
Estudo Comparativo da Coordenação de Relés de Sobrecorrente
Direcionais no Domínio Estático e no Domínio Dinâmico

Murilo Atique Claudio

Estudo Comparativo da Coordenação de Relés de Sobrecorrente Direcionais no Domínio Estático e no Domínio Dinâmico

Murilo Atique Claudio

***Orientador:* Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Jr.**

Monografia apresentada ao Escola de Engenharia de São Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

USP – São Carlos
Novembro de 2017

C634e Claudio, Murilo Atique
Estudo Comparativo da Coordenação de Relés de
Sobrecorrente Direcionais no Domínio Estático
e no Domínio Dinâmico / Murilo Atique Claudio;
orientador José Carlos de Melo Vieira Jr.. - São Carlos
- SP, 2017.
78 p.

Monografia (Engenheiro - Eletricista) - Escola de
Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo,
2017.

1. análise estática. análise dinâmica. coordenação
da proteção. proteção. relés de sobrecorrente
direcionais. cálculo de curto-circuito.. I. Jr., José
Carlos de Melo Vieira, orient. II. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Murilo Atique Claudio

Título: “Estudo comparativo da coordenação de relés de sobrecorrente direcionais no domínio estático e no domínio dinâmico”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 27 / 11 / 2017,

com NOTA 9,0 (nove , zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - SEL/EESC/USP

*Mestre Wellington Maycon Santos Bernardes - Doutorando -
SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

RESUMO

MURILO, A. C.. **Estudo Comparativo da Coordenação de Relés de Sobrecorrente Direcionais no Domínio Estático e no Domínio Dinâmico**. 2017. 78 f. Monografia (Engenheiro Eletricista) – Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP), São Carlos – SP.

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise comparativa entre das abordagens estática e dinâmica para solucionar o problema de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais, instalados em linhas de transmissão de energia elétrica. O problema da coordenação dos relés consiste em obter ajustes de tempo e corrente capazes de garantir a correta coordenação dos pares de relés principais e retaguarda. As simplificações inerentes ao processo estático de estudo de cálculo de curto-circuito resultam em ajustes de tempo e corrente conservadores para um sistema elétrico de potência também simplificado, não correspondendo necessariamente às necessidades do sistema real. Tendo em vista validar o uso efetivo desses ajustes no domínio dinâmico, que leva em consideração aspectos mais realista do sistema elétrico de potência, fez-se uso de um *software* que determina os ajustes por meio de um processo de otimização baseado em algoritmos evolutivos e utilizados nas análises realizadas no *software* PowerFactory. Dentro do *software* comercial PowerFactory, simulou-se o sistema elétrico de potência no domínio estático e dinâmico, permitindo assim realizar comparações dos resultados nos dois domínios. Por meio dessas comparações, pode-se concluir sobre o uso dos ajustes obtidos por simulações estáticas no domínio dinâmico, baseado nos erros encontrados entre as duas filosofias.

Palavras-chave: análise estática. análise dinâmica. coordenação da proteção. proteção. relés de sobrecorrente direcionais. cálculo de curto-circuito..

ABSTRACT

MURILO, A. C.. **Estudo Comparativo da Coordenação de Relés de Sobrecorrente Direcionais no Domínio Estático e no Domínio Dinâmico**. 2017. 78 f. Monografia (Engenheiro Eletricista) – Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP), São Carlos – SP.

This work aimed the goal to do a comparative analysis between the static and dynamic approaches to solve the directional overcurrent relays coordination problem, installed in power transmission lines. This problem consists in obtaining the settings that ensure the correct coordination between the main and backup relays. The simplifications inherent of the static short circuit approach result in conservative settings, not necessarily corresponding to the necessities of the real system. To validate the use of this adjustments in the dynamic domain, that utilize more realistic aspects of the electrical power system, has been made use of a software that obtain this adjustments throughout an optimization process based in evolutive algorithms and utilized in the analysis made in the *software* PowerFactory. The commercial software PowerFactory was utilized to simulate the electrical power system in both domains, static and dynamic, allowing the comparison of both approaches. This comparison resulted in conclusions about the use of settings obtained with static analysis in the dynamic domain, based in the errors encountered between the two philosophies.

Key-words: static analysis. dynamic analysis. protection coordination. protection. directional overcurrent relays. shorccircuit analysis..

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Subsistema de proteção (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007) . . .	17
Figura 2 – Exemplo de zonas de proteção delimitadas (PHADKE; THORP, 1990) . . .	18
Figura 3 – Trecho radial de um sistema elétrico de potência. Adaptado (PHADKE; THORP, 1990)	19
Figura 4 – Trecho de um sistema elétrico malhado	20
Figura 5 – Correntes de curto-circuito em função da localização da falta F2 (NEGRAO, 2015)	20
Figura 6 – Sistema malhado com relés direcionais de sobrecorrente	21
Figura 7 – Exemplo de coordenograma entre par de relé principal e retaguarda	24
Figura 8 – Exemplo de coordenograma com efeito dos ajustes de tempo e corrente. Adaptado (NEGRAO, 2015)	26
Figura 9 – Trecho do sistema elétrico de potência em estudo	32
Figura 10 – Trecho do sistema elétrico de potência em estudo	33
Figura 11 – Relação das correntes de curto-circuito trifásico máximo no relé principal .	35
Figura 12 – Relação das correntes de curto-circuito trifásico máximo no relé de retaguarda	36
Figura 13 – Relação das correntes de curto-circuito fase-terra máximo no relé principal .	38
Figura 14 – Relação das correntes de curto-circuito fase-terra máximo no relé de retaguarda	39
Figura 15 – Diferença entre os intervalos de coordenação estático e dinâmico	46
Figura 16 – Diferença entre corrente de curto-circuito trifásica nas barras dos relés de principais no domínio estático e dinâmico	47
Figura 17 – Diferença entre corrente de curto-circuito trifásica nas barras dos relés de retaguarda no domínio estático e dinâmico	48
Figura 18 – Corrente de curto-circuito no relé R6 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R6	49
Figura 19 – Corrente de curto-circuito no relé R9 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R6	49
Figura 20 – Corrente de curto-circuito no relé R9 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R6, considerando falha no relé principal R6	50
Figura 21 – Corrente de curto-circuito no relé R4 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R6, considerando falha no relé principal R6	50
Figura 22 – Corrente de curto-circuito no relé R8 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R8	51

Figura 23 – Corrente de curto-circuito no relé R1 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R8	52
Figura 24 – Corrente de curto-circuito no relé R1 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R8, considerando falha no relé principal R8	52
Figura 25 – Corrente de curto-circuito no relé R6 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R8, considerando falha no relé principal R8	53
Figura 26 – Corrente de curto-circuito no relé R10 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R8, considerando falha no relé principal R8	53
Figura 27 – Curva de atuação par R1-R5	65
Figura 28 – Curva de atuação par R5-R8	66
Figura 29 – Curva de atuação par R6-R4	66
Figura 30 – Curva de atuação par R8-R1, R8-R6 e R8-R10	67
Figura 31 – Curva de atuação par R10-R9	67
Figura 32 – Corrente de curto-circuito no relé R1 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R1	68
Figura 33 – Corrente de curto-circuito no relé R5 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R1, considerando falha no relé principal R1	68
Figura 34 – Corrente de curto-circuito no relé R5 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R5	69
Figura 35 – Corrente de curto-circuito no relé R8 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R5, considerando falha no relé principal R5	69
Figura 36 – Corrente de curto-circuito no relé R10 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R10	70
Figura 37 – Corrente de curto-circuito no relé R4 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R10	70
Figura 38 – Corrente de curto-circuito no relé R4 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R10, considerando falha no relé principal R10	71
Figura 39 – Corrente de curto-circuito no relé R9 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo <i>close-in</i> na barra do relé R10, considerando falha no relé principal R10	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultado da coordenação do laço 1,2,3 e 4	21
Tabela 2 – Constantes K_1, K_2 e K_3 para curvas padronizadas ANSI	25
Tabela 3 – Resultados para curto-circuito trifásico <i>close in</i> - Programa desenvolvido por pesquisadores do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP	34
Tabela 4 – Resultados para curto-circuito trifásico <i>close in</i> - PowerFactory ANSI	34
Tabela 5 – Resultados para curto-circuito trifásico <i>close in</i> - PowerFactory IEC	35
Tabela 6 – Resultado das variações médias obtidos para curtos trifásicos <i>close-in</i>	36
Tabela 7 – Resultados para curto-circuito fase-terra <i>close in</i> - Programa desenvolvido por pesquisadores do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP	37
Tabela 8 – Resultados para curto-circuito fase-terra <i>close in</i> - PowerFactory ANSI	37
Tabela 9 – Resultados para curto-circuito fase-terra <i>close in</i> - PowerFactory IEC	38
Tabela 10 – Resultado das variações médias obtidos para curtos-circuitos fase-terra	39
Tabela 11 – Pares de Relés Estudados	41
Tabela 12 – Dados dos relés utilizados	41
Tabela 13 – Resultado simulação curto-circuito trifásico	42
Tabela 14 – Ajustes de corrente e tempo dos relés	42
Tabela 15 – Tempos de atuação curto-circuito estático PowerFactory	43
Tabela 16 – Atuação e tempo para faltas do tipo <i>close-in</i> na barra do relé principal	44
Tabela 17 – Atuação e tempo para faltas do tipo <i>close-in</i> na barra do relé principal na falha do relé principal	45
Tabela 18 – Intervalo de coordenação curto-circuito dinâmico PowerFactory	45
Tabela 19 – Diferença intervalo de coordenação estático e dinâmico	46
Tabela 20 – Comparação entre corrente de curto-circuito trifásica nas barras dos relés principais no domínio estático e dinâmico	47
Tabela 21 – Comparação entre corrente de curto-circuito trifásica nas barras dos relés de retaguarda no domínio estático e dinâmico	47
Tabela 22 – Dados dos Transformadores do SEP	59
Tabela 23 – Dados dos Barramentos do SEP	60
Tabela 24 – Dados dos Geradores do SEP	61
Tabela 25 – Dados das LT do SEP	62
Tabela 26 – Dados das Impedâncias Mútuas do SEP	63

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivos	15
1.2	Estrutura do Trabalho	15
2	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	17
2.1	PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	19
2.2	RELÉ DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE	20
2.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.4	ANÁLISE GERAL: PROBLEMA DA COORDENAÇÃO DOS RELÉS	23
2.4.1	MODELAGEM MATEMÁTICA DA COORDENAÇÃO DOS RELÉS	24
2.4.1.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	24
2.4.2	TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO BASEADA METAHEURÍSTICA EPSO	28
3	MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	31
3.1	MODELAGEM POWERFACTORY	32
3.1.1	VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS DE CURTO-CIRCUITO	32
4	RESULTADOS	41
4.1	ESTUDO CURTO-CIRCUITO ESTÁTICO	41
4.2	ESTUDO CURTO-CIRCUITO DINÂMICO	43
4.2.1	CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO	46
4.2.2	COORDENAÇÃO DOS RELÉS	48
4.2.2.1	Par R6-R4	48
4.2.2.2	Par R8-R1/R6/R10	51
4.2.2.3	Par R10-R9	54
5	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS	57
6	APÊNDICE 1	59
6.1	DADOS DOS TRANSFORMADORES	59
6.2	DADOS DOS BARRAMENTOS	59

6.3	DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	61
6.4	DADOS DAS IMPEDÂNCIAS MÚTUAS	63
7	APÊNDICE 2	65
7.1	CURTO-CIRCUITO ESTÁTICO	65
7.2	CURTO-CIRCUITO DINÂMICO	67
7.2.1	<i>Par R1-R5</i>	68
7.2.2	<i>Par R5-R8</i>	69
7.2.3	<i>Par R10-R9</i>	70
8	APÊNDICE 3	73

INTRODUÇÃO

Um sistema elétrico de potência representa um grande investimento. Desse modo, para promover o máximo de retorno possível, todo o sistema deve se manter em contínua operação com o mínimo de interrupções. Dentre as perturbações e anomalias mais comuns, pode-se citar: curtos-circuitos, erros causados por falhas de operações, descargas elétricas, equipamentos incorretamente ajustados, defeituosos ou deteriorados, entre outras.

Dentro do sistema elétrico de potência a maior parte das faltas ocorre nas linhas de transmissão, sendo em muitos casos, provenientes tanto de descargas elétricas quanto de queimadas responsáveis por aquecerem demasiadamente o ar e assim o ionizando e criando um caminho da corrente para a terra. Desse modo, o principal tipo de falta que atinge as linhas de transmissão envolve a terra, sendo: 67% fase-terra, 25% bifásicas, 5% trifásicas e somente 3% bifásicas-terra (TLEIS, 2008).

Por não ser viável projetar um sistema a prova de qualquer tipo de falha, deve-se projetar para que possa rapidamente detectar condições anormais e com a mesma rapidez retornar a operar em suas condições normais (ANDERSON, 1999). Assim, pode-se resumir as principais funções de um sistema de proteção em: proteger não só todo o sistema elétrico, visando manter sempre o fornecimento de energia, mas também a integridade física de todos os envolvidos, além de reduzir os impactos causados pelas faltas.

É nesse contexto que o sistema de proteção é pensado, composto por uma complexa rede contendo vários dispositivos de proteção, com funções e configurações de operação distintas, devendo manter suas ações coordenadas entre si. Na ocorrência de uma falha em um desses dispositivos de proteção, o sistema deve contar com esquemas de proteção devidamente coordenados entre si, de maneira que haja proteção de retaguarda caso a proteção principal (mais próxima do defeito) falhe. Dessa forma, o sistema de proteção deve ter as seguintes características (BERNARDES, 2013):

- **Sensibilidade:** capacidade do sistema em perceber qualquer tipo de condição anormal de operação;
- **Seletividade:** capacidade do sistema em isolar a menor porção do sistema necessária para retornar à condição normal de operação;
- **Agilidade:** capacidade do sistema em responder rapidamente frente uma condição anormal de operação;
- **Confiabilidade:** probabilidade dos vários elementos que compõem o sistema operarem corretamente quando necessário.

A coordenação dos dispositivos de proteção visa interromper o fornecimento de energia somente aos elementos afetados, além de atuar no menor tempo possível. Baseado nessas premissas, pode-se dizer que os elementos do sistema de proteção estão devidamente coordenados no cenário em que os ajustes desses elementos permitam que o dispositivo mais distante da falta atue no caso do mais próximo falhar.

Dentre os elementos utilizados para a proteção do sistema elétrico de potência, destacam-se os relés de sobrecorrente direcionais empregados em sistemas elétricos malhados. Eles devem ser capazes de isolar partes do sistema baseado no valor de corrente observado. Para a correta coordenação desses elementos é necessário um cálculo prévio dos curtos-circuitos em pontos pré-determinados do sistema e, com base nesses valores, obter ajustes para os relés. Usualmente, essas análises são realizadas com o auxílio de programas computacionais no domínio estático, isto é, analisa-se um determinado instante de tempo utilizando modelos simplificados dos componentes do sistema elétrico. Obtêm-se então, resultados de maneira mais rápida, primando pelo conservadorismo e consequente segurança dos sistemas elétricos.

Por outro lado, as análises de coordenação da proteção também podem ser realizadas utilizando programas computacionais no domínio dinâmico, isto é, os curtos-circuitos são simulados analisando-se a evolução das correntes de falta no tempo. Para tanto, exigem-se modelos mais detalhados dos componentes do sistema elétrico. Devido a isso, as simulações têm maior custo computacional, se comparadas à análise utilizando programas no domínio estático. Diante destas alternativas, torna-se interessante comparar ambas as abordagens (dinâmica e estática) aplicadas ao problema de coordenar relés de sobrecorrente direcionais. Tomando como referência ou base a análise dinâmica, pode-se avaliar se a abordagem estática produz resultados demasiadamente conservadores, determinando e avaliando os erros entre as duas abordagens. Este conhecimento certamente contribuirá na melhoria dos projetos de sistemas de proteção contra sobrecorrente em redes elétricas malhadas.

1.1 Objetivos

O principal objetivo deste projeto de conclusão de curso é realizar uma análise comparativa entre das abordagens estática e dinâmica para solucionar problemas de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais. Alinhado a este objetivo principal, existe a necessidade de cumprir objetivos secundários, tais como a modelagem do mesmo sistema elétrico de potência em dois *softwares*, sendo um deles responsável por fornecer os ajustes de tempo e corrente para os relés, baseados no estudo de curto-circuito estático, enquanto o segundo destinado à simulação destes ajustes, porém com base no estudo de curto-circuito dinâmico.

1.2 Estrutura do Trabalho

A presente monografia está estruturada da seguinte forma:

- **Capítulo 2:** capítulo destinado primeiramente a apresentar a teoria básica e sucinta sobre proteção em sistemas de potência, contemplando conceitos de coordenação e seletividade, proteção de linhas de transmissão e aspectos gerais sobre a estrutura do relé de sobrecorrente direcional. Em seguida, será apresentada uma revisão bibliográfica sobre as principais metodologias na literatura acerca da coordenação de dispositivos de proteção de sobrecorrente. Por fim, uma rápida apresentação da modelagem e solução do problema de coordenação dos relés. Utilizou-se um *software* desenvolvido por pesquisadores do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP, que aplica um algoritmo evolutivo na solução do problema de coordenação.
- **Capítulo 3:** capítulo destinado primeiramente a apresentar brevemente o sistema elétrico de potência utilizado para realizar as análises pertinentes neste trabalho. Em seguida, têm-se os resultados obtidos para os cálculos de curtos-circuitos estáticos realizados no programa desenvolvido no Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP e no PowerFactory, *software* comercial empregado para executar a análise dinâmica para fins de comparação com a estática, assim como uma análise desses resultados.
- **Capítulo 4:** capítulo destinado primeiramente a apresentar os resultados referentes ao estudo de curto-circuito realizado no domínio estático, assim como os ajustes estáticos ideias de tempo e corrente dos relés obtidos e a coordenação dos pares de relés neste domínio. Em seguida, parte-se para o estudo dinâmico, realizando as mesmas análises, porém com base ainda nos mesmos ajustes de tempo e corrente, comparando por fim os resultados dinâmicos com os estáticos.

COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Um sistema de proteção é composto por vários elementos e dispositivos de proteção e seccionamento. Dessa forma, como mencionado anteriormente, para compor esse sistema é necessário a correta coordenação dos dispositivos de proteção. Na Figura 1, tem-se uma possibilidade de arranjo para um subsistema de proteção.

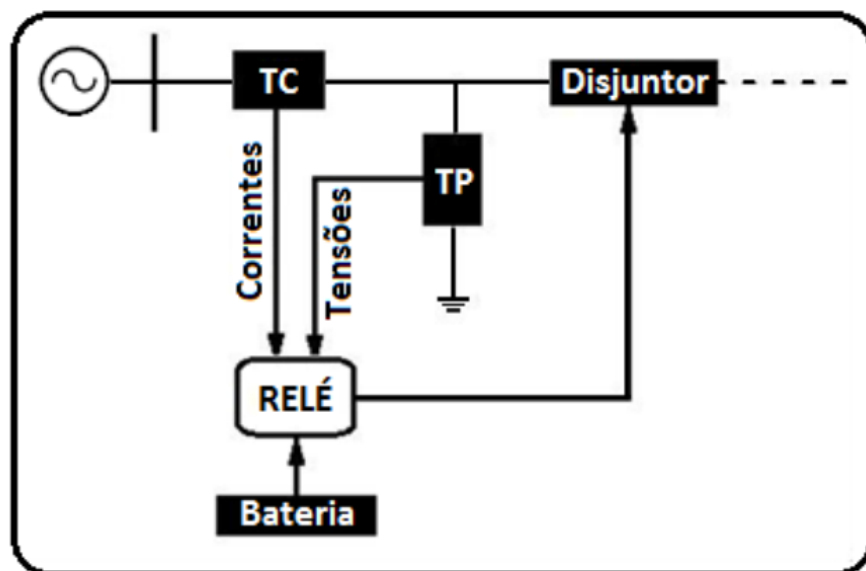


Figura 1 – Subsistema de proteção (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007)

Dentre os elementos observados na Figura 1, cabe ao disjuntor a função de efetivamente extinguir a falta. Normalmente capazes de suportar faltas na ordem de 100kA, contam ainda com mecanismos de extinção de arco e sincronização para realizar sua abertura no momento em que a corrente passa pelo zero (NEGRAO, 2015).

Os transformadores de corrente e potencial, marcados na Figura 1, são representados

pelas siglas TC e TP, respectivamente. A sua função é reduzir os patamares de tensão e corrente para ordens de grandezas suportáveis pelos relés.

Por fim, concentra-se no relé a unidade lógica responsável por decidir a necessidade ou não da abertura do disjuntor em uma eventual situação de falta. Com base em sua lógica interna e valores de tensão e corrente fornecidos pelos TPs e TCs, o relé deve ser capaz de emitir um comando de disparo para o disjuntor, caso decida pela necessidade da sua abertura. Vale ressaltar que o banco de baterias é responsável por fornecer energia não só ao relé, mas também para a operação do disjuntor.

As zonas de proteção são definidas delimitando uma porção do sistema, em que os relés associados são responsáveis por resguardá-la, extinguindo quaisquer faltas que ocorram dentro dessa área. Em outras palavras, para cada zona de proteção um subsistema de proteção é responsável por garantir a integridade desse trecho, isolando a parte defeituosa pertencente a essa região (BERNARDES, 2013). Na Figura 2, tem-se um exemplo de zonas de proteção delimitadas em um trecho de um sistema elétrico de potência. As zonas 1, 2 e 3 representam trechos de proteção de linhas de transmissão. Na ocorrência de uma falta em qualquer uma dessas linhas, os respectivos subsistemas de proteção devem atuar isolando o mínimo do sistema possível. Além disso, pode-se notar que as zonas de proteção se sobrepõem, garantindo que nenhuma parte do sistema fique sem uma proteção primária rápida, minimizando o número de "pontos cegos" (PHADKE; THORP, 1990).

