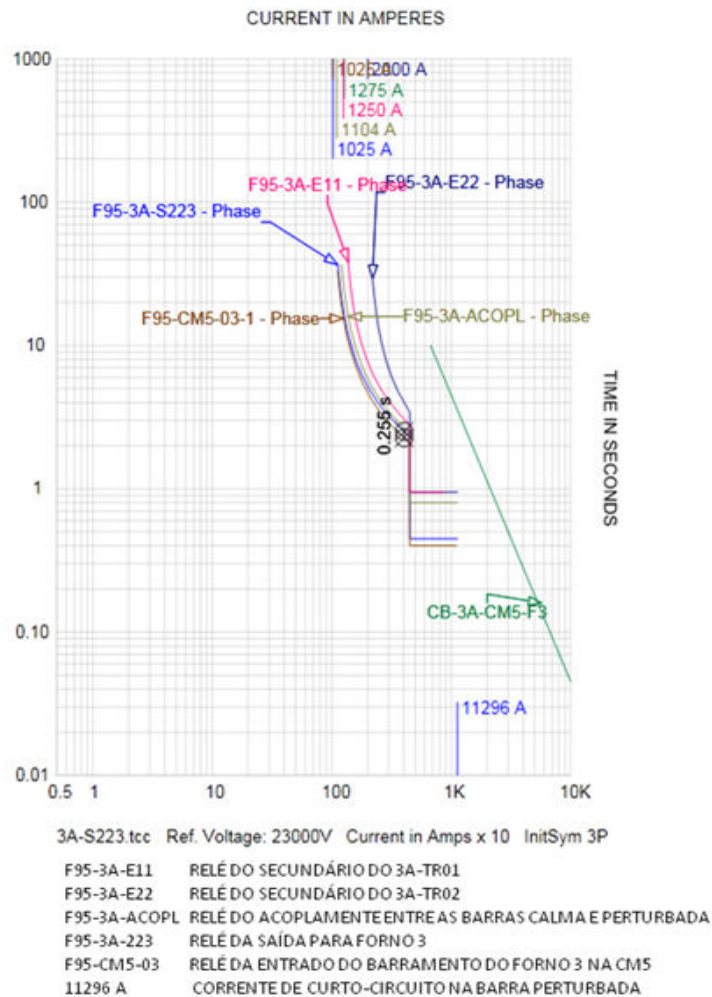


Figura 36 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S223.

5.3.7.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

Conforme capítulo 4.1.2, o ajuste de sobrecorrente de neutro temporizado (I_{51N}) será ajustado em 20% da corrente nominal do transformador. Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 929 \cdot \frac{5}{2500} = 0,38 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea foram ajustados de modo a obter seletividade com as proteções a jusante e a montante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E. A Figura 37 mostra a curva de atuação e sua coordenação com o relé a montante.

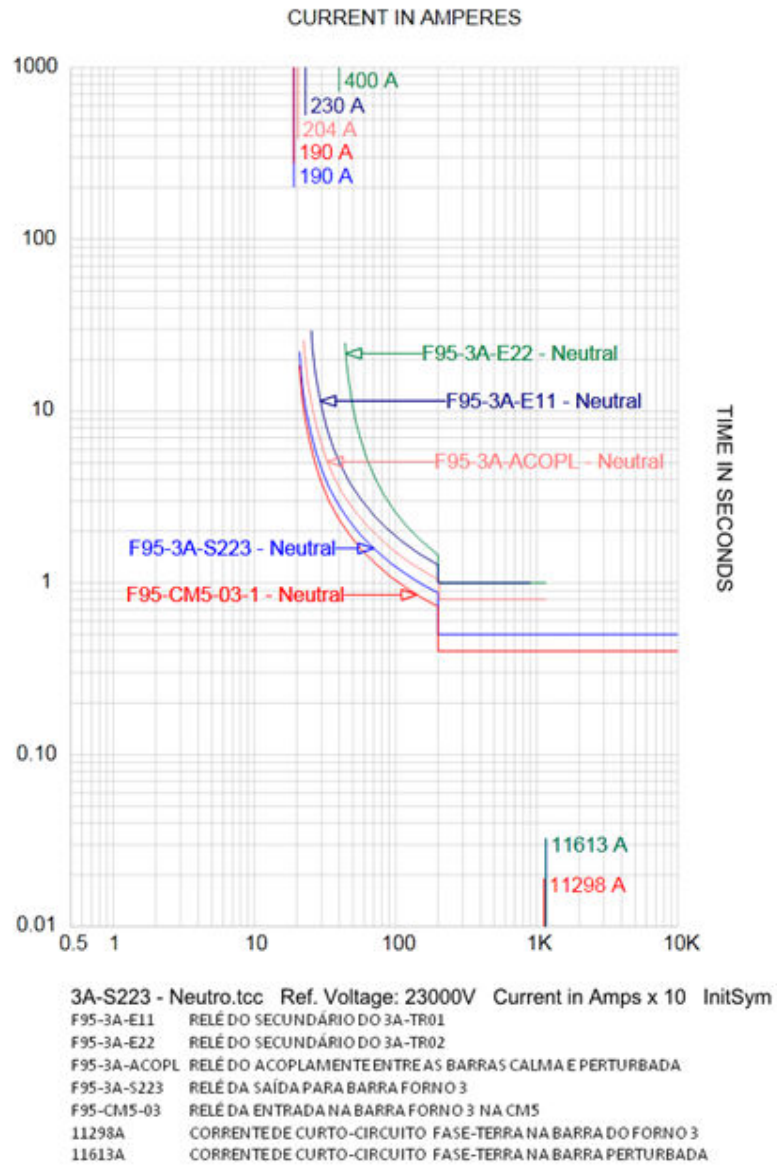


Figura 37 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S223.

5.3.8 Saídas para CM/2, CM6 e AMPLIADOS (7SJ62 – F95-3A-S114, F95-3A-S115 e F95-3A-S116).

Para este relé foram ajustadas as proteções 50/51 e 50/51N.

5.3.8.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

Para essas saídas foram configuradas as proteções com o objetivo de proteger os cabos de média tensão que vão até os centros de distribuição CM5/2 e CM6. Os cabos foram dimensionados para suportar uma corrente de plena carga equivalente a aproximadamente 40 MVA, ou seja, 1004 A demanda atual está bem abaixo da capacidade dos cabos, porém os ajustes já serão feitos considerando futuras ampliações de carga. Com isso, a função de sobrecorrente temporizada será feita através da função extremamente inversa, considerando um fator de sobrecarga de 5%. Como a relação do TC é 1200/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) será:

$$I_{51} = 1,05 \cdot 1004 \cdot \frac{5}{1200} = 4,4 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea (I_{50-1} e I_{50-2}) e os ajustes de tempo deverão ser ajustados de maneira seletiva com as proteções a jusante e a montante da SE-3A e as proteções do nível de 230 kV. Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a jusante e a montante. A Figura 38 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé F95-3A-S114 e a coordenação com os relés a jusante. No gráfico pode-se observar que o relé de saída da SE-3A foi coordenado com o relé de entrada do barramento na CM5 (F95-CM5-03). A curva dos relés F95-3A-S115 e F95-3A-S116 são iguais ao F95-3A-S114, por isso não foram apresentadas. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

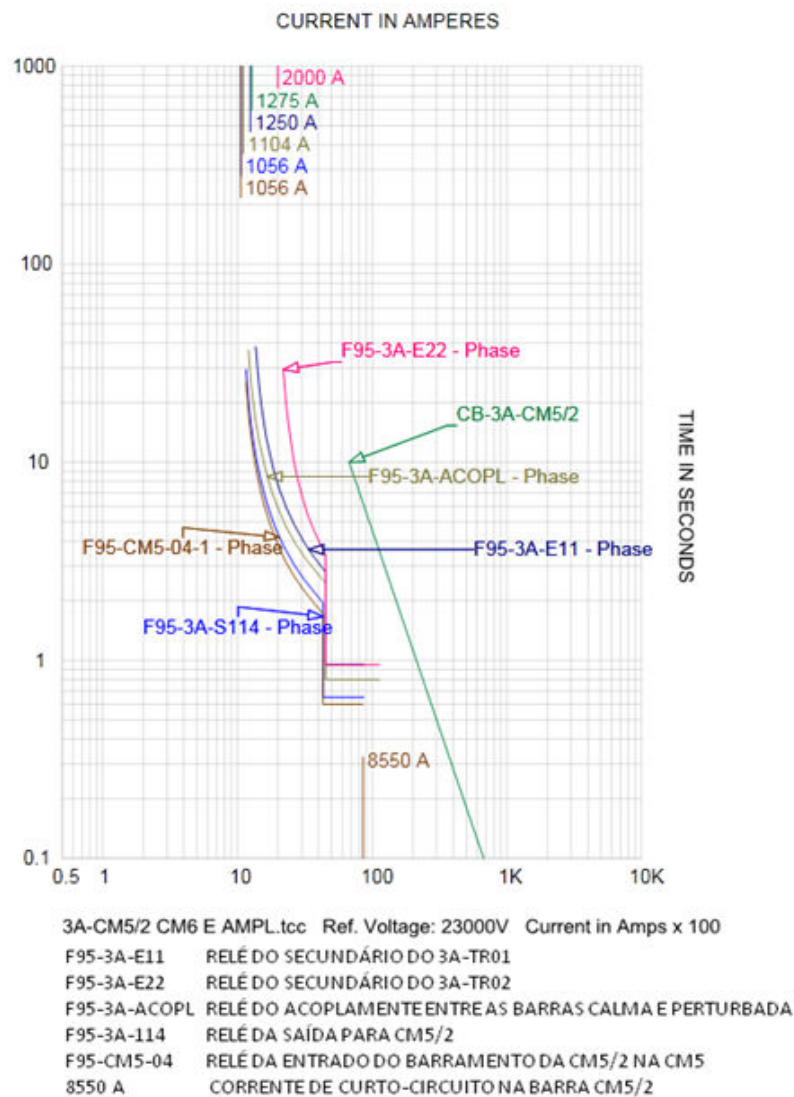


Figura 38 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S114.

