

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Ciências e Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**Estudo de Revisão da Proteção da
Subestação Trapiche da Barra pertencente
a Regional Maceió.**

Trabalho de Conclusão de Curso

Aluna: Djane Maria Soares Fontan

Campina Grande, Agosto de 2005



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

Aluna: DJANE MARIA SOARES FONTAN

Trabalho de Conclusão de Curso

Julgado em ____ / ____ / ____

Nota: _____

BANCA EXAMINADORA:

Orientador

Convidado

CAMPINA GRANDE - PARAÍBA

Índice

Agradecimentos	2
1. Introdução	3
2. Desenvolvimento Teórico	4
2.1 Cálculo de Corrente de Faltas.....	4
2.2 Transformadores de Corrente.....	5
2.3 Transformador de Potencial.....	9
2.4 Filosofia de Proteção dos Sistemas.....	10
2.6 Princípio de funcionamento dos relés eletromecânicos	12
3 Proteção de sobrecorrente	14
3.1 Relés de Sobrecorrente Temporizado	14
3.2 Ajuste de Relés de Sobrecorrente Temporizado	16
3.3 Ajuste de Relés de Sobrecorrente Instantâneo	17
3.4 Relé de Sobrecorrente Direcional	17
4. Coordenação de Sistemas Elétricos	21
5. Coordenação da Subestação Trapiche da Barra	22
6. Conclusões	38
7. Bibliografia	39
Anexos	40
Anexo A: Memoriais de Cálculo (Especificação de TC's, Ajustes de Proteção da Fase e Ajustes da Proteção de Neutro).....	41
Anexo B: Diagramas Unifilares da Subestação Trapiche da Barra (Incluindo Ajustes da Proteção de Fase e de Neutro).....	54
Anexo C: Dados dos TC's e Relés utilizados	57
Anexo D: Dados dos Transformadores da Subestação	62
Anexo E: Dados das linhas de transmissão da Subestação	64
Anexo F: Arquivo de Entrada do Programa CURTO.....	66

Agradecimentos

A minha família, mãe e irmãos, pela paciência e pelos ensinamentos de grande valia passados a minha pessoa, que contribuíram para a formação de meu caráter e para o despertar para busca incansável pelo conhecimento, técnico e pessoal.

Aos amigos da CEAL, em particular Ricardo Teodosio e Cícero Vladimir de Abreu, pela grande contribuição para o desenvolvimento deste trabalho e pela participação valiosa em minha formação acadêmica e profissional.

Ao meu namorado e amigo Kleber Melo, pelo grande incentivo passado a minha pessoa e pela compreensão da ausência em muitos momentos.

1. Introdução

O sistema elétrico de distribuição da Companhia Elétrica de Alagoas (CEAL) é formado por 1509,8 km de linhas de 69 kV, 33 subestações em 69 / 13,8 kV e redes de distribuição em 13,8 / 0,380 / 0,220 kV.

O estudo da proteção do sistema CEAL é realizado na Diretoria de Operação pela Gerência de Manutenção de Linhas, Subestações e Equipamentos pertencente a superintendência de Transmissão. Os ajustes dos relés e a coordenação são realizados por técnicos que sentem necessidade de um embasamento teórico nas suas atividades. As atividades de proteção foram acompanhadas no período de dezembro de 2004 a janeiro de 2005 e foi levantado pelos técnicos a possibilidade de um relatório que fornecesse o embasamento teórico para seus trabalhos e a descrição de como a coordenação é implantada por eles.

O presente relatório tem como objetivo apresentar um estudo de revisão da proteção do sistema elétrico da Subestação Trapiche da Barra, potência instalada de 37.5 MVA, que faz parte da Regional Maceió. O projeto foi iniciado no período de dezembro de 2004 a janeiro de 2005 na empresa, onde os dados foram coletados e finalizado em Campina Grande. O relatório inicia com um desenvolvimento sobre filosofia da proteção de sistemas elétricos, sua terminologia e teoria de ajustes. Em seguida são incluídas algumas informações sobre o sistema em estudo. Por fim, são apresentados os procedimentos de cálculos utilizados e as conclusões retiradas do trabalho.

2. Desenvolvimento Teórico

2.1 Cálculo de Corrente de Faltas

Para o desenvolvimento do trabalho será preciso calcular corrente de falta em diversas partes do sistema. Estas faltas poderão ser simétricas ou assimétricas.

Um sistema trifásico simétrico é representado através do diagrama de impedâncias e reatâncias que também é chamado de diagrama de seqüência positiva [1]. Neste diagrama é representado o circuito equivalente de cada componente do sistema, sendo possível analisar o comportamento do sistema em condições de carga e durante uma falta.

Faltas trifásicas são simétricas e podem ser calculadas aplicando no diagrama de seqüência positiva o equivalente de Thévenin [2] no local onde ocorreu a falta. Um diagrama unifilar é representado na figura 1 e na figura 2 seu correspondente diagrama de seqüência positiva.



Figura 1 – Diagrama Unifilar

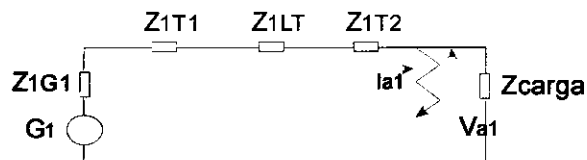


Figura 2 - Diagrama de Seqüência Positiva

Considerando que a falta ocorre entre o transformador T2 e a carga aplica-se o equivalente de Thévenin neste ponto determinando a corrente de falta trifásica (equação 1).

$$I_{cc} = \frac{V_{TH}}{R_{TH}} = \frac{G_1}{Z_{1G1} + Z_{1T1} + Z_{1LT} + Z_{1T2}} \quad (1)$$

Em sistemas desequilibrados é preciso aplicar a análise de componentes simétricos [1], sendo a análise do sistema feita através dos circuitos monofásicos de seqüência positiva, negativa e zero. Faltas do tipo fase terra são assimétricas, sua representação é feita através da figura 3 e seu cálculo é exemplificado na equação 2 para uma falta na fase a.

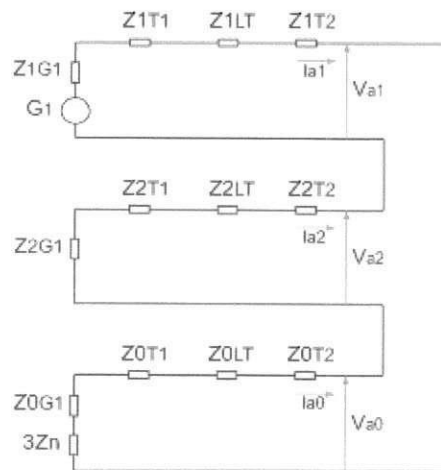


Figura 3 – Falta Fase a-terra

$$I_{\phi T} = I_a = 3I_{a1} = 3 \cdot \frac{G_1}{Z_{1EQ} + Z_{2EQ} + Z_{0EQ}} \quad (2)$$

$$I_n = I_a + I_b + I_c = I_{\phi T}$$

A corrente de curto circuito mínima é a do curto circuito bifásico e ela pode ser calculada através da corrente de curto circuito trifásica.

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3\phi} \quad (3)$$

Esta fórmula só poderá ser utilizada se a corrente de curto circuito for longe da geração ou se o gerador for de rotor liso. Se o gerador possuir o rotor saliente a corrente de curto circuito bifásica deverá ser calculada utilizando componentes simétricos.

2.2 Transformadores de Corrente

O transformador de corrente (TC) é um transformador que possui o número de espiras do enrolamento primário menor que o número de espiras do enrolamento secundário como indicado na figura 4.

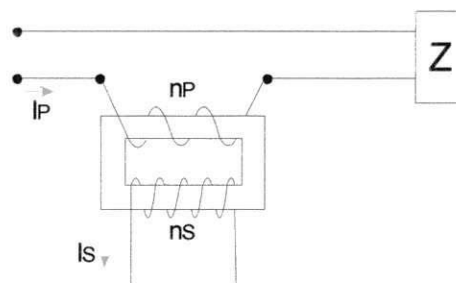


Figura 4 – Transformador de Corrente

Em um transformador ideal o número de ampères-espiras no enrolamento primário é igual ao número de ampères-espiras no enrolamento secundário, $n_p I_p = n_s I_s$ [3]. Por conseqüência, em um TC a corrente no primário (I_p) é maior que a corrente no secundário (I_s). Na prática o transformador de corrente é denominado um elemento redutor de corrente. Os TC's são projetados para uma corrente secundária nominal padronizada de 5 ampères, sendo a corrente primária nominal estabelecida de acordo com a ordem de grandeza da corrente do circuito em que o TC será ligado. Quando o primário é percorrido por uma corrente maior ou menor que a nominal, no secundário tem-se também uma corrente menor ou maior do que 5 A, mas na mesma proporção das correntes nominais do TC.

O transformador de corrente é utilizado para alimentar equipamentos de proteção, medição e controle do sistema elétrico fornecendo uma corrente de dimensão adequada para ser utilizada nestes equipamentos. Também tem a finalidade de isolar os equipamentos do circuito de Alta Tensão (AT). Adota-se convencionalmente o símbolo da figura 5 para representar um TC.

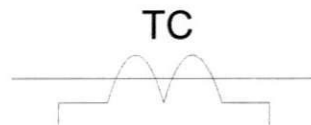


Figura 5 – Símbolo do TC

A Relação de Transformação de um TC é definida como:

$$RTC = \frac{n_S}{n_P} \Rightarrow RTC = \frac{I_P}{I_S} \quad (4)$$

Como a corrente no secundário é convencionalmente em 5 A as relações de transformações são adotadas como: $X/5$ A, onde X é a corrente primária. Como todo transformador, o circuito eletromagnético de um TC é representado por um transformador ideal associado a um circuito, figura 6.

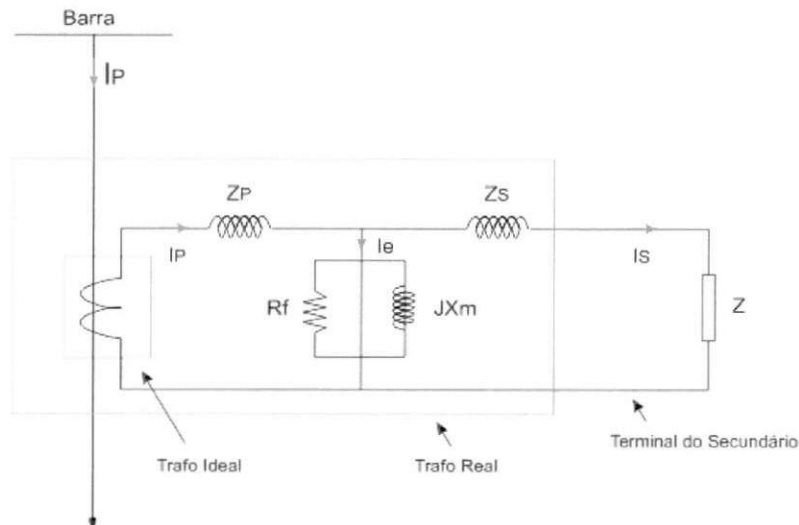


Figura 6

A corrente I_s é a corrente no secundário do TC que flui pela carga. A corrente I_e é a corrente de excitação do núcleo do TC. R_f é a resistência equivalente às perdas no ferro do núcleo do TC e X_m é a reatância equivalente à magnetização do núcleo do TC. Aplicando a Lei de Kirchhoff no nó da figura 6 tem-se:

$$\frac{I_p}{RTC} = I_e + I_s \quad (5)$$

Portanto há um erro de relação de ângulo e fase causado pela corrente de excitação no TC. A classe de exatidão de um TC é definida como o erro percentual máximo que um TC pode apresentar para um intervalo de corrente especificado pelo fabricante. Na tabela 1 estão as aplicações dos TC's quanto à classe de exatidão.

Classe de Exatidão(%)	Aplicação
Melhor que 0,3	TC padrão Medições em laboratório Medições especiais
0,3	Medição de energia elétrica para faturamento a consumidor
0,6 ou 1,2	Medição de energia elétrica sem finalidade de faturamento Alimentação de instrumentos de controle
10	Proteção

Tabela 1 - Aplicações dos TC's

Existem TC's utilizados para alimentar equipamentos de medição e TC's utilizados para alimentar equipamentos de proteção. O núcleo do TC de medição é feito de material de elevada permeabilidade magnética (pequena corrente de excitação) e entram em saturação quando a corrente primária cresce cerca de quatro vezes o seu valor nominal, conforme a curva 1 da figura 7. O núcleo do TC destinado a proteção é feito de material que não tem a mesma permeabilidade magnética, somente entrando em

saturação com uma corrente primária cerca de vinte vezes a corrente nominal primária [3], conforme a curva 2 da figura 7.

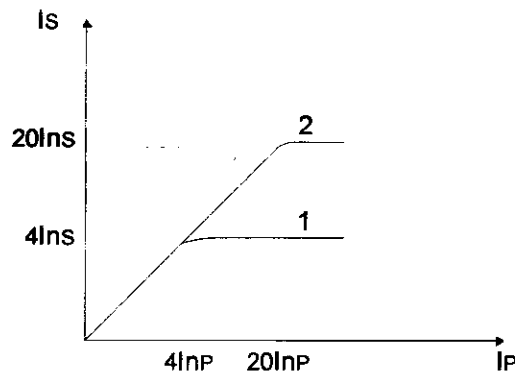


Figura 7 – Curva de saturação dos TC's

A EB-251.2 da ABNT agrupa os TC's para proteção de acordo com a impedância do enrolamento secundário em:

O **fator de sobrecorrente** (FS) do TC é definido pela relação da máxima corrente de curto circuito que pode passar pelo primário do TC e a sua corrente primária nominal, para que o erro de sua classe seja mantido [4].

$$F.S. = \frac{I_{\text{max curto circuito}}}{I_{p \text{ nominal TC}}} \quad (6)$$

O FS produz uma limitação na corrente nominal primária do TC devido ao erro produzido pela corrente de excitação. Esta limitação é a garantia que o TC não irá ultrapassar o erro de sua classe de exatidão.

$$I_{p \text{ nominal TC}} \geq \frac{I_{\text{max curto circuito}}}{F.S} \quad (7)$$

No Brasil os TC's para proteção devem satisfazer às duas condições seguintes [3]:

1. Somente devem entrar em saturação para uma corrente de valor acima de 20 vezes a sua corrente nominal (**FS = 20**);
2. Devem ser de classe de exatidão 10, ou seja, para uma corrente entre 1 a 20 vezes a corrente nominal o erro de relação percentual não deve exceder 10%.

O **fato Térmico** (FT) de um TC é definido como sendo a relação entre a máxima corrente primária admissível em regime permanente e sua corrente nominal. Um TC pode operar carregado plenamente e permanentemente até o limite térmico sem prejuízo

no desempenho, vida útil e nível de isolamento [4]. O valor do FT a ser adotado dependerá da concessionária, os valores mais usuais são: 1,0; 1,3; 1,5 e 2,0.

$$F.T. = \frac{I_{pmax}}{I_{p\ nominal\ TC}} \quad (8)$$

Para dimensionar o TC, quanto a sua relação de transformação dois critérios devem ser levados em consideração para determinar a corrente nominal do primário do TC (X):

1. Critério da carga nominal do alimentador

Deve-se determinar a corrente de carga do sistema, considerando transferências de carga entre religadores de uma mesma subestação ou de subestações distintas. O valor de corrente encontrado será a corrente primária nominal do TC. Não tendo conhecimento das transferências de carga do sistema pode-se considerar a seguinte inequação:

$$I_{p\ nominal\ TC} \geq 1,5 \cdot I_{carga} \quad (9)$$

Neste caso a corrente de carga é a corrente máxima já registrada no sistema sem considerar nenhuma transferência de carga.

2. Critério do curto circuito

De posse da máxima corrente de curto circuito que pode fluir pelo TC aplica-se a equação 6, considerando FS = 20. Com este dado e de acordo com a equação 7 escolhe-se o valor superior mais próximo definido pela ABNT.

O valor final da corrente nominal do primário será o maior dos valores encontrados nos dois critérios. Com estes dados define-se a relação de transformação através da equação 4.