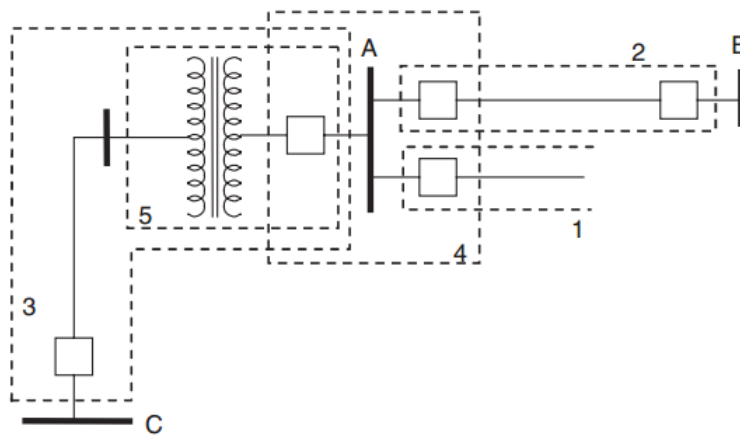


Figura 2 – Exemplo de zonas de proteção delimitadas (PHADKE; THORP, 1990)

Ao definir as zonas de proteção é sempre importante delimitá-las com a menor área possível, com intuito de sempre retirar de funcionamento "a menor porção do sistema", no caso de uma eventual falta. Além disso, baseado nas zonas de proteção, têm-se delimitadas também as regiões de atuação principal e retaguarda. Deve-se sempre atuar primeiro a proteção dentro da zona de proteção afetada e, no caso da sua falha, deve-se atuar a proteção de uma zona adjacente, sendo esta chamada de proteção de retaguarda ou *backup*.

Dentre os vários tipos de relés utilizados na proteção dos sistemas elétricos de potência, são de maior importância para este trabalho (PHADKE; THORP, 1990):

- **Relés de Magnitude:** respondem à magnitude da grandeza de entrada, como os relé de sobrecorrente, que analisam o valor da corrente de falta (tanto valores de pico quanto rms).
- **Relés Direcionais:** respondem à diferença de fase entre duas entradas CA. Normalmente comparam o ângulo de fase de tensão e corrente.

2.1 PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Em sistemas radiais de transmissão, Figura 3, para a falta F1, todo o trecho entre as barras A e B deve ser retirado de operação, removendo junto os trechos BC e CD. No entanto, para a falta em F2 ou F3, pode-se eliminá-la somente atuando o dispositivo de proteção no trecho BC ou BD. Para uma eventual falha desses dispositivos, deve atuar o dispositivo de proteção no trecho AB, removendo todo o trecho novamente. Para a proteção desse sistema, relés de sobrecorrente seriam suficientes para uma proteção adequada, pois a corrente flui somente em um sentido.

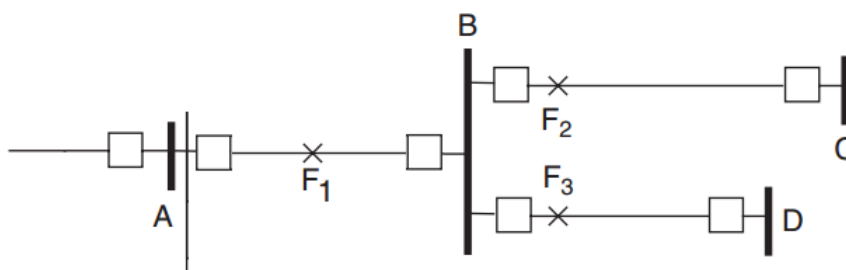


Figura 3 – Trecho radial de um sistema elétrico de potência. Adaptado (PHADKE; THORP, 1990)

Para sistemas malhados, Figura 4, para a falta F1, espera-se que os dispositivos de proteção atuem de modo que os tempos de atuação: $t_2 < t_4$ e $t_3 < t_5$. Já para o caso da falta F2, espera-se que os dispositivos atuem de modo: $t_4 < t_2$ e $t_5 < t_3$. Dessa forma, fica clara a impossibilidade de solucionar o problema de coordenação utilizando como critério apenas a magnitude da corrente, sendo necessário levar em consideração também o sentido da corrente. Com o intuito de solucionar esse problema de coordenação faz-se uso dos relés direcionais de sobrecorrente.

Apesar de uma falta sensibilizar todos os dispositivos de proteção no seu entorno, quanto mais próximo da falta, maior será a magnitude da corrente de falta. Dessa forma, analisando

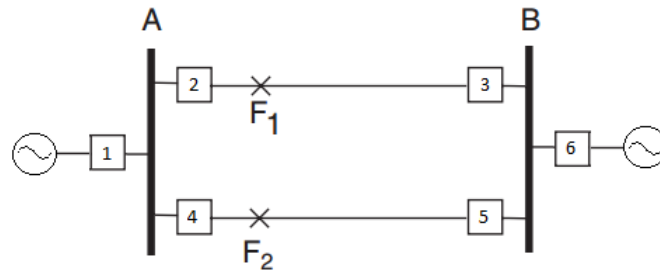


Figura 4 – Trecho de um sistema elétrico malhado

novamente a falta F2, porém variando o local da falta, partindo de A até B, as correntes de curto-circuito também alteram-se conforme exposto no gráfico da Figura 5 (NEGRAO, 2015).

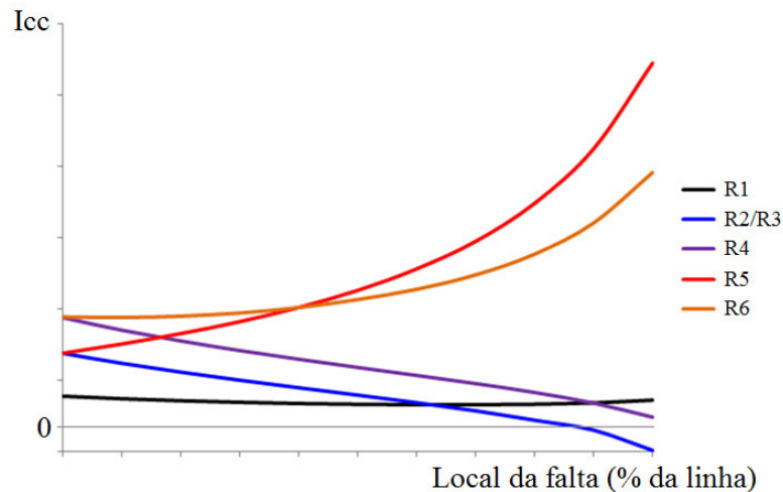


Figura 5 – Correntes de curto-circuito em função da localização da falta F2 (NEGRAO, 2015)

Pela análise do gráfico da Figura 5, observa-se que conforme a falta F2 aproxima-se muito do ponto 5, em que está o relé R5, tem-se uma inversão no sentido da corrente nos relés R2 e R3. Dessa forma, comprova-se a necessidade do módulo de direcionalidade para uma correta coordenação desse sistema, pois o sentido da corrente deve impactar na análise de disparo dos relés, para alcançar uma coordenação efetiva.

2.2 RELÉ DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE

O elemento direcional permite ao relé de sobrecorrente diferenciar o sentido da corrente por meio da análise de ângulos entre fasores de tensão e corrente. Para tanto, o relé utiliza uma tensão como referência e calcula o ângulo de fase entre essa referência e a corrente de falta. Baseado na defasagem entre a tensão e corrente, estabelece-se qual é o sentido positivo da corrente (NEGRAO, 2015). Aplicando o conceito de direcionalidade na coordenação do sistema exposto na Figura 4, obtém-se o sistema exposto na Figura 6.

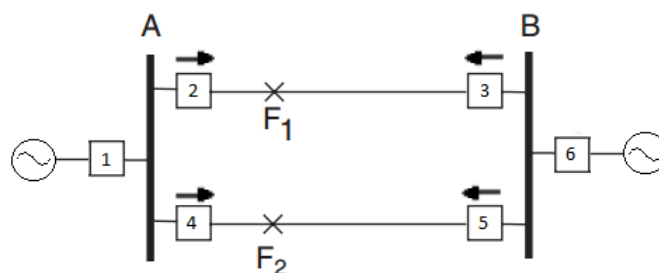


Figura 6 – Sistema malhado com relés direcionais de sobrecorrente

Dessa forma, os relés somente consideram correntes nos sentidos determinados pelas setas. Para o sistema da Figura 6, pode-se resumir na Tabela 1 o resultado da coordenação para o laço formado pelos relés 1,2,3 e 4.

Falta F1		Falta F2	
Relé Principal	Relé Retaguarda	Relé Principal	Relé Retaguarda
2	5	4	3
3	4	5	2

Tabela 1 – Resultado da coordenação do laço 1,2,3 e 4

O relé direcional de sobrecorrente pode atuar de três modos (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007):

- **Atuação instantânea:** o comando de disparo é dado se o valor medido for maior que um previamente estabelecido;
- **Atuação de tempo definido:** deve-se ajustar valores de tempo e corrente. O comando de disparo é dado se o valor de corrente ficar acima de um valor previamente estabelecido por um tempo também previamente especificado;
- **Atuação de tempo inverso:** nesse modo o tempo de atuação é inversamente proporcional ao valor da corrente. Dessa forma, quanto maior o valor da corrente de curto-circuito, menor será o tempo de atuação.

A atuação no modo de tempo inverso é a mais interessante para a aplicação deste trabalho, pois facilita a seletividade. Neste modo de operação o relé pode ser descrito por curvas padronizadas com equações bem definidas, ou por curvas não padronizadas (NEGRAO, 2015). Para este trabalho serão adotadas somente curvas padronizadas dos institutos ANSI (*American National Standards Institute*) e IEC (*International Electrotechnical Commission*).

2.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta seção tem como objetivo discutir as principais metodologias na literatura acerca do tema “Coordenação de elementos de proteção de sobrecorrente”. Desse modo, serão abordados

inicialmente trabalhos com um enfoque mais generalizado no contexto de sistemas elétricos e dispositivos de proteção, finalizando com o trabalho de Klock Jr. (2002) contendo um enfoque mais específico no contexto de proteção de linhas de transmissão.

Em Brown e Parker (1988), visa-se obter um método capaz de fornecer funções computadorizadas para substituir todos os aspectos da verificação da coordenação, realizados manualmente até então. O estudo revelou uma facilidade em montar, organizar e manter as curvas de tempo por corrente e vários outros parâmetros associados à verificação da coordenação. Além disso, também apresentou uma facilidade em simular o traçado das curvas. Como o processo é iterativo, mostrou-se necessário ter uma grande flexibilidade ao permitir o engenheiro de proteção analisar a várias curvas alternativas. Dessa forma, o usuário pode testar diversas curvas e selecionar as que melhor satisfazem sua necessidade. Apesar de reduzir o número de processos realizados manualmente, a coordenação com esse método ainda é realizada de forma manual, porém com muito mais agilidade e praticidade.

Já em Flores e Pereira (1995), desenvolveu-se um programa iterativo capaz de obter os ajustes instantâneos e temporizados dos relés de sobrecorrente. Não se faz uso das curvas padronizadas, realizando a modelagem por meio de polinômios de terceira ordem. Para o funcionamento do programa é necessário fornecer os níveis das correntes de curto-circuito e com base nesses valores, o programa fornece ao usuário os ajustes dos relés, assim como modelagem das curvas gráficas.

Em Yinhong et. al. (2001), o trabalho apresenta um programa com uma interface gráfica mais amigável, gerenciamento de dados mais prático, além de algumas funções importantes para o estudo da coordenação: construção da estrutura gráfica do sistema de potência, parâmetros dos dispositivos de proteção e cálculo das correntes de curto-circuito. O programa está estruturado em 5 módulos:

- **Módulo de coordenação dos relés:** realiza uma coordenação automática dos relés para proteções de linhas em sistemas de potência de larga escala;
- **Módulo de cálculo do curto-circuito:** realiza o cálculo da corrente de curto-circuito para uma falta isolada ou para um número arbitrário em quaisquer pontos desejados;
- **Módulo de gerenciamento gráfico:** apresenta visualizador de texto gráfico e uma unidade editora de gráficos, além da capacidade de montar o diagrama estrutural do sistema de potência, entre outras funções;
- **Módulo de gerenciamento dos dados:** apresenta toda uma estrutura própria para manuseio dos dados e informações armazenados;
- **Módulo de funções adicionais:** contém algumas funções extras como emissões automáticas de documentos e impressão diagramas e tabela de dados.

Desse modo, a estruturação da análise em módulos permitiu um aumento na confiança, segurança, seletividade e sensibilidade dos dispositivos de proteção.

No trabalho de Klock Jr. (2002), uma ferramenta computacional é apresentada para a verificação da coordenação e auxílio na determinação de ajustes de relés de sobrecorrente direcionais de terra em linhas de transmissão. Integrado ao programa, tem-se um programa de curto-circuito, em conjunto com os valores de ajustes dos relés e com os dados de atuação. O programa ainda permite que seja selecionado qualquer par de proteção primária/retaguarda do sistema elétrico e então traçar o gráfico de coordenação.

2.4 ANÁLISE GERAL: PROBLEMA DA COORDENAÇÃO DOS RELÉS

Este trabalho tem como um dos objetivos realizar uma análise comparativa entre as abordagens estática e dinâmica para solucionar problemas de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais.

Desse modo, em um primeiro momento, implementa-se o sistema modelado no *software* desenvolvido pelo Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP, o qual aplica a abordagem estática para a solução do problema de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais e conta com um módulo que aplica técnicas de otimização para coordenar os relés em questão, retornando os ajustes de tempo e corrente dos relés.

O programa desenvolvido permite ao usuário delimitar uma área específica da rede de transmissão brasileira, cadastrar no banco de dados modelos comerciais de relés e conduzir todos os estudos de coordenação. Além disso, apresenta uma interface amigável e de fácil entendimento, permitindo ao usuário rapidamente realizar coordenação da proteção de trechos de interesse seguindo alguns passos.

Em seguida, o mesmo trecho do sistema elétrico de potência foi modelado no *software* PowerFactory, respeitando os dados do sistema, expostos no Apêndice 3, como as características das linhas de transmissão, geradores, linhas acopladas mutuamente e transformadores. Neste *software*, realizou-se o estudo estático dos valores de curtos-circuitos e aplicaram-se os ajustes otimizados de tempo e corrente obtidos no primeiro *software* para realizar o estudo dinâmico da coordenação dos relés.

O estudo de curto-circuito retorna os níveis de corrente nos pontos de interesse do sistema, conforme altera-se a posição da falta. Para obter os ajustes de tempo e corrente, leva-se em consideração esses valores de corrente de curto-circuito. A análise da coordenação dos relés é feita por meio de coordenogramas, exemplo na Figura 7, em que o relé principal deve sempre atuar primeiro que seu relé de retaguarda, sendo este acionado somente na falha do primeiro. Para garantir a coordenação entre os pares de relés, não é suficiente que o relé principal atue

primeiro, é preciso respeitar também um intervalo mínimo de coordenação, sendo de 200ms neste trabalho. Dessa forma, para o par estar coordenado o relé de retaguarda deve aguardar esse intervalo mínimo antes de atuar.

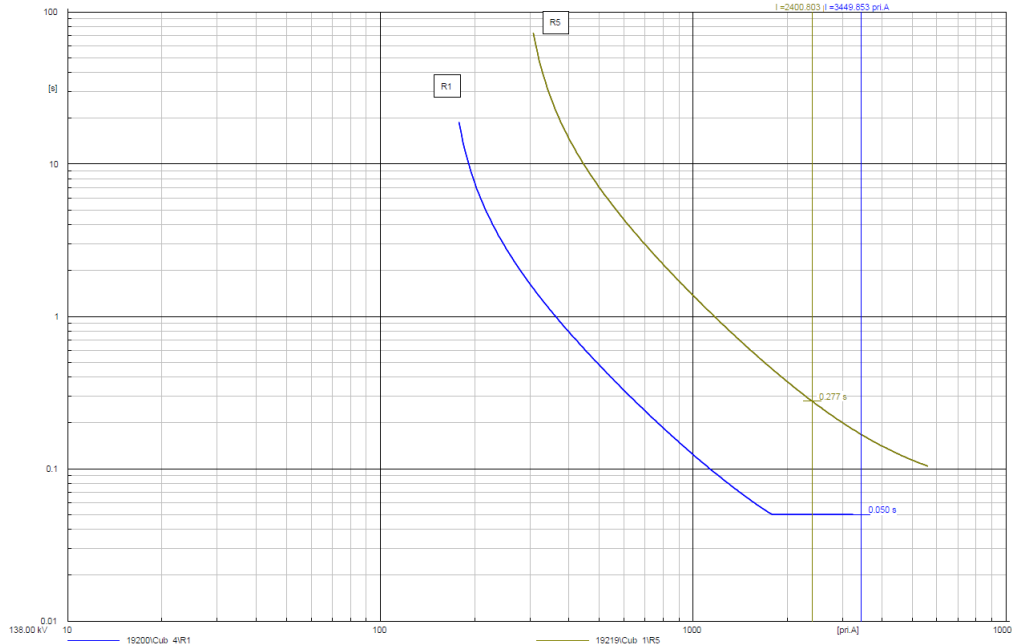


Figura 7 – Exemplo de coordenograma entre par de relé principal e retaguarda

Com base no coordenograma da Figura 7, tem-se o par de relés R1 e R5, sendo R1 o relé principal e R5 o de retaguarda. A curva do relé R1 está sempre abaixo do relé R5, garantindo prioridade na atuação em relação ao relé R5, além de respeitar o intervalo mínimo, garantindo assim a coordenação dos relés.

2.4.1 MODELAGEM MATEMÁTICA DA COORDENAÇÃO DOS RELÉS

O módulo de otimização do programa mencionado, tem como objetivo retornar os melhores ajustes de corrente e tempo, capazes de permitir a coordenação dos relés direcionais de sobrecorrentes. O *software* que retorna os ajustes de tempo e corrente modela matematicamente o problema da coordenação dos relés e aplica uma técnica de metaheurística para solucioná-lo.

Sendo cada relé responsável por uma zona de proteção, tem-se como objetivo obter um tempo mínimo de atuação entre os dispositivos instalados no sistema elétrico de interesse. A parametrização dos relés, baseia-se em ajustar os relés com valores de corrente de *pick-up* I_{pk} e o múltiplo do ajuste de tempo do relé (TMS), discretas dentro de uma faixa de valores.

2.4.1.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema em questão usualmente apresenta dimensão R^{2r+1} , em que r representa o número de relés estudados, o termo unitário a soma do tempo de operação e o multiplicador 2

representa o número de variáveis de interesse I_{pk} e TMS.

Considerando a atuação de tempo inverso, o relé direcional de sobrecorrente pode ser descrito por meio de curvas padronizadas, com equações bem definidas.

Para este trabalho, serão utilizadas curvas de atuação de tempo inverso padronizadas pelo instituto ANSI (*American National Standards Institute*) (IEEE..., 1997).

Pode-se definir o tempo de atuação do relé pela equação:

$$T_{op} = TMS(K_1 + \frac{K_2}{M^{K_3} - 1}) \quad (2.1)$$

Em que:

T_{op} : tempo de atuação do relé em segundos;

M : múltiplo da corrente de ajuste, definido como $M = \frac{I}{I_{pk}}$ - sendo I a corrente de falta;

K_1, K_2 e K_3 : constantes que determinam tipo da curva (grau declividade);

As constantes K_1, K_2 e K_3 variam conforme o tipo da curva, podendo ser: moderadamente inversa, inversa, muito inversa, extremamente inversa e inversa de tempo curto (IEEE..., 1997).

Na Tabela 2, tem-se os valores das constantes para cada tipo de curva.

Curva	K1	K2	K3
Moderadamente Inversa	0,0226	0,0104	0,02
Inversa	0,18	5,95	2
Muito Inversa	0,0963	3,88	2
Extremamente Inversa	0,0352	5,67	2
Inversa de Tempo Curto	0,00262	0,00342	0,02

Tabela 2 – Constantes K_1, K_2 e K_3 para curvas padronizadas ANSI

Na Figura 8, tem-se uma curva muito inversa ANSI com $I_{pk} = 1A$ e $TMS = 2,1$. O ajuste de I_{pk} movem a curva na horizontal, enquanto o ajuste de tempo TMS move a curva na vertical. As constantes K_1, K_2 e K_3 alteram a declividade da curva.

A expressão 2.2 representa a relação para o tempo de operação do relé temporizado.

$$T_i = \eta MT_i \quad (2.2)$$

Sendo,

$$\eta = \frac{A}{(\frac{I_i}{I_{pi}})^B - 1} \quad (2.3)$$

T_i : tempo de atuação do relé i em segundos;

I_i : corrente lida pelo relé i ;

I_{pi} : corrente de pickup;

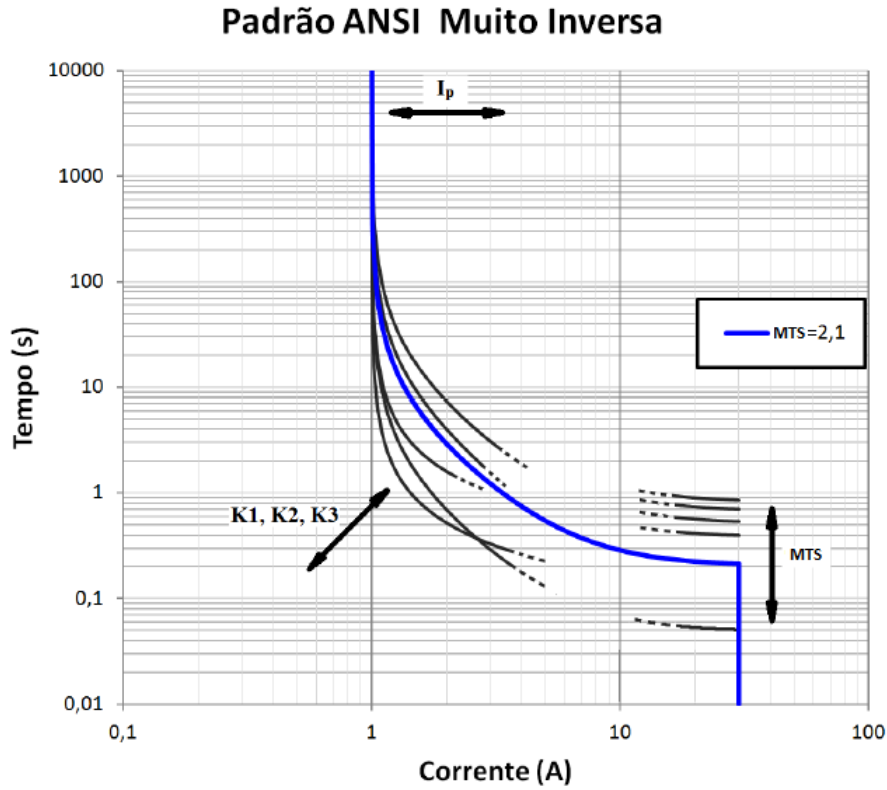


Figura 8 – Exemplo de coordenograma com efeito dos ajustes de tempo e corrente. Adaptado (NEGRAO, 2015)

E as constantes A e B são referentes ao tipo de curva adotada.

