

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Leonardo Stöhlirck**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE E AJUSTE DA SELETIVIDADE DE  
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SITUAÇÕES DE  
CONTINGÊNCIA**

**Santa Maria, RS  
2018**

**Leonardo Stöhlirck**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE E AJUSTE DA SELETIVIDADE DE  
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS  
2018

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Stöhlirck, Leonardo  
METODOLOGIA PARA ANÁLISE E AJUSTE DA SELETIVIDADE DE  
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIA /  
Leonardo Stöhlirck.- 2018.  
110 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Redes inteligentes 2. Reestabelecimento automático  
3. Proteção e seletividade em sistemas de distribuição 4.  
Sistemas em contingência I. Pinheiro Bernardon, Daniel  
II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

---

©2018

Todos os direitos autorais reservados a Leonardo Stöhlirck. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Avenida Vinte e Cinco de Julho, 382, Centro, Selbach, RS, 99450-000

Fone: (54) 991176824; Endereço Eletrônico: [leonardostohlrck@gmail.com](mailto:leonardostohlrck@gmail.com)

---

Leonardo Stöhlirck

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE E AJUSTE DA SELETIVIDADE DE  
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM,RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 23 de Agosto de 2018:**

  
**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

  
**Arturo Suman Bretas, Dr. (UF)**

  
**Aécio de Lima Oliveira, Dr. (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2018

*A Deus,  
à minha esposa, Silvia,  
meus filhos, Martín e Solano,  
e aos meus pais,  
Ernani (in memoriam) e Dulci.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar à minha família, por compreender, auxiliar e me incentivar na realização deste trabalho. À minha esposa, Sílvia, pelo amor, apoio, companheirismo, compreensão e pela incansável dedicação aos nossos filhos, com certeza constituímos uma família muito feliz e amorosa. Aos meus filhos, dos quais, por alguns momentos, tive que me ausentar para me dedicar aos estudos e ao trabalho.

Agradeço também aos meus pais, Ernani (*in memoriam*) e Dulci, pela dedicação e esforço em me fornecer os bens mais importantes da vida, o amor e a educação, que com certeza me auxiliaram até agora durante a minha caminhada. Aos meus irmãos, Ricardo e Ana Paula, pela amizade, apoio e bons momentos vividos. Enfim, a todos da minha família que de uma forma ou de outra contribuíram para a minha formação.

Ao meu orientador, professor Dr. Daniel Pinheiro Bernardon, pelos ensinamentos nas disciplinas do curso de pós-graduação e pela oportunidade, confiança e contribuições valiosas na orientação deste trabalho.

Aos colegas da Engenharia e da Gestão de Ativos, do Centro de Operação e Manutenção da Coprel, pela compreensão das ausências em função dos compromissos do curso e auxílio nas tarefas desempenhadas durante este trabalho.

Por fim, agradeço à Coprel Cooperativa de Energia, pelo apoio prestado e oportunidade de cursar o mestrado.

*“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo.”*

*Albert Einstein*

## RESUMO

### **METODOLOGIA PARA ANÁLISE E AJUSTE DA SELETIVIDADE DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIA**

AUTOR: Leonardo Stöhlirck

ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.