2.3 Transformador de Potencial

É um transformador destinado a transmitir o sinal de tensão aos instrumentos de medição, proteção e controle. Os TP's são projetados e construídos para uma tensão secundária nominal padronizada em 115 V, sendo a tensão primária nominal estabelecida de acordo com a tensão entre fases do circuito em que o TP será ligado. Dessa forma, os instrumentos que o TP alimenta são dimensionados em tamanhos reduzidos com bobinas e demais componentes de baixa isolamento.

Os TP's são projetados e construídos para suportar uma sobretensão de até 10% em regime permanente, sem que nenhum dano lhes seja causado. Sua tensão de

isolamento é definida com a máxima tensão de linha para a qual o equipamento é projetado, considerando principalmente sua isolação. Na prática a sua tensão de isolamento pode ser especificada como sendo a constante da tabela 2 imediatamente superior à tensão do circuito em que o TP será utilizado [3].

0,6	15	72,5	242	765
1,2	25,8	92,4	362	
7,2	38	145	460	
12	48,3	169	550	

Tabela 2 – Tensões Máximas de Operação dos TP's (kV).

A Relação de Transformação de Potencial (RTP) do TP é dado como:

$$RTP = \frac{N_P}{N_S} = \frac{V_{p \text{ nominal de fase-neutro}}}{V_{S \text{ nominal de fase-neutro}}} \quad (10)$$

A classe de exatidão de um TP é o valor máximo do erro, expresso em percentagem, que poderá ser introduzido pelo TP, em condições especificadas. Os TP's são enquadrados em uma ou mais das três classes de exatidão existentes. Na tabela 3 estão as aplicações dos TP's quanto à sua classe de exatidão.

Classe de Exatidão(%)	Aplicação
Melhor que 0,3	TP padrão Medições em laboratório Medições especiais
0,3	Medição de energia elétrica para faturamento a consumidor
0,6 ou 1,2	Medição de energia elétrica sem finalidade de faturamento Alimentação de relés , alimentação de instrumentos de controle.

Tabela 3 - Aplicações dos TP's.

2.4 Filosofia de Proteção dos Sistemas

A proteção de Sistemas Elétricos de Potência é feita por esquemas de proteção que são basicamente comandados por relés. Segundo a ABNT, o relé é um dispositivo por meio do qual um equipamento elétrico é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento, do circuito em que ele está ligado, em outro equipamento ou circuito associado. Uma função secundária do relé é promover a indicação da localização e do tipo de defeito, visando uma reparação mais rápida. Os relés são os elementos mais importantes do sistema de proteção [4]. Eles são sensores que vigiam dioturnamente as condições de operação do Sistema Elétrico.

Um estudo de proteção deve levar consideração:

- Características Elétricas: natureza das faltas, características gerais dos equipamentos, condições de operação, etc;

- Características Econômicas: importância funcional do equipamento, custo do equipamento *versus* custo relativo do sistema de proteção;
- Características Físicas: facilidade de manutenção, distância entre pontos de proteção, etc.

Existem características requeridas por qualquer sistema de proteção para exercer propriamente sua função: **sensibilidade, seletividade, velocidade e confiabilidade.**

O sistema e por usa vez o relé deve ser suficientemente sensível, ou seja, responder as anormalidades nas condições de operação e aos curtos circuitos para os quais foram projetados. O **fator de sensibilidade** do relé é definido como:

$$k = \frac{I_{cc \min}}{I_{ajuste \ rele}} \quad (11)$$

$I_{cc \min}$ = Corrente de curto circuito franco calculada no extremo mais afastado da seção de linha e sob condição de geração mínima.

$I_{ajuste \ do \ relé}$ = valor mínimo de corrente para o relé ser acionado.

O valor de K varia de 1,5 a 2.0. Em qualquer sistema de potência a carga varia durante o ano, esta variação de corrente nominal irá determinar o quão sensível o relé será, de modo a operar na mínima corrente de curto-circuito. Dessa forma $I_{ajuste \ relé}$ deve ser maior que a máxima corrente nominal requerida pela carga, considerando transferência de carga devido a manobras na rede e futuras expansões. E deve ser menor que a mínima corrente de curto circuito existente na área de proteção.

$$(k') I_{no \ min \ al \ c \ arg \ a} \leq I_{ajuste \ rele} \leq \frac{I_{cc \ min}}{k} \quad (12)$$

A **seletividade** em um sistema de proteção é a capacidade de reconhecer uma falta e desligar um número mínimo de disjuntores para eliminá-la. O relé deve selecionar entre faltas no equipamento que protege, para as quais deve atuar e faltas em equipamentos adjacentes para as quais não devem atuar. Relés que atuam de forma temporizada são relativamente seletivos.

A **velocidade** é essencial na eliminação de um elemento defeituoso do sistema. Ela diminui a extensão do dano ocorrido, assegura a manutenção em condições normais de operação as partes sadias do sistema, diminui o tempo total de paralisação dos consumidores de energia, etc [5].

A **confiabilidade** é a medida do grau de certeza que o relé atuará corretamente. Os relés de proteção permanecem inoperados a maior parte do tempo. Essa falta de freqüente atividade do relé e de seu equipamento associado deve ser compensada pela certeza de que eles atuarão quando solicitados.

Em proteção o termo **pick-up** significa a menor corrente que é possível fazer o relé operar. O termo **drop-out** é a maior corrente que inicia o processo de desativação do relé.

Existem vários tipos de relés, usando configurações e funcionamentos distintos, são divididos:

1. **Relés eletromecânicos:** relés projetados e construídos com predominância dos movimentos mecânicos provenientes dos acoplamentos elétricos e mecânicos.
2. **Relés estáticos:** relés construídos com dispositivos eletrônicos, próprios e específicos aos objetivos da proteção. Nestes relés todos os comandos e operações são feitos eletronicamente.
3. **Relés digitais:** relés eletrônicos gerenciados por microprocessadores. São microcomputadores específicos a este fim, controlados por *software*, onde os dados, registros e calibrações são digitados.

2.6 Princípio de funcionamento dos relés eletromecânicos

Os relés eletromecânicos podem ter dois princípios básicos de funcionamento: atração eletromagnética ou indução eletromagnética.

Na atração eletromagnética a corrente no secundário do TC flui através da bobina de magnetização do relé produzindo um campo magnético. Este gera uma força eletromagnética, F_e , contrária a força da mola, F_m . Quando a corrente do circuito produzir uma F_e superior a F_m o contato do comando de fechamento do disjuntor será atraído, fechando o circuito. Este esquema é indicado na figura 8.

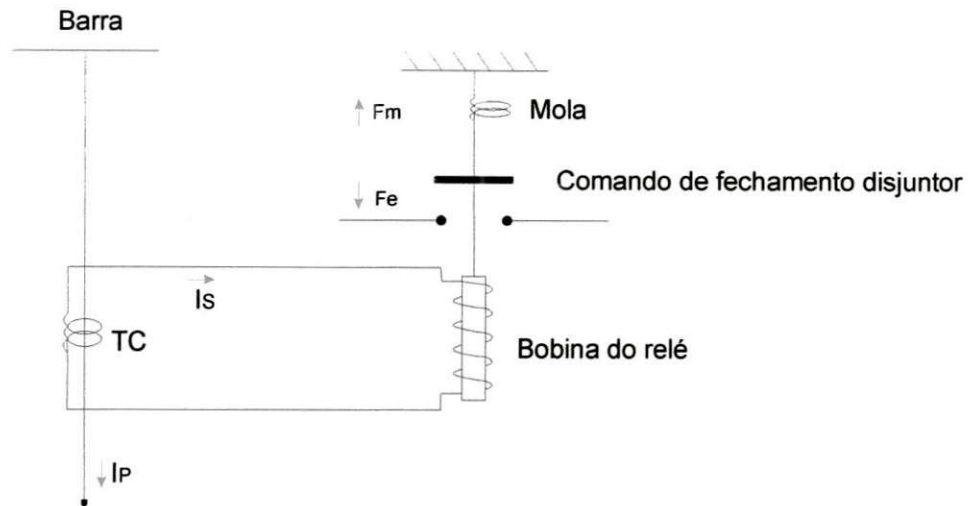


Figura 8 – Relé de atração eletromagnética

Na indução eletromagnética a corrente secundária do TC percorre a bobina de magnetização do relé gerando um fluxo ϕ_1 no núcleo e um fluxo ϕ_2 no anel de defasagem, onde o segundo encontra-se defasado do primeiro. Estes fluxos irão gerar um torque no disco (rotor) fazendo com que o contato móvel alcance o contato fixo fechando o contato de abertura do disjuntor. Este esquema é indicado na figura 9.

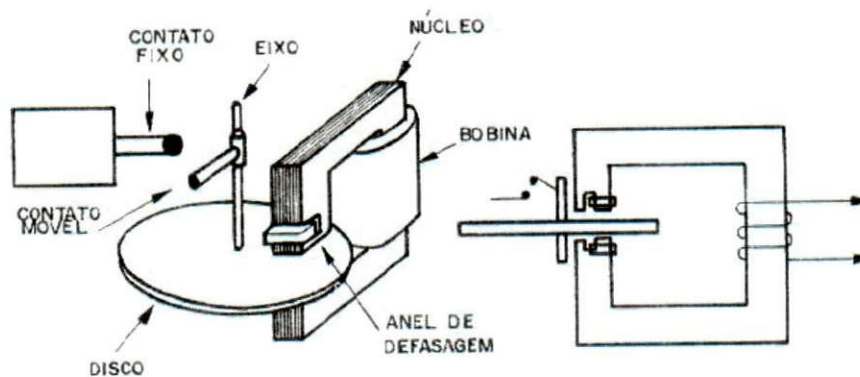


Figura 9 – Relé de indução eletromagnética [5].

3 Proteção de sobrecorrente

Relés de sobrecorrente supervisionam a corrente do circuito, comandando a abertura de um ou mais disjuntores quando a corrente ultrapassa um valor prefixado. Os relés temporizados possuem NEMA – 51 e os relés instantâneos possuem NEMA – 50.

O releamento de sobrecorrente é o mais barato, porém, é o mais difícil de aplicar e também aquele que mais rapidamente requer reajustes, ou mesmo substituição, à medida que o sistema é modificado. É usado basicamente para proteção de falta fase e terra em circuitos de distribuição de concessionárias e sistemas industriais, e em sistema de subtransmissão onde a proteção de distância não possa ser justificada economicamente [5].

3.1 Relés de Sobrecorrente Temporizado

Tanto a Fe no relé de atração, quanto o torque no relé de indução são proporcionais a corrente na bobina magnetizante. O valor mínimo de corrente para o relé ser acionado (coeficiente de ajuste) vezes o número de espiras dá origem ao número de ampéres-espiras mínimo para o relé ser acionado. Mantendo o número de ampéres-espiras constante, a corrente de ajuste do relé pode ser modificada variando o número de espiras na bobina magnetizante. As bobinas dos relés vêm com vários tap's (números diferentes de espiras). A corrente é denominada corrente de tap do relé, quando a corrente na bobina e o número de espiras produzirem um número de ampéres espiras que leva o circuito ao limiar de operação. Assim o tap do relé é a sua corrente de ajuste.

$$I_{ajuste\ rele} = Tap\ do\ rele\ (13)$$

O múltiplo do relé indica quantas vezes a corrente de defeito é maior que o seu tap.

$$M = \frac{I_{defeito\ s}}{Tap} = \frac{I_{defeito\ p}}{RTC \cdot Tap} \quad (14)$$

Se os cálculos forem para o relé de fase a corrente de curto circuito será a trifásica.

Se o relé for de neutro a corrente de curto circuito será a de fase-terra.

Os relés de sobrecorrente são classificados como: corrente definida, tempo definido e tempo inverso, como indicado na figura 10.

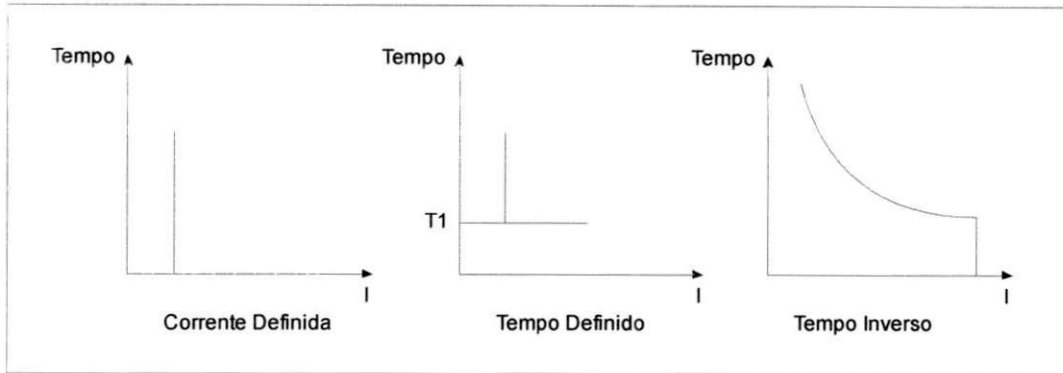


Figura 10 – Relé de sobrecorrente.

A vantagem dos relés de tempo inverso é a existência de tempos de acionamentos pequenos devido a correntes altas, sem risco de perda de seletividade. No relé de indução o torque é proporcional ao valor da corrente de defeito. Como a distância entre o contato fixo e o móvel é fixa (k), figura 11, o tempo para o relé atuar irá depender da corrente de defeito, equação 15.

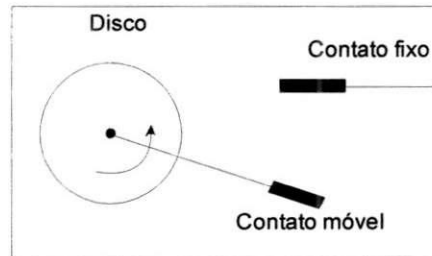


Figura 11 – Disco de indução e alavanca de tempo

$$I^2 \cdot t = k \quad (15)$$

Nas curvas dos relés de tempo inverso na abscissa é colocado o Múltiplo (M) em vez da própria corrente de curto circuito, como indicado na figura 12. Estas curvas são classificadas como inversa, muito inversa e extremamente inversa.

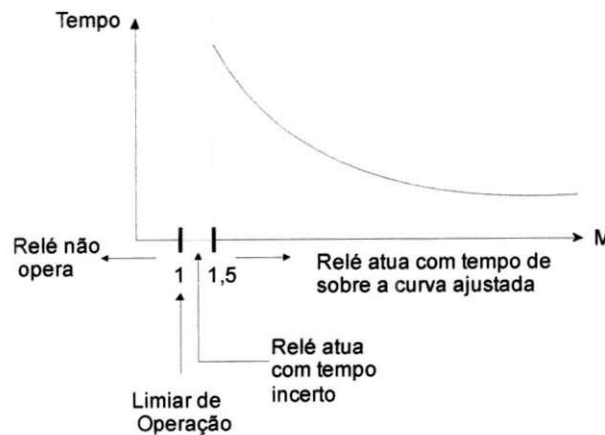


Figura 12 – Curva de tempo do relé de sobrecorrente de tempo inverso.

O relé de sobrecorrente neutro temporizado detecta sobrecorrente no neutro do circuito, que é igual a soma das correntes de seqüência zero [1]. Portanto só é sensível a às correntes têm seqüência zero.

$$I_n = 3I_0 \quad (18)$$

A corrente adequada de ajuste do relé de neutro deve satisfazer as inequações 19 e 20.

$$I_{\text{ajuste rele de neutro}} \leq \frac{I_{cc1\phi \text{ min no final do trecho}}}{1,5} \quad (19)$$

$$0,15I_{\text{nominal}} \leq I_{\text{ajuste rele neutro}} \quad (20)$$

3.3 Ajuste de Relés de Sobrecorrente Instantâneo

O relé instantâneo atua instantaneamente para qualquer corrente maior que o seu ajuste.

$$I_{\text{ajuste ins tan tan eo}} = 1,25 \frac{I_{cc3\phi}}{RTC} \quad (21)$$

Para curtos próximos do relé (barra mais próxima) a constante 1,25 não é utilizada. Um relé que possui a unidade instantânea e uma temporizada é denominado 50/51.