Em relação a expressão 2.3, tem-se curvas padronizadas

Como o objetivo da coordenação visa minimizar o tempo de operação dos dispositivos (T_i), resultando nos valores MT_i e I_{p_i} .

Em linhas de transmissão, a proteção principal é usualmente realizada pelo relé de distância. A proteção de distância é considerada proteção principal, devendo atuar antes do relé direcional (NEGRAO, 2015). Dessa forma, segue sequência de atuação em sistemas com relés de distância e direcionais:

1. Proteção Principal: Relé de distância na zona em que ocorre a falta;
2. Proteção Retaguarda Local: Relé direcional na zona em que ocorre a falta;
3. Proteção Retaguarda: Relé de distância fora da zona em que ocorre a falta;
4. Proteção Retaguarda Local: Relé direcional fora da zona em que ocorre a falta.

Obtendo a função objetivo a ser otimizada, descrita pela expressão 2.4.

$$\min f(x)_{tempo} = \sum T_i^{prim}(MT_i, I_i, I_{p_i}, A, B) \quad (2.4)$$

Devendo atender as restrições de desigualdade e discretização, definidas pelas Equações

de (2.5)-(2.13) (BERNARDES, 2013).

$$T_j^{sec} - T_i^{prim} \geq ITC \quad (2.5)$$

$$\underline{MT_i} \leq MT_i \leq \overline{MT_i} \quad (2.6)$$

$$\underline{I_{pi}} \leq I_{pi} \leq \overline{I_{pi}} \quad (2.7)$$

$$T_i^{prim} \geq t_{z1i}^{21} + t_{z2i}^{21} + \Delta t_{21i}^{prim} \quad (2.8)$$

$$I_{pi} \geq \pi \times I_{km}^{cap} : i \in \Omega_{km}^k \quad (2.9)$$

$$MT_i \in D_{MT_i} \quad (2.10)$$

$$D_{MT_i} = (MT_{i_1}, MT_{i_2}, \dots, MT_{i_{NMT}}) \quad (2.11)$$

$$I_{pi} \in D_{I_{pi}} \quad (2.12)$$

$$D_{I_{pi}} = (I_{pi_1}, I_{pi_2}, \dots, I_{pi_{NIP}}) \quad (2.13)$$

Em que,

$i = 1, 2, \dots, NR$

$j = 1, 2, \dots, NR$

Considerando,

T^{prim} - tempo de operação do relé principal;

T^{sec} - tempo de operação do relé secundário;

ITC - Intervalo de Tempo de Coordenação entre T^{prim} e T^{sec} ;

$\underline{MT_i}, \overline{MT_i}$ - limites inferior e superior de MT no relé i ;

$\underline{I_{pi}}, \overline{I_{pi}}$ - limites inferior e superior de I_p no relé i ;

t_{z1i}^{21} - tempo de operação da primeira zona do relé de distância (instantâneo), caso houver;

t_{z2i}^{21} - tempo de operação da segunda zona do relé de distância (instantâneo), caso houver;

$\Delta t_{21_i}^{prim}$ - intervalo de tempo de coordenação entre o relé de distância e o relé direcional de sobrecorrente principal, caso houver;

I_{km}^{cap} - limite operativo da linha de transmissão influenciado pelos elementos elétricos instalados: condutores, bobinas de bloqueio, disjuntores e transformadores de corrente);

π - margem de segurança para I_p ;

Ω_{km}^k - relé direcional instalado na linha km próximo da barra k ;

D_{TMS_i} - conjunto de números discretos de MT do relé R_i ;

$D_{I_{pi}}$ - conjunto de números discretos de I_p do relé R_i ;

NMT - quantidade de valores discretos de MT;

NIP - quantidade de valores discretos de I_p ;

NR - número de relés no sistema elétrico;

Para efeito de coordenação, a principal restrição é a Equação 2.5, por representar a condição de coordenação entre o relé primário e o relé secundário. As faixas de ajustes permitidas de MTS e I_p , são representadas pelas restrições nas Equações 2.6 e 2.7. Caso essas variáveis sejam discretas, serão pertencentes a um conjunto de possíveis valores, restringidos nas Equações 2.10 a 2.13.

Para solução do problema formulado, será utilizada a metaheurística *Evolutionary Particle Swarm Optimization* (EPSO,) que agrega algoritmos evolutivos tradicionais ao *Particle Swarm Optimization* (PSO) (BERNARDES, 2013).

2.4.2 TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO BASEADA METAHEURÍSTICA EPSO

O algoritmo nomeado como *Evolutionary Particle Swarm Optimization*, agrega algoritmos evolutivos relacionados ao PSO (BERNARDES, 2013). Desse modo, o algoritmo representa uma evolução do método PSO, que por sua vez utiliza informações coletivas de várias partículas para realizar uma busca pela melhor solução. Essa informação é trocada entre as partículas em nível local e global. Pode-se fazer uma analogia com mecanismos de busca baseados no comportamento social na natureza, observados em pássaros em busca por alimento. Todas as partículas buscam a solução baseados nas suas informações locais e também no melhor resultado global encontrado. Associado à posição da partícula, representada pelos valores das variáveis, tem-se uma medida de qualidade representada pela solução da função objetivo. Dessa forma, cada partícula move-se a procura de valores promissores. Por fim, a posição de cada partícula é ajustada com base nas informações compartilhadas pelo conjunto, em que cada partícula corrige sua posição para um ponto baseado no seu ponto ideal local e no melhor ponto global encontrado até então.(IEEE... , 2013)

O método EPSO é utilizado para obter os ajustes de corrente de *pickup* (variável contínua) e de tempo (variável discreta). O método tem como ponto de vista o processo de seleção natural, no contexto evolutivo. O processo vai agir sobre os parâmetros que controlam o comportamento de cada partícula, permitindo assim que as com os valores mais apropriados se propagem com maior probabilidade. (IEEE..., 2013)

O método se beneficia dos conceitos de seleção natural de Darwin e das regras de movimento das partículas. Dessa forma, obtém-se melhores resultados de convergência, quando comparado ao PSO.

MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Para este trabalho, adotou-se parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) do estado de São Paulo como sistema elétrico de potência em estudo. Por se tratar de um sistema real, utilizou-se a base de dados disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), considerando a rede brasileira simulada com a sua configuração completa e com todos os seus componentes em operação. No Apêndice 3, tem-se o sistema no formato do programa ANAFAS ([ROMÉRO, 2011](#)), declarando os dados das 46 barras, dos circuitos e impedâncias mútuas.

A base de dados definida no padrão ANAFAS contém todos os dados do sistema elétrico de potência em estudo, em conjunto com os dados de relés de proteção selecionados para o sistema. Dessa forma, o sistema elétrico de potência (SEP) está completamente modelado, sendo possível fazer o estudo de coordenação da proteção do sistema todo ou somente de trechos desse sistema. Para tanto, na Figura 9, tem-se trecho em estudo do sistema elétrico de potência.

Para a análise no programa PowerFactory, criou-se o diagrama unifilar do sistema elétrico de potência completo em estudo, nos padrões exigidos pela ferramenta ([DIGSILENT... , 2015](#)). No Apêndice 1, encontram-se todos os dados necessários para criar o sistema, sendo para tanto: dados dos barramentos, dados dos transformadores, dados das linhas de transmissão, dados dos geradores e dados das impedâncias mútuas.

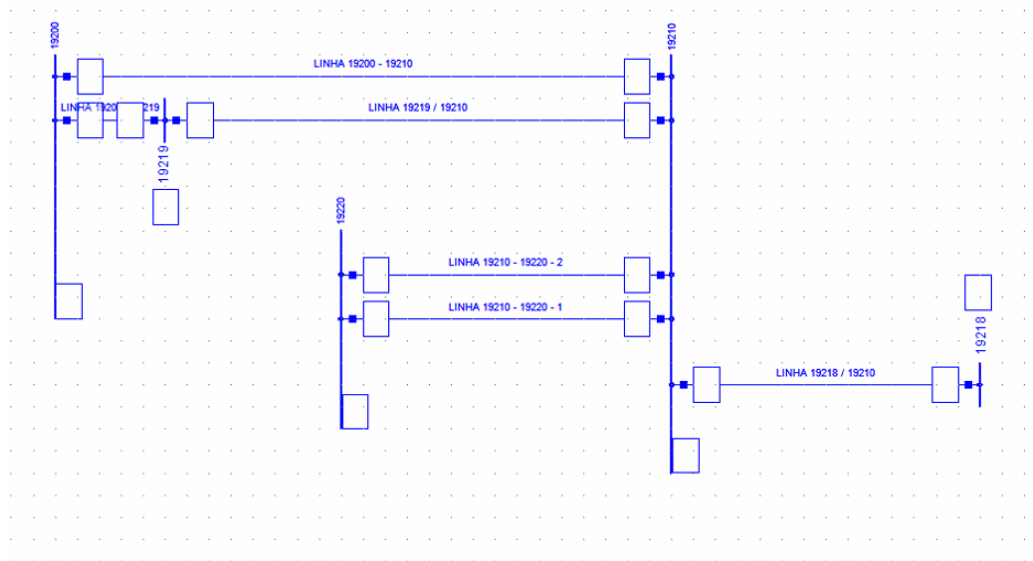


Figura 9 – Trecho do sistema elétrico de potência em estudo

3.1 MODELAGEM POWERFACTORY

Após obter os dados do sistema elétrico de potência em estudo, passa-se ao estudo da modelagem do sistema elétrico de potência no padrão exigido pelo PowerFactory, *software* comercial empregado para executar a análise dinâmica para fins de comparação com a estática. Para tanto, foi necessário um estudo das técnicas de modelagem do sistema de proteção e também acerca da interpretação dos resultados fornecidos.

O programa DIgSILENT PowerFactory foi desenvolvido pela empresa alemã DIgSILENT GmbH (*Digital Simulation and Electrical Network*). Apresenta uma interface gráfica que através da montagem de diagramas unifilares permite a análise de sistemas elétricos de potência. Dentre suas várias funções, será utilizado seu módulo de cálculo de curto-circuito estático para validar a equivalência entre o sistema modelado com os resultados obtidos via *software* desenvolvido por pesquisadores do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP.

Desse modo, com base nos dados das Tabelas 23, 22, 24, 25 e 26, expostas no Apêndice 1, foi possível modelar o sistema elétrico de potência no padrão exigido pelo *software*.

3.1.1 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS DE CURTO-CIRCUITO

Em posse do sistema modelado e declarado nos padrões exigidos pelo *software* PowerFactory, realizaram-se simulações de curto-circuito estático do tipo trifásico e fase-terra.

Para realizar a validação é necessário comparar os valores das correntes de curto-circuito obtidos. Sendo assim, a corrente de curto-circuito pode ser dividida em dois intervalos (IEEE. . . , 2001):

- **Transitório Inicial:** corrente composta por componentes harmônicas e componentes de corrente contínua (CC), que decaem com o tempo. Podendo ainda ser divididas em duas:

Corrente Subtransitória: representa o valor eficaz da corrente no instante inicial do curto-circuito;

Corrente Transitória: representa o valor eficaz da corrente após alguns ciclos do curto-circuito, de 4 a 10 ciclos.

- **Regime Permanente:** valor final da corrente após atingir o regime permanente, composta praticamente pela componente fundamental apenas.

Para parametrizar o ajuste dos relés e componentes de atuação instantânea, utiliza-se o valor eficaz máximo da corrente subtransitória (IEEE..., 2001). Já os elementos de atuação temporizado, como os de interesse deste trabalho, utiliza-se o valor eficaz máximo da corrente transitória. O *software* PowerFactory realiza o cálculo da corrente de curto-circuito transitório com 6 ciclos da senoide fundamental, cerca de 100ms.

Com o intuito de simplificar e agilizar o processo de validação, criou-se um subsistema, Figura 10, contendo apenas alguns barramentos: 19200, 19210, 19219, 19220, 19218, 19217 e 14247. Desse modo, serão comparados os valores da corrente transitória para faltas do tipo trifásica e fase-terra em ambos programas.

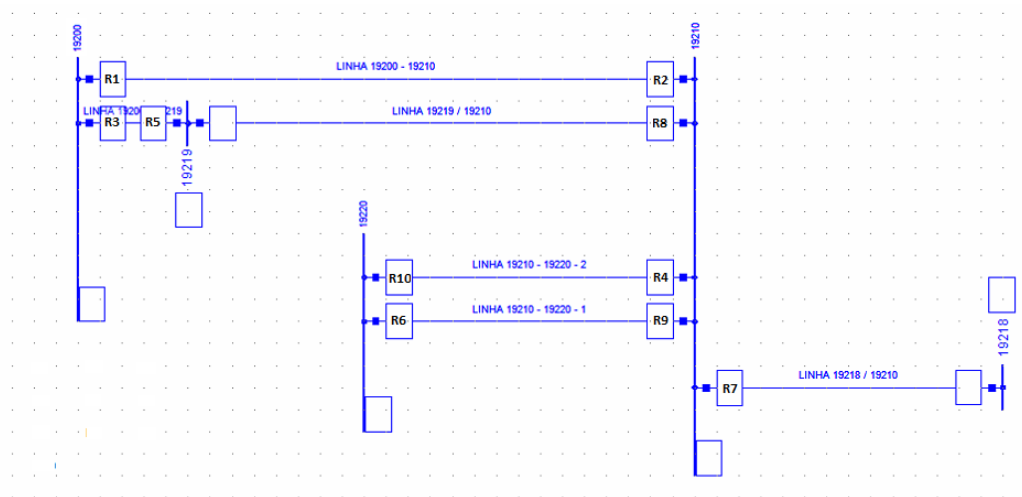


Figura 10 – Trecho do sistema elétrico de potência em estudo

Nas Tabelas 3, 4, 5, têm-se os resultados das correntes de curto-circuito trifásico *close-in* calculadas em ambos os programas, sendo que o PowerFactory emprega as orientações da norma ANSI (AMERICAN..., 1979) e IEC (INTERNATIONAL..., 2001).

Nas Tabelas 3, 4, 5, têm-se os dados das barras em que estão localizados os relés principais e de retaguarda, assim como os valores máximos das correntes de curto-circuito

trifásico (Imax 3f) no ponto do relé principal e retaguarda, para uma falta do tipo *close-in* na linha de transmissão na barra do relé principal.

Relé Princ.	De	Para	Imax 3f (A)	Relé Ret.	De	Para	Imax 3f (A)
1	19200	19210 1	3273,56	5	19219	19200 1	2250,32
2	19210	19200 1	10391,8	6	19220	19210 2	1660,34
2	19210	19200 1	10391,8	10	19220	19210 1	1660,34
3	19200	19219 1	3273,57	2	19210	19200 1	2250,33
4	19210	19220 1	9195,38	1	19200	19210 1	472,495
4	19210	19220 1	9195,38	6	19220	19210 2	1660,32
5	19219	19200 1	7041,8	8	19210	19219 1	7041,8
6	19220	19210 2	6825,14	4	19210	19220 1	3210,69
7	19210	14247 1	8783,52	1	19200	19210 1	472,484
7	19210	14247 1	8783,52	6	19220	19210 2	1660,33
7	19210	14247 1	8783,52	10	19220	19210 1	1660,33
8	19210	19219 1	10392,1	1	19200	19210 1	472,487
8	19210	19219 1	10392,1	6	19220	19210 2	1660,37
8	19210	19219 1	10392,1	10	19220	19210 1	1660,37
9	19210	19220 2	9195,38	1	19200	19210 1	472,495
9	19210	19220 2	9195,38	10	19220	19210 1	1660,32
10	19220	19210 1	6825,14	9	19210	19220 2	3210,69

Tabela 3 – Resultados para curto-circuito trifásico *close in* - Programa desenvolvido por pesquisadores do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP

Relé Princ.	De	Para	Imax 3f (A)	Relé Ret.	De	Para	Imax 3f (A)
1	19200	19210 1	3131	5	19219	19200 1	2180
2	19210	19200 1	9697	6	19220	19210 2	1573
2	19210	19200 1	9697	10	19220	19210 1	1573
3	19200	19219 1	3137	2	19210	19200 1	2185
4	19210	19220 1	8719	1	19200	19210 1	443
4	19210	19220 1	8719	6	19220	19210 2	1557
5	19219	19200 1	6542	8	19210	19219 1	6542
6	19220	19210 2	6523	4	19210	19220 1	3033
7	19210	14247 1	8244	1	19200	19210 1	438
7	19210	14247 1	8244	6	19220	19210 2	1584
7	19210	14247 1	8244	10	19220	19210 1	1584
8	19210	19219 1	9928	1	19200	19210 1	436
8	19210	19219 1	9928	6	19220	19210 2	1605
8	19210	19219 1	9928	10	19220	19210 1	1605
9	19210	19220 2	8719	1	19200	19210 1	443
9	19210	19220 2	8719	10	19220	19210 1	1557
10	19220	19210 1	6523	9	19210	19220 2	3033

Tabela 4 – Resultados para curto-circuito trifásico *close in* - PowerFactory ANSI

Relé Princ.	De	Para	Imax 3f (A)	Relé Ret.	De	Para	Imax 3f (A)
1	19200	19210 1	3450	5	19219	19200 1	2401
2	19210	19200 1	10688	6	19220	19210 2	1736
2	19210	19200 1	10688	10	19220	19210 1	1736
3	19200	19219 1	3457	2	19210	19200 1	2406
4	19210	19220 1	9609	1	19200	19210 1	489
4	19210	19220 1	9609	6	19220	19210 2	1718
5	19219	19200 1	7207	8	19210	19219 1	7207
6	19220	19210 2	7194	4	19210	19220 1	3341
7	19210	14247 1	9090	1	19200	19210 1	483
7	19210	14247 1	9090	6	19220	19210 2	1748
7	19210	14247 1	9090	10	19220	19210 1	1748
8	19210	19219 1	10943	1	19200	19210 1	481
8	19210	19219 1	10943	6	19220	19210 2	1771
8	19210	19219 1	10943	10	19220	19210 1	1771
9	19210	19220 2	9609	1	19200	19210 1	489
9	19210	19220 2	9609	10	19220	19210 1	1718
10	19220	19210 1	7194	9	19210	19220 2	3341

Tabela 5 – Resultados para curto-circuito trifásico *close in* - PowerFactory IEC

Nos gráficos das Figuras 11 e 12, têm-se a relação das correntes, expostas nas Tabelas 3, 4, 5, para as correntes de curto-circuito trifásica máxima nos relés principais e de retaguarda, respectivamente. Sendo as barras em azul escuro, cinza e azul claro referente aos resultados do *software* desenvolvido na EESC-USP, PowerFactory ANSI e PowerFactory IEC, respectivamente.