O conceito de *Smart Grid* (SG) modificou a forma de operação e planejamento dos sistemas elétricos, incentivando a automação, a geração distribuída, entre outros aspectos. A partir dessa nova concepção de sistema, propiciou-se uma série de aplicações com vistas à otimização da gestão dos ativos tanto em regime permanente como em situações de contingências. Nesse sentido, este trabalho propõe uma metodologia para análise da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção em situações de contingência, realizando as parametrizações necessárias nos equipamentos automatizados em tempo real. Como estudo de caso, serão apresentadas análises em sistemas elétricos reais, com o intuito de examinar o sistema de proteção em situações de contingências, quando teve suas características topológicas e elétricas alteradas. No caso de manobras entre as redes elétricas, os valores da corrente de curto-circuito simétrica e assimétrica se alteram, bem como a impedância e a potência, podendo representar uma condição de não coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção, fato que pode possibilitar a propagação de falhas e atuações indevidas. O estudo é baseado na topologia de redes de distribuição (RDs) da permissionária Coprel Cooperativa de Energia, que está situada na Região Sul do Brasil. Propõe-se a utilização do método heurístico através da estratégia de busca em profundidade, para análise das possibilidades de realimentação das cargas em caso de defeito, quanto à coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção para essa nova configuração. Dessa forma, a metodologia busca, através de determinada falha, definir os novos ajustes que poderão ser implementados, caso necessários, buscando garantir a coordenação e a seletividade a partir da nova configuração de rede. Com o resultado, espera-se garantir a proteção e seletividade dos dispositivos através das análises e cálculos do sistema em regime de contingência. Os novos ajustes fornecidos pelo cálculo possibilitarão, de forma rápida e segura, o atendimento ao maior número possível de consumidores. O grande benefício está relacionado à operação em tempo real do sistema, possibilitando a parametrização dos ajustes da proteção mesmo em situações de emergência, garantindo também a coordenação e seletividade dos dispositivos na contingência do sistema. Os benefícios se somam ainda à recomposição automática de sistemas de distribuição no caso da ocorrência de algum defeito, através de equipamentos automatizados que calcularão automaticamente a melhor e mais rápida forma de atendimento a um determinado número de consumidores.

**Palavras-chave:** Redes inteligentes. Reestabelecimento automático. Proteção e seletividade em sistemas de distribuição. Sistemas em contingência.



## ABSTRACT

### METHODOLOGY FOR ANALYSIS AND ADJUSTMENT OF THE SELECTIVITY OF PROTECTION DEVICES IN CONTINGENCY SITUATIONS

AUTHOR: Leonardo Stöhlirck  
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.

The concept of Smart Grid (SG) modified the way of operation and planning of electrical systems, encouraging automation, distributed generation, among others. As a result of this new system design, a series of applications were proposed with a view to optimizing the management of assets both in permanent and in contingency situations. In this sense, this work proposes a methodology for the analysis of the coordination and selectivity of the protection devices in contingency situations, performing the necessary parameterizations in the automated equipment in real time. As a case study, analyzes will be presented in real electrical systems, with the purpose of analyzing the protection system in contingency situations, where they had their topological and electrical characteristics altered. In the case of maneuvers between the electrical networks, the symmetrical and asymmetric short-circuit current values change, as well as the impedance and the power, which can represent a condition of non-coordination and selectivity of the protection equipment, a fact that can propagation of faults and improper actions. The study is based on the distribution network (DN) topology of the Coprel Cooperativa de Energia, which is located in the southern region of Brazil. It is proposed to use the Heuristic method through the Depth Search Strategy to analyze the possibilities of feedback of the loads in the event of a defect, regarding the coordination and selectivity of the protection devices for this new configuration. In this way, the methodology seeks, through a certain failure, to define the new adjustments that can be implemented, if necessary, in order to ensure coordination and selectivity from the new network configuration. With the result, it is expected to guarantee the protection and selectivity of the devices through analysis and calculations of the system in contingency. The new adjustments provided by the calculation will enable fast and secure service to the largest possible number of consumers. The great benefit is related to real-time operation of the system, allowing the parameterization of the protection settings even in emergencies, also guaranteeing the coordination and selectivity of the devices in the system's contingency. The benefits are also compounded by the automatic recomposition of distribution systems in the event of any defect, through automated equipment will automatically calculate the best and fastest way of serving a certain number of consumers.