5.3.8.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

Conforme capítulo 4.1.2, o ajuste de sobrecorrente de neutro temporizado (I_{51N}) será ajustado em 20% da corrente nominal do transformador. Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 1004 \cdot \frac{5}{1200} = 0,84 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea serão ajustados de modo a obter seletividade com as proteções a jusante e a montante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no

Anexo E. A Figura 39 mostra a curva de atuação e sua coordenação com os relés a montante e a jusante.

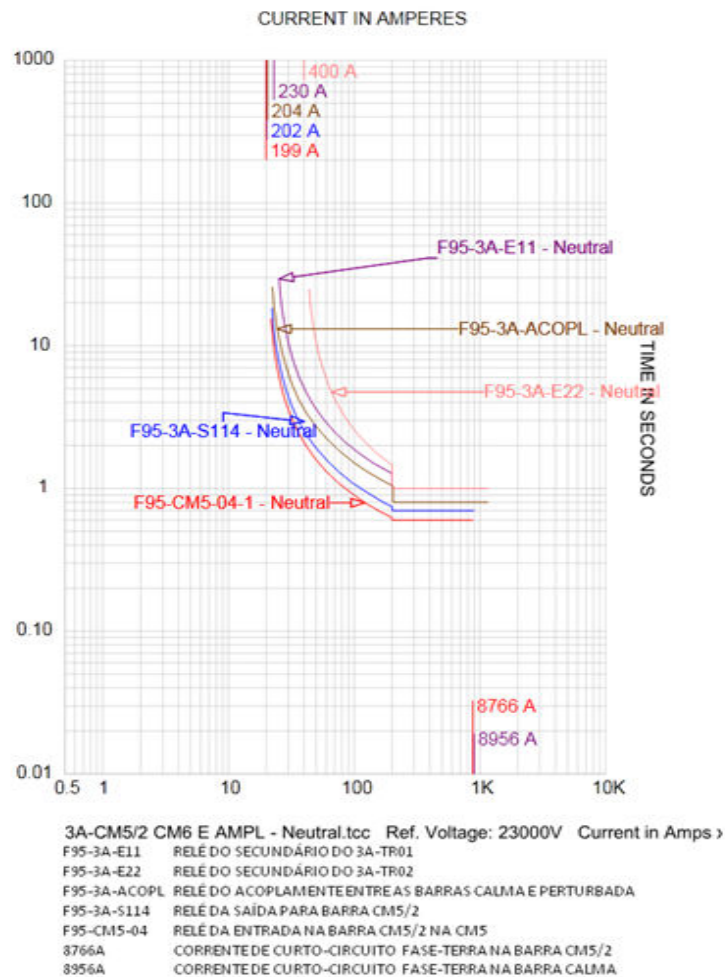


Figura 39 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S114.

5.3.9 Saída para VPSA (7SJ62 – F95-3A-S113).

Para este relé foram ajustadas as proteções 50/51 e 50/51N.

5.3.9.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

Para essas saídas foram configuradas as proteções com o objetivo de proteger os cabos de média tensão que vão até a subestação da VPSA, pertencente a uma empresa terceirizada. Os cabos foram dimensionados para suportar uma corrente de plena carga equivalente a

aproximadamente 5 MVA, ou seja, 125 A. Com isso, a função de sobrecorrente temporizada será feito através da função extremamente inversa, considerando um fator de sobrecarga de 5%. Como a relação do TC é 300/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) será:

$$I_{51} = 1,05 \cdot 125 \cdot \frac{5}{300} = 2,16 A$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea (I_{50-1} e I_{50-2}) e os ajustes de tempo deverão ser ajustados de maneira seletiva com as proteções a montante da SE-3A. Após a definição dos ajustes de corrente, as constantes de tempo foram determinadas graficamente, através do programa PTW, para que o relé fosse seletivo com os relés a montante. A Figura 40 mostra o gráfico de tempo versus corrente do relé F95-3A-S113 e a coordenação com os relés a montante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

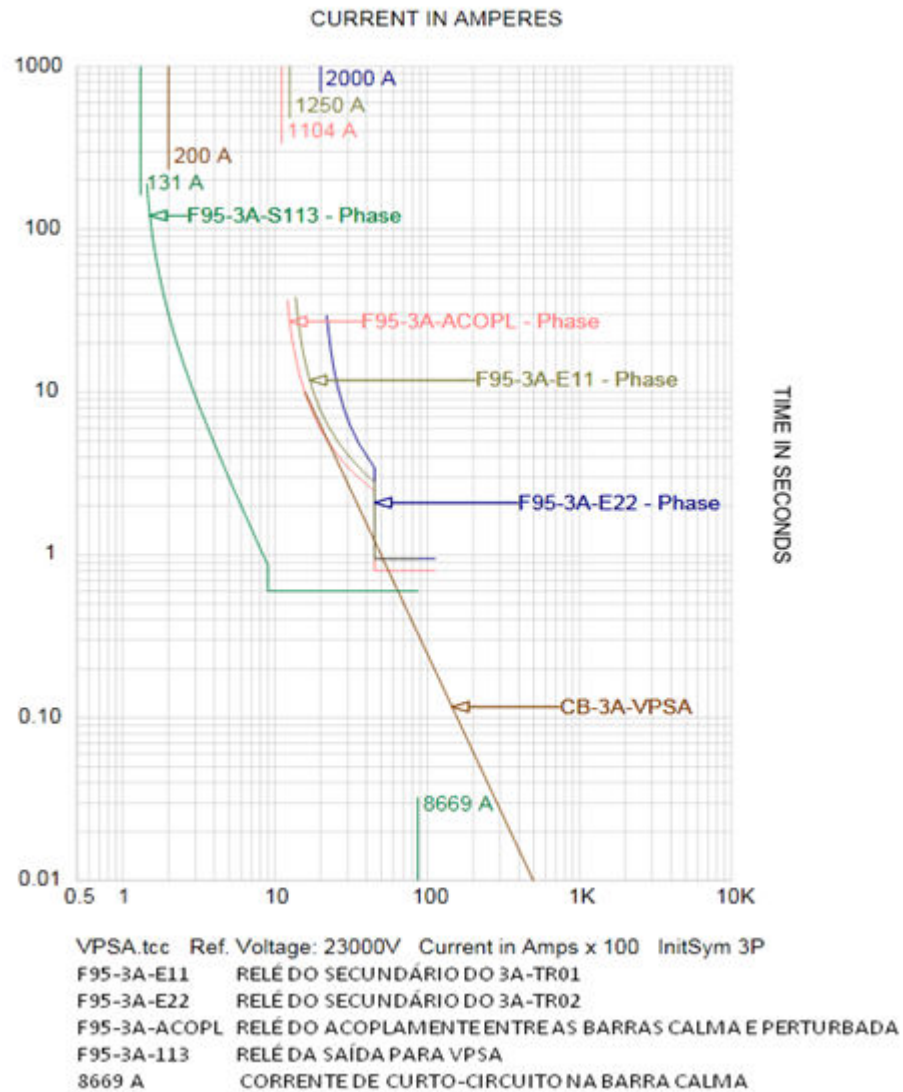


Figura 40 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S114.

5.3.9.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

Conforme capítulo 4.1.2, o ajuste de sobrecorrente de neutro temporizado (I_{51N}) será ajustado em 20% da corrente nominal do transformador. Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 40,2 \cdot \frac{5}{300} = 0,13 \text{ A}$$

Porém o menor ajuste para o relé é de 0,25 A, que equivale a uma corrente de 15 A.

Os ajustes de sobrecorrente instantânea serão ajustados de modo a obter seletividade com as

proteções a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E. A Figura 41 mostra a curva de atuação e sua coordenação com o relé a montante.