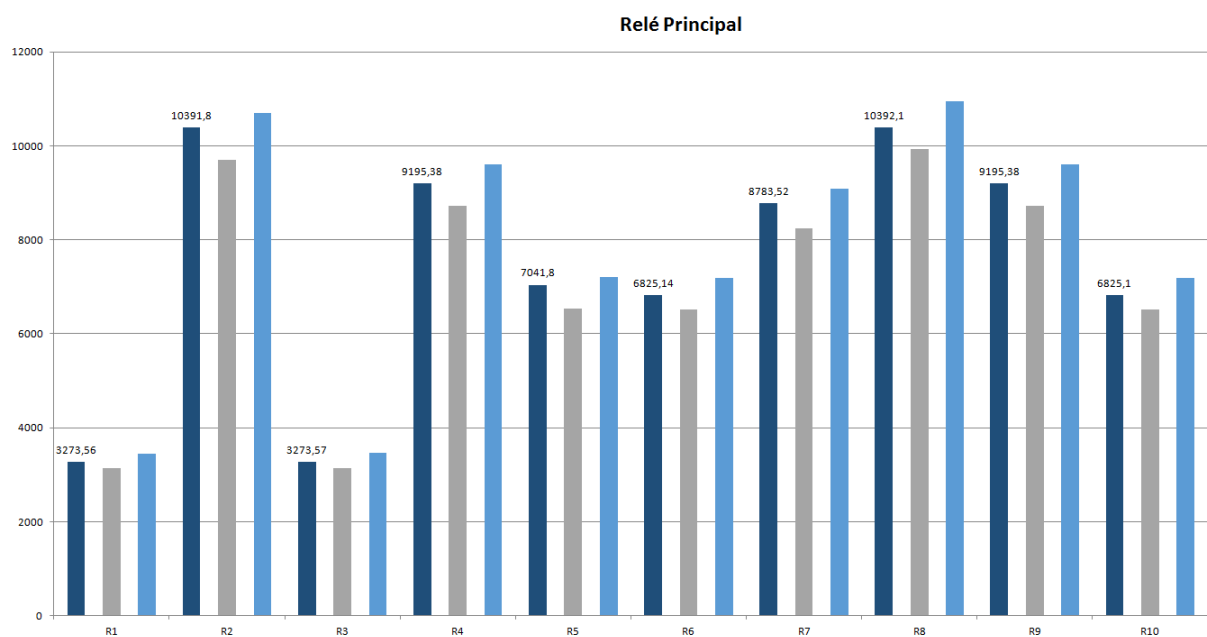


Figura 11 – Relação das correntes de curto-circuito trifásico máximo no relé principal

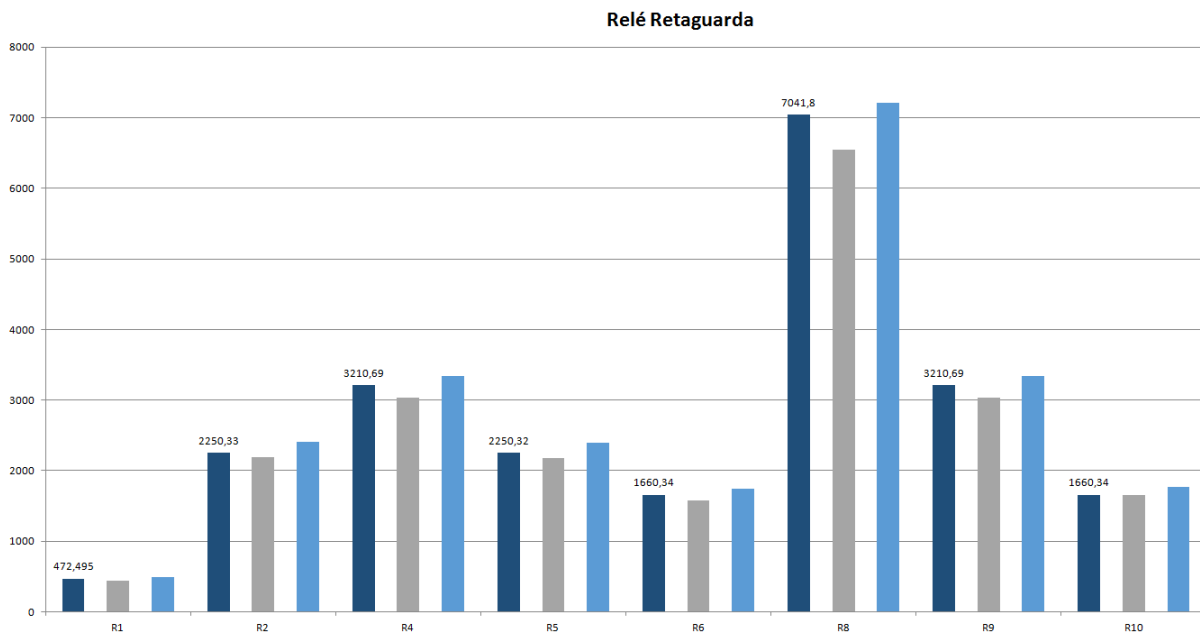


Figura 12 – Relação das correntes de curto-circuito trifásico máximo no relé de retaguada

Para os resultados das correntes de curto-circuito trifásico *close-in*, comparam-se os resultados das Tabela 3 com os das Tabela 4 e 5, utilizando como referência os valores obtidos por meio do *software* desenvolvido pela EESC-USP, nota-se que para o método ANSI têm-se uma variação média em torno de 5%, tanto para os valores de curto trifásico no relé principal quanto no relé de retaguada, como exposto na Tabela 6. Para o método IEC, obteve-se uma variação média menor, em torno de 4,5% para os relés principais e de 3,9% para os relés de retaguada, também exposto na Tabela 6.

Método ANSI		Método IEC	
Relé Principal	Relé Retaguada	Relé Principal	Relé Retaguada
5,18%	5,53%	4,50%	3,90%

Tabela 6 – Resultado das variações médias obtidos para curtos trifásicos *close-in*

Nas Tabelas 7, 8, 9, tem-se os resultados das correntes de curto-circuito fase-terra *close-in* calculadas em ambos os programas, sendo que o PowerFactory emprega as orientações da norma ANSI (AMERICAN..., 1979) e IEC (INTERNATIONAL..., 2001).

Relé Princ.	De	Para	Imax 3io (A)	Relé Ret.	De	Para	Imax 3io (A)
1	19200	19210 1	5058,82	5	19219	19200 1	616,399
2	19210	19200 1	10947,7	6	19220	19210 2	1069,97
2	19210	19200 1	10947,7	10	19220	19210 1	1069,97
3	19200	19219 1	5059,1	2	19210	19200 1	616,557
4	19210	19220 1	10371,8	1	19200	19210 1	497,998
4	19210	19220 1	10371,8	6	19220	19210 2	1069,98
5	19219	19200 1	5618,33	8	19210	19219 1	5618,33
6	19220	19210 2	6610,07	4	19210	19220 1	2592,7
7	19210	14247 1	10544,9	1	19200	19210 1	497,975
7	19210	14247 1	10544,9	6	19220	19210 2	1069,97
7	19210	14247 1	10544,9	10	19220	19210 1	1069,97
8	19210	19219 1	10948,4	1	19200	19210 1	497,996
8	19210	19219 1	10948,4	6	19220	19210 2	1070,02
8	19210	19219 1	10948,4	10	19220	19210 1	1070,02
9	19210	19220 2	10371,8	1	19200	19210 1	497,998
9	19210	19220 2	10371,8	10	19220	19210 1	1069,98
10	19220	19210 1	6610,07	9	19210	19220 2	2592,7

Tabela 7 – Resultados para curto-circuito fase-terra *close in* - Programa desenvolvido por pesquisadores do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da EESC-USP

Relé Princ.	De	Para	Imax 3io (A)	Relé Ret.	De	Para	Imax 3io (A)
1	19200	19210 1	3658	5	19219	19200 1	1320
2	19210	19200 1	10096	6	19220	19210 2	973
2	19210	19200 1	10096	10	19220	19210 1	973
3	19200	19219 1	3670	2	19210	19200 1	1324
4	19210	19220 1	9464	1	19200	19210 1	274
4	19210	19220 1	9464	6	19220	19210 2	974
5	19219	19200 1	5595	8	19210	19219 1	5306
6	19220	19210 2	6370	4	19210	19220 1	1127
7	19210	14247 1	8120	1	19200	19210 1	273
7	19210	14247 1	9104	6	19220	19210 2	999
7	19210	14247 1	9104	10	19220	19210 1	999
8	19210	19219 1	10512	1	19200	19210 1	268
8	19210	19219 1	10512	6	19220	19210 2	999
8	19210	19219 1	10512	10	19220	19210 1	999
9	19210	19220 2	9464	1	19200	19210 1	274
9	19210	19220 2	9464	10	19220	19210 1	974
10	19220	19210 1	6370	9	19210	19220 2	1127

Tabela 8 – Resultados para curto-circuito fase-terra *close in* - PowerFactory ANSI

Relé Princ.	De	Para	Imax 3io (A)	Relé Ret.	De	Para	Imax 3io (A)
1	19200	19210 1	4041	5	19219	19200 1	1459
2	19210	19200 1	11137	6	19220	19210 2	1073
2	19210	19200 1	11137	10	19220	19210 1	1073
3	19200	19219 1	4055	2	19210	19200 1	1464
4	19210	19220 1	10435	1	19200	19210 1	302
4	19210	19220 1	10435	6	19220	19210 2	1075
5	19219	19200 1	6166	8	19210	19219 1	5845
6	19220	19210 2	7048	4	19210	19220 1	1259
7	19210	14247 1	9567	1	19200	19210 1	301
7	19210	14247 1	9567	6	19220	19210 2	1102
7	19210	14247 1	9567	10	19220	19210 1	1102
8	19210	19219 1	11597	1	19200	19210 1	296
8	19210	19219 1	11597	6	19220	19210 2	1102
8	19210	19219 1	11597	10	19220	19210 1	1102
9	19210	19220 2	10435	1	19200	19210 1	302
9	19210	19220 2	10435	10	19220	19210 1	1075
10	19220	19210 1	7048	9	19210	19220 2	1259

Tabela 9 – Resultados para curto-circuito fase-terra *close in* - PowerFactory IEC

Nos gráficos das Figuras 13 e 14, têm-se a relação das correntes expostas nas Tabelas 7, 8, 9, para as correntes de curto-circuito fase-terra máximo nos relés principais e de retaguarda, respectivamente. Sendo as barras em azul escuro, cinza e azul claro referente aos resultados do *software* desenvolvido na EESC-USP, PowerFactory ANSI e PowerFactory IEC, respectivamente.

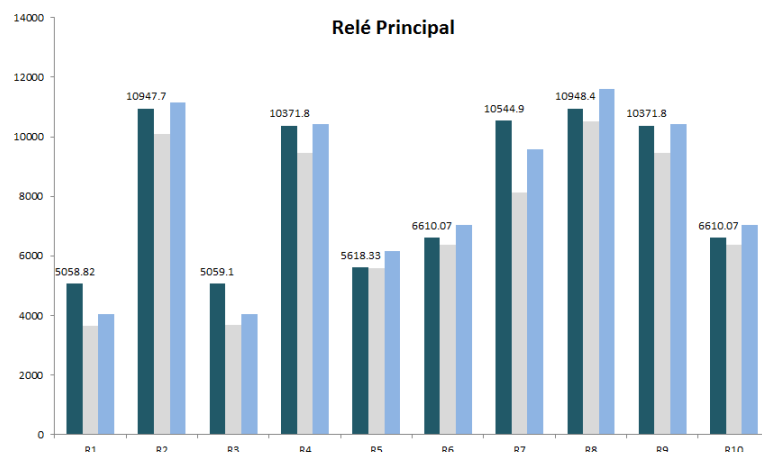


Figura 13 – Relação das correntes de curto-circuito fase-terra máximo no relé principal

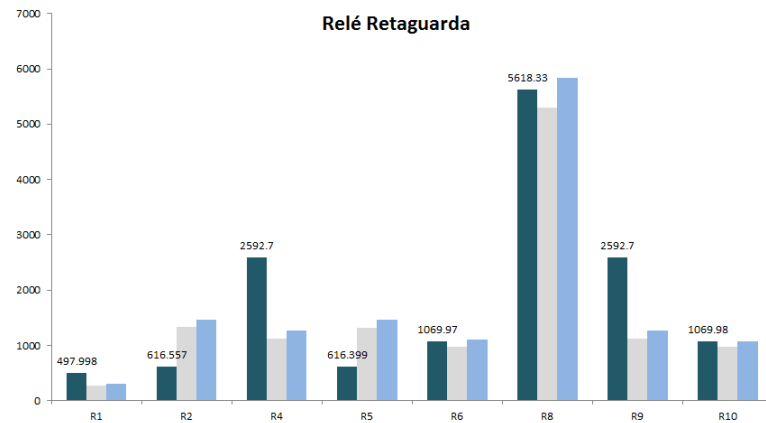


Figura 14 – Relação das correntes de curto-circuito fase-terra máximo no relé de retaguarda

Para os resultados das correntes de curto-circuito fase-terra *close-in*, comparam-se os valores das Tabela 7 com os das Tabela 8 e 9. Para o método ANSI tem-se uma variação média em torno de 9% para os valores de curto trifásico no relé principal e de 9,06% no relé de retaguarda, como exposto na Tabela 10. Para o método IEC, obteve-se uma variação média menor, em torno de 6% para os relés principais e de 3,88% para os relés de retaguarda, também exposto na Tabela 10. Pode-se notar um aumento na variação média em comparação ao curto-circuito triásico *close-in*, possivelmente decorrente da divergência dos valores de curto-circuito apresentado por cada método, gerando discrepância em alguns pontos, afetando assim o resultado como um todo.

Método ANSI		Método IEC	
Relé Principal	Relé Retaguarda	Relé Principal	Relé Retaguarda
9%	9,06%	6%	3,88%

Tabela 10 – Resultado das variações médias obtidos para curtos-circuitos fase-terra

Para este trabalho será adotado o método de simulação IEC60909, pois originou as menores variações. Neste método, têm-se valores de curto-circuito mais elevados, primando pelo conservadorismo.

RESULTADOS

Com o intuito de obter um melhor entendimento sobre a coordenação dos pares de relés em um sistema elétrico de potência, o sistema da Figura 10 foi estudado e analisado.

Para o sistema em questão alguns pares de relés foram selecionados para serem estudados, conforme apresentados na Tabela 11.

PARES DE RELÉS	
RELÉ PRINCIPAL	RELÉ RETAGUARDA
R1	R5
R6	R4
R8	R1
R8	R6
R8	R10
R10	R9

Tabela 11 – Pares de Relés Estudados

Para representar os relés do sistema da Figura 10, utilizaram-se dispositivos da fabricante Siemens, tanto para fase quanto neutro, com curvas padronizadas extremamente inversas ANSI. Os dados dos respectivos modelos podem ser vistos na Tabela 12.

Tipo	Fabr.	Modelo	Versão	Função	Curva	TC Prim	TC Sec
Fase	Siemens	7SJ64	7SJ64_5A	67_ANSI	EXT INV (ANSI)	300	5
Neutro	Siemens	7SJ64	7SJ64_5A	67N_ANSI	EXT INV (ANSI)	300	5

Tabela 12 – Dados dos relés utilizados

4.1 ESTUDO CURTO-CIRCUITO ESTÁTICO

Para efeito de simplificação será estudado apenas o caso de curto-circuito trifásico, sendo análogo a análise para os casos de faltas fase-terra. Dessa forma, os valores máximos de corrente

de curto-circuito trifásico obtidos por meio da simulação de curto-circuito realizado no *software* desenvolvido na EESC-USP, são apresentados na Tabela 13.

Relé Principal	Imax 3f (A)	Relé Retaguarda	Imax 3f (A)
R1	3273,56	R5	2250,32
R5	7041,8	R8	7041,8
R6	6825,14	R4	3210,69
R8	10392,1	R1	472,487
R8	10392,1	R6	1660,37
R8	10392,1	R10	1660,37
R10	6825,14	R9	3210,69

Tabela 13 – Resultado simulação curto-circuito trifásico

Com base nos valores obtidos pelo ensaio de curto-circuito e limitando os relés de interesse para os da Tabela 13 o *software* executa seu módulo de otimização, retornando os ajustes de corrente de *pickup* e TMS para os relés de fase, exposto na Tabela 14.

Relé	I _{pk} Fase (A _{prim})	Ajuste Relé	TMS Fase
R1	130,2	2,17	0,7
R2	160,8	2,68	0,72
R3	54	0,9	0,89
R4	885,6	14,76	0,5
R5	280,2	4,67	2,71
R6	391,2	6,52	0,83
R7	99,6	1,66	0,89
R8	354	5,9	4,39
R9	636	10,6	1,03
R10	355,8	5,93	1,02

Tabela 14 – Ajustes de corrente e tempo dos relés

Aplicando os ajustes de corrente de *pickup* e TMS no *software* PowerFactory, expostos na Tabela 14, foram obtidos os coordenogramas das curvas de atuação dos relés em estudo.

No Apêndice 2, têm-se todos os coordenogramas gerados para os pares de relés em estudo. Na Tabela 15, têm-se os resultados dos tempos de atuação dos relés principais e de retaguarda para faltas do tipo trifásica *close-in* a partir da barra do relé principal, simulados no PowerFactory.

CASO	Relé Prin.	Tempo Atua. [s]	Relé Ret.	Tempo Atua. [s]	Inter. Coord. [s]
1	R1	0,05	R5	0,277	0,272
2	R5	0,104	R8	0,169	0,065
3	R6	0,05	R4	0,225	0,175
4	R8	0,169	R1	0,522	0,353
5	R8	0,169	R6	0,26	0,091
6	R8	0,169	R10	0,26	0,091
7	R10	0,05	R9	0,243	0,193

Tabela 15 – Tempos de atuação curto-circuito estático PowerFactory

Em todos os casos o relé principal atua primeiro que o seu relé de retaguarda. No entanto, nos casos 2, 3, 5, 6 e 7, o intervalo de coordenação inferior ao tempo mínimo de 200ms, comprometendo a coordenação dos pares.

A rotina de otimização do *software* desenvolvido na EESC-USP tem como base as correntes de curto-circuito trifásico para obter os ajustes dos relés. No entanto, estas divergem das utilizadas no *software* PowerFactory, com uma variação na ordem de 4%, como apresentado na Tabela 6. Dessa forma, espera-se divergência entre o ajuste utilizado e o necessário para o *software* PowerFactory.

Outro ponto responsável por dificultar o ajuste de coordenação dos pares, a rotina de otimização, responsável por fornecer os ajustes de tempo e corrente para os relés em estudo, não foi capaz de sempre fornecer ajustes capazes de coordenar o relé R8 como proteção retaguarda em relação ao relé R5 e proteção principal em relação aos relés R1, R6 e R10. Em algum dos casos, apesar da curva do relé R5 estar sempre abaixo da curva do seu relé de retaguarda, para efetivamente estarem coordenados, o tempo entre a atuação do relé R5 e do relé R8 deve respeitar uma diferença mínima, previamente estabelecida, no caso de 200ms para este trabalho.

Dessa forma, em alguns cenários, não foi possível fornecer um ajuste que permitisse ao relé R8 respeitar esse tempo mínimo ao atuar tanto como proteção principal quanto retaguarda. Decorrente do fato que ao alterar o ajuste de tempo do relé R8, para garantir sua atuação prioritária, compromete-se a coordenação do par R5-R8, pois o relé R8 passa a atuar antes do relé R5.

4.2 ESTUDO CURTO-CIRCUITO DINÂMICO

O *software* PowerFactory possui uma interface gráfica que possibilita criação de sistemas de potência por meio de diagramas unifilares. A função de *Virtual Instrument Painel*, utilizada para construção de gráficos e para geração de gráficos em tempo real de simulação (OLIVEIRA, 2006).

Dessa forma, utiliza-se o PowerFactory para realizar simulações dinâmicas dos tipos: EMT e RMS (OLIVEIRA, 2006).

- EMT

Realiza o cálculo dinâmico com valores instantâneos. Os elementos da rede são todos modelados por meio de equações diferenciais. Dessa forma, obtém-se resultados mais precisos, porém com custo computacional alto.

- RMS

Realizar o cálculo dinâmico com valores eficazes. Dessa forma, ao contrário do EMT, a rede não mais é modelada por meio de equações diferenciais, mas desprezam-se alguns transitórios. Dessa forma, pode-se reduzir o custo computacional, quando comparado a simulação EMT.

Para este trabalho consideraram-se simulações dinâmicas RMS, pois as diferenças obtidas entre as duas simulações não comprometem a análise de estabilidade transitória frente perturbações (OLIVEIRA, 2006).

Com base nos ajustes dos relés, apresentados na Tabela 14, realizaram-se as simulações dinâmicas RMS de curtos-circuitos trifásicos nas barras dos relés de interesse. Dessa forma, obteve-se a variação RMS das correntes nos relés em estudo, em função da localização da aplicação dos curto-circuitos trifásicos.

Na Tabela 16 e 17, têm-se os resultados baseados na corrente de curto-circuito trifásica máxima do tipo *close-in* a partir da barra do relé principal ($I_{max} 3f$), de quais relés atuam, assim como seus tempos de atuação, para faltas do tipo trifásica *close-in* na barra do relé principal e no caso de uma eventual falha do relé principal, respectivamente.

CASO	Relé Prin.	Relé Ret.	Relé Acionado	Tempo Atuação [s]	$I_{max} 3f$ [kA]
1	R1	R5	R1	0,032915	3,1302
2	R5	R8	R5	0,07812	6,5408
3	R6	R4	R6	0,032351	6,5217
			R9	0,05661	3,1286
4, 5 e 6	R8	R1/R6/R10	R8	0,141867	9,9275
			R1	0,154852	0,4356
7	R10	R9	R10	0,032351	6,5216
			R4	0,055689	3,1287

Tabela 16 – Atuação e tempo para faltas do tipo *close-in* na barra do relé principal

CASO	Relé Prin.	Relé Ret.	Relé Acionado	Tempo Atuação [s]	I _{max} 3f [kA]
1	R1	R5	R5	0,306878	2,1818
2	R5	R8	R8	0,15396	6,5408
3	R6	R4	R9	0,263749	3,126
			R4	0,263749	3,126
4, 5 e 6	R8	R1/R6/R10	R1	0,569646	0,4383
			R6	0,298618	1,6061
			R10	0,298618	1,6061
7	R10	R9	R4	0,251165	3,1344
			R9	0,251165	3,0341

Tabela 17 – Atuação e tempo para faltas do tipo *close-in* na barra do relé principal na falha do relé principal

Analizando a diferença entre os tempos de atuação dos relés principais e seus respectivos relés de retaguarda, para curtos-circuitos trifásicos dinâmicos, têm-se os resultados da Tabela 18.

CASO	Relé Principal	Relé Retaguarda	Intervalo Coordenação [s]
1	R1	R5	0,273963
2	R5	R8	0,07584
3	R6	R4	0,231398
4	R8	R1	0,207139
5	R8	R6	0,427779
6	R8	R10	0,143766
7	R10	R9	0,266267

Tabela 18 – Intervalo de coordenação curto-circuito dinâmico PowerFactory

Os casos que o intervalo de coordenação não respeita o intervalo mínimo de 200ms, reduz-se para os casos 2 e 6 apenas. Dessa forma, a análise dinâmica baseada nos ajustes dos relés obtidos por meio de estudo estático resultou na coordenação de cerca de 70% dos casos em estudo. Em parte, pode-se atribuir essa diferença entre os intervalos de coordenação nos domínios estático e dinâmico aos níveis de corrente observados, abordado no Capítulo 4.2.1.