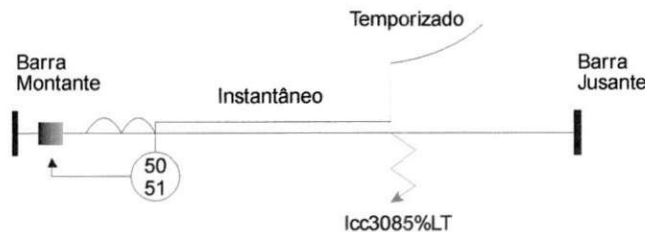


Figura 13– Zona de atuação do relé 50/51.

3.4 Relé de Sobrecorrente Direcional

Os relés de sobrecorrente são amplamente empregados em sistemas de energia radiais. A proteção de sistemas com a configuração em anel é feita utilizando o relé direcional em conjunto com o relé de sobrecorrente.

O relé de sobrecorrente direcional atua quando a corrente apresenta um sentido pré-estabelecido de acordo com sua referência de polarização. A grandeza de polarização mais utilizada é a tensão e a grandeza de operação mais utilizada é a corrente. A figura 14 é uma representação do relé direcional.

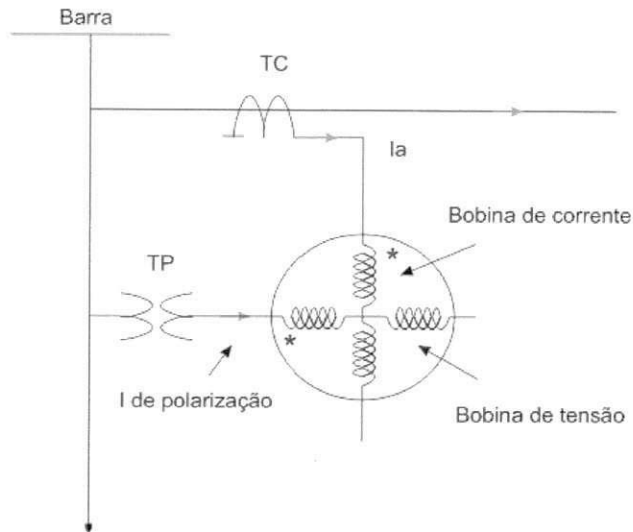


Figura 14 – Diagrama Unifilar do Relé Direcional

O relé possui dois conjuntos de bobinas em quadratura, alimentadas por corrente do sistema e tensão de polarização. A corrente I_a irá gerar um fluxo ΦI_a na bobina de corrente do relé direcional, a corrente de polarização que passa pela bobina de potencial é decorrente da tensão de polarização aplicada na bobina de tensão. O diagrama fasorial das grandezas envolvidas no relé direcional é apresentado na figura 15.

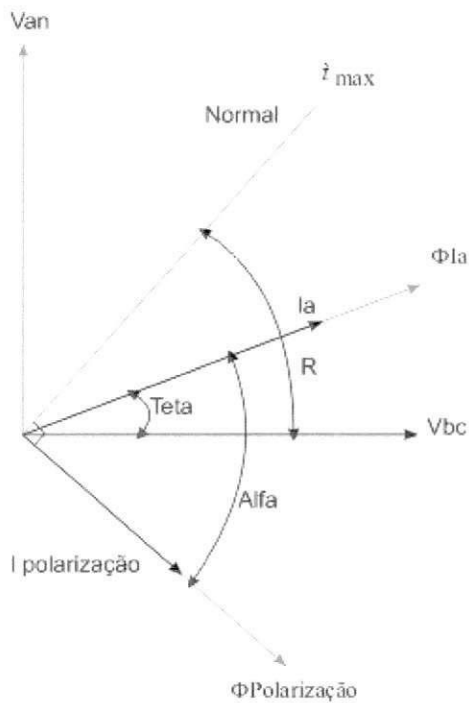


Figura 15 – Diagrama fasorial

O torque responsável pela movimentação do disco é dado por:

$$\tau_{motor\ do\ rele} = \bar{K} \phi_{Ia} \phi_{Polarizacao} \sin(\alpha)$$

O relé é projetado de modo que o torque motor seja máximo na ocorrência de um curto circuito. Através da figura 15 o torque máximo será dado quando a corrente I_a estiver localizada na reta normal (ângulo R). Em um curto circuito a corrente é fortemente indutiva, considerando que a defasagem da corrente é de 90° em relação à tensão V_{an} . O torque será dado por:

$$\tau_{motor\ do\ rele} = K_1 I_a V_{bc} \cos(r - teta)$$

$$\tau = \tau_{motor\ do\ rele} - \tau_{mola}$$

Desta equação os únicos parâmetros variáveis são teta e I_a , no limiar de operação (torque nulo) I_a terá um valor mínimo que dependerá do valor de teta. Considerando a corrente de pick-up do relé como I_p o limiar de operação do relé é representado na figura 16.

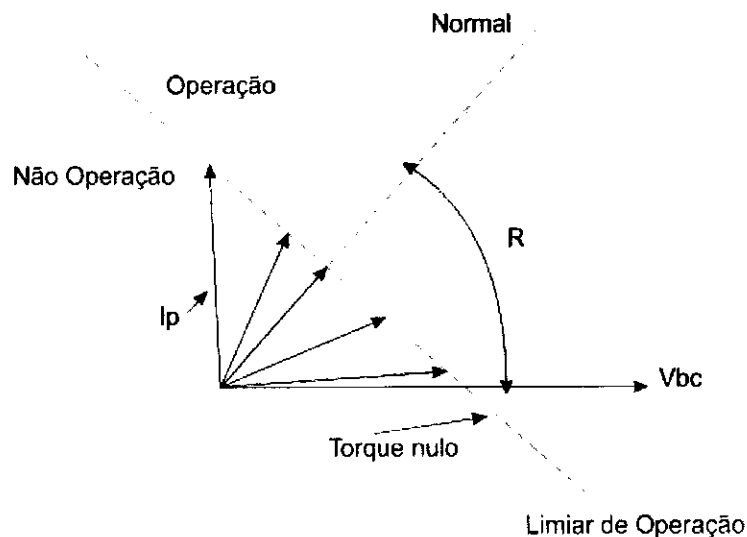


Figura 16 – Diagrama fasorial do limiar de operação do relé direcional.

Se a corrente ficar a esquerda, o torque é negativo, o relé não atua. Neste caso o curto não ocorreu na direção de operação do relé. A polarização considerada foi a de 90° que é a defasagem entre a tensão de referência (V_a) e a tensão de polarização (V_{bc}). Também as polarizações de 30° e 60° .

Em um relé direcional é preciso definir seu sentido de visão, sua polarização, a reta normal e por consequência a reta de limiar de operação. Para tanto é necessário determinar as correntes que podem fluir pela rede e definir quais delas deverão atuar o relé. Desse modo determina-se a reta limiar de operação e por consequência a reta normal. Com estes dados define-se a polarização determinando o ângulo máximo de torque do relé [8].

O relé de sobrecorrente direcional apenas tem sensibilidade na direção do fluxo de energia passante, não atuando na proteção do circuito. A proteção é realizada pelo relé de sobrecorrente. O relé direcional controla a operação do relé de sobrecorrente, só deixando-o atuar para um sentido de fluxo pré-estabelecido.

4. Coordenação de Sistemas Elétricos

Um sistema elétrico é equipado com vários equipamentos de proteção que têm a função de eliminar o defeito no menor tempo possível e isolar a menor parte do sistema. Para ter tal característica os equipamentos não podem atuar de forma isolada, deve existir uma relação nas suas características de operação. Os dispositivos de proteção devem ser coordenados para assegurar uma característica seletiva ao sistema. Portanto a finalidade da proteção é [5]:

- Isolar a parte defeituosa do sistema, tão próximo quanto for possível de sua origem, evitando a propagação das conseqüências.
- Fazer este isolamento no mais curto tempo, visando a redução dos danos.

Na coordenação para qualquer corrente de curto circuito, há uma escada de tempo no sentido do relé a jusante para os relés a montante, de modo a garantir e permitir seletividade no desligamento do sistema.

Tempo de coordenação (Δt) é a mínima diferença de tempo que dois relés mais próximos da cadeia de proteção devem ter para garantir a coordenação [4]. Para haver coordenação entre dois relés sucessivos a inequação 22 deve ser satisfeita:

$$t_{rele\ montante} - t_{rele\ jusante} \geq \Delta t \quad (22)$$

O valor de Δt depende do tipo de relé utilizado e do tipo de disjuntor envolvido. Os técnicos e projetistas de proteção adotam os valores contidos na tabela 3.

	Relés eletromecânicos	Relés estáticos ou digitais
Δt (s)	0,4 a 0,5	0,15 a 0,25

Tabela 3- Tempos de defasagem entre relés.

5. Coordenação da Subestação Trapiche da Barra

Antes de iniciar a coordenação foram coletados dados necessários para o projeto. O diagrama de proteção de fase e de neutro da subestação encontra-se no anexo B. Esta subestação faz parte do complexo Regional Maceió que é composto por cinco subestações. Os dados dos relés e TC's existentes na subestação em estudo encontram-se no anexo C. Nesta tabela também está um resumo da coordenação existente no sistema e a sugerida pelo projeto. A primeira etapa no estudo de coordenação foi a determinação da corrente de carga dos alimentadores da subestação. Estes dados foram coletados através do banco de dados da empresa e de coletas em tempo real. Foram armazenados os valores máximos de corrente dos alimentadores nos meses de junho a dezembro de 2004. A máxima corrente registrada nestes meses foi considerada como a corrente no alimentador. Na tabela 4 tem-se os dados coletados nos alimentadores da Subestação Trapiche da Barra (TDB). Nesta subestação existem duas barras denominadas 185 e 186, onde os alimentadores estão conectados, como indicado na figura 17.

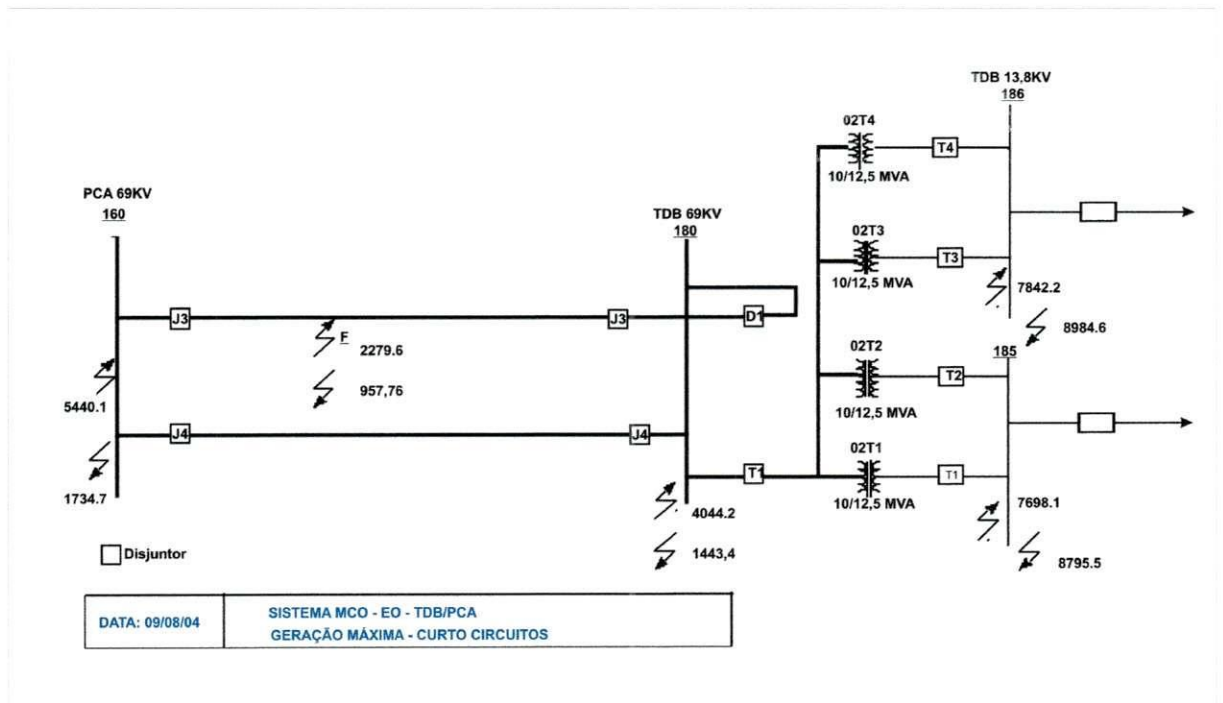


Figura 17 – Configuração de fase da Subestação Trapiche de Barra

Para facilitar os cálculos é considerada a corrente de carga nos alimentadores como a máxima corrente entre os alimentadores ligados a uma mesma barra. A corrente de

carga nos alimentadores 21Y1, 21Y2, 21Y7 é 251,3 A e a corrente de carga para os alimentadores 21Y3, 21Y4, 21Y5, 21Y6 foi 383,5 A.

Barra	Religador	Meses								MAX	MAXT
Barra 185	21Y1	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	-		
	la	185,1	207,9	210,5	174,2	251,3	193,2	194,7	251,3		
	lb	186,8	206,1	207,4	175,9	243,7	194,9	194,8	243,7		
	lc	185,9	208,4	210,3	173,5	250,6	195,2	192,1	250,6	251,3	
	21Y2	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	-		
	la	211,9	196,1	216,5	216,6	231,3	238,8	241,3	241,3	241,3	
	lb	207,1	189,7	207,3	210,5	223,7	238,8	238,6	238,8		
	lc	207,1	188,1	206,4	209,7	225	235,3	238,2	238,2		
	Barra 186	21Y3	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	-	
		la	137,3	130,5	133,8	137	142	149,1	155,1	155,1	238,4
lb		142,2	133,4	138,1	140,5	144,9	151,3	155,4	155,4		
lc		238,4	132	135,7	135,9	142	148,9	152,3	238,4		
21Y4		Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	-		
la		172	163,3	0,6	0,6	0,6	183,9	212,4	212,4	218,1	
lb		191,5	182,5	0,6	0,6	0,6	200,9	218,1	218,1		
lc		167,9	161,3	0,8	0,8	101,5	178,3	195,9	195,9		
21Y5		Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	-		
la		203,6	190,5	207,9	207,3	216	223,1	230,8	230,8	230,8	
lb		204,6	189	207,5	210,3	216,6	223,2	230,4	230,4		
lc		202,8	190,1	206,1	206,6	215,7	224,5	230	230		
21Y6		Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	-		
la		322,8	311,7	324,9	322,2	343,4	344	183,6	344	383,5	
lb		363,1	346,8	361,8	357,5	380,5	383,5	201,5	383,5		
lc	327,7	315,3	328,4	325,6	346,3	352,4	183	352,4			
Barra 185	21Y7	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	-		
	la	121,6	121,8	124,5	129,4	132	133,6	143,5	143,5	199,5	
	lb	123,1	123,1	127,7	129,2	135,3	137,2	148,7	148,7		
	lc	119,2	199,5	123,6	15,9	131,3	134,4	146,1	199,5		

Tabela 4 - Correntes máximas por alimentadores

A segunda etapa foi o cálculo das correntes de curto circuito em várias barras do sistema, tanto as de 69 kV quanto as de 13,8 kV. Para tanto foi utilizado o programa CURTO [6] pertencente a empresa, que utiliza linguagem Fortran. O arquivo de dados de entrada do programa encontra-se no anexo F, sua declaração solicita as barras existentes no sistema, seus níveis de tensão e as impedâncias de seqüência positiva e zero das linhas, assim como as impedâncias dos transformadores de acordo com o tipo de ligação de seus enrolamentos. Em anexo encontram-se os dados de saída do sistema, as informações utilizadas foram as correntes de curto circuito trifásicas e fase-terra em cada barra do sistema. Os cálculos foram feitos para geração máxima. Na figura 17 encontram-se as corrente de curto circuito trifásicas e de fase-terra.