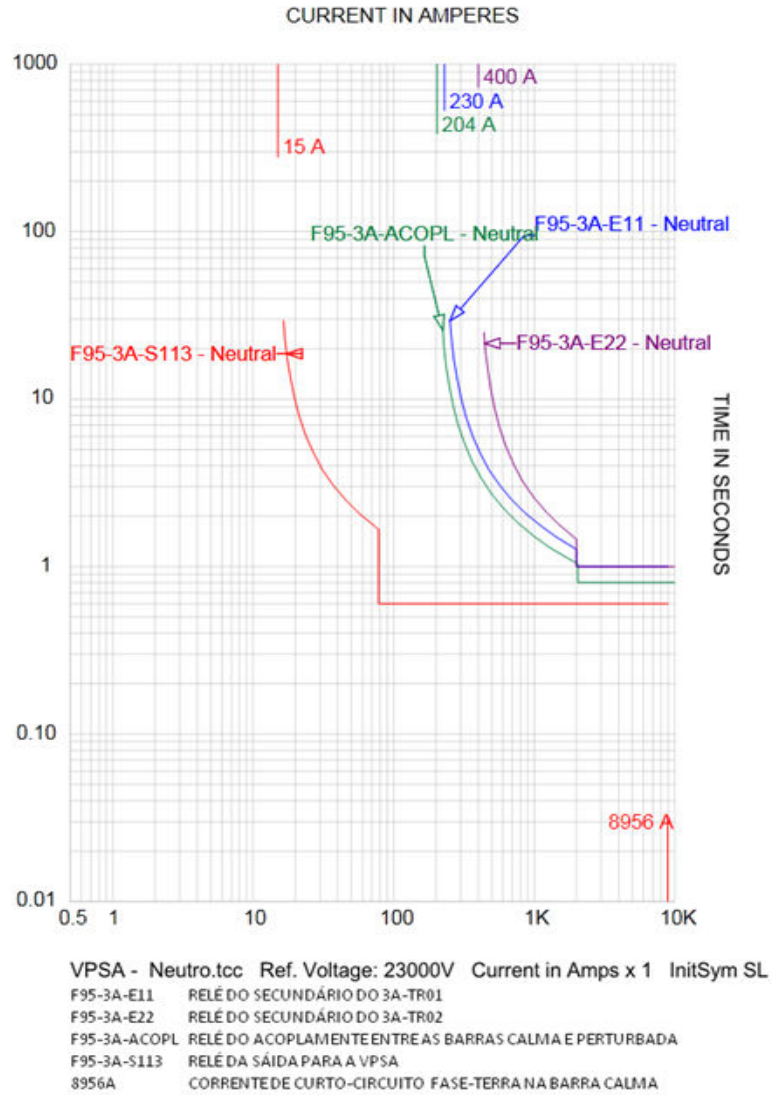


Figura 41 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S113.

5.3.10 Primário do 3A-TR-AUX1 e 3A-TR-AUX2 (7SJ62 – F95-3A-S118 e F95-3A-S118).

Para este relé foram ajustadas as funções 50/51 e 50/51N.

5.3.10.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

O relé realiza a função sobrecorrente de fase através da curva extremamente inversa de tempo versus corrente, considerando um fator de sobrecarga de 20% sobre a carga nominal do transformador, 300 kVA ou 7,53 A. Assim, considerando que a relação do TC é 300/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) é:

$$I_{51} = 1,2 \cdot 7,53 \cdot \frac{5}{300} = 0,15 \text{ A}$$

Porém, o menor ajuste possível para o *pickup* I_{51} é 0,5 A, que corresponde a uma corrente de 30 A circulando pelo transformador.

O relé de sobrecorrente instantâneo será ajustado de para proteger o ponto de suportabilidade ao curto-circuito do transformador, conforme Quadro 5, e em cerca de 150% da maior corrente de curto-circuito no secundário referida ao primário, para permitir seletividade com a média tensão. Conforme o estudo de curto-circuito, a corrente de curto no barramento secundário do transformador é 8001 A. Assim o ajuste de corrente é:

$$I_{50-2} = 1,5 \cdot 8001 \cdot \frac{380}{23000} \cdot \frac{5}{300} \cong 3,4 \text{ A}$$

Esse ajuste corresponde a uma corrente de 204 A circulando pelo primário do transformador. Como o ponto de suportabilidade térmica já esta incluído pela proteção de sobrecorrente temporizada, o ajuste do instantâneo I_{50-1} foi ajustado com o mesmo valor do I_{50-2} .

Os demais ajustes de tempo serão definidos posteriormente, de forma a tornar a proteção seletiva com os relés à montante. A Figura 42 apresenta o gráfico da curva tempo versus corrente do relé F95-3A-S117. A curva do relé F95-3A-S118 é igual ao F95-3A-S117, por isso não foi apresentada. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

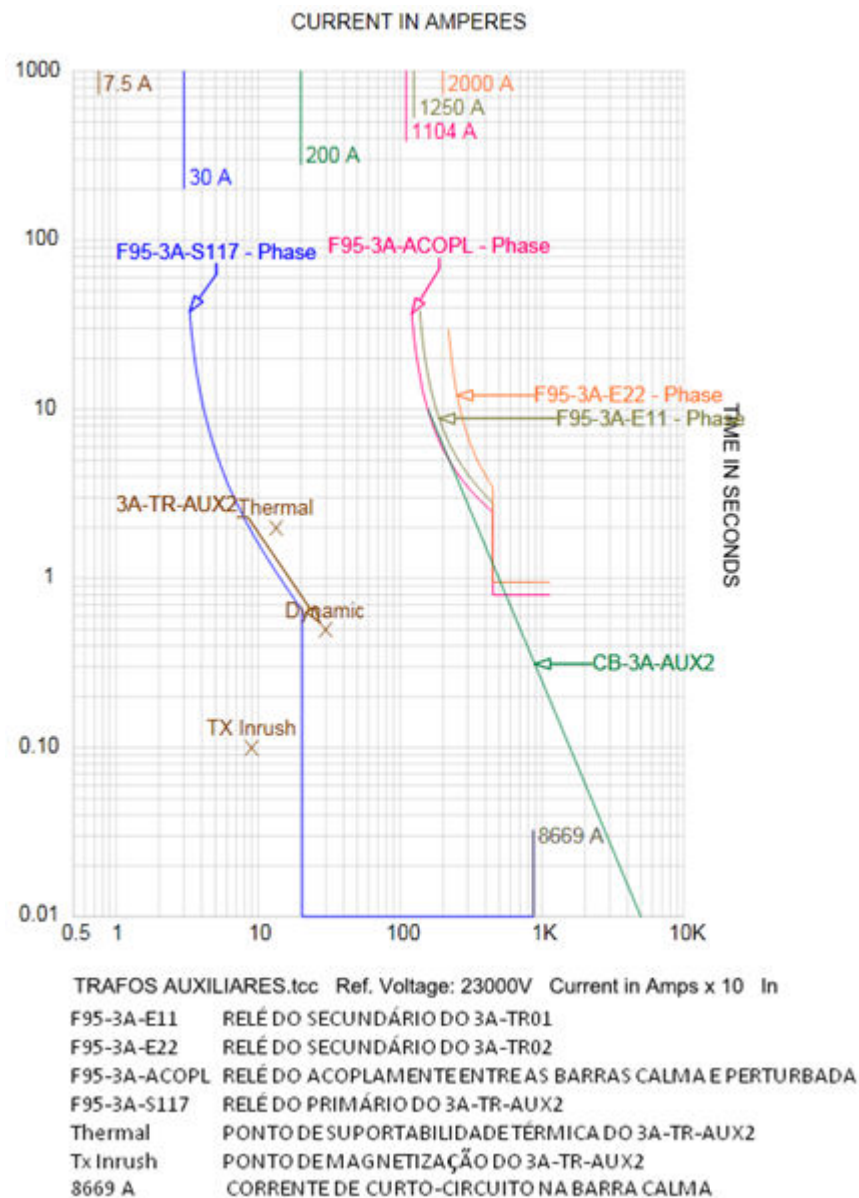


Figura 42 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S113.

5.3.10.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

Conforme capítulo 4.1.2, o ajuste de sobrecorrente de neutro temporizado (I_{51N}) será ajustado em 20% da corrente nominal do transformador. Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 7,53 \cdot \frac{5}{300} = 0,03 \text{ A}$$

Porém o menor ajuste para o relé é de 0,25 A, que equivale a uma corrente de 15 A.

Os ajustes de sobrecorrente instantânea serão ajustados de modo a obter seletividade com as

proteções a jusante. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E. A Figura 43 mostra a curva de atuação e sua coordenação com o relé a montante.