Analizando as diferenças nos intervalos de coordenação entre os estudos estático e dinâmico, tem-se os resultados apresentados no gráfico da Figura 15, sendo as barras azul escuro e claro os intervalos de coordenação dinâmico e estático, respectivamente, e na Tabela 19.

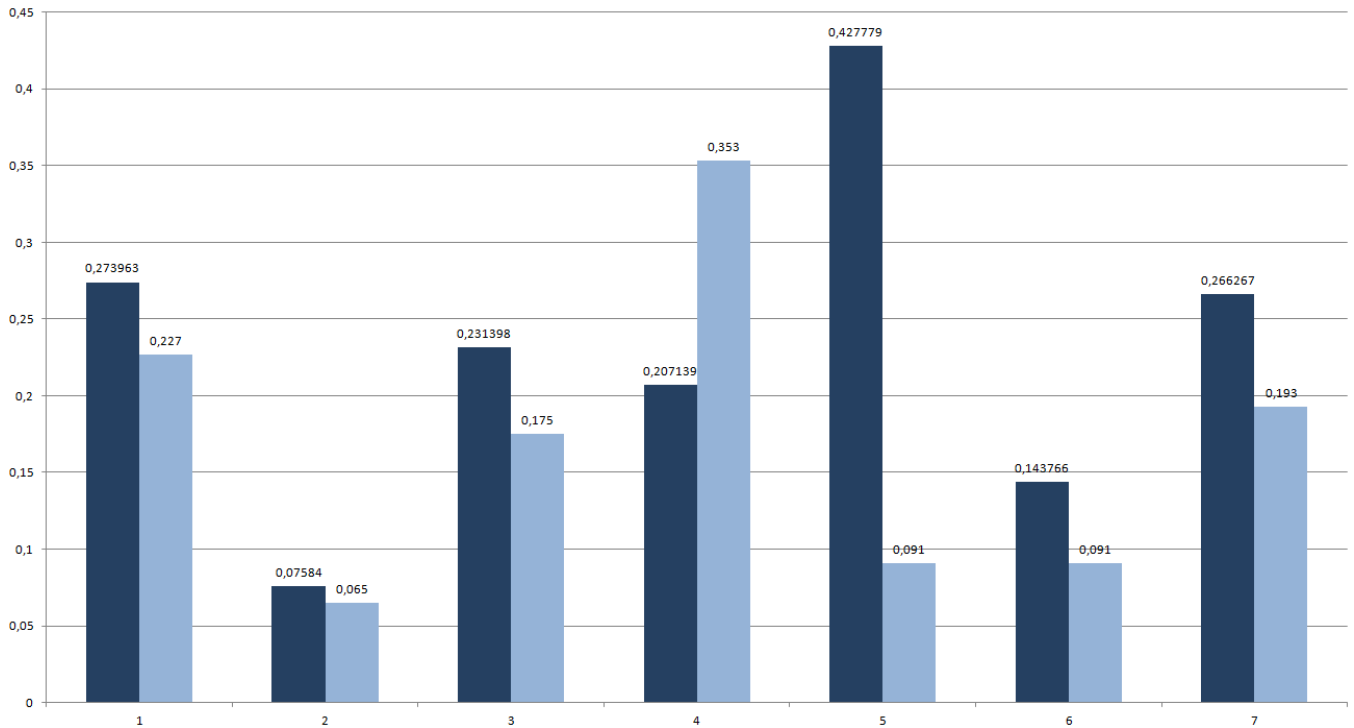


Figura 15 – Diferença entre os intervalos de coordenação estático e dinâmico

Caso	Relé Prin.	Relé Ret.	Int. Coord. Din. [s]	Int. Coord. Est. [s]	Dif. Int. Coord.[s]
1	R1	R5	0,273963	0,227	0,046963
2	R5	R8	0,07584	0,065	0,01084
3	R6	R4	0,231398	0,175	0,056398
4	R8	R1	0,207139	0,353	-0,145861
5	R8	R6	0,427779	0,091	0,336779
6	R8	R10	0,143766	0,091	0,052766
7	R10	R9	0,266267	0,193	0,073267

Tabela 19 – Diferença intervalo de coordenação estático e dinâmico

4.2.1 CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

A análise de curto-circuito trifásico estático pelo método IEC60909 prima pelo conservadorismo, resultando em correntes de curto-circuito de magnitude mais elevada. Dessa forma, analisando as correntes obtidas no estudo dinâmico, nota-se uma diferença entre as magnitudes das correntes de curto-circuito, expostas nas Tabelas 20 e 21 e gráficos das Figuras 16 e 17, sendo as barras azul escuro e claro as correntes trifásicas nos domínios estático e dinâmico, respectivamente.

Relé Principal	Imax 3f Estático [A]	Imax 3f Dinâmico [A]	Diferença Percentual
R1	3273,56	3130,2	4%
R5	7041,8	6540,8	7%
R6	6825,14	6521,7	4%
R8	10392,1	9927,5	4%
R8	10392,1	9927,5	4%
R8	10392,1	9927,5	4%
R10	6825,14	6521,7	4%

Tabela 20 – Comparação entre corrente de curto-circuito trifásica nas barras dos relés principais no domínio estático e dinâmico

Relé Retaguarda	Imax 3f Estático [A]	Imax 3f Dinâmico [A]	Diferença Percentual
R5	2250,32	2181,8	3%
R8	7041,8	6540,8	7%
R4	3210,69	3128,6	3%
R1	472,487	438,3	7%
R6	1660,37	1606,1	3%
R10	1660,37	1606,1	3%
R9	3210,69	3034,1	6%

Tabela 21 – Comparação entre corrente de curto-circuito trifásica nas barras dos relés de retaguarda no domínio estático e dinâmico

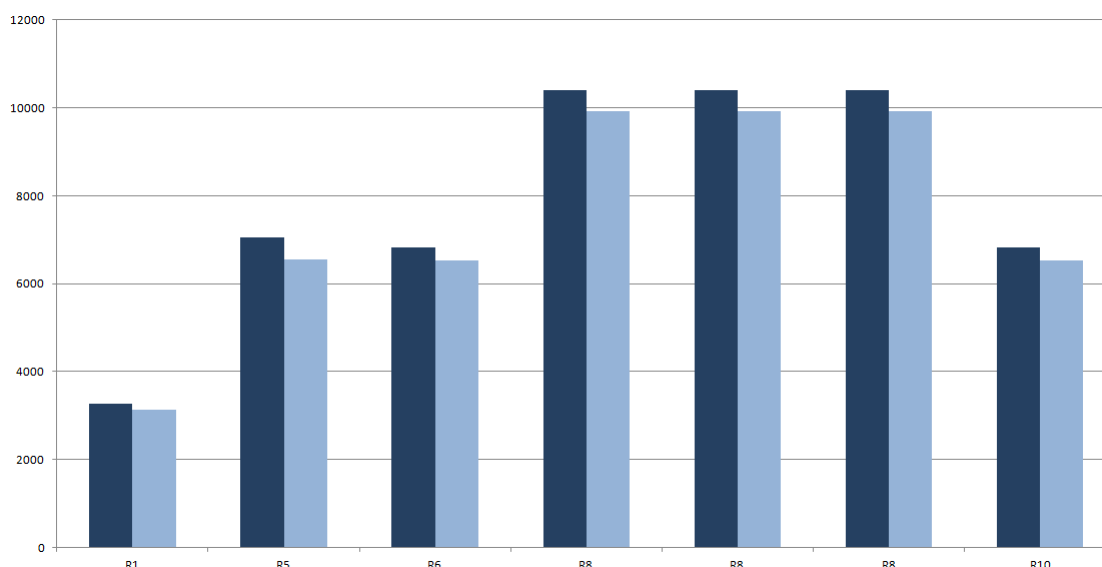


Figura 16 – Diferença entre corrente de curto-circuito trifásica nas barras dos relés de principais no domínio estático e dinâmico

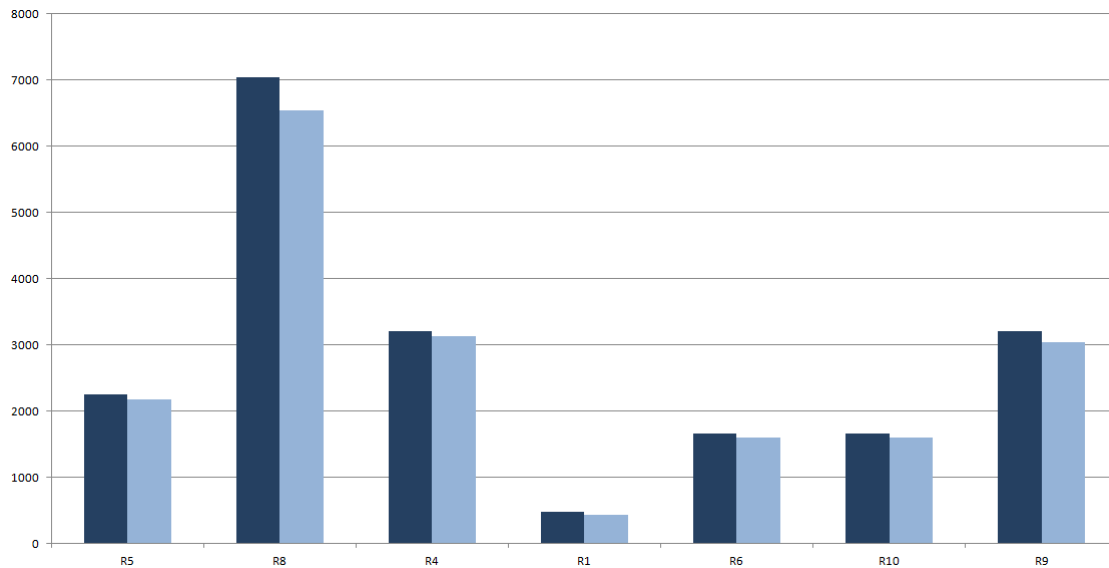


Figura 17 – Diferença entre corrente de curto-circuito trifásica nas barras dos relés de retaguarda no domínio estático e dinâmico

Nota-se que as correntes de curto-circuito trifásico no domínio dinâmico têm magnitude sempre inferior a sua respectiva no domínio estático, sendo as correntes no domínio estático em média 5% superiores em magnitude que as correntes no domínio dinâmico. Dessa forma, essa diferença colabora para a coordenação dos relés no domínio dinâmico, pelos ajustes dos relés se basearem em níveis de curtos-circuitos mais intensos que os obtidos no estudo dinâmico.

4.2.2 COORDENAÇÃO DOS RELÉS

Para os pares de relés em estudo, respeitou-se a atuação do relé principal em função do relé de retaguarda para faltas trifásicas do tipo *close-in* na barra do relé principal, salvo os casos 2 e 6 em que não se respeitou intervalo mínimo de coordenação de 200ms. No entanto, em alguns casos não atuou somente o relé designado, mas também outros relés do sistema, sendo esses os casos 3, 4, 5, 6 e 7.

Dessa forma, será dado destaque para os pares em que houve violação da coordenação, em que os relés estão marcados no trecho do sistema elétrico de potência em estudo na Figura 10.

4.2.2.1 Par R6-R4

Pela Figura 10, nota-se que para uma falta na barra do relé R6, espera-se que somente o relé R4 atue em uma eventual falha deste. No entanto, durante o curto-circuito dinâmico na barra do relé principal R6 houve atuação do relé R9 em conjunto com relé de retaguarda R4 durante simulação de falha de R6.

Nas Figuras 18, 19, 20, 21, têm-se os gráficos de corrente por tempo gerados para uma falta dinâmica trifásica na barra do relé R6. Nota-se que a corrente pré-falta é nula, decorrente

de considerar o sistema como sem carga.

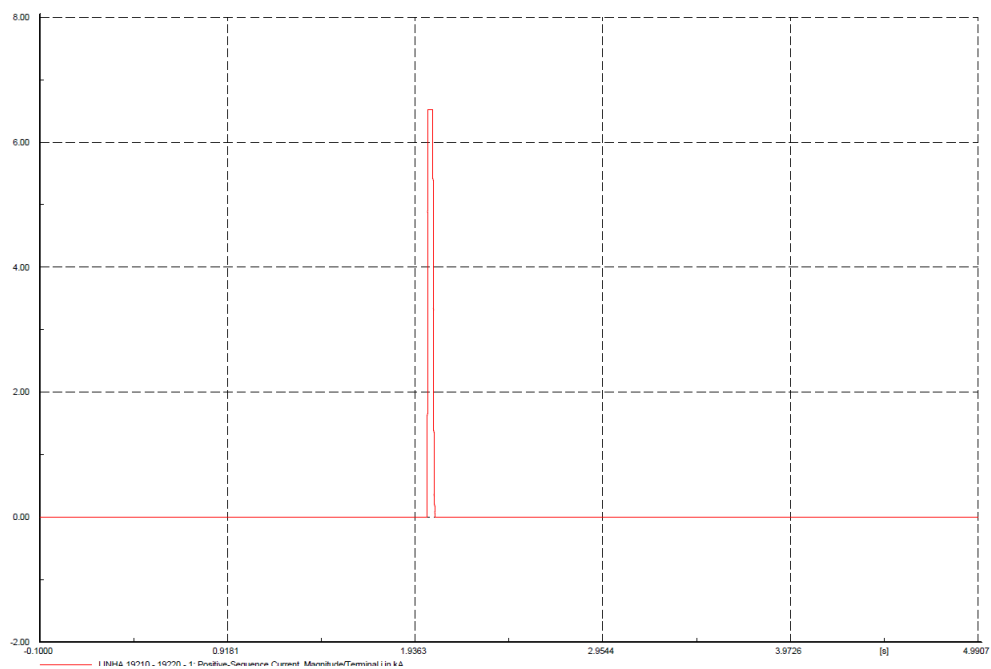


Figura 18 – Corrente de curto-circuito no relé R6 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R6

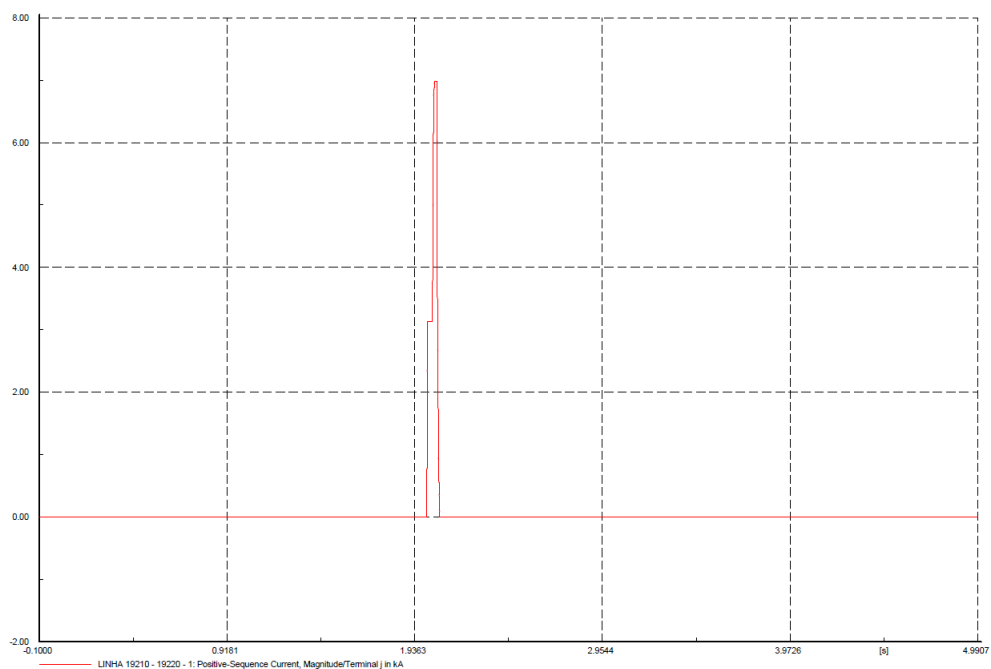


Figura 19 – Corrente de curto-circuito no relé R9 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R6

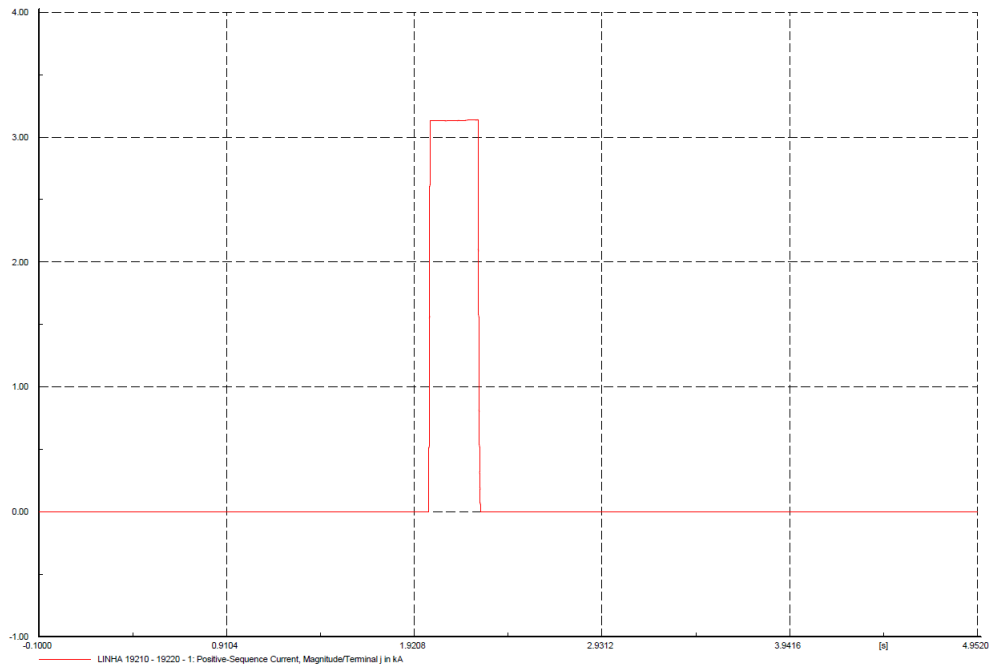


Figura 20 – Corrente de curto-circuito no relé R9 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R6, considerando falha no relé principal R6

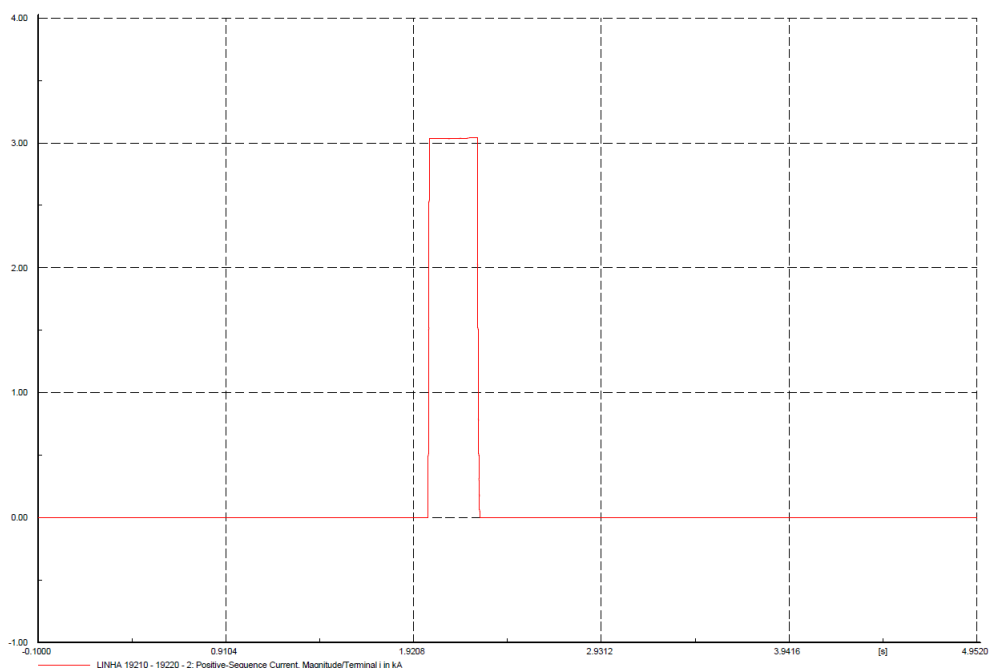


Figura 21 – Corrente de curto-circuito no relé R4 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R6, considerando falha no relé principal R6

No caso em que ocorre uma falha na atuação do relé R6, tem-se a mesma magnitude e sentido de corrente de falta nos relés R4 e R9, resultando na sensibilização e atuação de ambos os relés com o mesmo tempo, porém não comprometendo a coordenação, dado que os relés R4 e R9 não estão coordenados entre si.

4.2.2.2 Par R8-R1/R6/R10

De maneira semelhante ao par R6-R4, nota-se que para uma falta na barra do relé R8, espera-se que somente os relés R1, R6 e R10 atuem em uma eventual falha deste. No entanto, durante o curto-circuito dinâmico na barra do relé R8 houve atuação do relé R1.

Nas Figuras 22, 23, 24, 25 e 26, têm-se os gráficos de corrente por tempo gerados para uma falta dinâmica trifásica no relé R8.