A etapa seguinte foi o estudo para especificação dos transformadores de corrente que alimentam os relés ligados aos alimentadores. De posse da corrente de carga e das

correntes de curto circuito nas barras em estudo aplica-se os critérios de curto circuito e o de carga, equações 7 e 8 respectivamente.

$$I_{p \text{ nominal TC}} \geq \frac{I_{\text{max curto circuito}}}{F.S} \quad (7)$$

$$I_{p \text{ nominal TC}} \geq 1,5 \cdot I_{\text{carga}} \quad (8)$$

Para o caso da SE TDB tem-se os seguintes dados:

	Alimentadores da Barra 185	Alimentadores da Barra 186
I _{carga}	251,3	383,5
I _{cc 3 φ}	7698,1	7842,2
I _{cc 3 φ T}	8795,5	8984,6

Tabela 5 – Dados das barras da SE TDB

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal TC185}} \geq \frac{8795,5}{20} = 439,8 \\ I_{p \text{ nominal TC185}} \geq 1,5 \cdot 251,3 = 376,9 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal TC185}} = 500$$

$$RTC_{TC185} = 500/5 = 100$$

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal TC186}} \geq \frac{8984,6}{20} = 449,23 \\ I_{p \text{ nominal TC186}} \geq 1,5 \cdot 383,5 = 575,25 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal TC186}} = 600$$

$$RTC_{TC186} = 600/5 = 120$$

De posse das relações de transformação dos TC's dos alimentadores a etapa seguinte foi o ajuste dos relés de fase. Todos os relés pertencentes aos alimentadores de TDB são eletromecânicos de sobrecorrente, os de fase são do tipo CO-8 (como indicado na figura 17) e os de neutro são do tipo CO-9. Este relé possui curvas normalmente inversas fixas, fornecidas pelo fabricante. A corrente de ajuste do relé (Tap) é determinada através da inequação 12.

$$(k') I_{\text{no min al carga}} \leq I_{\text{ajuste rele}} \leq \frac{I_{\text{cc min}}}{k} \quad (12)$$

Em todos os cálculos os parâmetros encontrados são para relés de fase, caso o cálculo estiver sendo feito para relé de neutro será evidenciado este fato. Considerou-se o parâmetro k' como 1,5, pois a corrente nominal considerada foi a corrente de carga calculada no primeiro passo, sem levar em consideração transferências de cargas. O valor do parâmetro k é foi 1,5. A escolha do tap foi baseada no limite inferior da inequação 12.

$$\left. \begin{array}{l} 1,5 \cdot \frac{251,3}{100} \leq I_{ajuste\ relé185} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{7698,1}{1,5 \cdot 100} \\ 3,77 \leq I_{ajuste\ relé185} \leq 44,44 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap185 = 4$$

$$\left. \begin{array}{l} 1,5 \cdot \frac{383,5}{120} \leq I_{ajuste\ relé186} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{7842,2}{1,5 \cdot 120} \\ 4,49 \leq I_{ajuste\ relé186} \leq 37,73 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap186 = 5$$

Para um Tap 4 nos relés da barra 185 a corrente que fará o relé atuar deverá ser de 400 A no primário. Para um Tap 5 nos relés da barra 186, a corrente no primário que fará o relé atuar será 600 A, uma corrente muito alta, visto que a corrente nominal do cabo dos alimentadores é de 530 A. Portanto aplicam-se conhecimentos empíricos do sistema para ajustar o tap do relé:

$$\left. \begin{array}{l} 4,5 \cdot 120 = 540 > 530 \quad X \\ 4 \cdot 120 = 480 \quad OK \end{array} \right\} \Rightarrow Tap186 = 4$$

O múltiplo foi determinado através da equação 14:

$$M = \frac{I_{defeito\ p}}{RTC \cdot Tap} \quad (14)$$

Para o ajuste do relé de fase a corrente de curto circuito é a trifásica.

$$M_{185} = \frac{7698,1}{100 \cdot 4} = 19,24$$

$$M_{186} = \frac{7842,2}{120 \cdot 4} = 14,52$$

A unidade instantânea em religadores é adotada como 10 A, sendo um padrão da empresa. Esta corrente representa o valor no qual a corrente deve atingir no secundário do relé para que a unidade instantânea atue.

$$\left. \begin{array}{l} I_{INST185} = 10\ A \\ I_{INST186} = 10\ A \end{array} \right\} Padrao$$

Determinados os ajustes de corrente parte-se para o ajuste de tempo da unidade temporizada. É um procedimento da empresa estabelecer para os relés de alimentadores uma atuação de no mínimo em 0,05 s para curtos circuitos na barra de 13,8 kV [7].

$$\left. \begin{array}{l} t_{185} = 0,05\ s \\ t_{186} = 0,05\ s \end{array} \right\} Padrao$$

Sendo os relés do tipo CO-8 e curva normalmente inversa e tendo os tempos de atuação e os seus múltiplos, determina-se dentre as curvas fornecidas pelo fabricante a que corresponde ao relé em estudo. Determinada a curva é preciso verificar o tempo exato de atuação do relé para aquela curva específica e múltiplo calculado.

$$\left. \begin{aligned} c_{185} &= 0,5(CO-8) \\ c_{186} &= 0,5(CO-8) \end{aligned} \right\} \text{fase}$$

Determinados todos os parâmetros dos relés dos alimentadores, partimos para os relés dos disjuntores ligados aos trafos de alimentação das barras. Para TDB temos quatro disjuntores, dois ligados à barra 185 (11T1 e 11T2) e dois ligados à barra 186 (11T3 e 11T4), ver figura 17. Para o ajuste dos relés é preciso saber que estes disjuntores estão presentes para proteger os transformadores, portanto eles devem atuar para correntes de curto circuito e para correntes de carga superiores a corrente limite dos transformadores. Os transformadores possuem potência de 12,5 MVA com ventilação forçada e sua corrente nominal é determinada através da equação 23:

$$I_{\text{nominal trafo}} = \frac{12500}{\sqrt{3} \cdot 13,8} \quad (23)$$

Para determinar as correntes de carga nos disjuntores foi feito um divisor de corrente considerando a corrente total na barra como a soma das correntes máximas existentes nos alimentadores ligados a esta, equação 24. As correntes de curto circuito trifásica e de fase terra foram determinadas da mesma forma, equação 25.

$$I_{\text{carga}11T1} = \frac{0,754}{0,754+0,624} \cdot (199,5+241,3+251,3) \quad (24)$$

$$\begin{aligned} I_{\text{cc}3\phi11T1} &= \frac{0,754}{0,754+0,624} \cdot (7698,1) \\ I_{\text{cc}\phi T11T1} &= \frac{0,754}{0,754+0,624} \cdot (8795,5) \end{aligned} \quad (25)$$

Barra	Disjuntor	Inominal (trafo)	Icarga	Icc3 ϕ	Icc ϕ T
185	11T1	523	378,3	4212	4812,6
	11T2	523	313,4	3486	3982,9
186	11T3	523	525,71	3850	4411
	11T4	523	545,1	3992	4573,6

Tabela 6 – Dados dos relés dos disjuntores.

Como o objetivo é proteger o transformador contra sobrecarga e curto circuitos a corrente nominal do trafo será utilizada nos cálculos para determinar a relação do TC e para determinar o TAP do relé. Neste caso o parâmetro k' será considerado como 1,2.

A seguir os cálculos serão realizados para o relé ligado ao trafo 11T4, que é do tipo CO-8 com curva normalmente inversa.

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal TC } 11T4} \geq \frac{4573,6}{20} = 228,68 \\ I_{p \text{ nominal TC } 11T4} \geq 1,2 \cdot 523 = 627,55 \end{array} \right\} \Rightarrow \cancel{700}$$

As relações permitidas pelo relé instalado são: 400 ou 800. Portanto a nossa escolha foi pela relação de 800. As relações permitidas no TC's e os tipos de relés existentes encontram-se no anexo D.

$$RTC_{TC11T4} = \frac{800}{5} = 160$$

$$\left. \begin{array}{l} 1,2 \cdot \frac{523}{160} \leq I_{ajuste \ relé \ 11T4} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{3992}{1,5 \cdot 160} \\ 3,92 \leq I_{ajuste \ relé \ 11T4} \leq 14,40 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T4} = 4$$

$$M_{11T4} = \frac{3992}{160 \cdot 4} = 6,23$$

É um padrão de empresa não ativar o instantâneo dos relés dos trafos.

$$I_{INST11T4} = DESL. \} \text{Padrao}$$

A coordenação do tempo de atuação deste relé em relação aos relés dos alimentadores da barra 186 é feita considerando uma defasagem de tempo de 0,4s. Conforme a equação 22 o tempo mínimo de atuação deste relé será:

$$\left. \begin{array}{l} t_{rele \ montante} - t_{rele \ jusante} \geq \Delta t \\ t_{11T4} \geq t_{186} + 0,4 \\ t_{11T4} \geq 0,05 + 0,4 \end{array} \right\} \Rightarrow t_{11T4} = 0,45s$$

De posse do tempo de atuação e de seu múltiplo a curva normalmente inversa é determinada como sendo:

$$c_{11T4} = 1,75(CO-8)$$

Fixada a curva um novo tempo é determinado de acordo com o múltiplo e a curva escolhida.

$$t_{11T4} = 0,55s \} \text{para curva } 1,75$$

Os procedimentos de cálculo apresentados anteriormente para o ajuste do relé de fase do disjuntor 11T4 são os mesmos para o restante dos relés de fase. Porém nos relés restantes suas curvas atendem a equação 16, que é utilizada para determinar as curvas e

os tempos de atuação exatos dos relés. Para os relés restantes não há como desativar o instantâneo, por isso este é ajustado para uma corrente infinita. Na tabela 7 encontram-se os tipos de relés ligados aos disjuntores.

Disjuntor	Tipo de Relé	Curva NI
11T1	PL 250 NI	Fórmula
11T2	RSAS NI	Fórmula
11T3	PL 250 NI	Fórmula
11T4	CO-8 NI	Curva Fixa

Tabela 7 – Relés de proteção dos trafos

Na tabela 8 encontra-se um resumo dos parâmetros dos relés.

Relé	11T1	11T2	11T3	11T4
RTC	180	180	180	160
Tap	3,5	3,5	3,5	4
Curva	0,13	0,119	0,121	1,75
Tempo (s)	0,47	0,48	0,46	0,55
INST	INF	INF	INF	DESL.

Tabela 8- Resumo dos parâmetros dos relés dos disjuntores dos trafos.

Observando a figura 17 devemos continuar com o ajuste no relé ligado ao disjuntor 12T1. A corrente de carga considerada é a soma das máximas correntes de carga de todos os alimentadores levada para o lado de 69 kV, ou seja, dividida por 5. Determina-se também a corrente nominal dos trafos levadas para o lado de 69kV.

Disjuntor	Inominal (4 trafos)	Icarga
12T1	418,4	352,6

Tabela 9-Dados de carga de 12T1.

O limite de corrente é imposto pelos trafos, assim a corrente de carga no primário será considerada 418,4 A e o parâmetro k' será 1,2. O ajuste do relé ligado ao disjuntor 12T1 deverá ser feito levando em consideração os relés existentes a jusante deste. Portanto os curto circuitos nas barras 186 e 185 irão influenciar nos ajustes dos relés. Para determinar a RTC do TC a corrente de curto circuito trifásica considerada será a maior entre os curto circuitos nas barra 185 e 186, vistas do lado de 69 kV e na barra 180. Para determinar o tap do relé a barra 180 não é levada em consideração, pois os ajustes iniciais deverão ser realizados em relação aos relés a jusante.

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal } TC12T1} \geq \frac{4044,2}{20} = 202,2 \\ I_{p \text{ nominal } TC12T1} \geq 1,2 \cdot 418,4 = 502,04 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal } TC12T1} = 500$$

$$RTC_{TC12T1} = 500/5 = 100$$

O tap será definido em relação à barra 186 (corrente de curto circuito trifásico nesta barra).

$$\left. \begin{array}{l} 1,2 \cdot \frac{418,4}{100} \leq I_{ajuste\ rel\ 12T1} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1568,4}{1,5 \cdot 100} \\ 5,02 \leq I_{ajuste\ rel\ 12T1} \leq 9,05 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{12T1} = 5$$

$$M_{12T1(186)} = \frac{1568}{100 \cdot 5} = 3,1$$

O instantâneo deve ser ajustado em relação ao curto nas três barras: 180, 185 e 186. Para determinar a corrente de ajuste utilizamos a equação 21:

$$I_{ajuste\ inst\ tan\ tan\ eo} = 1,25 \frac{I_{cc3\phi}}{RTC} \quad (21)$$

$$I_{INST12T1(185)} = 1,25 \frac{1539,6}{100} = 19,24$$

$$I_{INST12T1(186)} = 1,25 \frac{1568,4}{100} = 19,6$$

$$I_{INST12T1(180)} = \frac{4044,2}{100} = 40,44$$

Considerando que o relé deve atuar para curtos na barra 180 e nas barras 185 e 186 só quando as proteções destas barras não atuarem. A corrente de ajuste da unidade instantânea deve ser maior que 19,6 e menor que 40,44, neste caso foi escolhido devido a experiência dos projetistas um ajuste de 25 A na unidade instantânea.

A coordenação do relé em relação a barra 185 é a seguinte:

$$\left. \begin{array}{l} t_{12T1} \geq t_{185} + 0,4 \\ t_{12T1} \geq 0,55 + 0,4 \end{array} \right\} \Rightarrow t_{12T1(186)} = 0,95s$$

A curva para este tipo de relé em estudo é fixa, portanto utilizando o conjunto de curvas N.I. fornecidas pelo fabricante temos:

$$c_{12T1} = 2(IFC51B1)$$

$$t_{12T1(186)} = 1,00s \} \text{ para curva 2}$$

Uma vez determinados o tap e a curva do relé, estes não poderão ser modificados.

O próximo passo é verificar o tempo de atuação do relé para um curto na barra 186.

$$M_{12T2(185)} = \frac{1539,6}{100 \cdot 5} = 3,08$$

O tempo é obtido pela curva:

$$t_{12T1(185)}=0,98s \} \text{ para curva 2}$$

O próximo procedimento é verificar o tempo do relé para um curto na barra 180, visto que o tap e a curva já foram fixados, só será preciso determinar o múltiplo e o tempo em relação a esta barra.

$$M_{12T2(180)} = \frac{4044,2}{100 \cdot 5} = 8,09$$

$$t_{12T1(180)}=0,58s \} \text{ para curva 2}$$

Para este ajuste não há relé a jusante, portanto o tempo de 0,58s não precisa ser coordenado com nenhum outro relé.

Os parâmetros do relé ligado ao disjuntor 12D1 devem ser os mesmos do relé do disjuntor 12T1, pois este é um disjuntor de transferência. Sendo um relé do tipo RASAS N.I., sua curva atende a equação 16 sua coordenação será diferente que a do relé 12T1. Seus ajustes estão indicados na tabela 9.

Relé 12D1	
RTC	100
TAP	5
CURVA	0,16
TEMPO(185)	0,98
TEMPO(186)	0,97
TEMPO(180)	0,52
INST	25

Tabela 9 – Ajustes do relé do disjuntor 12D1

O sistema agora em estudo é um sistema em anel de interligação das barras 160 e 180, figura 17. Em cada linha há dois disjuntores denominados disjuntor de partida (160) e disjuntor de chegada (180). Os disjuntores de partida possuem relés de sobrecorrente, que devem estar coordenados com os demais relés de sobrecorrente do sistema a jusante. Um curto na barra 180 será detectado pelos relés de 160 como indicado na figura 18. Ocorrendo um curto em algum ponto entre os relés de chegada e os de partida haverá uma alimentação deste curto por dois caminhos, pois o sistema é em anel. Considere um curto no ponto F indicado na figura 18. Com um ajuste correto o relé de 12J3 PCA irá atuar, porém o relé 12J3 TDB deve atuar para um fluxo contrário ao fluxo normal do sistema. Dessa forma os relés 12J3 e 12J4 de TDB deverão possuir direcionalidade.