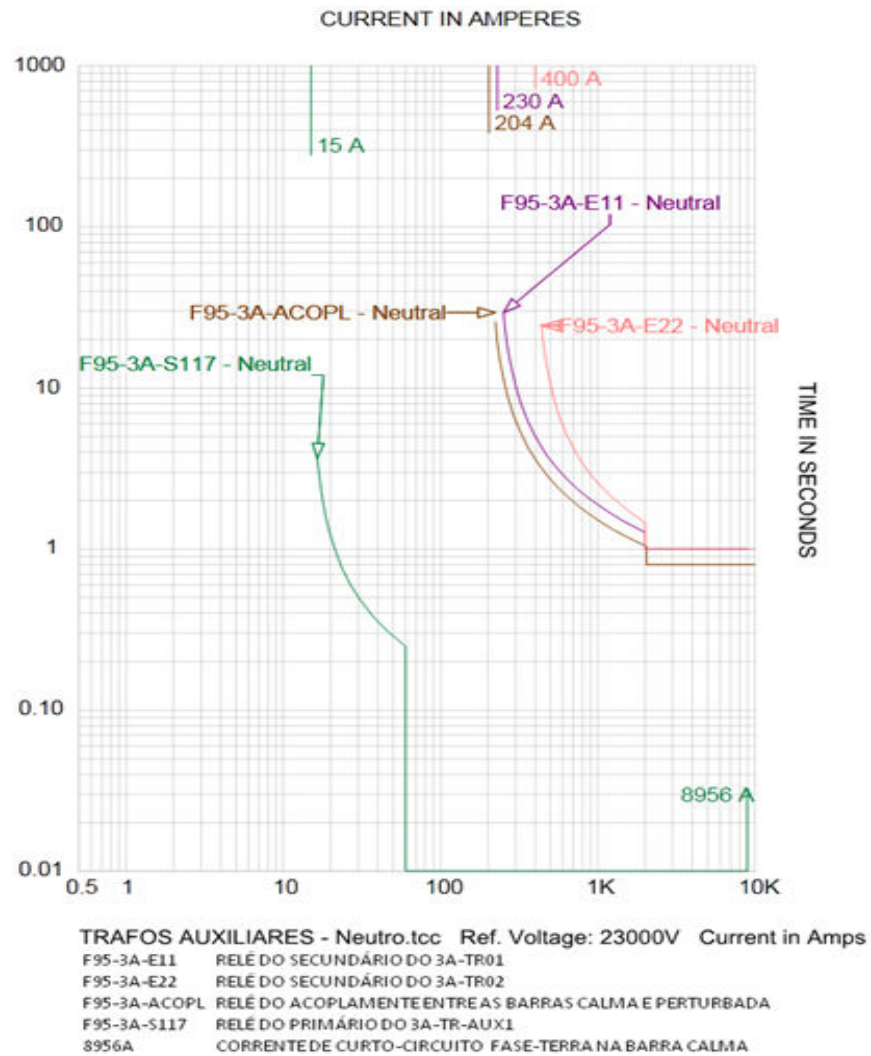


Figura 43 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S117.

5.3.11 Filtros da Barra Perturbada (7SJ62 – F95-3A-S221 e F95-3A-S224).

Para este relé foram ajustadas as funções 50/51, 50/51N e 61.

5.3.11.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

Os bancos de capacitores da barra perturbada tem potência nominal de 15,36 MVar a uma tensão nominal de 35 kV. Como a tensão de alimentação é 23 kV, fornecem uma potencia reativa de aproximadamente 7,46 MVar.

Conforme especificado no projeto dos filtros, executado pela Siemens, a corrente efetiva de compensação dos filtros é de 187 A e a corrente de energização (*inrush*) é de aproximadamente 714 A, considerando os capacitores descarregados.

O relé fará a função sobrecorrente de fase através da curva extremamente inversa de tempo versus corrente, sendo que será considerado um fator de sobrecarga 30%, conforme Horowitz (2008). Assim, considerando que a relação do TC é 350/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) é:

$$I_{51} = 1,3 \cdot 187 \cdot \frac{5}{350} = 3,47 \text{ A}$$

O relé de sobrecorrente instantâneo será ajustado em 200% do valor da corrente de energização do banco para permitir a energização do banco e, ao mesmo tempo, proteger o banco contra correntes de curto-circuito, cujo valor é de 11197 A. Assim o ajuste de corrente é:

$$I_{50-2} = 2 \cdot 714 \cdot \frac{5}{350} = 20,4 \text{ A}$$

O outro estágio do relé de sobrecorrente instantânea I_{50-1} terá ajuste igual ao I_{50-2} .

Os demais ajustes de tempo serão definidos posteriormente, de forma a tornar a proteção seletiva com os relés à montante. A Figura 44 apresenta o gráfico da curva tempo versus corrente do relé F95-3A-S224. A curva do relé F95-3A-S221 é igual ao F95-3A-S224, por isso não foi apresentada. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

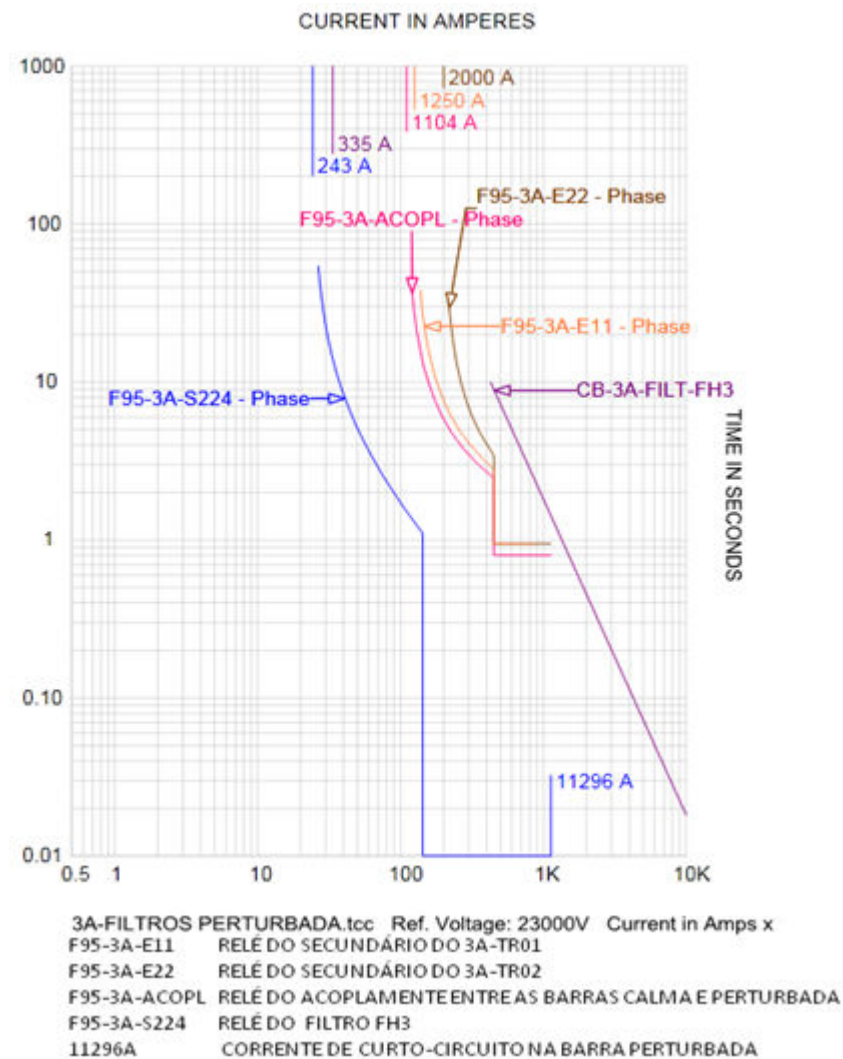


Figura 44 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S224.

5.3.11.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

A proteção de sobrecorrente de neutro deverá proteger os filtros contra curtos-circuitos fase-terra ocorridos no filtro e será ajustada em 20% da corrente efetiva, sendo que o valor da corrente de neutro será simulado pelo relé através da medição das três correntes de fase.

Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 187 \cdot \frac{5}{350} = 0,53 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea serão ajustados em 10 vezes o valor do *pickup* de sobrecorrente temporizado, sem contagem de tempo, assim:

$$I_{51N-1} = I_{51N-2} = 10 \cdot 0,53 = 5,3 \text{ A}$$

Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E. A Figura 45 mostra a curva de atuação e sua coordenação com o relé a montante.