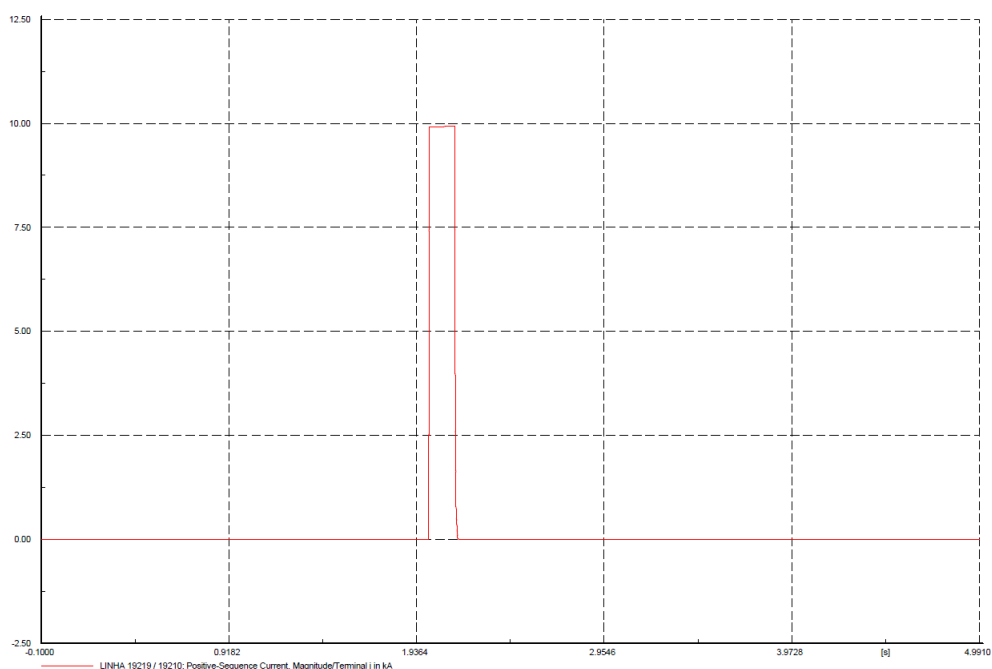


Figura 22 – Corrente de curto-circuito no relé R8 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R8

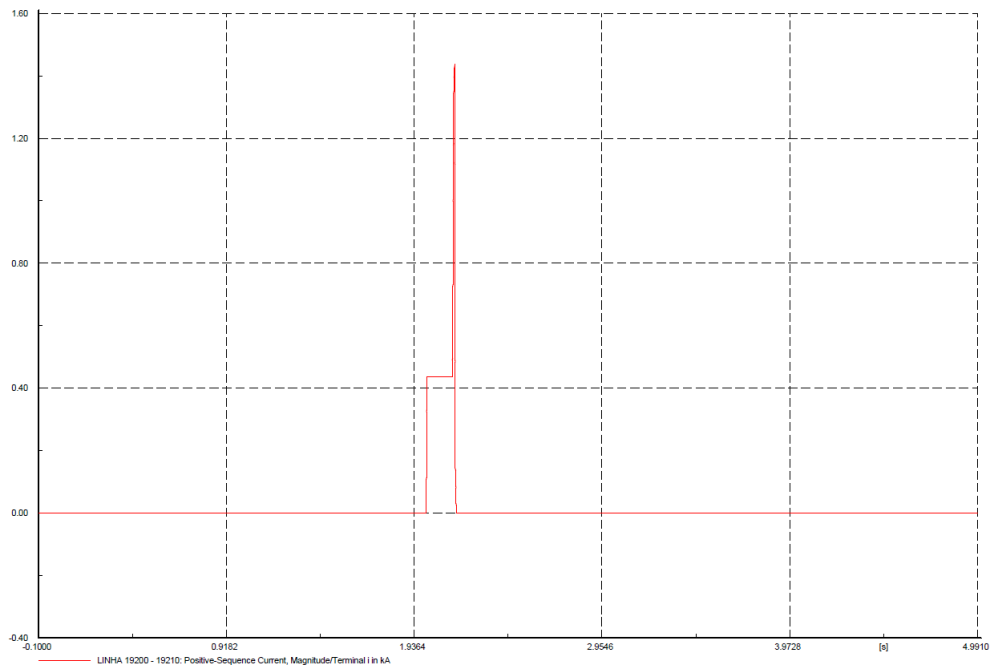


Figura 23 – Corrente de curto-circuito no relé R1 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R8

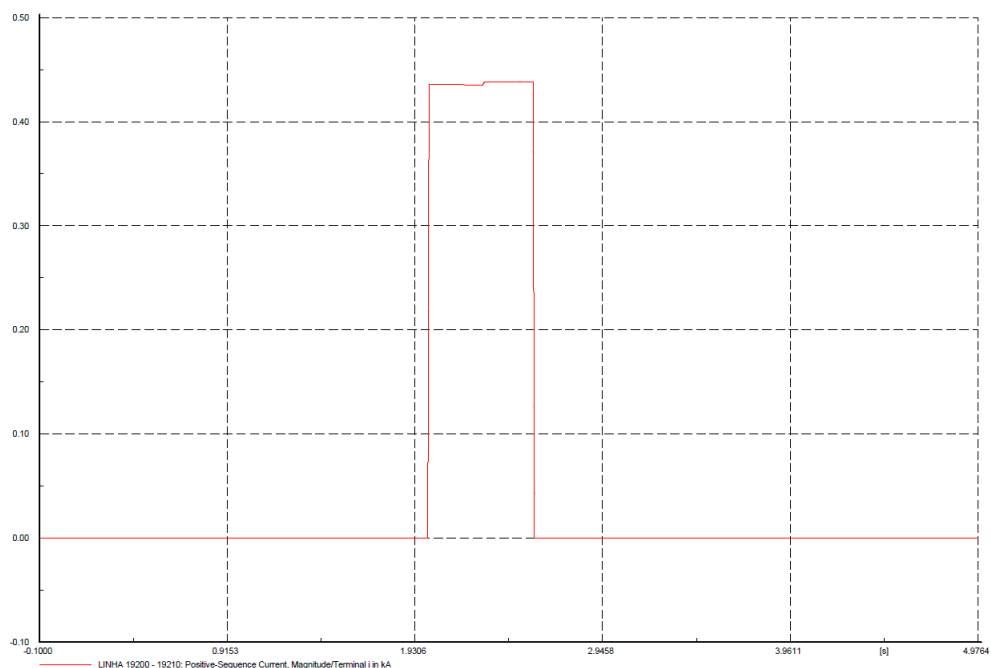


Figura 24 – Corrente de curto-circuito no relé R1 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R8, considerando falha no relé principal R8

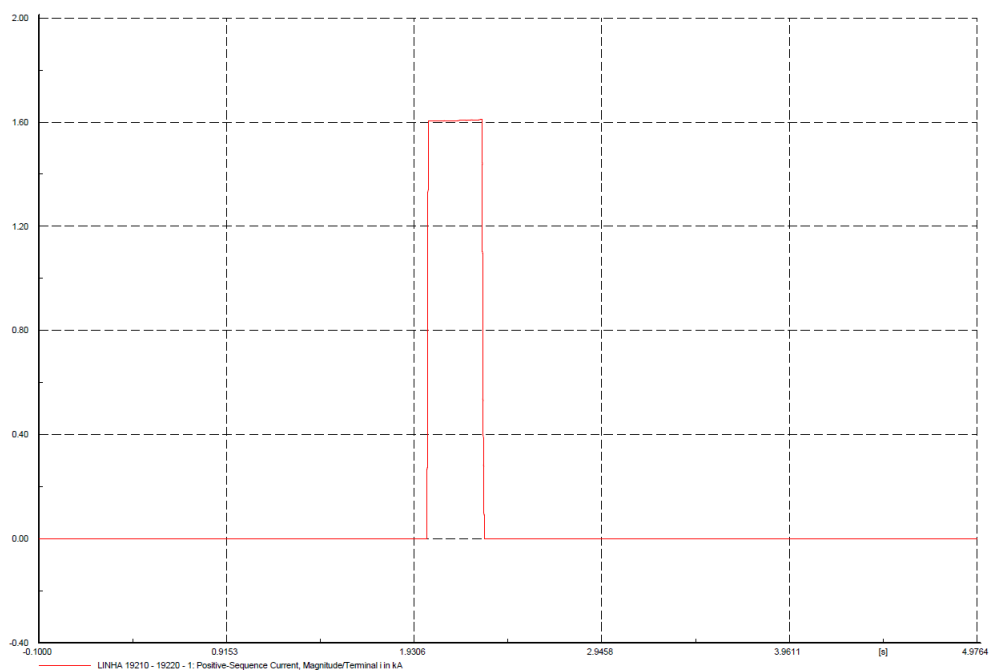


Figura 25 – Corrente de curto-circuito no relé R6 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R8, considerando falha no relé principal R8

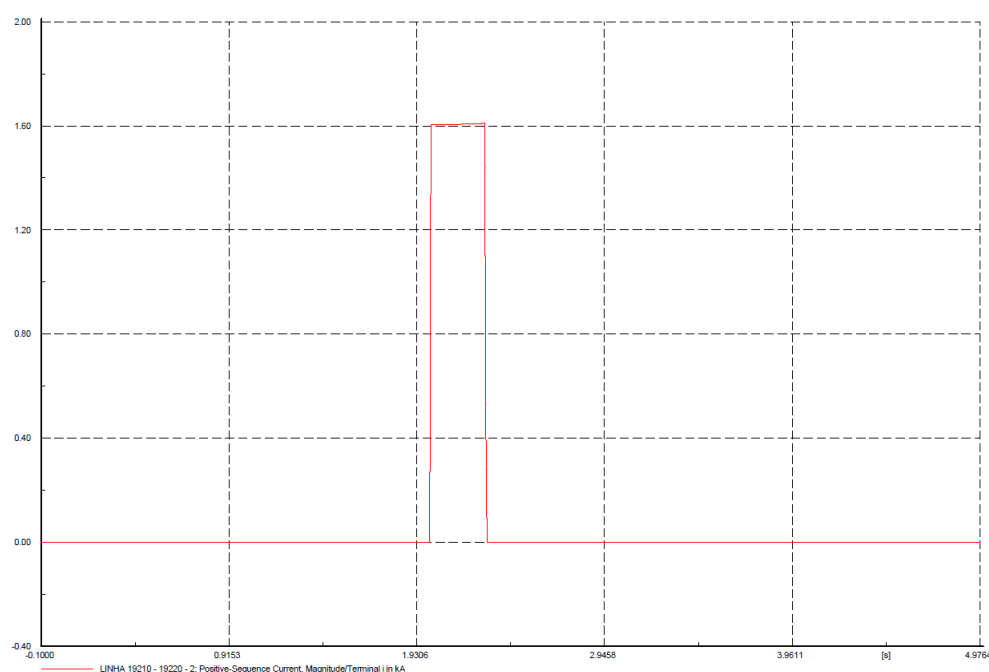


Figura 26 – Corrente de curto-circuito no relé R10 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R8, considerando falha no relé principal R8

Para o cenário em que ocorre uma falha em R8, os relés de retaguarda atuam corretamente, respeitando o tempo de coordenação mínimo de 200ms.

4.2.2.3 Par R10-R9

Pela Figura 10, nota-se que o par de relés R10-R9 é simétrico ao par R6-R4. Dessa forma, tem-se um cenário análogo ao explicado para o par de relés R6-R4, sendo seus gráficos de corrente por tempo expostos com os demais gráficos dos relés em estudo no Apêndice 2.

CONCLUSÃO

No contexto do sistema elétrico de potência fica clara a importância do sistema de proteção, de garantir a máxima integridade e continuidade do sistema em quaisquer circunstâncias. Com esse propósito, tem-se a necessidade do estudo do problema da coordenação dos relés. Para este trabalho, tratou-se da coordenação de relés direcionais de sobrecorrentes que, por meio da diferença de fase entre tensão e corrente, são capazes de identificar o sentido da corrente.

Ao realizar o estudo de curto-circuito tanto no domínio estático quanto dinâmico, os valores de corrente de curto-circuito no domínio estático são superiores aos no domínio dinâmico, como apresentado no Capítulo 4. Os níveis de corrente de curto-circuito mais elevados no domínio estático representam parte do conservadorismo intrínseco às análises nesse domínio.

Para a coordenação dos relés é necessário obter os ajustes de corrente e tempo que resultem em um tempo mínimo de operação entre todos os pares de relés do sistema. Os ajustes gerados por meio do *software* desenvolvido na EESC-USP, retornaram resultados baseados no estudo de curto-circuito estático. Dessa forma, parametrizaram-se as curvas de atuação dos relés para níveis mais elevados de corrente e aumentou-se assim o tempo de atuação no domínio dinâmico, dado seu menor nível de corrente de curto-circuito, uma vez que as curvas são inversamente proporcionais ao nível de corrente.

Mesmo no domínio estático, no qual os ajustes de tempo e corrente dos relés foram obtidos, não foi possível coordenar todos os pares de relés em estudo. A dificuldade em coordenar todos os pares aumenta conforme as restrições inerentes ao processo de coordenação também aumenta. Dessa forma, para a análise estática, os casos em que um relé atuava tanto como proteção principal, quanto retaguarda com outros pares, dificultaram a obtenção do ajuste sem violação de coordenação.

Dificuldades como essas estão relacionadas ao processo de coordenação dos relés de proteção e não necessariamente ao domínio estático. Dessa forma, ao aplicar os ajustes de tempo e corrente nos relés de proteção enquanto realizava-se o estudo de curto-circuito dinâmico, foi

possível analisar a eficiência desses ajustes neste domínio. Para o sistema elétrico simulado em cerca de 70% dos casos foi possível coordenar os pares de relés, contra cerca de 30% de casos no domínio estático. Este resultado retornou um cenário mais eficiente no domínio dinâmico, em que os níveis de corrente de curto-circuito ficaram em média 4% inferiores ao estático.

Baseado nos resultados observados, é factível utilizar os ajustes de tempo e corrente, obtidos por meio de simulações no domínio estático, no domínio dinâmico. O conservadorismo referente ao domínio estático não prejudicou a coordenação dinâmica, em que o intervalo de coordenação ficou em média 0,06 segundos acima do intervalo de coordenação no domínio estático. Com intuito de aumentar confiabilidade do resultado, recomenda-se simular estes ajustes de tempo e corrente também no domínio dinâmico, garantindo que a coordenação dos pares de relés de interesse não estará comprometida. Dessa forma, usufrui-se da menor complexidade para obter os ajustes de tempo e corrente dos relés e mantém-se a confiabilidade do sistema de proteção, sendo essa uma das principais característica deste.

Para projetos futuros, recomenda-se aumentar a quantidade de pares de relés a se coordenar, estudar o efeito da variação das curvas de atuação nas simulações dinâmicas de coordenação de relés com uso de ajustes de tempo e corrente, baseados no estudo de curto-circuito estático. Pode-se tanto aumentar o número de relés do sistema, aumentando sua complexidade, quanto simular contingências neste. Dessa forma, pode-se simular o sistema considerando falhas em linhas, considerando uma topologia N-1 linhas, por exemplo, e verificar se a coordenação dos pares de relés ainda se mantém.

REFERÊNCIAS

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE (ANSI) IEE APPLICATION GUIDE FOR AC HIGH-VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A SYMMETRICAL CURRENT BASIS. [S.l.]: ANSI/IEEE C37.010-1979, 1979. 1979 p. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 36.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. New York: Ed. McGraw-Hill, 1999. Citado na página 13.

BERNARDES, W. M. S. **Algoritmo Enxame de Partículas Discreto para Coordenação de Relés Direcionais de Sobrecorrente em Sistemas Elétricos de Potência**. 155 p. Dissertação (Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica — Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 13, 18, 27 e 28.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. São Carlos, SP: Editora da EESC, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 7, 17 e 21.

DIGSILENT PowerFactory, User Manual. 2015. Disponível em: <<http://www.digsilent.de>>. Acesso em: 30 out. 2017. Citado na página 31.

IEEE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Application of Discrete PSO and Evolutionary PSO to the Coordination of Directional Overcurrent Relays. [S.l.: s.n.], 2013. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 29.

IEEE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. [S.l.]: IEE Std. 242, v. 14, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

IEEE STANDARD INVERSE-TIME CHARACTERISTIC EQUATIONS FOR OVERCURRENT RELAYS. [S.l.]: C37.112-1996, 1997. Citado na página 25.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. [S.l.]: IEC TR 60909, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 36.

NEGRAO, D. L. A. **Metodologia Para a Coordenação e Seletividade da Proteção Direcional de Sobrecorrente em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica — Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015. Citado 5 vezes nas páginas 7, 17, 20, 21 e 26.

OLIVEIRA, C. B. M. **Desenvolvimento de Modelos no Programa DigSILENT PowerFactory para o Estudo de Estabilidade Transiente em Sistemas Elétricos de Potência com Aerogerador**. Dissertação (Mestrado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.

PHADKE, A. G.; THORP, S. J. **Computer Relaying for Power Systems**. Chichester, UK: Ed. John Wiley Sons, Ltd, 1990. Citado 3 vezes nas páginas 7, 18 e 19.

ROMÉRO, S. P. **ANAFAS - Programa de Análise de Faltas Simultâneas**. [S.l.: s.n.], 2011. Citado na página [31](#).

TLEIS, N. D. **Power Systems Modelling and Fault Analysis: Theory and Practice**. Oxford, UK: Ed. Elsevier Ltd, 2008. Citado na página [13](#).

APÊNDICE 1

6.1 DADOS DOS TRANSFORMADORES

O SEP em estudo conta com 12 transformadores, com relações de transformação de 11,5kV - 138kV e 13,8kV - 138kV. Os dados de impedâncias estão em % com uma potência base de 100MVA. Na Tabela 22, tem-se os dados de todos os transformadores.

Transformador	Lado Baixa	Lado Alta	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
1	11426 - 13,8kV	11425 - 138kV	0	12,3	0	8,61
2	11428 - 13,8kV	11427 - 138kV	0	12,3	0	8,61
3	11431 - 13,8kV	11430 - 138kV	0	15	0	10,4
4	11433 - 13,8kV	11432 - 138kV	0	5	0	3,47
5	11441 - 13,8kV	11440 - 138kV	0	24,12	0	10,05
6	11443 - 13,8kV	11442 - 138kV	0	24,12	0	10,05
7	19225 - 11,5kV	19221 - 138kV	0	67	0	67
8	33052 - 13,8kV	33032 - 138kV	0	35	0	35
9	33053 - 13,8kV	33032 - 138kV	0	35	0	35
10	33042 - 13,8kV	33041 - 138kV	0	16	0	16
11	33045 - 13,8kV	33046 - 138kV	0	35	0	35
12	33049 - 13,8kV	33046 - 138kV	0	35	0	35

Tabela 22 – Dados dos Transformadores do SEP

6.2 DADOS DOS BARRAMENTOS

O sistema elétrico de potência em estudo conta com 46 barramentos, com tensão variando de 11,5kV a 138kV. Na Tabela 23, tem-se os dados de todos os barramentos.

Número do Barramento	ID do Barramento	Tensão do Barramento (kV)
1	11425	138
2	11426	13,8
3	11427	138
4	11428	13,8
5	11430	138
6	11431	13,8
7	11432	138
8	11433	13,8
9	11440	138
10	11441	13,8
11	11442	138
12	11443	13,8
13	14247	138
14	11493	138
15	14509	138
16	19200	138
17	19210	138
18	19216	138
19	19217	138
20	19218	138
21	19219	138
22	19220	138
23	19221	138
24	19225	11,5
25	19226	138
26	19227	138
27	19240	138
28	19246	138
29	19247	138
30	19280	138
31	19294	138
32	33006	138
33	33007	138
34	33008	138
35	33032	138
36	33039	138
37	33040	138
38	33041	138
39	33042	13,8
40	33045	13,8
41	33046	138
42	33047	138
43	33048	138
44	33049	13,8
45	33052	13,8
46	33053	13,8

Tabela 23 – Dados dos Barramentos do SEP

DADOS DOS GERADORES O SEP em estudo conta com 16 geradores com tensões base de 13,8kV e 138kV. Os dados de impedâncias estão em % com uma potência base de 100MVA. Na Tabela 24, tem-se os dados de todos os geradores.

Número Gerador	Barramento	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
1	11426 - 13,8kV	0	54,35	inf	inf
2	11428 - 13,8kV	0	54,35	inf	inf
3	11431 - 13,8kV	0	64,14	inf	inf
4	11433 - 13,8kV	0	21,38	inf	inf
5	11441 - 13,8kV	0	154,28	inf	inf
6	11443 - 13,8kV	0	154,28	inf	inf
7	19210 - 138kV	13,967	44,411	5,3485	43,037
8	19240 - 138kV	1,167	54,2579	2,4084	10,091
9	19280 - 138kV	0,621	73,07	32,0904	9,1003
10	33042 - 13,8kV	0	38,86	6301,2	18,24
11	33045 - 13,8kV	0	92,8	0	25,6
12	33049 - 13,8kV	0	92,8	3150,6	25,6
13	33049 - 13,8kV	0	108	3150,6	28
14	33052 - 13,8kV	0	92,8	0	25,6
15	33053 - 13,8kV	0	92,8	3150,6	25,6
16	33053 - 13,8kV	0	108	3150,6	28

Tabela 24 – Dados dos Geradores do SEP

6.3 DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

O SEP em estudo conta com 44 linhas de transmissão com tensão base de 138kV. Os dados das impedâncias em % com uma potência base de 100MVA foram convertidos para ohm. Na Tabela 25, tem-se os dados de todas as linhas de transmissão.