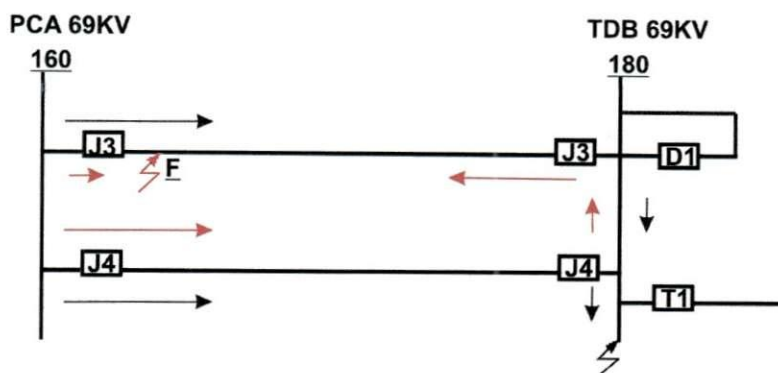


Figura 18 – Sistema em anel entre PCA e TDB.

O procedimento é primeiramente coordenar os relés de sobrecorrente da barra de PCA. Para tanto foram determinadas as correntes máximas nas linhas no período de junho a dezembro de 2004, os dados encontram-se na tabela 10.

Linha	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	MAX
02J3	127	1,26	1,26	185,64	107,34	104,96	110	185,64
02J4	197,46	186,5	194,8	197,76	209,7	108	109	209,7

Tabela 10 – Histórico das correntes em ampéres nas linhas 02J3 e 02J4.

Os relés da barra PCA serão ajustados com os mesmos parâmetros, pois os cabos são iguais e de mesma extensão e os relés são do mesmo tipo. Os critérios para o cálculo dos ajustes são um pouco diferentes dos realizados anteriormente, nesta etapa o conhecimento técnico é essencial e alguns valores são considerados devido à sugestão dos projetistas da empresa.

A corrente máxima registrada nas duas linhas foi de 210 A, caso uma das linhas saia do sistema as cargas podem ser supridas pela outra linha, pois a capacidade nominal do cabo é de 530 A. Para determinar a relação do TC o parâmetro k na equação 9 foi modificado para 2.

$$I_{p \text{ nominal TC}} \geq 2 \cdot I_{\text{carga}} \quad 9 \text{ (modificada)}$$

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal TC12J4}} \geq \frac{5404}{20} = 272 \\ I_{p \text{ nominal TC12J4}} \geq 2 \cdot 210 = 420 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal TC12J4}} = 500$$

$$RTC_{TC12J4} = 500 / 5 = 100$$

No ajuste do TAP a barra de referência para os cálculos será a primeira barra a jusante do relé (Barra 180, figura 17).

$$\left. \begin{aligned}
 (k') I_{\text{no min al carga}} &\leq I_{\text{ajuste rele}} \leq \frac{I_{cc \text{ min}}}{k} \\
 1,5 \cdot \frac{210}{100} &\leq I_{\text{ajuste rele}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2022,1}{100}}{1,5} \\
 3,15 &\leq I_{\text{ajuste rele}} \leq 11,67
 \end{aligned} \right\} \Rightarrow Tap_{12J4} = 4,5$$

O tap 4 não foi escolhido pois acarretaria uma corrente de trip de 400 A, inferior a corrente máxima que iria fluir por uma das linhas caso a outra não estivesse operando (420 A). A meta da proteção é ajustar o sistema considerando sua disposição real (sistema em anel), porém se chegamos a conclusão que o sistema pode vir a funcionar com apenas uma linha não será a proteção que irá impedir esta configuração. Por esta razão que o tap 4,5 foi escolhido. Deve-se deixar claro que os cálculos seguintes serão feitos considerando o sistema em anel, por exemplo, um curto na barra 180 as contribuições serão pelas duas linhas (divisor de corrente).

$$M = \frac{I_{\text{defeito barra 180 s}}}{Tap} = \frac{4044/2}{100 \cdot 4,5} = 4,49$$

$$\left. \begin{aligned}
 t_{\text{rele montante}} - t_{\text{rele jusante}} &\geq \Delta t \\
 t_{12J4} &\geq t_{12T1(180)} + 0,4 \\
 t_{12J4} &\geq 0,58 + 0,4
 \end{aligned} \right\} \Rightarrow t_{12J4} = 0,98s$$

$$c_{12T1} = 0,22(\text{RACIC})$$

$$t_{12J4(180)} = 1,01s \left. \right\} \text{para curva } 0,22$$

Definidos os parâmetros dos relés iremos verificar seu comportamento na ocorrência de um curto no ponto FL indicado na figura 18, na barra 160, 186 e 185.

Ponto FL

$$M = \frac{I_{\text{defeito ponto F}}}{Tap} = \frac{2279,6}{100 \cdot 4,5} = 5,06 \quad t_{12J4(FL)} = 0,93s \left. \right\} \text{para curva } 0,22$$

Barra 160

$$M = \frac{I_{\text{defeito barra 160}}}{Tap} = \frac{5440,1}{100 \cdot 4,5} = 12,01 \quad t_{12J4(160)} = 0,60s \quad \left. \vphantom{\frac{5440,1}{100 \cdot 4,5}} \right\} \text{para curva 0,22}$$

Barra 186

$$M = \frac{I_{\text{defeito barra 186}}}{Tap} = \frac{1568,4/2}{100 \cdot 4,5} = 1,74 \quad t_{12J4(186)} = 2,76s \quad \left. \vphantom{\frac{1568,4/2}{100 \cdot 4,5}} \right\} \text{para curva 0,22}$$

Barra 185

$$M = \frac{I_{\text{defeito barra 185}}}{Tap} = \frac{1539,6/2}{100 \cdot 4,5} = 1,71 \quad t_{12J4(185)} = 2,85s \quad \left. \vphantom{\frac{1539,6/2}{100 \cdot 4,5}} \right\} \text{para curva 0,22}$$

Para um curto nas barras 186 ou 185 o tempo de atuação é muito grande, neste caso o relé perdeu sua sensibilidade para curtos nestes pontos.

Para o ajuste da unidade instantânea as seguintes formulações foram realizadas:

$$I_{INST12T1(185)} = 1,25 \frac{784,2}{100} = 9,6$$

$$I_{INST12T1(180)} = 1,25 \frac{2011,1}{100} = 25,3$$

$$I_{INST12T1(F)} = 1,25 \frac{2279,6}{100} = 28,5$$

$$I_{INST12T1(160)} = \frac{5440,1}{100} = 54,4$$

A corrente de ajuste da unidade instantânea deve ser maior que 28,5 e menor que 54,4, neste caso foi escolhido devido a experiência dos projetistas um ajuste de 30 A na unidade instantânea.

Para finalizar os relés a serem ajustados serão os direcionais pertencentes aos disjuntores 12J3 e 12J4 da barra 180. Estes relés já estão no sistema e nossa meta é ajustar os parâmetros de sobrecorrente, para tanto devemos verificar quais correntes acionam o relé. As correntes em estudo serão a corrente de curto circuito no ponto F e a corrente de curto circuito na barra 180. A polarização definida é a de 90° e o ângulo de máximo torque é de -65°. Na figura 19 a, b e c temos o diagrama fasorial do relé, para as três fases.

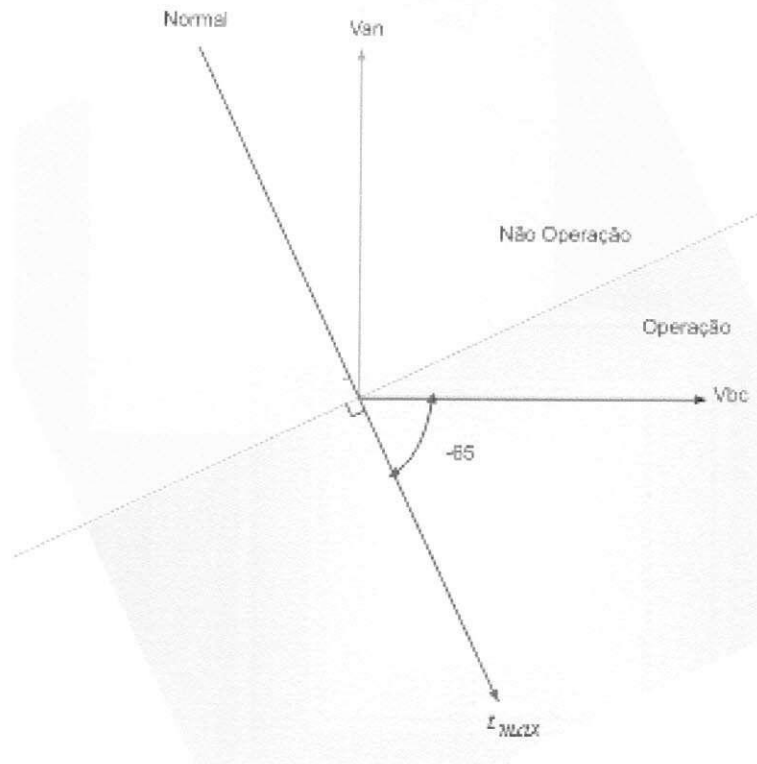


Diagrama Fasorial para Fase A

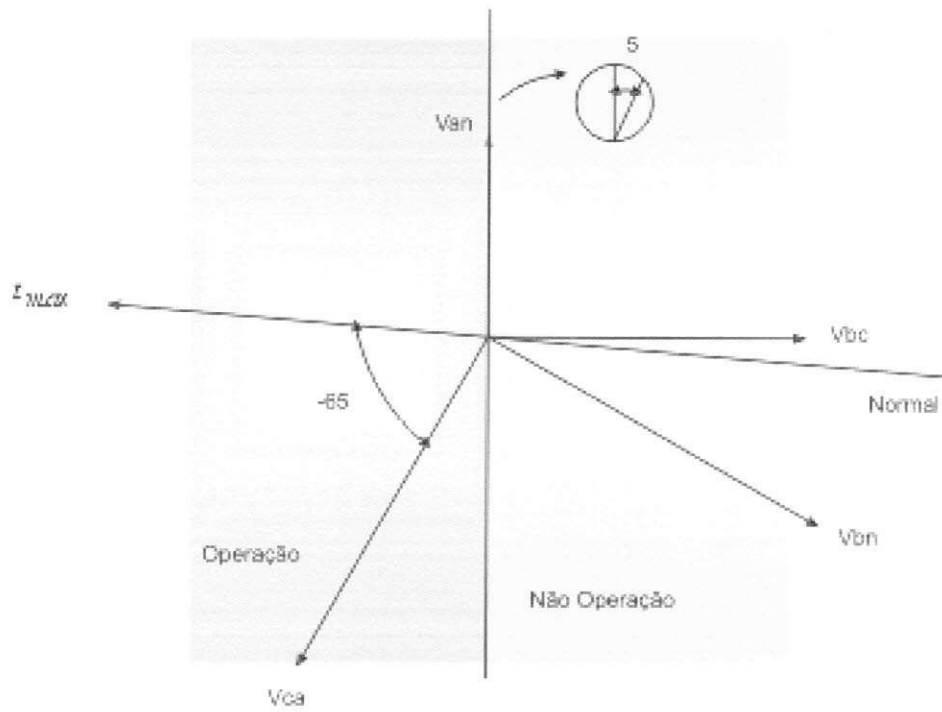


Diagrama Fasorial para Fase B

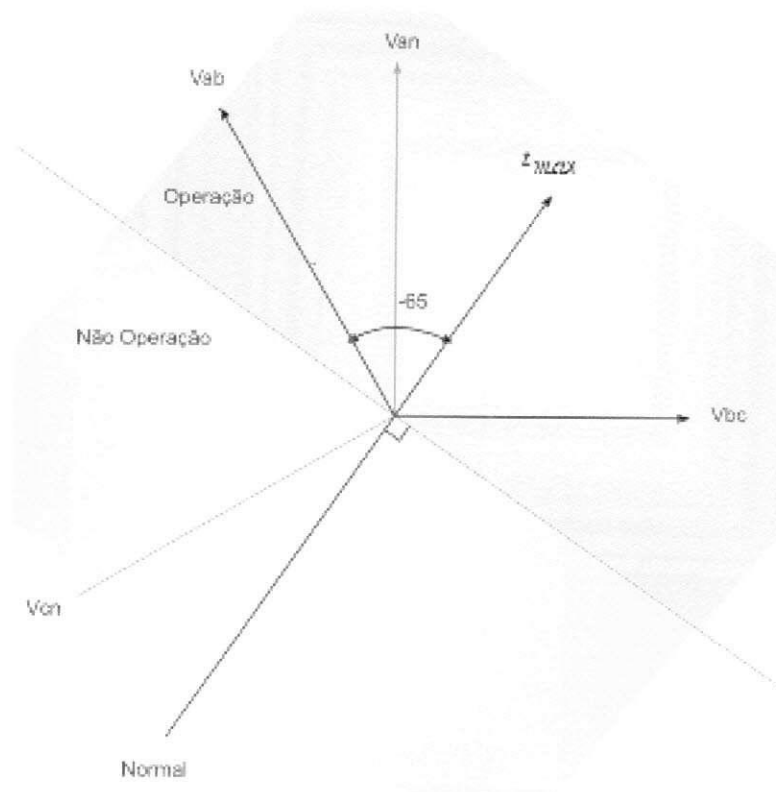


Diagrama Fasorial para Fase C

Figura 19 – Diagramas fasoriais.

Na tabela 11 estão as correntes de curto circuito no ponto F e na barra 180 e se estas correntes acionam o relés.

	Fase A	Fase B	Fase C
F	$2279.6 \angle -67.45$	$2279.6 \angle -187.45$	$2279.6 \angle 52.55$
	Aciona	Aciona	Aciona
Barra 180	$2022 \angle -67.45$	$2022 \angle -187.45$	$2022 \angle 52.55$
	Não Aciona	Não Aciona	Não Aciona

Tabela 11 – Correntes que acionam o relé direcional.

Com estes dados concluímos os parâmetros do relé serão ajustados levando em consideração apenas a corrente de curto circuito no ponto F. A Relação de Transformação do TC é de 500 (mesmo circuito que os reles da barra 160). Os cálculos para determinar os parâmetros do relé são:

$$\left. \begin{array}{l} 1,5 \cdot 210/100 \leq I_{ajuste\ rele} \leq \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 2279,6/100}{1,5} \\ 3,15 \leq I_{ajuste\ rele} \leq 13,16 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{12J4} = 3,5$$

$$M = \frac{I_{defeito\ ponto\ F}}{Tap} = \frac{2279,6}{100 \cdot 3,5} = 6,51$$

$$t_{12J4(F)} = 0,37s \} \text{ para curva } 0,1$$

A unidade instantânea do relé direcional deve ser bastante sensível, na linguagem dos técnicos de ser “doce”.

$$I_{INST12T1(F)} = 1,25 \frac{2279,6}{100} = 28,49$$

Logo o instantâneo deve ser inferior a este valor, o valor escolhido foi de 15 A.

Os ajustes para a unidade de neutro seguem os mesmos passos dos ajustes feitos na unidade de fase. A diferença está nas correntes de falta consideradas que são as de fase-terra.

Outro ponto a se destacar na proteção de neutro é que, para faltas fase-terra ocorridas nas barras de 13,8 kV, os disjuntores localizados em pontos de 69 kV do sistema serão acionados por seus relés de fase e não pelos de neutro, ou seja, faltas fase-terra no secundário do transformador irão sensibilizar os relés de fase, e não os relés de neutro, quando refletidas ao primário. Este fato acontece devido ao tipo de ligação dos transformadores das subestações: delta-estrela aterrada. A corrente que circula pelo relé de neutro no primário do transformador é igual a três vezes a corrente de seqüência zero, $I_n = 3 \cdot I_0$; mas, devido ao circuito de seqüência zero de um transformador delta-estrela aterrada não permitir a passagem de corrente de seqüência zero para o primário, o relé de neutro localizado em 69 kV não é sensibilizado por correntes de faltas fase-terra em 13,8 kV. Assim sendo, nas especificações da proteção de neutro, o tempo de atuação de um disjuntor localizado em 69 kV para faltas fase-terra nas barras de 13,8 kV foi calculado segundo os ajustes pré-definidos do relé de fase de tal disjuntor, sendo o relé de fase, o que é sensibilizado por este tipo de falta. Tal procedimento é indicado com a presença de um símbolo (*) nos cálculos dos múltiplos e dos tempos de atuação. É um padrão da empresa considerar o ajuste do instantâneo de alimentadores com 5 A.