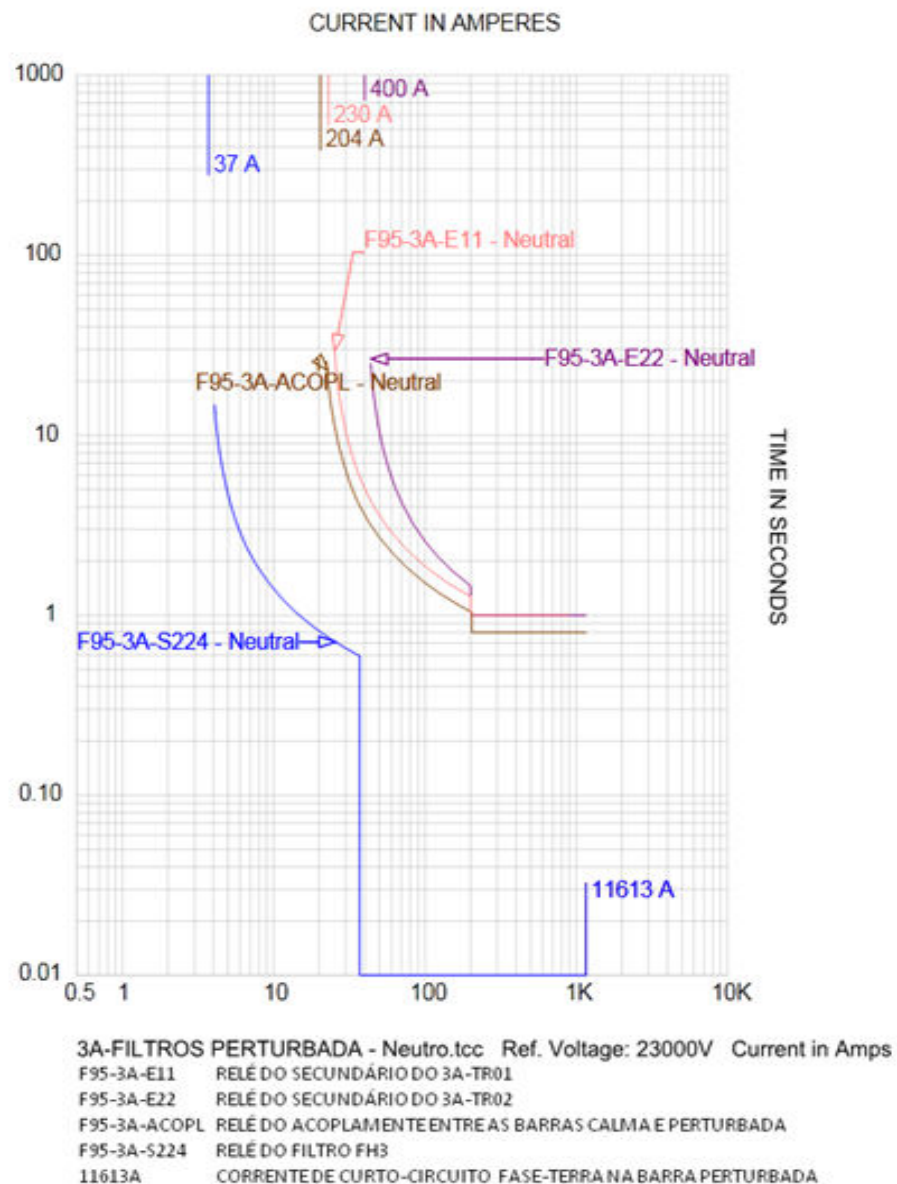


Figura 45 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S224.

5.3.11.3 Ajuste de Balanço de Corrente (61).

O filtro de harmônicos também será protegido contra defeitos internos pela proteção 61 que funciona independentemente da proteção 50/51N e com ajustes mais sensíveis para detectar falhas em unidades capacitivas. No caso de ocorrência de queima de um ou mais fusíveis internos das unidades capacitivas que compõem o banco de capacitores, haverá um desequilíbrio de corrente que fará com que flua uma corrente no neutro do banco de capacitores. Dependendo da quantidade de células capacitivas danificadas, o relé deverá gerar um alarme para que o operador saiba do problema. Caso a perda de células capacitivas seja muito grande, o relé deverá desligar o circuito de alimentação do banco.

De acordo com informações do fabricante do banco, a proteção deve obedecer aos seguintes níveis: Alarme com 0,5 A e Desligamento com 1 A.

O relé fará essa função através da função 50N(s) (Proteção de Terra). Assim, considerando que o TC tem relação 5/5 A, foram definidos os dois ajustes:

$$I_{51N(s)-1} = 0,5 \text{ A com atraso de 5 segundos (alarme)}$$

$$I_{51N(s)-2} = 1 \text{ A com atraso de 0,5 segundos (desligamento)}$$

5.3.12 Filtros da Barra Calma (7SJ62 – F95-3A-S111 e F95-3A-S112).

Para este relé foram ajustadas as funções 50/51, 50/51N e 61.

5.3.12.1 Ajuste de sobrecorrente de fase (50/51).

Os bancos de capacitores da barra perturbada tem potência nominal de 11,52 MVAr a uma tensão nominal de 35 kV. Como a tensão de alimentação é 23 kV, fornecem uma potência reativa de aproximadamente 5,18 MVAr.

Conforme especificado no projeto dos filtros, executado pela Siemens, a corrente efetiva de compensação dos filtros é de 130A e a corrente de energização (*inrush*) é de aproximadamente 841 A, considerando os capacitores descarregados.

O relé fará a função sobrecorrente de fase através da curva extremamente inversa de tempo versus corrente, sendo que será considerado um fator de sobrecarga 30%, conforme Horowitz (2008). Assim, considerando que a relação do TC é 350/5 A, o ajuste de sobrecorrente temporizada (I_{51}) é:

$$I_{51} = 1,3 \cdot 130 \cdot \frac{5}{350} = 2,4 \text{ A}$$

O relé de sobrecorrente instantâneo será ajustado em 200% do valor da corrente de energização do banco para permitir a energização do banco e, ao mesmo tempo, proteger o banco contra correntes de curto-circuito, cujo valor é de 8610 A. Assim o ajuste de corrente é:

$$I_{50-2} = 2 \cdot 841 \cdot \frac{5}{350} = 24 \text{ A}$$

O outro estágio do relé de sobrecorrente instantânea I_{50-1} terá ajuste igual ao I_{50-2} .

Os demais ajustes de tempo serão definidos posteriormente, de forma a tornar a proteção seletiva com os relés à montante. A Figura 46 apresenta o gráfico da curva tempo versus corrente do relé F95-3A-S111. A curva do relé F95-3A-S112 é igual ao F95-3A-S111, por isso não foi apresentada. Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E.

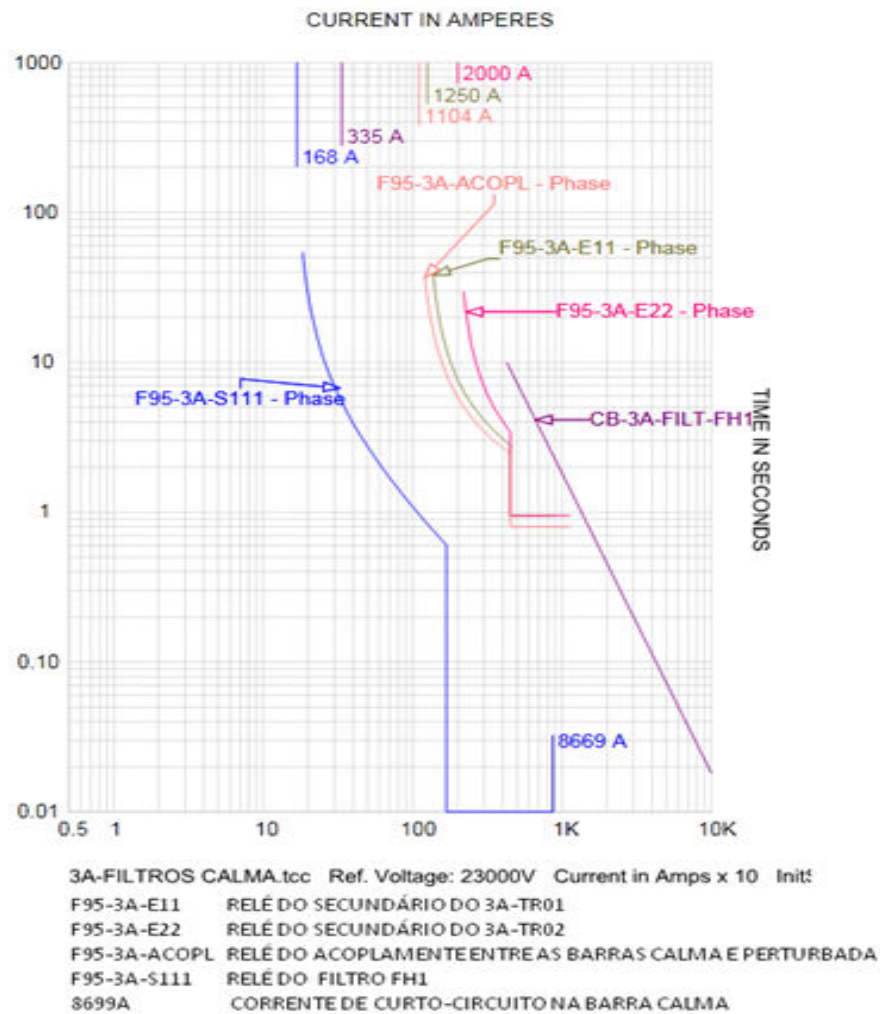


Figura 46 Curvas de proteção de fase do relé F95-3A-S111.

5.3.12.2 Ajuste de sobrecorrente de neutro (50/51N).

A proteção de sobrecorrente de neutro deverá proteger os filtros contra curtos-circuitos fase-terra ocorridos no filtro e será ajustada em 20% da corrente efetiva, sendo que o valor da corrente de neutro será simulado pelo relé através da medição das três correntes de fase.

Assim:

$$I_{51N} = 0,2 \cdot 130 \cdot \frac{5}{350} = 0,37 \text{ A}$$

Os ajustes de sobrecorrente instantânea serão ajustados em 10 vezes o valor do *pickup* de sobrecorrente temporizado, sem contagem de tempo, assim:

$$I_{51N-1} = I_{51N-2} = 10 \cdot 0,37 = 3,7 \text{ A}$$

Os parâmetros finais calculados encontram-se no Anexo E. A Figura 47 mostra a curva de atuação e sua coordenação com o relé a montante.