LT	De	Para	R1 [Ω]	X1 [Ω]	R0 [Ω]	X0 [Ω]
1	19227	14493	0,133308	0,361836	0,38088	1,23786
2	19200	19210	6,912972	18,129888	19,196352	64,006884
3	19217	19218	3,370788	7,312896	8,055612	25,51896
4	19210	19218	7,04628	15,082848	17,006292	52,294824
5	19210	19220	1,542564	3,3327	3,23748	12,09294
6	19210	19220	1,542564	3,3327	3,23748	12,09294
7	19220	19226	3,23748	8,47458	8,988768	29,956212
8	19220	19227	7,446204	19,501056	20,681784	68,93928
9	19247	19240	2,47572	6,513048	6,893928	22,986108
10	19226	19246	1,009332	2,647116	2,799468	9,369648
11	19217	19280	1,33308	3,485052	3,694536	12,28338
12	19294	19280	1,52352	3,961152	4,056372	14,149692
13	19216	19294	0,019044	0,057132	0,057132	0,171396
14	19240	33007	2,57094	6,741576	7,1415	23,805
15	33007	33006	0,1837746	0,48200364	0,51056964	1,70005788
16	33008	33006	0,1837746	0,48200364	0,51056964	1,70005788
17	33008	19246	5,084748	13,349844	14,149692	47,095812
18	19216	33047	2,723292	5,80842	6,551136	20,148552
19	33048	19210	7,484292	16,054092	18,0918	55,627524
20	33048	33046	1,61874	4,1782536	5,579892	17,1396
21	33047	33046	1,61874	4,1782536	5,579892	17,1396
22	19227	33040	0,990288	2,76138	2,609028	9,198252
23	33040	33032	1,580652	3,923064	3,923064	14,7591
24	33032	33039	1,580652	3,923064	3,923064	14,7591
25	33039	19247	0,990288	2,589984	2,76138	9,179208
26	19200	19219	5,732244	15,04476	15,939828	53,113716
27	19219	19210	1,180728	3,085128	3,275568	10,893168
28	19200	11425	0	23,42412	0	23,42412
29	19200	11427	0	23,42412	0	23,42412
30	19210	11430	0	28,566	0	28,566
31	19210	11432	0	9,522	0	9,522
32	19220	11440	0	45,934128	0	45,934128
33	19220	11442	0	45,934128	0	45,934128
34	19220	19221	0	127,5948	0	127,5948
35	33006	33041	0	30,4704	12000,00528	30,4704
36	33046	33045	0	66,654	inf	inf
37	33046	33049	0	66,654	inf	inf
38	33032	33052	0	66,654	inf	inf
39	33032	33053	0	66,654	inf	inf
40	19210	19240	236,755008	342,98244	1204,418736	2212,9128
41	19210	19280	840,735468	1694,05902	20439,9252	41854,9032
42	19240	19280	48,0365856	89,2916028	965,72124	1717,178436
43	14247	19217	0	0,0019044	0	0,0019044
44	14509	19294	0	0,0019044	0	0,0019044

Tabela 25 – Dados das LT do SEP

6.4 DADOS DAS IMPEDÂNCIAS MÚTUAS

O SEP em estudo conta com 16 trechos de impedância mútua com tensão base de 138kV. Os dados das impedâncias em % com uma potência base de 100MVA foram convertidos para ohm. Na Tabela 26, tem-se os dados de todas as impedâncias mútuas.

Número Trecho	Linha 1	Linha 2	R0 (%)	X0 (%)
1	19210/19220	19210/19220	0,1752048	0,8074656
2	19220/19226	19220/19227	0,5751288	1,9767672
3	19226/19246	19220/19227	0,1790136	0,6170256
4	19294/19280	19217/19218	0,0171396	0,1275948
5	19217/19280	19294/19280	0,2361456	0,8112744
6	19217/19218	19216/19294	0,0038088	0,0114264
7	19240/33007	19247/19240	-0,4418208	-1,5159024
8	33008/19246	19220/19227	-0,90459	-3,1117896
9	19216/33047	19210/19218	0,2647116	0,9103032
10	19217/19218	19216/33047	0,1199772	0,409446
11	33048/19210	19210/19218	0,733194	2,5157124
12	19217/19218	33048/19210	0,3294612	1,1293092
13	33008/19246	19227/33040	-0,1771092	-0,6075036
14	33008/19246	33039/19247	-0,1752048	-0,6055992
15	19200/19210	19200/19219	1,0207584	3,504096
16	19200/19210	19219/19210	0,209484	0,7179588

Tabela 26 – Dados das Impedâncias Mútuas do SEP

APÊNDICE 2

Para o estudo de caso apresentado no Capítulo 4, segue as demais análises.

7.1 CURTO-CIRCUITO ESTÁTICO

Na Figuras 27, 28, 29, 30 e 31, têm-se os coordenogramas resultantes da coordenação das curvas dos pares de relé principal e retaguarda R1-R5, R5-R8, R8-R1/R6/R10 e R6-R4 e R10-R9, respectivamente, no *software* PowerFactory.

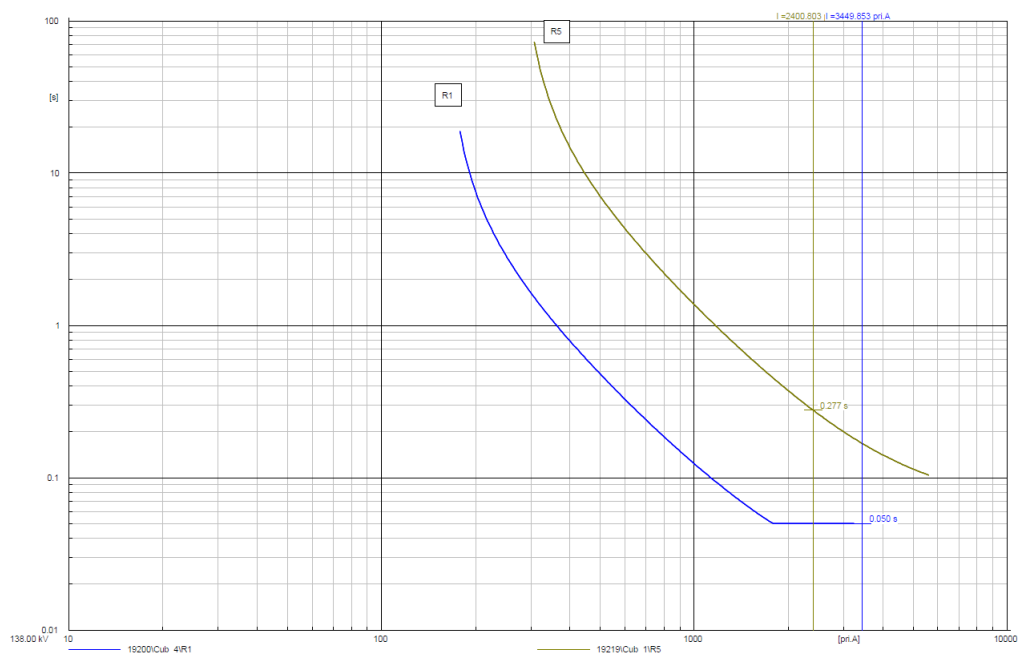


Figura 27 – Curva de atuação par R1-R5

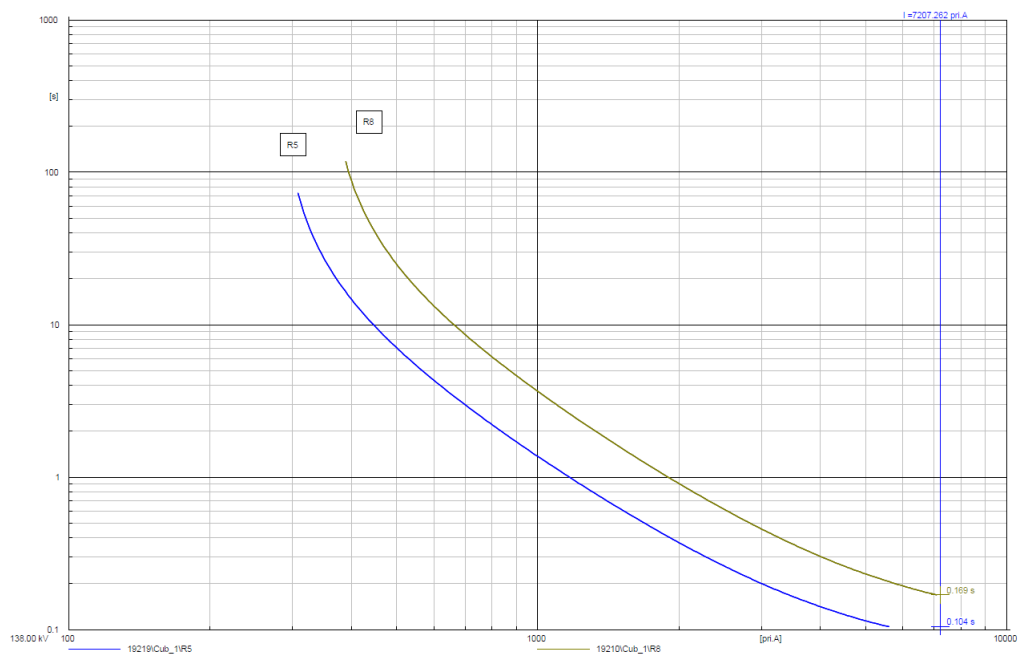


Figura 28 – Curva de atuação par R5-R8

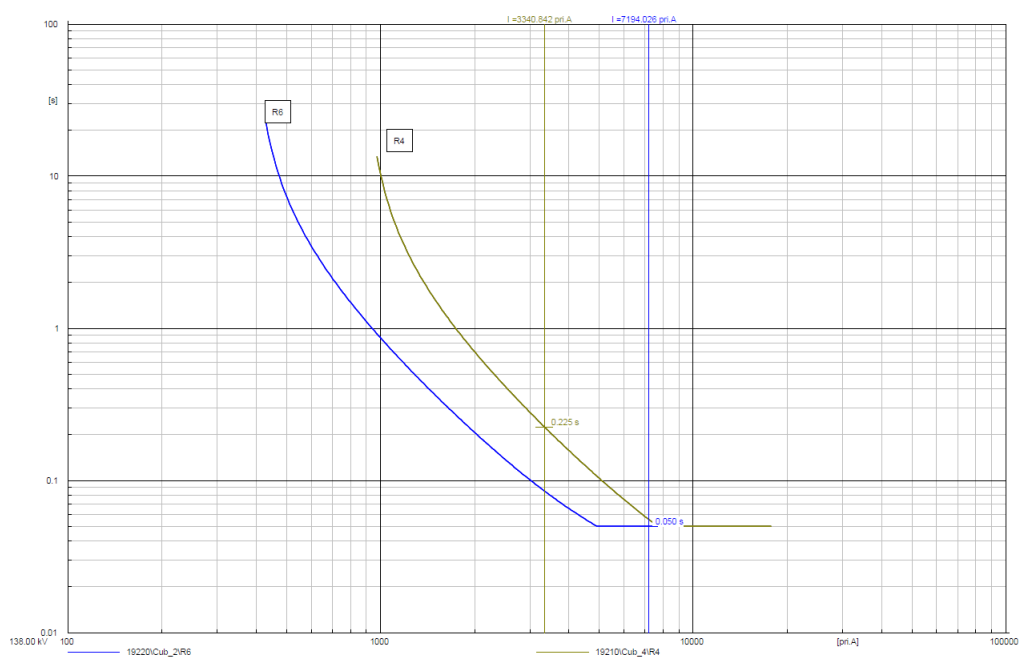


Figura 29 – Curva de atuação par R6-R4

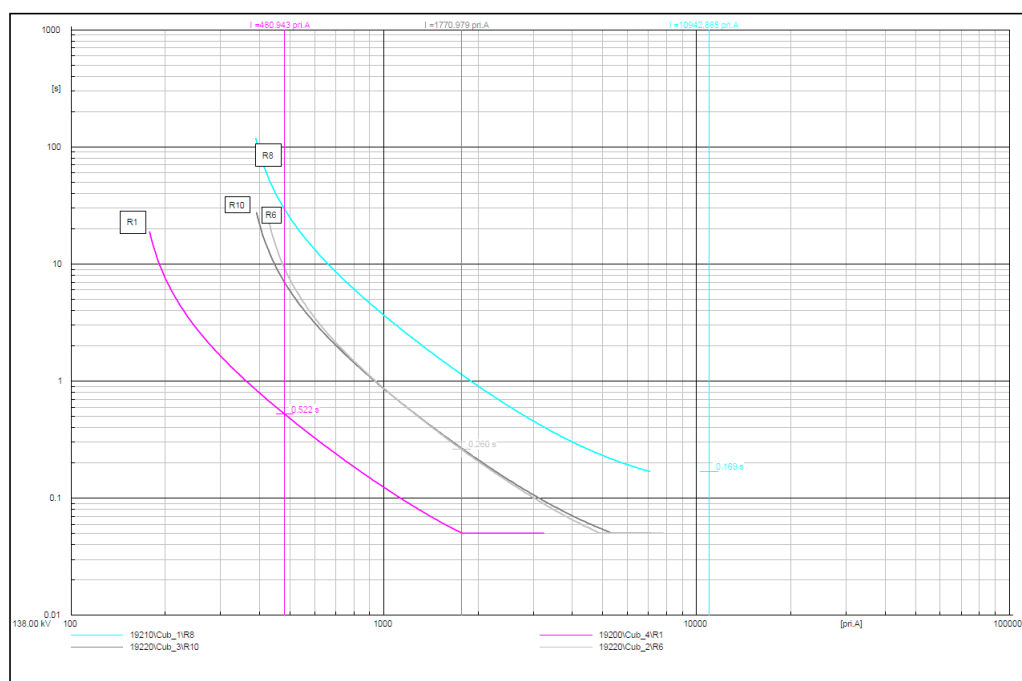


Figura 30 – Curva de atuação par R8-R1, R8-R6 e R8-R10

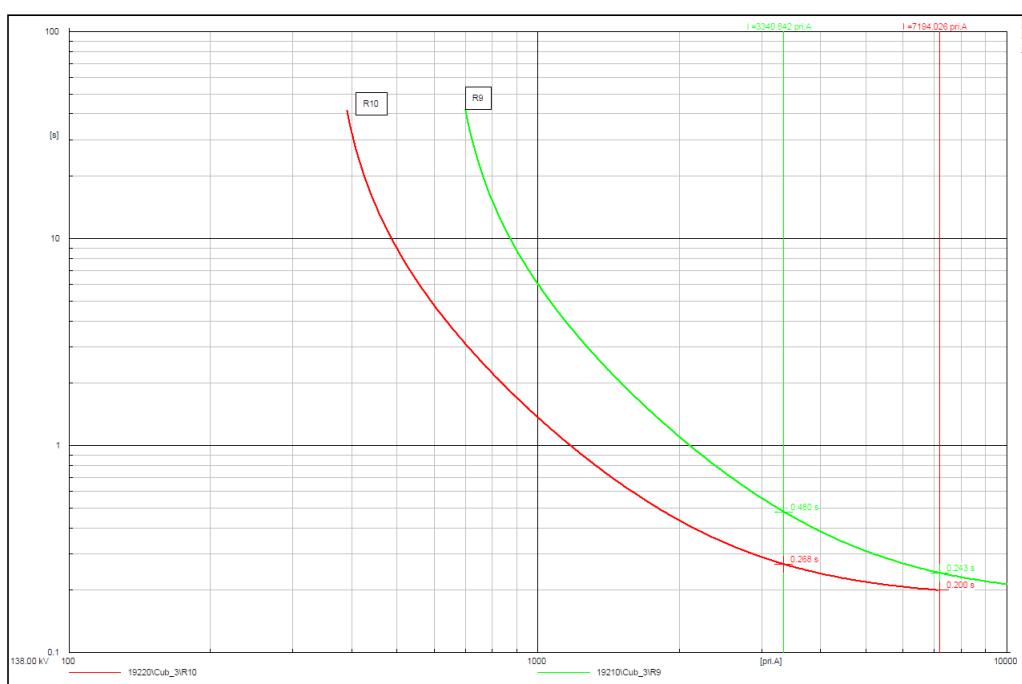


Figura 31 – Curva de atuação par R10-R9

7.2 CURTO-CIRCUITO DINÂMICO

Na Figuras 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38 e 39 têm-se os demais gráficos dos tempos de atuação dos relés que atuam na ocorrência de faltas trifásicas dinâmicas do tipo *close-in* nos relés principais, R1-R5, R5-R8 e R10-R9, respectivamente, no *software* PowerFactory.

7.2.1 Par R1-R5

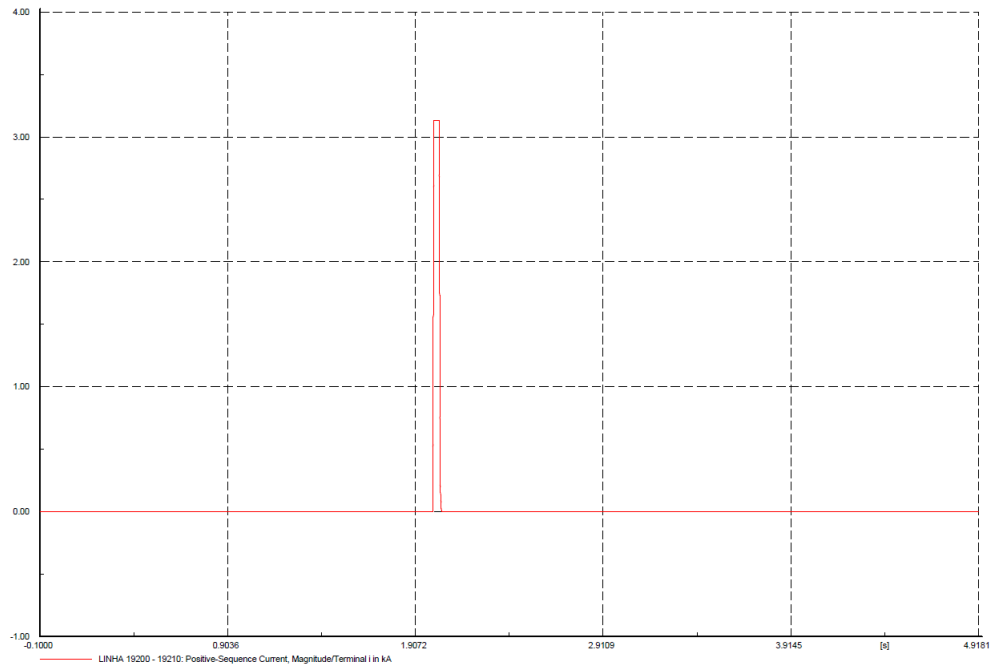


Figura 32 – Corrente de curto-circuito no relé R1 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R1

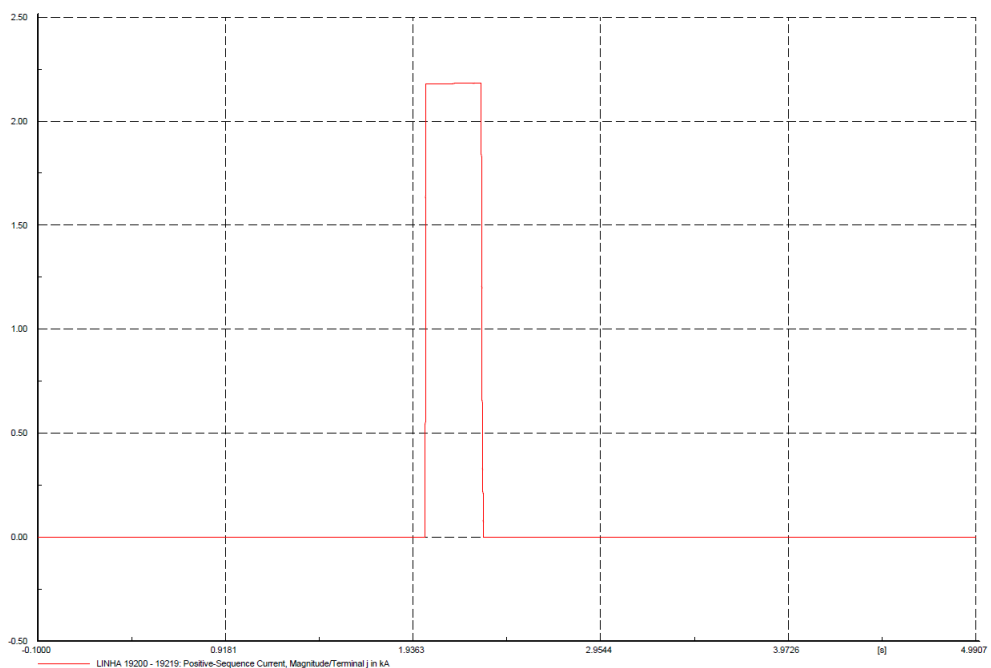


Figura 33 – Corrente de curto-circuito no relé R5 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R1, considerando falha no relé principal R1

7.2.2 Par R5-R8

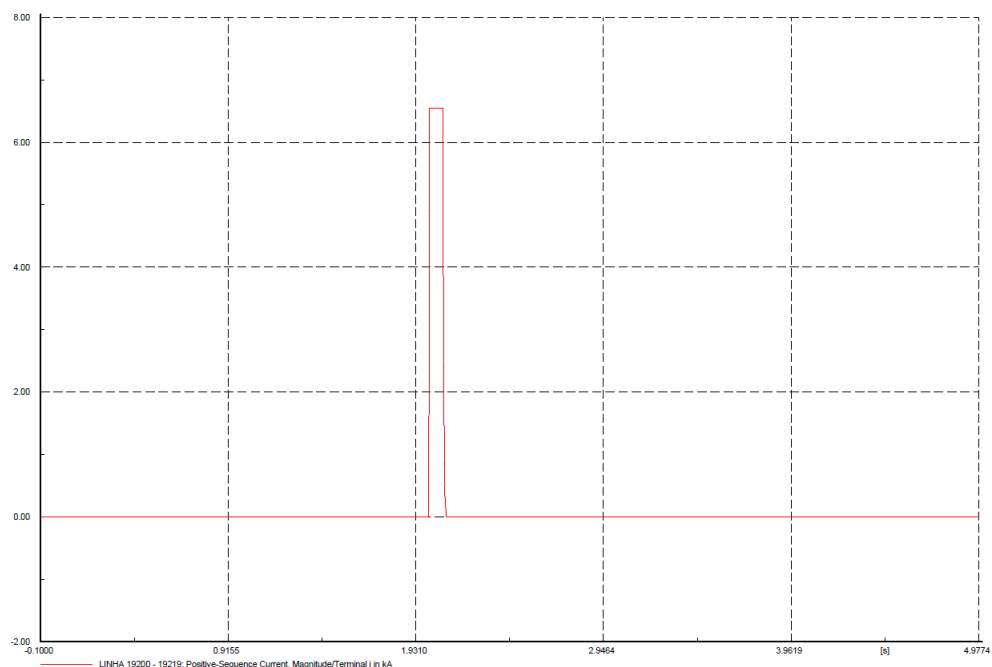


Figura 34 – Corrente de curto-circuito no relé R5 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R5