É importante colocar em destaque algumas observações com relação à reflexão de corrente de falta do secundário para o primário dos transformadores. Na proteção de

fase, ao refletir para o lado de 69 kV uma corrente de falta trifásica no lado de 13,8 kV, tal valor de corrente era dividido por cinco, valor este da relação de transformação de um trafo 69/13,8 kV. Já na proteção de neutro, ao refletir para o lado de 69 kV uma corrente de falta fase-terra no lado de 13,8 kV, tal valor de corrente era dividido por cinco e ainda por $\sqrt{3}$, fator extra explicado pela assimetria existente entre as ligações do primário e do secundário do transformador [7].

6. Conclusões

O projeto de conclusão de curso teve como principal função a aplicação dos conhecimentos teóricos adquiridos durante a graduação na análise de um sistema real. Durante todo o projeto foi procurado aliar o conhecimento teórico da universidade ao conhecimento prático dos técnicos da empresa, de forma a encontrar o ajuste ótimo da proteção.

A coordenação realizada na Subestação Trapiche da Barra foi realizada de forma a deixar clara de como é feita esta atividade na CEAL, com este trabalho ficará mais fácil que outros funcionários exerçam esta atividade, que seja feito o aprimoramento das técnicas utilizadas e o embasamento teórico dos funcionários.

7. Bibliografia

- 1- STEVENSON, W. D. J. "Elementos de Análise de Sistemas de Potência" McGraw-Hill do Brasil LTDA, 1978.
- 2- NILSSON, S. A. "Circuitos Elétricos" Rio de Janeiro: Editora LTC, 5ª edição, 1999.
- 3- FILHO, S. M. "Medição de Energia Elétrica" Rio de Janeiro: Editora LTC, 4ª edição, 1997.
- 4- KINDERMANN, G. "Proteção de Sistemas Elétricos de Potência" Florianópolis: Editora do Autor, 1999.
- 5- CAMINHA, A. C. "Introdução à proteção dos sistemas elétricos" Editora Edgard Blücher Ltda., 1977.
- 6- KINDERMANN, G. "Curto-Circuito" Florianópolis: UFSC/EEL/LABPLAN. 3ª edição, 2003.
- 7- ALBUQUQUERQUE, J. M. C. "Estudo de Revisão da Proteção do Sistema Litoral Norte da CEAL" Campina Grande: UFCG/DEE. 2004.
- 8- GUIMARÃES, C. A. M. "Introdução à proteção elétrica: filosofia e relés" Itajubá: UFI/IEE.

Anexos

Anexo A: Memoriais de Cálculo (Especificação de TC's, Ajustes de Proteção da Fase e Ajustes da Proteção de Neutro).

MEMORIAL DE CÁLCULO – ESPECIFICAÇÃO DE TC'S

$$I_{p \text{ nominal TC}} \geq \frac{I_{\text{max curto circuito}}}{F.S.} \quad I_{p \text{ nominal TC}} \geq K \cdot I_{\text{carga}}$$

Trapiche da Barra

Religadores ($F.S. = 20$ $K = 1,5$)

Barra 185

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal TC185}} \geq \frac{8795,5}{20} = 439,8 \\ I_{p \text{ nominal TC185}} \geq 1,5 \cdot 251,3 = 376,9 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal TC185}} = 500$$

$$RTC_{TC185} = 500 / 5 = 100$$

Barra 186

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal TC186}} \geq \frac{8984,6}{20} = 449,23 \\ I_{p \text{ nominal TC186}} \geq 1,5 \cdot 383,5 = 575,25 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal TC186}} = 600$$

$$RTC_{TC186} = 600 / 5 = 120$$

11T1, 11T2, 11T3 e 11T4 ($F.S. = 20$ $K = 1,5$)

11T1

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal TC11T1}} \geq \frac{4812,6}{20} = 240,6 \\ I_{p \text{ nominal TC11T1}} \geq 1,2 \cdot 523 = 627,6 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal TC11T1}} = 900$$

$$RTC_{TC11T1} = 900 / 5 = 180$$

11T2

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal TC11T2}} \geq \frac{3982,9}{20} = 199,1 \\ I_{p \text{ nominal TC11T2}} \geq 1,2 \cdot 523 = 627,6 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal TC11T2}} = 900$$

$$RTC_{TC11T2} = 900 / 5 = 180$$

11T3

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal } TC11T3} \geq \frac{4411}{20} = 220,5 \\ I_{p \text{ nominal } TC11T3} \geq 1,2 \cdot 523 = 627,6 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal } TC11T3} = 900$$

$$RTC_{TC11T3} = 900/5 = 180$$

11T4

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal } TC11T4} \geq \frac{4573,6}{20} = 228,68 \\ I_{p \text{ nominal } TC11T4} \geq 1,2 \cdot 523 = 627,55 \end{array} \right\} \Rightarrow \cancel{700}$$

$$RTC_{TC11T4} = \frac{800}{5} = 160$$

12T1 (F.S. = 20 K = 1,2)

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal } TC12T1} \geq \frac{4044,2}{20} = 202,2 \\ I_{p \text{ nominal } TC12T1} \geq 1,2 \cdot 418,4 = 502 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal } TC11T1} = 500$$

$$RTC_{TC11T1} = 900/5 = 180$$

12D1 (F.S. = 20 K = 1,2)

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal } TC12D1} \geq \frac{4044,2}{20} = 202,2 \\ I_{p \text{ nominal } TC12D1} \geq 1,2 \cdot 418,4 = 502 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal } TC11D1} = 500$$

$$RTC_{TC11D1} = 900/5 = 180$$

12J3 e 12J4 (F.S. = 20 K = 2,0)

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal } TC12J3/J4} \geq \frac{2280}{20} = 420 \\ I_{p \text{ nominal } TC12J3/J4} \geq 2 \cdot 210 = 420 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal } TC12J3/J4} = 500$$

$$RTC_{TC12J3/J4} = 500/5 = 100$$

Pólo Cloro Químico

12J3 e 12J4 (F.S. = 20 K = 2,0)

$$\left. \begin{array}{l} I_{p \text{ nominal } TC12J3/J4} \geq \frac{5404}{20} = 272 \\ I_{p \text{ nominal } TC12J3/J4} \geq 2 \cdot 210 = 420 \end{array} \right\} \Rightarrow I_{p \text{ nominal } TC12J3/J4} = 500$$
$$RTC_{TC12J3/J4} = 500 / 5 = 100$$

MEMORIAL DE CÁLCULO – AJUSTES DOS RELÉS DE FASE

- Unidades Temporizadas

$$(k') I_{\text{nominal carga}} \leq I_{\text{ajuste rele}} \leq \frac{I_{cc \text{ min}}}{k}$$

$$I_{\text{nominal carga}} = \frac{I_{pcarga}}{RTC}$$

$$I_{cc \text{ min}} = \frac{I_{cc2\phi \text{ min}} (\text{final do trecho})}{RTC}, \quad I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3\phi}$$

$$M = \frac{I_{cc3\phi}}{RTC \cdot Tap} \quad T_m = T_j + 0,4$$

- Unidades Instantâneas

$$I_{\text{ajuste instantâneo}} = k_3 \frac{I_{cc3\phi}}{RTC}$$

Trapiche da Barra

Religadores ($k' = k = 1,5$ $k_3 = 1,25$)

TEMP**Barra 185**

$$1,5 \cdot \frac{251,3}{100} \leq I_{\text{ajuste rele185}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot 7698,1}{2 \cdot 1,5 \cdot 100} \left. \vphantom{\frac{251,3}{100}} \right\} \Rightarrow Tap185 = 4 A \quad (400 A)$$

$$3,77 \leq I_{\text{ajuste rele185}} \leq 44,44$$

$$T_{185} = 0,05 \text{ s (padrão)}$$

$$M_{185} = \frac{7698,1}{100 \cdot 4} = 19,24 \left. \vphantom{\frac{7698,1}{100 \cdot 4}} \right\} \Rightarrow \text{curva } 0,5 \text{ (CO-8)} \Rightarrow T_{185} = 0,05 \text{ s (Padrao)}$$

Barra 186

$$1,5 \cdot \frac{383,5}{120} \leq I_{\text{ajuste rele186}} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot 7842,2}{2 \cdot 1,5 \cdot 120} \left. \vphantom{\frac{383,5}{120}} \right\} \Rightarrow Tap186 = 5$$

$$4,49 \leq I_{\text{ajuste rele186}} \leq 37,73$$

$$\left. \begin{array}{l} 4,5 \cdot 120 = 540 > 530 \\ 4 \cdot 120 = 480 \quad OK \end{array} \right\} X \Rightarrow Tap186 = 4 A \quad (480 A)$$

$$\left. \begin{array}{l} T_{186} = 0,05 \text{ s (padrão)} \\ M_{186} = \frac{7842,2}{120 \cdot 4} = 14,52 \end{array} \right\} \Rightarrow \text{curva } 0,5 \text{ (CO-8)} \Rightarrow T_{186} = 0,05 \text{ s(Padrao)}$$

INST

Barra 185

$$I_{aj185} = 10,0 \text{ A (padrão)} \quad INST185 = 10 \text{ A (1000 A)}$$

Barra 186

$$I_{aj186} = 10,0 \text{ A (padrão)} \quad INST186 = 10 \text{ A (1200 A)}$$

11T1, 11T2, 11T3 e 11T4 ($k=1,5$ $k'=1,2$)

TEMP

11T1

$$\left. \begin{array}{l} 1,2 \cdot \frac{523}{180} \leq I_{ajuste\ rele11T1} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{4212}{1,5 \cdot 180} \\ 3,48 \leq I_{ajuste\ rele11T1} \leq 13,5 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T1} = 3,5 \text{ (630 A)}$$

$$M_{11T1} = \frac{4212}{180 \cdot 3,5} = 6,68$$

$$T_{11T1} = 0,45 \text{ s(Padrao)} \Rightarrow \text{curva } 0,13 \text{ (PL 250)} \Rightarrow T_{11T1} = 0,47 \text{ s}$$

11T2

$$\left. \begin{array}{l} 1,2 \cdot \frac{523}{180} \leq I_{ajuste\ rele11T2} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{3486}{1,5 \cdot 180} \\ 3,48 \leq I_{ajuste\ rele11T2} \leq 11,18 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T2} = 3,5 \text{ (630 A)}$$

$$M_{11T2} = \frac{3486}{180 \cdot 3,5} = 5,5$$

$$T_{11T2} = 0,45 \text{ s(Padrao)} \Rightarrow \text{curva } 0,12 \text{ (PL 250)} \Rightarrow T_{11T2} = 0,48 \text{ s}$$

11T3

$$\left. \begin{array}{l} 1,2 \cdot \frac{523}{180} \leq I_{ajuste\ rele11T3} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{3850}{1,5 \cdot 180} \\ 3,48 \leq I_{ajuste\ rele11T3} \leq 13,35 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T3} = 3,5 \text{ (630 A)}$$

$$M_{11T3} = \frac{3850}{180 \cdot 3,5} = 6,1$$

$$T_{11T3} = 0,45 \text{ s(Padrao)} \Rightarrow \text{curva } 0,12 \text{ (PL 250)} \Rightarrow T_{11T3} = 0,46 \text{ s}$$

11T4

$$\left. \begin{array}{l} 1,2 \cdot \frac{523}{160} \leq I_{ajuste\ rele11T4} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{3992}{1,5 \cdot 160} \\ 3,92 \leq I_{ajuste\ rele11T4} \leq 14,40 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T4} = 4 \text{ (640 A)}$$

$$M_{11T4} = \frac{3992}{160 \cdot 4} = 6,23$$

$$T_{11T4} = 0,45 \text{ s(Padrao)} \Rightarrow \text{curva } 1,75 \text{ (CO-8)} \Rightarrow T_{11T4} = 0,55 \text{ s}$$

INST**11T1**

$$INST11T1 = INF$$

11T2

$$INST11T2 = INF$$

11T3

$$INST11T3 = INF$$

11T4

$$INST11T3 = DES$$

12T1 ($k=1,5$ $k'=1,2$ $k_3=1,25$)TEMP

$$\left. \begin{array}{l} 1,2 \cdot \frac{418,4}{100} \leq I_{ajuste\ rele12T1} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1568,4}{1,5 \cdot 100} \\ 5,02 \leq I_{ajuste\ rele12T1} \leq 9,05 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{12T1} = 5 \text{ (500 A)}$$

$$M_{12T2(186)} = \frac{1568,4}{100 \cdot 5} = 3,1$$

$$T_{12T1(186)} = 0,95 \text{ s(Padrao)} \Rightarrow \text{curva } 2,00 \text{ (IFC51B1)} \Rightarrow T_{12T1(186)} = 1,0 \text{ s}$$

$$T_{12T1(185)} = 0,98 \text{ s}$$

$$T_{12T1(180)} = 0,58 \text{ s}$$

INST

$$\left. \begin{aligned} I_{INST12T1(185)} &= 1,25 \frac{1539,6}{100} = 19,24 \\ I_{INST12T1(186)} &= 1,25 \frac{1568,4}{100} = 19,6 \\ I_{INST12T1(180)} &= \frac{4044,2}{100} = 40,44 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \mathbf{INST12T1 = 25}$$

12D1 ($k=1,5$ $k'=1,2$ $k_3=1,25$)

TEMP

$$\left. \begin{aligned} 1,2 \cdot \frac{418,4}{100} \leq I_{ajuste\ rele12D1} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1539,6}{1,5 \cdot 100} \\ 5,02 \leq I_{ajuste\ rele12D1} \leq 8,89 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \mathbf{Tap_{12D1} = 5 \quad (500\ A)}$$

$$M_{12D1(186)} = \frac{1568,4}{100 \cdot 5} = 3,8$$

$$T_{12D1(186)} = 0,95\ s(\text{Padrao}) \Rightarrow \text{curva } 0,16\ (RSAS) \Rightarrow T_{12D1(186)} = 0,97\ s$$

$$T_{12D1(185)} = 0,98\ s$$

$$T_{12D1(180)} = 0,52\ s$$

INST

$$\left. \begin{aligned} I_{INST12D1(185)} &= 1,25 \frac{1539,6}{100} = 19,24 \\ I_{INST12D1(186)} &= 1,25 \frac{1568,4}{100} = 19,6 \\ I_{INST12D1(180)} &= \frac{4044,2}{100} = 40,44 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \mathbf{INST12D1 = 25}$$

12J3, 12J4 ($k = k' = k_2 = 1,5$)

TEMP

$$\left. \begin{aligned} 1,5 \cdot \frac{210}{100} \leq I_{ajuste\ rele12J3/J4} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{2280}{1,5 \cdot 100} \\ 3,15 \leq I_{ajuste\ rele12J3/J4} \leq 13,16 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \mathbf{Tap_{12J3/J4} = 3,5 \quad (350\ A)}$$

$$M_{12J3/J4(F)} = \frac{2280}{100 \cdot 3,5} = 6,51$$

$$T_{12J3/J4(F)} = \text{curva } 0,1\ (RSDE) \Rightarrow T_{12J3/J4(F)} = 0,37\ s$$

INST

$$I_{INST12J3/J4(F)} = 1,25 \frac{2280}{100} = 28,49 \left. \vphantom{I_{INST12J3/J4(F)}} \right\} \Rightarrow \mathbf{INST12J3/J4 = 15}$$

Pólo Cloro Químico

12J3, 12J4 ($k = k' = k_2 = 1,5$)

TEMP

$$\left. \begin{array}{l} 1,5 \cdot \frac{210}{100} \leq I_{ajuste\ rele12J3/J4} \leq \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{2220}{1,5 \cdot 100} \\ 3,15 \leq I_{ajuste\ rele12J3/J4} \leq 11,67 \end{array} \right\} \Rightarrow T_{ap12J3/J4} = 4,5 \quad (450\ A)$$

$$M_{12J3/J4(180)} = \frac{2022}{100 \cdot 4,5} = 4,49$$

$$T_{12J3/J4(180)} = 0,98\ s (\text{Padrao}) \Rightarrow \text{curva } 0,22\ (RACIC) \Rightarrow T_{12J3/J4(180)} = 1,01\ s$$

$$T_{12J3/J4(160)} = 0,60\ s$$

$$T_{12J3/J4(F)} = 0,93\ s$$

$$T_{12J3/J4(185)} = 2,85\ s\ (\text{Sem Sensibilidade})$$

INST

$$\left. \begin{array}{l} I_{INST12J3/J4(180)} = 1,25 \frac{721,7}{100} = 25,28 \\ I_{INST12J3/J4(160)} = \frac{1734,8}{100} = 54,4 \\ I_{INST12J3/J4(F)} = 1,25 \frac{975,7}{100} = 28,49 \\ I_{INST12J3/J4(185)} = 1,25 \frac{879,6}{100} = 9,62 \end{array} \right\} \Rightarrow \mathbf{INST12J3/J4 = 30}$$