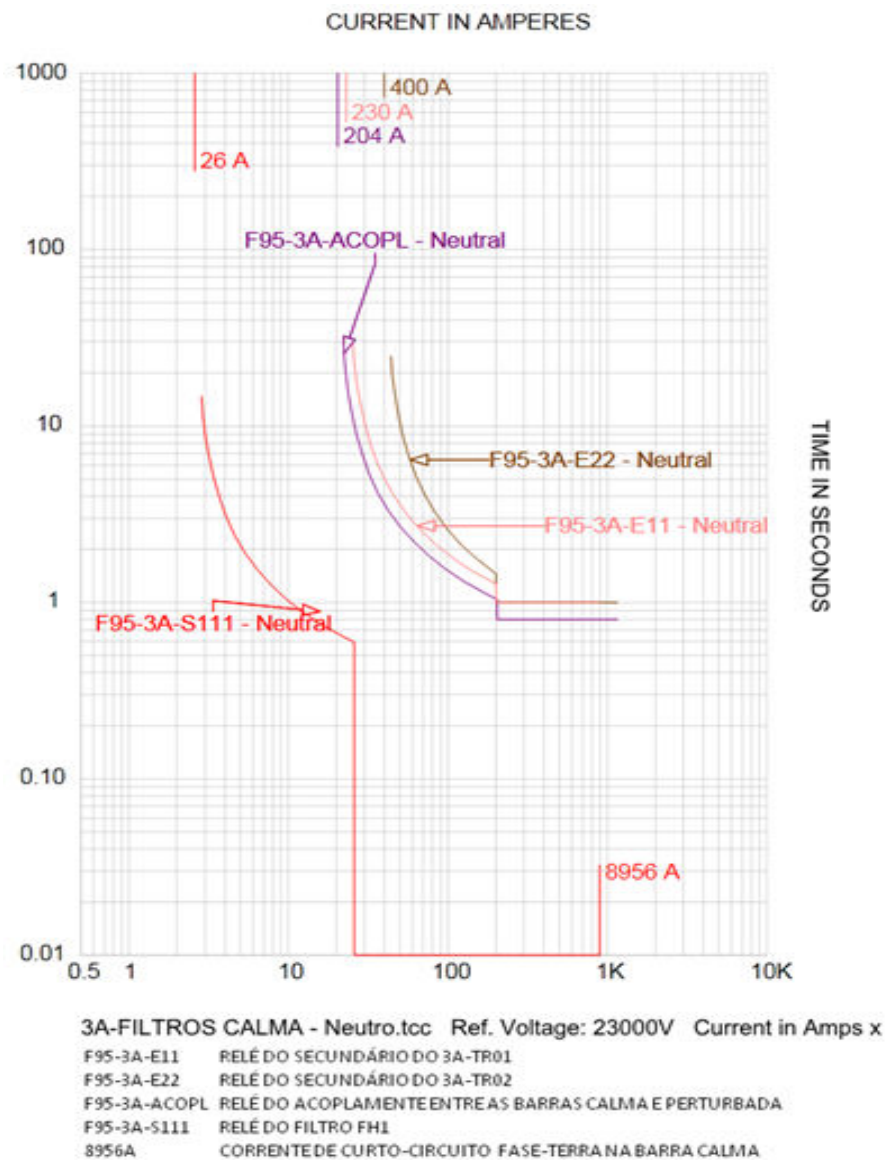


Figura 47 Curvas de proteção de neutro do relé e F95-3A-S111.

5.3.12.3 Ajuste de Balanço de Corrente (61).

O ajuste da proteção contra desequilíbrio de corrente será feita da mesma maneira e com os mesmos valores da proteção dos filtros da barra perturbada.

CONCLUSÃO

O objetivo do trabalho foi alcançado, visto que foi possível fazer uma análise da seletividade e coordenação das proteções da subestação principal da usina siderúrgica, onde estão presentes os transformadores principais e os alimentadores das demais subestações. Para isso foi realizado um estudo de curto-circuito que foi utilizado para o cálculo dos ajustes dos relés de proteção.

A coordenação e a seletividade foram analisadas tanto para os relés no nível de 230 kV quanto para o nível de 23 kV. Através dos gráficos de tempo versus corrente elaborados pelo programa PTW foi possível coordenar as proteções de forma a desligar o menor número possível de cargas. Como o estudo foi realizado apenas para a subestação SE-3A, os ajustes dos relés a jusante da subestação foram mantidos, porém os ajustes dos relés da SE-3A foram feitos de forma coordenada com os relés a jusante. Também procurou-se utilizar um tempo mínimo de coordenação entre os relés de 200 ms para evitar a atuação indevida dos relés a jusante do relé que deve eliminar a falha, causando a perda de seletividade.

Os transformadores de 230 kV possuem, além das proteções nos primários e nos secundários, proteções diferenciais, que não foram analisadas nesse trabalho, pois os transformadores não foram substituídos desde o último estudo de proteção da subestação. Porém, num estudo futuro, ou em caso de substituição de algum dos transformadores ou dos transformadores de medição, dever-se-á fazer uma análise das proteções diferenciais.

A partir desse projeto e como projeto futuro pode-se modelar o restante do sistema elétrico da Gerdau, de forma a realizar um estudo de proteção e seletividade em todas as subestações existentes, e, assim, coordenar todos os relés para que o sistema seja o mais seletivo possível. Anteriormente a este projeto, todos os estudos de proteção e seletividade no sistema elétrico de potência da Unidade Riograndense foram executados por empresas

terceirizadas. Desta forma, a cada mudança no sistema elétrico se fazia necessário realizar um novo estudo. Porém, a partir desse trabalho e da aquisição do programa PTW, esses estudos podem passar a ser feitos internamente de modo a aumentar a rapidez na realização de um estudo de proteção na implantação de novas subestações ou na modificação das existentes, pois o restante do sistema elétrico já estará modelado.

Para reduzir os tempos de atuação dos relés de proteção da SE-3A e também das subestações a jusante, pode-se realizar um novo estudo de proteção e seletividade utilizando o conceito de seletividade lógica, onde o relé a jusante bloqueia o relé a montante para que só atue em caso de falha na eliminação da falta por parte do relé a jusante. Vale observar que a subestação SE-3A e os centros de distribuição CM5 e CM6, que são equipados com relés Siemens modelo 7SJ62, já possuem uma infra-estrutura completa para esse tipo de proteção, faltando apenas programar os relés da forma adequada.

Percebe-se então, que um estudo completo, realizado por profissionais da área, sobre proteção e seletividade é extremamente importante, para que se possa analisar a coordenação entre todos os dispositivos de proteção e assim prover uma seletividade adequada ao sistema, para que uma falha em um ponto seja eliminada em um tempo mínimo e com redução da área impactada.

Com esse trabalho, também se pode concluir que os programas computacionais, como o PTW, quando utilizados da forma correta, facilitam o cálculo das correntes de curto-circuito e dos ajustes das proteções dos relés, sendo uma ferramenta extremamente importante para aumentar a eficiência e a rapidez na realização dos estudos de proteção e seletividade.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, M. A. D. de. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Natal: UFRN. 2000.
- ANDERSON, Paul M. **Analysis of Faulted Power Systems**. New York: IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1995. ISBN: 0-7803-1145-0
- CAMINHA, Amadeu Casal. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo: Edgard Blücher, 1977. ISBN: 8521201362.
- FISCHER, Pedro Armando. **Tratado Teórico e Prático sobre Curto-Circuitos**. Porto Alegre: São Cristóvão, 2002. ISBN: 858748866X
- GERDAU. **Processo de Produção do Aço**. 2009. Disponível em: <<http://www.gerdau.com/swf/pt-BR/processo-de-producao-do-aco/processo-de-producao-do-aco-conheca.aspx>>. Acesso em: 06 e 07 de Setembro de 2011.
- HOROWITZ, Stanley H; PHADKE, Arun G. **Power System Relaying**. Third Edition. Chichester: John Wiley & Sons, 2008. ISBN: 978047005712.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 242-2001: IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems**. Estados Unidos da América. 2001.
- KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 2ª ed. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1997. ISBN: 85-241-0368.x.
- MASON, C. Russell. **The Art and Science of Protective Relaying**. New York: John Wiley, 1967.
- MELLO, F. P. de. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, Eletrobrás, 1979.
- SIEMENS. **Multi-funcional Protective Relay with Local Control 7SJ62/64**. Product Manual, V4.81. 2011. Disponível em: <http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SJ6xx/Manual/7SJ62_64_Manual_Ax_V4.8x/7SJ62_64_Manual_A5_V043001_us.pdf>. Acesso em: 23 out. 2011.