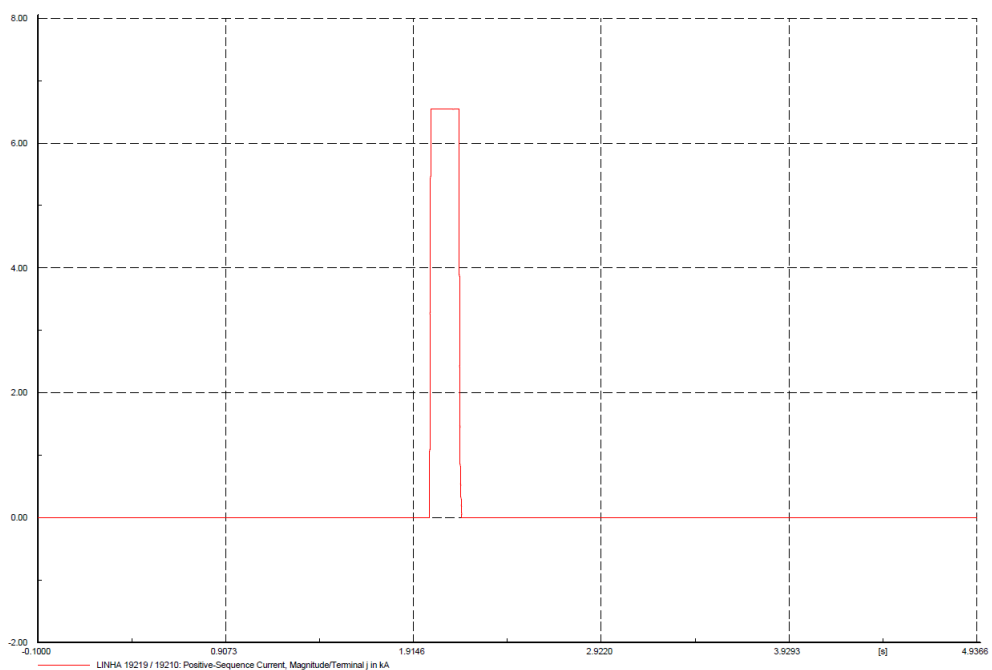


Figura 35 – Corrente de curto-circuito no relé R8 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R5, considerando falha no relé principal R5

7.2.3 Par R10-R9

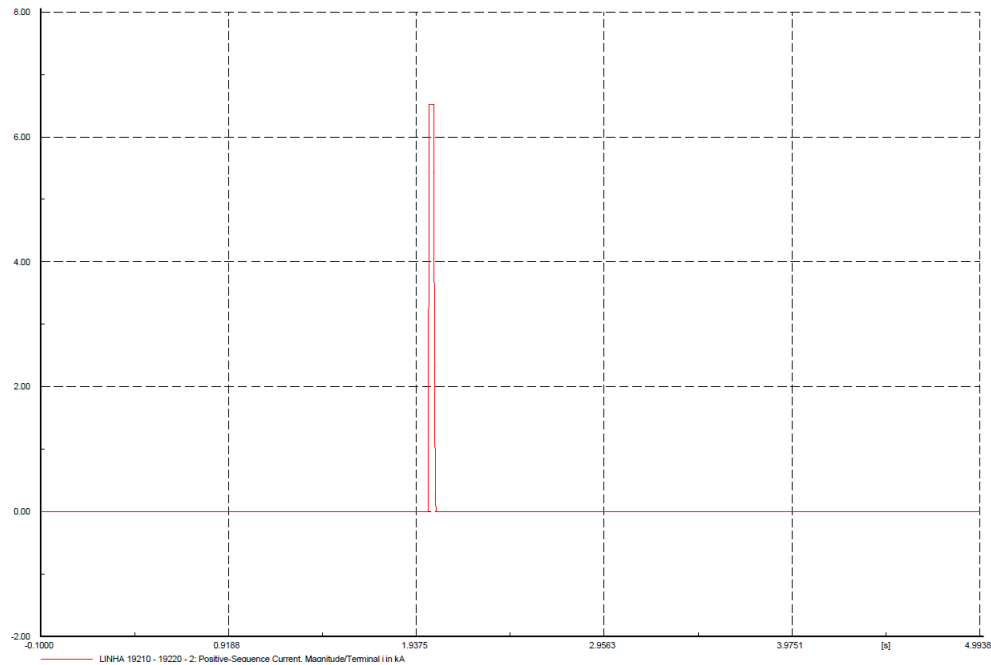


Figura 36 – Corrente de curto-circuito no relé R10 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R10

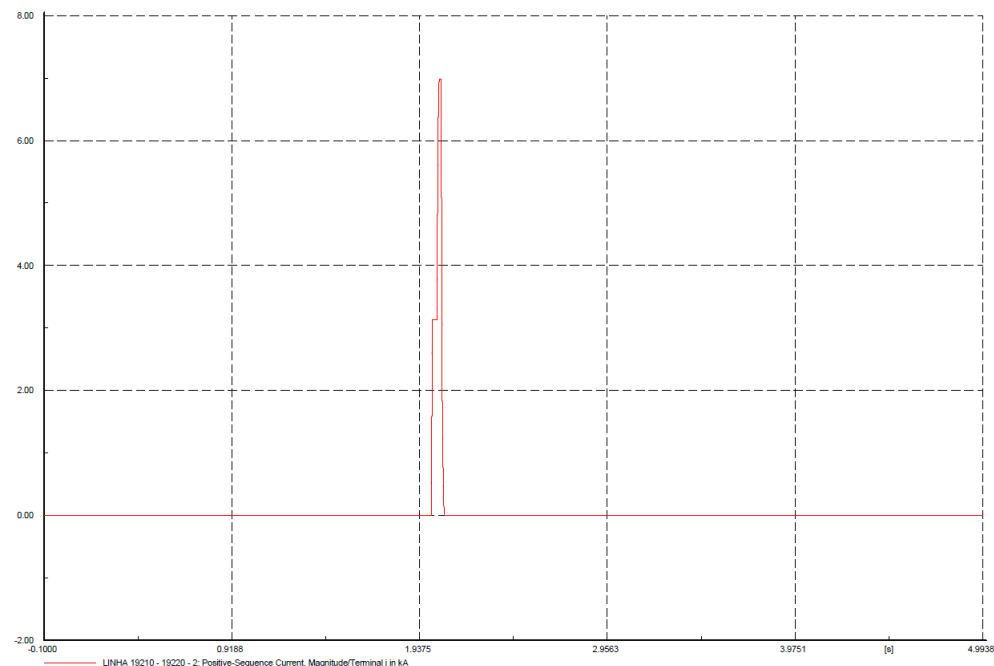


Figura 37 – Corrente de curto-circuito no relé R4 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R10

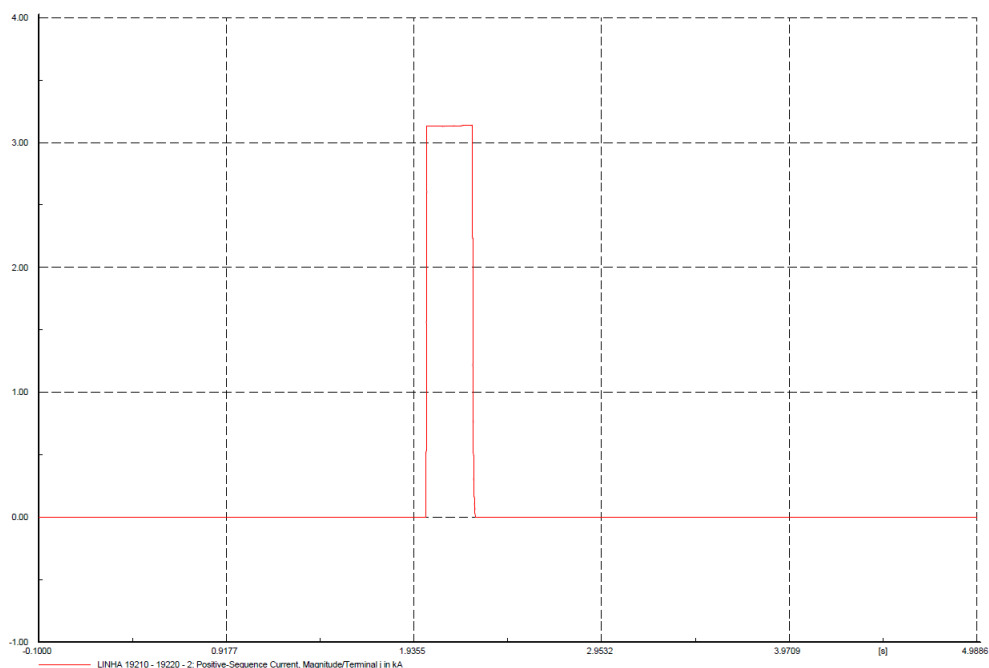


Figura 38 – Corrente de curto-circuito no relé R4 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R10, considerando falha no relé principal R10

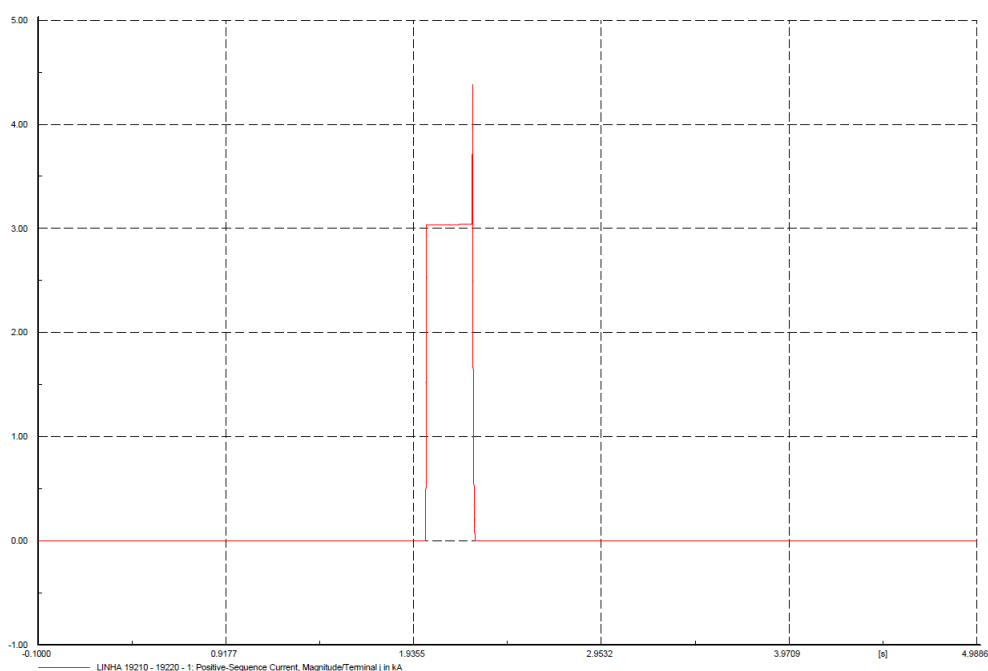


Figura 39 – Corrente de curto-circuito no relé R9 para curto-circuito dinâmico trifásico do tipo *close-in* na barra do relé R10, considerando falha no relé principal R10

Nos casos dos pares de relés R1-R5 e R5-R8, tem-se atuação somente dos relés principais e dos respectivos relés de retaguarda, quando há falha do relé principal.

APÊNDICE 3

Para este trabalho, utilizou-se como base da dados um trecho do Sistema Interligado Nacional (SIN) representando uma parte do Estado de São Paulo, disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) (ONS,2013) no formato do programa de cálculo de curtos-circuitos ANAFAS.

0
A 1
1 1
2 CEB-D
(Base de Potencia
100
100
(DADOS DE BARRAS
DBAR
(NB C M BN VPRE ANG VBAS DISJUN IA
(---= - ----- ---===== --- ----- ---
11425 1 T#CAC138 13A 51
11426 0 CAC.G1 13.8 13.8 51
11427 1 T#CAC138 13B 51
11428 0 CAC.G2 13.8 13.8 51
11430 1 T#EUC138 13A 51
11431 0 EUC.G1 13.8 13.8 51
11432 1 T#EUC138 13B 51
11433 0 EUC.G2- 13.8 13.8 51
11440 1 T#LMO138 13A 51
11441 0 LMO.G1 13.8 13.8 51
11442 1 T#LMO138 13B 51
11443 0 LMO.G2 13.8 13.8 51
14247 0 ELFUSA 138 138 38
14493 0 SCRUZPA 138 138 38
14509 0 SJBVIST 138 138 38
19200 0 CACONDE 138 138 9
19210 0 EUCUNHA 138 138 9
19216 2 D#ASSOF 138 138 9
19217 2 D#ELFUS 138 138 9
19218 2 D#VGS 138 138 9
19219 0 SJRPARD 138 138 9
19220 0 LIMOEIR 138 138 9
19221 1 T#LMO138 11C 9

19225 0 LIMOEIR 11.5 11.5 9
19226 2 D#CBRAN 138 138 9
19227 2 D#SCRUZ 138 138 9
19240 0 P.FERR. 138 138 9
19246 2 D#CABFE 138 138 9
19247 2 D#PSS2 138 138 9
19280 0 SJBVIST 138 138 9
19294 2 D#SJBV1 138 138 9
33006 0 US FERR 138 138 38
33007 2 A#USFER 138 138 38
33008 2 A#USFER 138 138 38
33032 0 USABENS 138 138 38
33039 2 A#USABS 138 138 38
33040 2 A#USABS 138 138 38
33041 1 T#FER138 13 9
33042 0 FERRARI 13.8 13.8 9
33045 0 S.JOAO 13.8 13.8 38
33046 0 US.ABEN 138 138 38
33047 2 A#USABS 138 138 38
33048 2 A#USABS 138 138 38
33049 0 S.JOAO 13.8 13.8 38
33052 0 S.LUIZ 13.8 13.8 38
33053 0 S.LUIZ 13.8 13.8 38
99999

(DADOS DE CIRCUITO)

DCIR

(BF CE BT NCT R1 X1 R0 X0 CN S1 S0 TAP TB TCIA DEF KM

[illegible]

```
0 11426 1G 054.350999999999999 0 0 9 0E
0 11428 1G 054.350999999999999 0 0 9 0E
0 11431 1G 064.140999999999999 0 0 9 0E
0 11433 1G 021.380999999999999 0 0 9 0E
0 11441 1G 0154.289999999999999 0 0 9 0E
0 11443 1G 0154.289999999999999 0 0 9 0E
0 14493 99c999999999999 0134.00 0 0 9 0E
0 19200 99c999999999999 065.400 0 0 9 0E
0 19210 99G13.96744.4115.348543.037 0 0 9 0E
0 19218 99c9999999999990.000044.143 0 0 9 0E
0 19226 99c9999999999990.010071.840 0 0 9 0E
0 19240 99G1.16754.25792.408410.091 0 0 9 0E
0 19247 99c9999999999992.7100152.52 0 0 9 0E
0 19280 99G0.62173.07032.09049.1003 0 0 9 0E
0 19294 99c999999999999 0102.00 0 0 9 0E
```

```

0 33042 1G 038.8606301.218.240 0 0 9 0E
0 33045 1G 092.800 025.600 0 0 9 0E
0 33045 2c9999999999999 035.000 0 0 9 0E
0 33049 1G 092.8003150.625.600 0 0 9 0E
0 33049 2G 0108.003150.628.000 0 0 9 0E
0 33049 3c9999999999999 035.000 0 0 9 0E
0 33052 1G 092.800 025.600 0 0 9 0E
0 33052 2c9999999999999 035.000 0 0 9 0E
0 33053 1G 092.8003150.625.600 0 0 9 0E
0 33053 2G 0108.003150.628.000 0 0 9 0E
0 33053 3c9999999999999 035.000 0 0 9 0E
19227 14493 1 0.07000.19000.20000.6500 ELK 0 0 0 0E
19200 19210 1 3.63009.520010.08033.610 CTP 0 0 0 0E
19217 19218 1 1.77003.84004.230013.400 CTP 0 0 0 0E
19210 19218 1 3.70007.92008.930027.460 CTP 0 0 0 0E
19210 19220 1 0.81001.75001.70006.3500 CTP 0 0 0 0E
19210 19220 2 0.81001.75001.70006.3500 CTP 0 0 0 0E
19220 19226 1 1.70004.45004.720015.730 CTP 0 0 0 0E
19220 19227 1 3.910010.24010.86036.200 CTP 0 0 0 0E
19247 19240 1 1.30003.42003.620012.070 CTP 0 0 0 0E
19226 19246 1 0.53001.39001.47004.9200 CTP 0 0 0 0E
19217 19280 1 0.70001.83001.94006.4500 CTP 0 0 0 0E
19294 19280 1 0.80002.08002.13007.4300 CTP 0 0 0 0E
19216 19294 1 0.01000.03000.03000.0900 CTP 0 0 0 0E
19240 33007 1 1.35003.54003.750012.500 0 0 0 0E
33007 33006 1 0.09650.25310.26810.8927 0 0 0 0E
33008 33006 1 0.09650.25310.26810.8927 0 0 0 0E
33008 19246 1 2.67007.01007.430024.730 0 0 0 0E
19216 33047 1 1.43003.05003.440010.580 CTP 0 0 0 0E
33048 19210 1 3.93008.43009.500029.210 CTP 0 0 0 0E
33048 33046 1 0.85002.19402.93009.0000 CTP 0 0 0 0E
33047 33046 1 0.85002.19402.93009.0000 CTP 0 0 0 0E
19227 33040 1 0.52001.45001.37004.8300 CTP 0 0 0 0E
33040 33032 1 0.83002.06002.06007.7500 CTP 0 0 0 0E
33032 33039 1 0.83002.06002.06007.7500 CTP 0 0 0 0E
33039 19247 1 0.52001.36001.45004.8200 CTP 0 0 0 0E
19200 19219 1 3.01007.90008.370027.890 CTP 0 0 0 0E
19219 19210 1 0.62001.62001.72005.7200 CTP 0 0 0 0E
11426 11425 1T 012.300999999999999 AES 0 0 1.0 0 0E

```

0 11425 1T9999999999999999 08.6100 0 0 11426 1 0 0E
 19200 11425 1T 012.300 012.300 AES 0 0 1.0 0 0E
 19200 11427 1T 012.300 012.300 AES 0 0 1.0 0 0E
 11428 11427 1T 012.3009999999999999 AES 0 0 1.0 0 0E
 0 11427 1T9999999999999999 08.6100 0 0 11428 1 0 0E
 11431 11430 1T 015.0009999999999999 AES 0 0 1.0 0 0E
 0 11430 1T9999999999999999 010.400 0 0 11431 1 0 0E
 19210 11430 1T 015.000 015.000 AES 0 0 1.0 0 0E
 19210 11432 1T 05.0000 05.0000 AES 0 0 1.0 0 0E
 11433 11432 1T 05.0000999999999999 AES 0 0 1.0 0 0E
 0 11432 1T9999999999999999 03.4700 0 0 11433 1 0 0E
 11441 11440 1T 024.1209999999999999 AES 0 0 1.0 0 0E
 0 11440 1T9999999999999999 010.050 0 0 11441 1 0 0E
 19220 11440 1T 024.120 024.120 AES 0 0 1.0 0 0E
 19220 11442 1T 024.120 024.120 AES 0 0 1.0 0 0E
 11443 11442 1T 024.1209999999999999 AES 0 0 1.0 0 0E
 0 11442 1T9999999999999999 010.050 0 0 11443 1 0 0E
 19220 19221 1T 067.0009999999999999 CTP 0 0 1.0 0 0E
 0 19221 1T9999999999999999 067.000 0 0 19220 1 0 0E
 19225 19221 1T 067.000 067.000 0 0 1.0 0 0E
 33006 33041 1T 016.0009999999999999 0 0 1.0 0 0E
 0 33041 1T9999999999999999 6301.216.000 0 0 33006 1 0 0E
 33042 33041 1T 016.000 016.000 0 0 1.0 0 0E
 33046 33045 1T 035.0009999999999999 ELK 0 0 1.0 0 0E
 33046 33049 1T 035.0009999999999999 ELK 0 0 1.0 0 0E
 33032 33052 1T 035.0009999999999999 EKT 0 0 1.0 0 0E
 33032 33053 1T 035.0009999999999999 EKT 0 0 1.0 0 0E
 19210 19240 99 124.32180.10632.441162.0 EQIV 0 0 9 0E
 19210 19280 99 441.47889.5510733.21978. EQIV 0 0 9 0E
 19240 19280 99 25.22446.887507.10901.69 EQIV 0 0 9 0E
 14247 19217 1 00.0010 00.0010 Tie 0 0 9 0E
 14509 19294 1 00.0010 00.0010 Tie 0 0 9 0E
 99999
 (DADOS DE IMPEDANCIAS MUTUAS
 DMUT
 (BF1 C BT1 NC1 BF2 BT2 NC2 RM XM IA
 (—= — == — == —===== —
 19210 19220 2 19210 19220 1 92 424
 19220 19226 1 19220 19227 1 302 1038
 19226 19246 1 19220 19227 1 94 324
 19294 19280 1 19217 19218 1 9 67

19217	19280	1	19294	19280	1	124	426
19217	19218	1	19216	19294	1	2	6
19240	33007	1	19247	19240	1	-232	-796
33008	19246	1	19220	19227	1	-475	-1634
19216	33047	1	19210	19218	1	139	478
19217	19218	1	19216	33047	1	63	215
33048	19210	1	19210	19218	1	385	1321
19217	19218	1	33048	19210	1	173	593
33008	19246	1	19227	33040	1	-93	-319
33008	19246	1	33039	19247	1	-92	-318
19200	19210	1	19200	19219	1	536	1840
19200	19210	1	19219	19210	1	110	377
99999							