MEMORIAL DE CÁLCULO – AJUSTES DOS RELÉS DE NEUTRO

- Unidades Temporizadas

$$(k') I_{\text{nominal carga}} \leq I_{\text{ajuste rele}} \leq \frac{I_{\text{cc1}\phi \text{ no final do trecho}}}{k}$$

$$I_{\text{nominal carga}} = \frac{I_{\text{pcarga}}}{RTC}$$

$$M = \frac{I_{\text{cc1}\phi}}{RTC \cdot Tap} \quad T_m = T_j + 0,4$$

- Unidades Instantâneas

$$I_{\text{ajuste instantâneo}} = k_3 \frac{I_{\text{cc1}\phi}}{RTC}$$

Trapiche da Barra

Religadores ($k' = 0,15$ $k = 1,5$ $k_3 = 1,25$)

TEMP**Barra 185**

$$\left. \begin{array}{l} 0,15 \cdot \frac{251,3}{100} \leq I_{\text{ajuste rele185}} \leq \frac{8795,5}{1,5 \cdot 100} \\ 0,38 \leq I_{\text{ajuste rele185}} \leq 58,64 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{185} = 0,5 A \quad (50A)$$

$$\left. \begin{array}{l} T_{185} = 0,05 \text{ s (padrão)} \\ M_{185} = \frac{8795,5}{100 \cdot 0,5} = 175,9 \end{array} \right\} \Rightarrow \text{curva } 1,0 \text{ (CO-9)} \Rightarrow T_{185} = 0,05 \text{ s(Padrao)}$$

Barra 186

$$\left. \begin{array}{l} 0,15 \cdot \frac{383,5}{120} \leq I_{\text{ajuste rele186}} \leq \frac{8984,6}{1,5 \cdot 120} \\ 0,48 \leq I_{\text{ajuste rele186}} \leq 49,91 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{186} = 0,5 A \quad (60A)$$

$$\left. \begin{array}{l} T_{186} = 0,05 \text{ s (padrão)} \\ M_{186} = \frac{8984,6}{120 \cdot 0,5} = 149,74 \end{array} \right\} \Rightarrow \text{curva } 1,0 \text{ (CO-9)} \Rightarrow T_{186} = 0,05 \text{ s(Padrao)}$$

INST**Barra 185**

$$I_{aj185} = 5,0 \text{ A (padrão)} \quad INST185 = 5 \text{ A (500 A)}$$

Barra 186

$$I_{aj186} = 5,0 \text{ A (padrão)} \quad INST186 = 5 \text{ A (600 A)}$$

11T1, 11T2, 11T3 e 11T4 ($k' = 0,12$ $k = 1,5$)TEMP**11T1**

$$\left. \begin{array}{l} 0,12 \cdot \frac{523}{180} \leq I_{ajuste\ rele11T1} \leq \frac{4812,6}{1,5 \cdot 180} \\ 0,35 \leq I_{ajuste\ rele11T1} \leq 17,82 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T1} = 0,4 \text{ (72 A)}$$

$$M_{11T1} = \frac{4812,6}{180 \cdot 0,4} = 38,6$$

$$T_{11T1} = 0,45 \text{ s(Padrão)} \Rightarrow \text{curva } 1,25 \text{ (PL 250)} \Rightarrow T_{11T1} = 0,45 \text{ s}$$

11T2

$$\left. \begin{array}{l} 0,12 \cdot \frac{523}{180} \leq I_{ajuste\ rele11T2} \leq \frac{3982,9}{1,5 \cdot 180} \\ 0,35 \leq I_{ajuste\ rele11T2} \leq 14,75 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T2} = 0,4 \text{ (72 A)}$$

$$M_{11T2} = \frac{3982,9}{180 \cdot 0,4} = 55,3$$

$$T_{11T2} = 0,45 \text{ s(Padrão)} \Rightarrow \text{curva } 2,0 \text{ (PL 250)} \Rightarrow T_{11T2} = 0,50 \text{ s}$$

11T3

$$\left. \begin{array}{l} 0,12 \cdot \frac{523}{180} \leq I_{ajuste\ rele11T3} \leq \frac{4411}{1,5 \cdot 180} \\ 0,35 \leq I_{ajuste\ rele11T3} \leq 16,34 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T3} = 0,4 \text{ (72 A)}$$

$$M_{11T3} = \frac{4411}{180 \cdot 3,5} = 61,26$$

$$T_{11T3} = 0,45 \text{ s(Padrão)} \Rightarrow \text{curva } 2,0 \text{ (PL 250)} \Rightarrow T_{11T3} = 0,45 \text{ s}$$

11T4

$$\left. \begin{array}{l} 0,12 \cdot \frac{523}{160} \leq I_{ajuste\ rele11T4} \leq \frac{4573,6}{1,5 \cdot 160} \\ 0,39 \leq I_{ajuste\ rele11T4} \leq 19,06 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{11T4} = 0,45 \text{ (72 A)}$$

$$M_{11T4} = \frac{4573,6}{160 \cdot 0,45} = 63,52$$

$$T_{11T4} = 0,45 \text{ s (Padrao)} \Rightarrow \text{curva } 5,0 \text{ (CO-9)} \Rightarrow T_{11T4} = 0,5 \text{ s}$$

INST

11T1

INST11T1 = INF

11T2

INST11T2 = INF

11T3

INST11T3 = INF

11T4

INST11T4 = DES

12T1 ($k=1,5$ $k'=0,12$ $k_3=1,25$)

TEMP

$$\left. \begin{array}{l} 0,12 \cdot \frac{1443,4}{100} \leq I_{ajuste\ rele12T1} \leq \frac{1443,4}{1,5 \cdot 100} \\ 0,5 \leq I_{ajuste\ rele12T1} \leq 9,62 \end{array} \right\} \Rightarrow Tap_{12T1} = 0,5 \text{ (50 A)}$$

$$M_{12T2(180)} = \frac{1443,4}{100 \cdot 0,5} = 28,87$$

$$T_{12T1(180)} = \text{curva } 0,5 \text{ (Menor curva, IFC51B1)} \Rightarrow T_{12T1(180)} = 0,14 \text{ s}$$

$$M_{12T2(185^*)} = \frac{8795,5 / 5 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot 5} = 2,03$$

$$T_{12T1(185^*)} = 1,5 \text{ s (Sem sensibilidade)}$$

$$M_{12T2(186^*)} = \frac{8984,6 / 5 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot 5} = 2,07$$

$$T_{12T1(186^*)} = 1,5 \text{ s (Sem sensibilidade)}$$

INST

$$\left. \begin{aligned} I_{INST12T1(185)} &= 1,25 \frac{1015,6}{100} = 12,7 \\ I_{INST12T1(186)} &= 1,25 \frac{1037,5}{100} = 12,97 \\ I_{INST12T1(180)} &= \frac{1443,4}{100} = 14,43 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \mathbf{INST12T1 = 14} \quad (1400 \text{ A})$$

12D1 ($k = 1,5$ $k' = 0,12$ $k_3 = 1,25$)

TEMP

$$\left. \begin{aligned} 0,12 \cdot \frac{418,4}{100} \leq I_{ajuste\ rele12D1} \leq \frac{1443,4}{1,5 \cdot 100} \\ 0,50 \leq I_{ajuste\ rele12D1} \leq 9,62 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \mathbf{Tap_{12D1} = 0,5} \quad (50 \text{ A})$$

$$M_{12D1(180)} = \frac{1443,4}{100 \cdot 0,5} = 28,87$$

$$T_{12D1(180)} = T_{12D1(180)} = 0,14 \text{ s (Imposto por 12T1)} \Rightarrow \text{curva } 0,07 \text{ (RSAS)}$$

$$T_{12D1(185^*)} = 7,02 \text{ s (Sem sensibilidade)}$$

$$T_{12D1(186^*)} = 5,80 \text{ s (Sem sensibilidade)}$$

INST

$$\left. \begin{aligned} I_{INST12D1(185)} &= 1,25 \frac{1015,6}{100} = 12,7 \\ I_{INST12D1(186)} &= 1,25 \frac{1037,5}{100} = 12,97 \\ I_{INST12D1(180)} &= \frac{1443,4}{100} = 14,43 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \mathbf{INST12D1 = 14} \quad (1400 \text{ A})$$

12J3, 12J4 ($k = k' = k_2 = 1,5$)

TEMP

$$\left. \begin{aligned} 0,15 \cdot \frac{190}{100} \leq I_{ajuste\ rele12J3/J4} \leq \frac{721,7}{1,5 \cdot 100} \\ 0,29 \leq I_{ajuste\ rele12J3/J4} \leq 48,11 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \mathbf{Tap_{12J3/J4} = 0,5} \quad (50 \text{ A})$$

$$M_{12J3/J4(F)} = \frac{957,7}{100 \cdot 0,5} = 19,15$$

$$T_{12J3/J4(F)} = \text{curva } 0,1 \text{ (RSDE)} \Rightarrow T_{12J3/J4(F)} = 0,23 \text{ s}$$

INST

$$I_{INST12J3/J4(F)} = 1,25 \frac{957,7}{100} = 11,97 \Rightarrow \mathbf{INST12J3/J4 = 10}$$

Pólo Cloro Químico

12J3, 12J4 ($k = k_2 = 1,5$ $k' = 0,2$)

TEMP

$$\left. \begin{array}{l} 0,2 \cdot \frac{210}{100} \leq I_{ajuste\ rele12J3/J4} \leq \frac{721,7}{1,5 \cdot 100} \\ 0,42 \leq I_{ajuste\ rele12J3/J4} \leq 4,8 \end{array} \right\} \Rightarrow T_{ap12J3/J4} = 0,5 \quad (50\ A)$$

$$M_{12J3/J4(180)} = \frac{721,7}{100 \cdot 0,5} = 14,43$$

$$T_{12J3/J4(180)} = 0,44\ s(\text{Padrao}) \Rightarrow \text{curva } 0,21\ (\text{RACIC}) \Rightarrow T_{12J3/J4(180)} = 0,46\ s$$

$$T_{12J3/J4(160)} = 0,08\ s$$

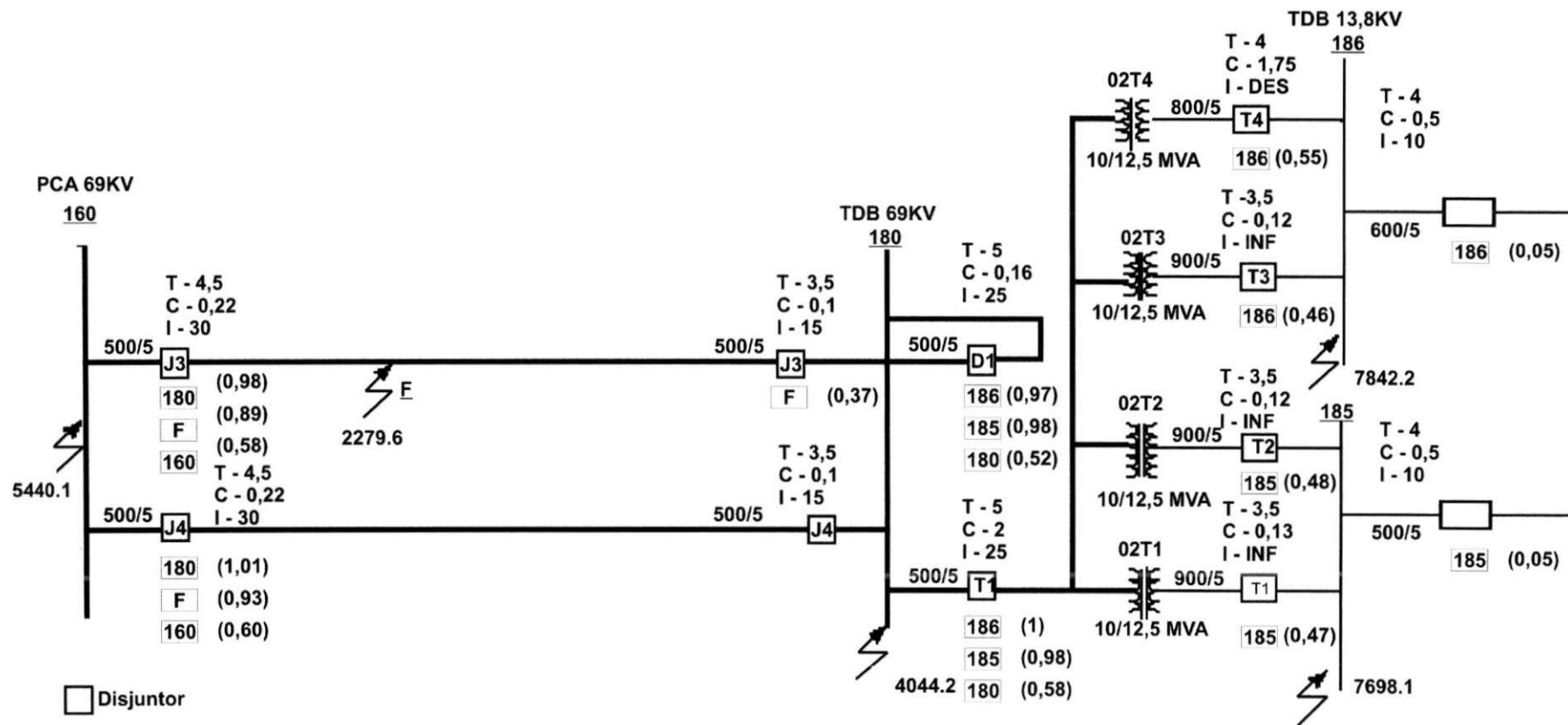
$$T_{12J3/J4(F)} = 0,16\ s$$

$$T_{12J3/J4(185^*)} = 12,15\ s\ (\text{Sem Sensibilidade})$$

INST

$$\left. \begin{array}{l} I_{INST12J3/J4(F)} = 1,25 \frac{\quad}{100} = 28,49 \\ I_{INST12J3/J4(180)} = 1,25 \frac{721,4}{100} = 7,22 \\ I_{INST12J3/J4(160)} = 1,25 \frac{1734,8}{100} = 17,35 \\ I_{INST12J3/J4(185)} = 1,25 \frac{507,8}{100} = 6,35 \end{array} \right\} \Rightarrow \mathbf{INST12J3/J4 = 15}$$

Anexo B: Diagramas Unifilares da Subestação Trapiche da Barra (Incluindo Ajustes da Proteção de Fase e de Neutro).