ANEXO A: TABELA ANSI

TABELA ANSI

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

40	Relé de perda de excitação
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de seqüência de partida
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	Relé de seqüência de fase de tensão
48	Relé de seqüência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Função de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento

80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de sub/ sobrefreqüência
82	Relé de religamento CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 a 99	Usado para aplicações específicas

COMPLEMENTAÇÃO DA TABELA ANSI:

50N - Sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - Sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - Sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - Sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - Relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - Relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - Relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C – Relé de sobrecorrente com controle de torque

59Q - Relé de sobretensão de seqüência negativa

59N - Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G)

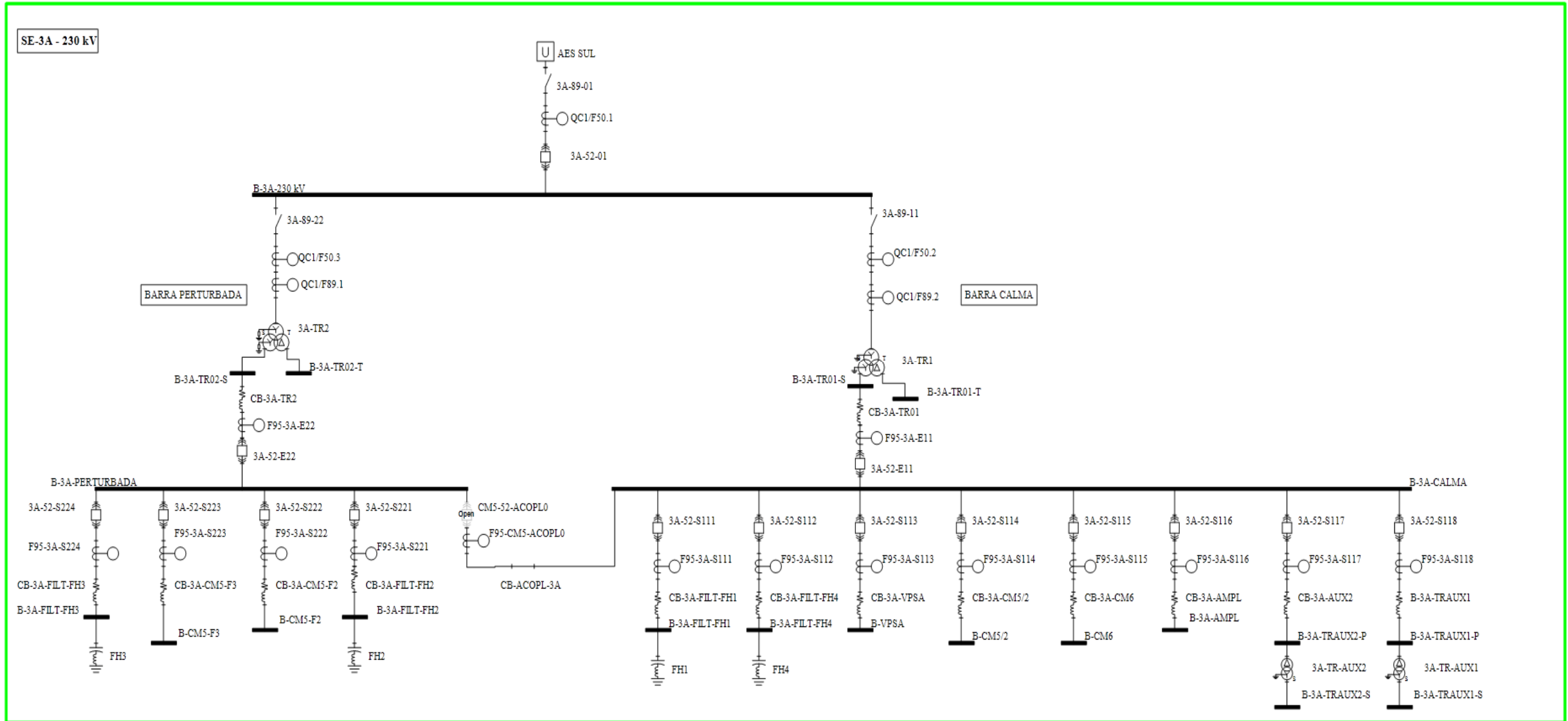
64 - Relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G - A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67N - Relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

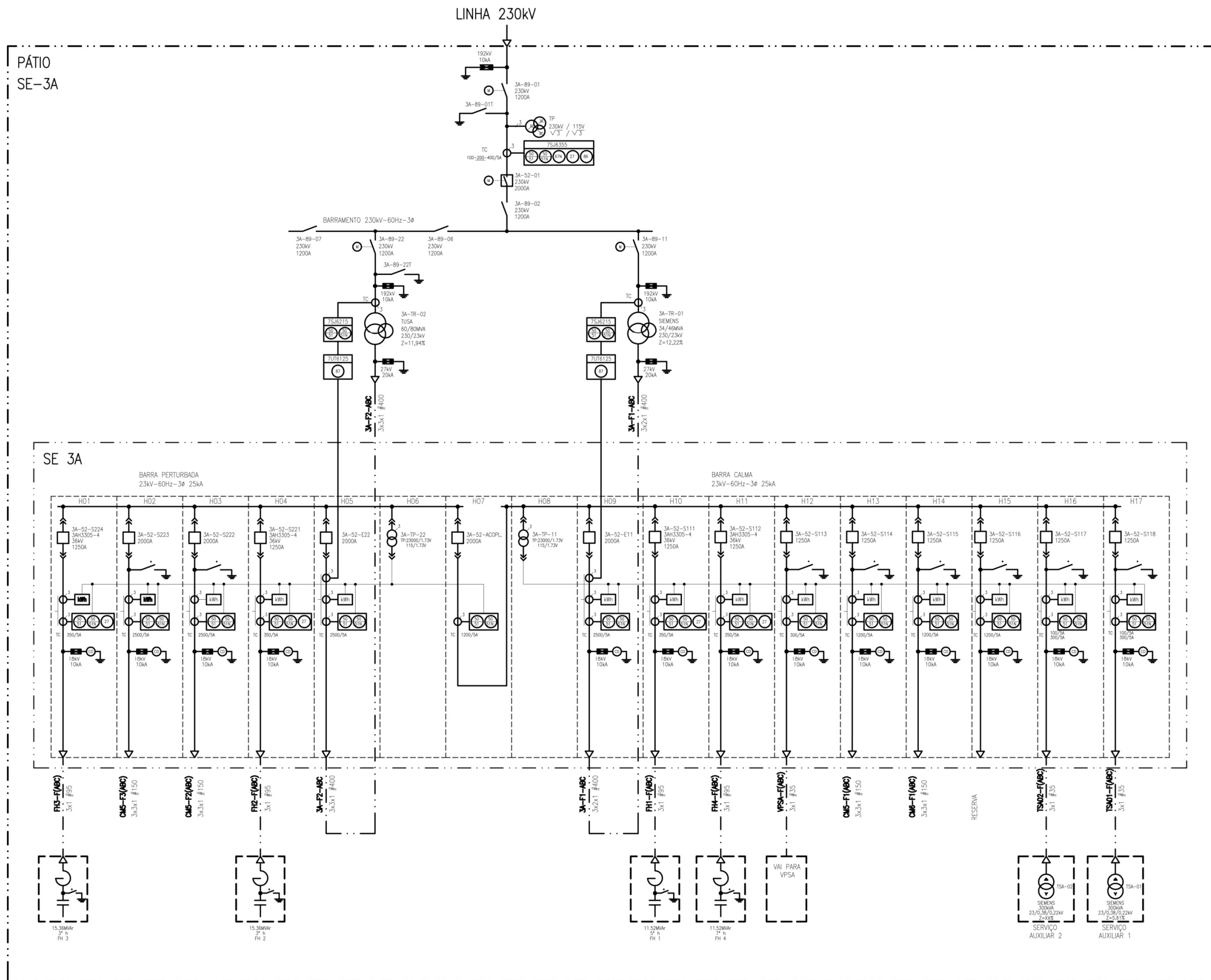
67G - Relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)

67Q - Relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

ANEXO B: DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO SE-3A NO PTW



ANEXO C: DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO SE-3A



**ANEXO D: CONTRIBUIÇÃO DAS PRIMEIRAS BARRAS LIGADAS A BARRA
FALTOSA**

DAPPER Fault Contribution Complete Report

Comprehensive Short Circuit Study Settings

Three Phase Fault	Yes	Faulted Bus	All Buses
Single Line to Ground	Yes	Bus Voltages	First Bus From Fault
Line to Line Fault	No	Branch Currents	First Branch From Fault
Line to Line to Ground	No	Phase or Sequence	Report phase quantities
Motor Contribution	No	Fault Current Calculation	Asymmetrical RMS (with DC offset and Decay)
Transformer Tap	Yes	Asym Fault Current at Time	0.50 Cycles
Xformer Phase Shift	Yes		

Bus Name	-----Contributions-----			-----Initial Symmetrical Amps-----			-----Asymmetrical Amps-----			---Init Sym Neutral Amps---		
	3 Phase	SLG	LLG	3 Phase	LL	LLG	3 Phase	SLG	LLG	LL	SLG	LLG
B-3A-230 kV	11,257	9,731	0	0	0	0	14,995	12,065	0	0	0	0
3A-TR1 3W-XFMR In	0	3	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0
3A-TR2 3W-XFMR In	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
AES SUL UTILITY In	11,257	9,727	0	0	0	0	14,995	12,060	0	0	0	9,720
B-3A-TR01-I	14,782	0	0	0	0	0	22,383	0	0	0	0	0
3A-TR1 3W-XFMR In	14,782	0	0	0	0	0	22,383	0	0	0	0	0
B-3A-TR02-I	11,609	0	0	0	0	0	18,558	0	0	0	0	0
3A-TR2 3W-XFMR In	11,609	0	0	0	0	0	18,558	0	0	0	0	0
B-3A-TR02-S	11,361	11,717	0	0	0	0	18,246	18,494	0	0	0	0
CB-3A-TR2 CABLE In	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3A-TR2 3W-XFMR In	11,361	11,717	0	0	0	0	18,246	18,494	0	0	0	0
B-3A-PERTURBADA	11,296	11,613	0	0	0	0	18,060	18,236	0	0	0	0

Bus Name	Contributions	Initial Symmetrical Amps			Asymmetrical Amps			Init Sym Neutral Amps		
		3 Phase	SLG	LLG	3 Phase	SLG	LLG	LL	SLG	LLG
	CB-3A-CM5-F2	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-CM5-F3	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-FIL.T-FH2	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-FIL.T-FH3	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-TR2	In	11,296	11,613	0	18,060	18,236	0	11,613	0
	CB-ACOP.L-3A	In	0	0	0	0	0	0	0	0
B-3A-TR01-S			8,727	9,049	0	13,707	14,022	0	0	0
	CB-3A-TR01	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	3A-TR1 3W-XFMR	In	8,727	9,049	0	13,707	14,022	0	0	0
B-3A-FIL.T-FH3			11,197	11,456	0	17,497	17,512	0	0	0
	CB-3A-FIL.T-FH3	In	11,197	11,456	0	17,497	17,512	0	11,456	0
B-3A-FIL.T-FH2			11,197	11,456	0	17,497	17,512	0	0	0
	CB-3A-FIL.T-FH2	In	11,197	11,456	0	17,497	17,512	0	11,456	0
B-3A-CALMA			8,669	8,956	0	13,550	13,800	0	0	0
	CB-3A-AMPL	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-AUX1	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-AUX2	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-CM5/2	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-CM6	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-FIL.T-FH1	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-FIL.T-FH4	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-3A-TR01	In	8,669	8,956	0	13,550	13,800	0	8,956	0
	CB-3A-VPSA	In	0	0	0	0	0	0	0	0
	CB-ACOP.L-3A	In	0	0	0	0	0	0	0	0
B-3A-FIL.T-FH1			8,610	8,861	0	13,231	13,382	0	0	0
	CB-3A-FIL.T-FH1	In	8,610	8,861	0	13,231	13,382	0	8,861	0
B-3A-FIL.T-FH4			8,610	8,861	0	13,231	13,382	0	0	0
	CB-3A-FIL.T-FH4	In	8,610	8,861	0	13,231	13,382	0	8,861	0
B-VPSA			8,545	8,761	0	12,396	12,362	0	0	0
	CB-3A-VPSA	In	8,545	8,761	0	12,396	12,362	0	8,761	0

Bus Name	-----Contributions-----			-----Initial Symmetrical Amps-----			-----Asymmetrical Amps-----			-----Init Sym Neutral Amps-----		
	3 Phase	SLG	LLG	LL	3 Phase	SLG	LLG	LL	SLG	LLG	LL	
B-3A-TRAUX2-P												
CB-3A-AUX2	In	8,609	8,860	0	12,946	13,038	0	0	8,860	0	0	
3A-TR-AUX2	In	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B-3A-TRAUX2-S												
3A-TR-AUX2	In	8,001	8,042	0	10,306	10,352	0	0	8,042	0	0	
B-3A-TRAUX1-P												
CB-3A-AUX1	In	8,609	8,860	0	12,946	13,038	0	0	8,860	0	0	
3A-TR-AUX1	In	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B-3A-TRAUX1-S												
3A-TR-AUX1	In	8,001	8,042	0	10,306	10,352	0	0	8,042	0	0	
B-3A-AMPL												
CB-3A-AMPL	In	8,553	8,771	0	13,007	13,087	0	0	8,771	0	0	
B-CM5-F3												
CB-3A-CM5-F3	In	11,097	11,298	0	17,187	17,100	0	0	11,298	0	0	
B-CM5-F2												
CB-3A-CM5-F2	In	11,097	11,298	0	17,187	17,100	0	0	11,298	0	0	
B-CM5/2												
CB-3A-CM5/2	In	8,550	8,766	0	13,053	13,140	0	0	8,766	0	0	
B-CM6												
CB-3A-CM6	In	8,527	8,729	0	12,958	13,016	0	0	8,729	0	0	

ANEXO E: PARÂMETROS CALCULADOS PARA OS RELÉS

Relé	Descrição	TP				TC				50-2				50-1				51							
		Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.	Prim.	Sec.		
CC1/F50.1	ENTRADA 230 KV	2300/0	115	200	5	200	5	2600	5	65	0	2600	5	65	0	2600	5	2600	5	65	0	2600	5	236	Extremamente Inversa
CC1/F50.2	PROTEÇÃO TR1	2300/0	115	250	5	250	5	1300	5	26	0	1300	5	18	0	1300	5	1300	5	18	0	1300	5	136	Extremamente Inversa
CC1/F50.3	PROTEÇÃO TR2	2300/0	115	300	5	300	5	1680	5	28	0	1680	5	20	1	1680	5	1680	5	20	1	1680	5	204	Extremamente Inversa
F95-3A-S21	FH2	2300/0	115	350	5	5	5	1400	5	20	0	1400	5	20	0	1400	5	1400	5	20	0	1400	5	242,9	Muito Inversa
F95-3A-S22	FORNO 2	2300/0	115	2500	5	2500	5	4500	5	9	0,4	4500	5	9	0,6	4500	5	4500	5	9	0,6	4500	5	1025	Inversa Normal
F95-3A-S23	FORNO 3	2300/0	115	2500	5	2500	5	4500	5	9	0,4	4500	5	9	0,6	4500	5	4500	5	9	0,6	4500	5	1025	Inversa Normal
F95-3A-S24	FH3	2300/0	115	350	5	5	5	1400	5	20	0	1400	5	20	0	1400	5	1400	5	20	0	1400	5	242,9	Muito Inversa
F95-3A-E22	ENTRADA BARRA PERTURBADA	2300/0	115	2500	5	2500	5	4500	5	9	0,96	4500	5	9	0,96	4500	5	4500	5	9	0,96	4500	5	2000	Inversa Normal
F95-3A-S111	FH1	2300/0	115	350	5	5	5	1680	5	24	0	1680	5	24	0	1680	5	1680	5	24	0	1680	5	168	Muito Inversa
F95-3A-S112	FH4	2300/0	115	350	5	5	5	1680	5	24	0	1680	5	24	0	1680	5	1680	5	24	0	1680	5	168	Muito Inversa
F95-3A-S113	VP5A	2300/0	115	300	5	300	5	900	5	15	0,6	900	5	15	0,6	900	5	900	5	15	0,6	900	5	131,8	Inversa Normal
F95-3A-S114	ANEL CM5	2300/0	115	1200	5	1200	5	4320	5	18	0,65	4320	5	18	0,65	4320	5	4320	5	18	0,65	4320	5	1056	Inversa Normal
F95-3A-S115	ANEL CM6	2300/0	115	1200	5	1200	5	4320	5	18	0,65	4320	5	18	0,65	4320	5	4320	5	18	0,65	4320	5	1056	Inversa Normal
F95-3A-S116	AMPLIADOS	2300/0	115	1200	5	1200	5	4320	5	18	0,65	4320	5	18	0,65	4320	5	4320	5	18	0,65	4320	5	1056	Inversa Normal
F95-3A-S117	TRAFO AUX. 2	2300/0	115	300	5	300	5	204	5	3,4	0	204	5	3,4	0	204	5	204	5	3,4	0	204	5	30	Muito Inversa
F95-3A-S118	TRAFO AUX. 1	2300/0	115	300	5	300	5	204	5	3,4	0	204	5	3,4	0	204	5	204	5	3,4	0	204	5	30	Muito Inversa
F95-3A-E11	ENTRADA BARRA CALMA	2300/0	115	2500	5	2500	5	4500	5	9	0,96	4500	5	9	0,96	4500	5	4500	5	9	0,96	4500	5	1250	Inversa Normal
F95-3A-ACOP1	ACOPL. BARRA 11/22	2300/0	115	1200	5	1200	5	4320	5	18	0,8	4320	5	18	0,8	4320	5	4320	5	18	0,8	4320	5	1104	Inversa Normal
F95-CM5-02	ENTRADA GERAL FORNO 2	2300/0	115	2500	5	2500	5	4500	5	9	0,4	4500	5	9	0,4	4500	5	4500	5	9	0,4	4500	5	1025	Inversa Normal
F95-CM5-03	ENTRADA GERAL FORNO 3	2300/0	115	2500	5	2500	5	4500	5	9	0,4	4500	5	9	0,4	4500	5	4500	5	9	0,4	4500	5	1025	Inversa Normal
F95-CM5-04	Entrada Barra CM5/2	2300/0	115	1200	5	1200	5	4320	5	18	0,6	4320	5	18	0,6	4320	5	4320	5	18	0,6	4320	5	1066	Inversa Normal
F95-CM6-01	Entrada Barra CM6	2300/0	115	1200	5	1200	5	4320	5	18	0,6	4320	5	18	0,6	4320	5	4320	5	18	0,6	4320	5	1066	Inversa Normal
F95-AMPL-01	Entrada Barra AMPLIADOS	2300/0	115	1200	5	1200	5	4320	5	18	0,6	4320	5	18	0,6	4320	5	4320	5	18	0,6	4320	5	1066	Inversa Normal