Disjuntor

DATA: 09/08/05	SISTEMA MCO - EO - TDB/PCA GERAÇÃO MÁXIMA - PROTEÇÃO DE FASE
----------------	---

Anexo C: Dados dos TC's e Relés utilizados

DADOS DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE - RELÉS									
EMPRESA: CEAL - SISTEMA DERIVADO MACEIÓ DATA: 10/08/05									
IDENTIFICAÇÃO EQUIPAMENTO	RELAÇÃO DOS TC's			PROTEÇÃO DE FASE			PROTEÇÃO DE NEUTRO		
	DISP.	EXIST.	SUG.	FABRIC. TIPO/REG	EXIST.	SUG.	FABRIC. TIPO/REG	EXIST.	SUG.
LT:TDB (12J3-TDB)	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	400/5	500/5	SCHLUM RSDE-4100 NI RT:0,5 A 16 I:0,5 a 512 INF	T:2,0 I:10 C: 0,1 D:16-03-99	T:3,5 I:15 C: 0,1 D:09-08-05	SCHLUM RSDE-4100 NI RT:0,5 A 16 I:0,5 a 512 INF	T:0,5 I:5,0 C:0,1 D:16-03-99	T: 0,5 I:10 C:0,1 D:09-08-05
LT:TDB (12J4-TDB)	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	400/5	500/5	SCHLUM RSDE-4100 NI RT:0,5 A 16 I:0,5 a 512 INF	T:2,0 I:10 C: 0,1 D:16-03-99	T:3,5 I:15 C: 0,1 D:09-08-05	SCHLUM RSDE-4100 NI RT:0,5 A 16 I:0,5 a 512 INF	T:0,5 I:5,0 C:0,1 D:16-03-99	T: 0,5 I:10 C:0,1 D:09-08-05
BARRAMENTO (11T1-TDB)	150-300 450-600 900 1200/5	1200/5	900/5	IEC PL250NI	T:3,0 I:INF. C: 0,12 D:16-03-99	T:3,5 I:INF. C: 0,13 D:09-08-05	IEC PL250NI	T:0,4 I:INF. C:1,25 D:16-03-99	T:0,4 I:INF. C:1,25 D:09-08-05
BARRAMENTO (11T2-TDB)	150-300 450-600 900 1200/5	1200/5	900/5	SCHLUMBERGER RSAS-3750 RT:ESC1 a 2 PAS 0,2	T:3,3 C:0,11 I:INF. D:16-03-99	T:3,5 C:0,12 I:INF. D:09-08-05	SCHLUMBERGER RSAS-3750 RT:ESC1 a 2 PAS 0,2	T:1,0 C:2,0 I:INF. D:16-03-99	T:0,4 C:1,1 I:INF. D:09-08-05
BARRAMENTO 11T3-TDB	150-300 450-600 900 1200/5	1200/5	900/5	IEC PL250NI	T:3,33 C:0,1 I:DESL. D:16-03-99	T:3,5 C:0,12 I:INF. D:09-08-05	IEC PL250NI	T:0,7 C:0,8 I:DESL D:16-03-99	T:0,4 C:2,0 I:INF. D:09-08-05

IDENTIFICAÇÃO EQUIPAMENTO	RELAÇÃO DOS TC's			PROTEÇÃO DE FASE			PROTEÇÃO DE NEUTRO		
	DISP.	EXIST.	SUG.	FABRIC. TIPO/REG	EXIST.	SUG.	FABRIC. TIPO/REG	EXIST.	SUG.
BARRAMENTO 11T4-TDB	400 800/5	800/5	800/5	WESTINGHOUSE CO-8-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4-5-6 7-8-10-12 I:6 A 144	T:5,0 C:1,0 I:40 D:16-03-99	T:4,0 C:1,75 I:DESL. D:09-08-05	WESTINGHOUSE CO-9-MI RT:0,5-0,6-0,8 1-1,5-2-2,5 I: 2 a 48	T:1,0 C:5,0 I:40 D:16-03-99	T:0,45 C:5,0 I:DESL. D:09-08-05
TRAFO (12T1-TDB)	50-100 150-200 400-450 500-600/5	400/5	500/5	GE IFC51B-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4 5-6-7-8-10-12 I:6 A 150	T:5,0 C:1,56 I:33 D:16-03-99	T:5,0 C:2,0 I:25 D:09-08-05	GE IFC51B RT:0,5-0,6-0,7 0,8-1-1,2-1,5 2-2,5-3-4 I:5 A 50	T:1,0 C:0,5 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:0,5 I:14 D:09-08-05
SE TDB (12D1-TDB)	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	400/5	500/5	RSAS-3750 NI T; esc 1a2 PAS 0,2 I:4 a 20 Ip a inf.	T:5,0 C:0,12 I:40 D:16-03-99	T:5,0 C:0,16 I:25 D:09-08-05	RSAS-3750 NI T; esc 1a2 PAS 0,2 I:4 a 20 Ip a inf.	T:1,0 C:0,1 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:0,07 I:14 D:09-08-05
ALIMENTADOR (21Y1-TDB) SÃO SEBASTIÃO PRADO CENTRO	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	500/5	500/5	WESTINGHOUSE CO-8-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4 5-6-7-8-10-12 I:6 A 144	T:5,0 C:0,5 I:10 D:16-03-99	T:4,0 C:0,5 I:10 D:09-08-05	WESTINGHOUSE CO-9-MI RT:0,5-0,6-0,8 1-1,5-2-2,5 I:2 A 48	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:09-08-05

IDENTIFICAÇÃO EQUIPAMENTO	RELAÇÃO DOS TC's			PROTEÇÃO DE FASE			PROTEÇÃO DE NEUTRO		
	DISP.	EXIST.	SUG.	FABRIC. TIPO/REG	EXIST.	SUG.	FABRIC. TIPO/REG	EXIST.	SUG.
ALIMENTADOR (21Y2TDB) TRAPICHE PRADO CENTRO	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	500/5	500/5	WESTINGHOUSE CO-8-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4 5-6-7-8-10-12 I:6 A 144	T:5,0 C:0,5 I:10 D:16-03-99	T:4,0 C:0,5 I:10 D:09-08-05	WESTINGHOUSE CO-9-MI RT:0,5-0,6-0,8 1-1,5-2-2,5 I:2 A 48	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:09-08-05
ALIMENTADOR (21Y3-TDB) PONTA GROSSA LEVADA MERCADO	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	500/5	600/5	WESTINGHOUSE CO-8-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4 5-6-7-8-10-12 I:6 A 144	T:5,0 C:0,5 I:10 D:16-03-99	T:4,0 C:0,5 I:10 D:09-08-05	WESTINGHOUSE CO-9 RT:0,5-0,6-0,8 1-1,5-2-2,5 I:2 A 48	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:09-08-05
ALIMENTADOR (21Y4-TDB) JOAQUIM LEÃO VIRGEM DOS POBRES TRAPICHE	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	500/5		WESTINGHOUSE CO-8-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4 5-6-7-8-10-12 I:2 A 48	T:5,0 C:0,5 I:10 D:16-03-99	T:4,0 C:0,5 I:10 D:09-08-05	WESTINGHOUSE CO-9-MI RT:0,5-0,6-0,8 1-1,5-2-2,5 I:2 A 48	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:09-08-05
ALIMENTADOR (21Y5-TDB) PONTA GROSSA CENTRO FAROL	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	500/5		WESTINGHOUSE CO-8-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4 5-6-7-8-10-12 I:2 A 48	T:5,0 C:0,5 I:10 D:16-03-99	T:4,0 C:0,5 I:10 D:09-08-05	WESTINGHOUSE CO-9-MI RT:0,5-0,6-0,8 1-1,5-2-2,5 I:2 A 48	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:09-08-05

IDENTIFICAÇÃO EQUIPAMENTO	RELAÇÃO DOS TC's			PROTEÇÃO DE FASE			PROTEÇÃO DE NEUTRO		
	DISP.	EXIST.	SUG.	FABRIC. TIPO/REG	EXIST.	SUG.	FABRIC. TIPO/REG	EXIST.	SUG.
ALIMENTADOR (21Y6-TDB) PONTA GROSSA VERGEL	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	500/5		WESTINGHOUSE CO-8-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4 5-6-7-8-10-12 I:2 A 48	T:5,0 C:0,5 I:10 D:16-03-99	T:4,0 C:0,5 I:10 D:09-08-05	WESTINGHOUSE CO-9-MI RT:0,5-0,6-0,8 1-1,5-2-2,5 I:2 A 48	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:09-08-05
ALIMENTADOR (21Y7-TDB) PONTAL;DETRAN BARRA NOVA MASSAGUEIRA FRANCÊS	50-100 150-200 250-300 400-450 500-600/5	500/5		WESTINGHOUSE CO-8-I RT:1-1,2-1,5-2 2,5-3-3,5-4 5-6-7-8-10-12 I:2 A 48	T:5,0 C:0,5 I:10 D:16-03-99	T:4,0 C:0,5 I:10 D:09-08-05	WESTINGHOUSE CO-11-EI RT:0,5-0,6-0,8 1-1,5-2-2,5 I:2 A 48	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:16-03-99	T:0,5 C:1,0 I:5,0 D:09-08-05

Anexo D: Dados dos Transformadores da Subestação

Companhia Energética de Alagoas – CEAL											
SUBESTAÇÃO	BARRA	TRANSFORMADORES									
		CÓD.	LN	VF	FABR/ANO	tap atual	tap(pu)	REATÂNCIA			
SE 69/13,8kV - TRAPICHE	TDB1	02T1	10,00	12,50	Induselet/1980	4	63825	0,925	6,24%	10,00	62,40%
		02T2	10,00	12,50	Toshiba/1990	4	63825	0,925	7,54%	10,00	75,40%
	TDB2	02T3	10,00	12,50	Toshiba/1991	5	63825	0,925	6,75%	10,00	67,50%
		02T4	10,00	12,50	Induselet/1977	4	63825	0,925	6,51%	10,00	65,10%

Anexo E: Dados das linhas de transmissão da Subestação



Companhia Energética de Alagoas – CEAL

PARÂMETROS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO - 69 KV

CÓDIGO	LINHA	CONDUTOR		(KM)	CORRENTE		CARREGAMENTO		SEQUÊNCIA POSITIVA			SEQUÊNCIA ZERO	
					NOMINAL (A)	OPERAC. (A)	NOMINAL (MVA)	OPERAC. (MVA)	RESISTENCIA (%)	REATÂNCIA (%)	ADMITÂNCIA (%)	RESISTENCIA (%)	REATÂNCIA (%)
02J3	PCA/TRAPICHE	336,4	MCM-CAA	10,30	530	387	63,34	46,30	4,11413	9,90386	0,17552	7,96149	37,18939
02J4	PCA/TRAPICHE	336,4	MCM-CAA	10,30	530	387	63,34	46,30	4,11413	9,90386	0,17552	7,96149	37,18939

Anexo F: Arquivo de Entrada do Programa CURTO

MCOMAX.DAT G.MAX. DZ/03 COM TBM,CZA,BBE,PJA,PNO,PCA,TDB(03
 TRAF0 E 01 TT)

582 MCO/ CHESF69 69000
 100 SEC.TABUL 69 69000
 141 TBM-FL-J1 69 69000
 105 TABULEIRO 13 13800
 106 TABULEIRO 13 13800
 140 PINHEIRO 69 69000
 142 PNO-LA-J1 69 69000
 145 PINHEIRO1 13 13800
 146 PINHEIRO2 13 13800
 147 PINHEIRO3 13 13800
 120 C.D.ALMAS 69 69000
 126 C.D.ALMAS 13 13800
 180 TRAPICHE 69 69000
 185 TRAPICHE 13 13800
 186 TRAPICHE 13 13800
 160 P C A 69 69000
 182 TDB-LA-J3 69 69000
 181 PCA-FL-J4 69 69000
 161 PCA-LA-P3 69 69000
 162 PCA-FL-P2 69 69000
 165 PCA 13 13800
 166 PCA 13 13800
 170 C P C 69 69000
 175 C P C 13 13800
 130 PAJUCARA 69 69000
 135 PAJUCARA 13 13800
 136 PAJU?ARA 13 13800
 110 BEN.BENTES69 69000
 115 BEN.BENTES13 13800
 121 CZAFC/FLJ769 69000
 101 TBMFLJ4 69 69000
 122 CZAFCJ3J4 69 69000
 123 CZALAJ4 69 69000
 113 BBELAJ8 69 69000
 102 TBM-FLJ8 69 69000
 111 BBFLJ7 69 69000
 114 CZABBELAJ769 69000

9999

1000 REFERENCIA

9999

1000 582 027 695 8402 ZMAXMCO
 582 100 1 006 040 023 160 MCOTBML1
 582 100 2 006 040 023 160 MCOTBML2
 582 100 3 006 040 023 160 MCOTBML3
 100 105 1 6240999999999999 TTBM02T1
 100 105 2 7830999999999999 TTBM02T2
 100 106 1 7910999999999999 TTBM02T3
 100 106 2 4010999999999999 TTBM02T4

1000	105	1	999999999999	6240	TTBM02T1
1000	105	2	999999999999	7830	TTBM02T2
1000	106	1	999999999999	7910	TTBM02T3
1000	106	2	999999999999	4010	TTBM02T4
100	140	1	415 1000 804 3755		STPN02J2
100	140	2	342 824 662 3094		STPN02J1
100	142	1	415 1000 804 3755		STPNFCJ2
142	141	1	342 824 662 3094		STPNFLJ1
140	145	1	6620999999999999		TPNO02T2
140	145	2	6650999999999999		TPNO02T2
1000	145	1	999999999999	6620	TPNO02T2
1000	145	2	999999999999	6650	TPNO02T2
140	146	1	4035999999999999		TPNO02T1
1000	146	1	999999999999	4035	TPNO02T1
140	147	1	4015999999999999		TPNO02T3
1000	147	1	999999999999	4015	TPNO02T3
120	126	1	6460999999999999		TCZA02T4
120	126	2	4000999999999999		TCZA02T3
120	126	3	6680999999999999		TCZA02T1
1000	126	1	999999999999	6460	TCZA02T4
1000	126	2	999999999999	4000	TCZA02T3
1000	126	3	999999999999	6680	TCZA02T1
100	120	1	455 1510 1059 5790		STCZ02J4
100	120	2	443 1469 1031 5636		STCZ02J3
100	110	1	252 607 488 2278		STBB02J8
110	120	1	385 928 746 3484		BBCZ02J7
110	115	1	6133999999999999		TBBE02T1
1000	115	1	999999999999	6133	TBBE02T1
120	130	1	142 488 333 1839		CZPJ02J5
130	135	1	6860999999999999		TPJA02T1
130	136	1	6787999999999999		TPJA02T2
1000	135	1	999999999999	6860	TPJA02T1
1000	136	1	999999999999	6787	TPJA02T2
100	160	1	654 1576 1267 5918		STPC02P2
100	160	2	654 1576 1267 5918		STPC02P3
100	161	1	654 1576 1267 5918		STPC02P2
161	162	2	654 1576 1267 5918		STPC02P3
160	165	1	12600999999999999		TPCA02T1
160	166	2	6389999999999999		TPCA02T2
1000	165	1	999999999999	12600	TPCA02T1
1000	166	2	999999999999	6389	TPCA02T2
160	170	1	022 053 042 198		PCCP02J1
170	175	1	4267999999999999		TCPC
170	175	2	4280999999999999		TCPC
1000	175	1	999999999999	4267	TCPC
1000	175	2	999999999999	4280	TCPC
160	180	1	411 990 796 3719		PCTD02J3
160	180	2	411 990 796 3719		PCTD02J4
160	181	1	411 990 796 3719		PCTDLAJ3
181	182	1	411 990 796 3719		PCTDFLJ4

180	185	1	6420999999999999	1	TTDB02T1
180	185	2	7540999999999999	2	TTDB02T2
180	186	1	6750999999999999		TTDB02T3
180	186	2	6510999999999999		TTDB02T4
1000	185	1	9999999999999999	6420	TTDB02T1
1000	185	2	9999999999999999	7540	TTDB02T2
1000	186	1	9999999999999999	6750	TTDB02T3
1000	186	2	9999999999999999	6510	TTDB02T4
100	121	1	455 1510 1059 5790		CZAJ4FLJ7
100	121	2	443 1469 1031 5636		CZAJ3FLJ7
121	111	1	385 928 746 3484		CZA/BBEFLJ7
160	182	1	411 990 796 3719		PCTD02J3
182	181	1	411 990 796 3719		PCTD02J4
100	122	1	443 1469 1031 5636		CZAJ3FLJ8
100	122	2	455 1510 1059 5790		CZAJ4FLJ8
122	114	1	385 928 746 3484		CZA/BBEJ7
114	102	1	252 607 488 2278		CZA/BBEFLJ8
100	123	1	443 1469 1031 5636		TBMFLJ4
123	101	1	455 1510 1059 5790		TBMFLJ4
113	123	1	385 928 746 3484		TBMFCFLJ4
100	113	1	252 607 488 2278		TBMFCFLJ4

9999

0001 0002 001 001 1

9999

0.0

9999

P/C DA LINHA 01

0160 1

0165 1

0166 1

0180 1

0185 1

0186 1

9999