**Keywords:** Intelligent networks. Automatic reestablishment. Protection and selectivity in distribution systems. Contingency systems.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Chave fusível tipo DHC – base C e detalhe do elo fusível .....	21
Figura 2.2 – Exemplo de equipamento religador em poste na RD da permissionária Coprel .	24
Figura 2.3 – Exemplificação da seleção de curva rápida e lenta com a curva de atuação de um elemento elo fusível .....	27
Figura 2.4 – Diagrama unifilar característico de um sistema de distribuição .....	30
Figura 2.5 – Definição das zonas de proteção de um sistema de distribuição .....	31
Figura 2.6 – Posição dos elos fusíveis protegido e protetores em um sistema elétrico de distribuição .....	33
Figura 2.7 – Exemplo de um sistema com fusível tipo K e religador, coordenado conforme critérios.....	37
Figura 3.1 – Unifilar da RD em regime normal de operação .....	43
Figura 3.2 – Unifilar da RD com a topologia em regime de contingência.....	43
Figura 3.3 – Detalhe do ajuste das curvas de fase dos religadores em regime normal de operação (Figura 3.3a) e em regime de contingência (Figura 3.3b) .....	44
Figura 3.4 – Exemplo da busca em profundidade com a abordagem aos pares para solução ..	47
Figura 3.5 – Fluxograma com a exemplificação da aplicação do método .....	48
Figura 3.6 – Diagrama de blocos das análises para a reconfiguração de contingência considerando a alteração do sistema de proteção.....	49
Figura 3.7 – Módulo de análise e alteração do ajuste na situação de contingência .....	51
Figura 3.8 – Exemplo de uma rede de distribuição com seus dispositivos de proteção.....	52
Figura 3.9 – Exemplo de rede de distribuição com a alteração do RL1 para modo seccionadora .....	54
Figura 4.1 – Disposição topológica dos alimentadores em situação normal de operação.....	58
Figura 4.2 – Detalhe da disposição dos alimentadores com identificação dos trechos .....	62
Figura 4.3 – Nível de curto-circuito no final do trecho T5.....	62
Figura 4.4 – Nível de curto-circuito no final do trecho T22.....	63
Figura 4.5 – Exemplo da tela de parametrização do religador através do supervisor do sistema de operação.....	64
Figura 4.6 – Disposição unifilar dos alimentadores sob condição normal de operação.....	65
Figura 4.7 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE PFU1 com o RL5 e com o RL6 operando na condição normal do sistema.....	66
Figura 4.8 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU1 com o RL5 e com o RL6 operando na condição normal do sistema.....	66
Figura 4.9 – Coordenograma de fase e neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU1 com o elo de 15k operando na condição normal do sistema .....	67
Figura 4.10 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE SMT com o RL 1 operando na condição normal do sistema.....	67
Figura 4.11 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE SMT com o RL 1 operando na condição normal do sistema.....	68
Figura 4.12 – Coordenograma de fase e de neutro do RL 1 com o Elo fusível de 15k operando na condição normal do sistema.....	68
Figura 4.13 – Coordenograma de fase do RL1 com o RL3 operando na condição normal do sistema .....	69
Figura 4.14 – Coordenograma de neutro do RL1 com o RL3 operando na condição normal do sistema .....	69
Figura 4.15 – Coordenograma de fase e de neutro do RL3 com o elo fusível de 15k operando na condição normal do sistema.....	70

Figura 4.16 – Coordenograma de fase e de neutro do RL3 com o elo fusível de 10k operando na condição normal do sistema.....	70
Figura 4.17 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE PFU2 com o RL8 operando na condição normal do sistema.....	71
Figura 4.18 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU2 com o RL8 operando na condição normal do sistema.....	71
Figura 4.19 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE PFU2 com o RL9 operando na condição normal do sistema.....	72
Figura 4.20 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU2 com o RL9 operando na condição normal do sistema.....	72
Figura 4.21 – Diagrama unifilar do sistema com a indicação de um defeito em um circuito e com a manobra de contingência realizada .....	75
Figura 4.22 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE PFU1 com o RL4 operando na condição de contingência.....	77
Figura 4.23 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU1 com o RL4 operando na condição de contingência.....	77
Figura 4.24 – Coordenograma de fase para o RL3 com RL4 operando na condição de contingência.....	78
Figura 4.25 – Coordenograma de neutro para o RL3 com RL4 operando na condição de contingência.....	78
Figura 4.26 – Diagrama unifilar do sistema com a indicação de um defeito 2 em um circuito e com a manobra de contingência realizada .....	79
Figura 4.27 – Coordenograma de neutro e de fase para o RL6 com elo de 15k operando na condição de contingência para o defeito 2.....	82
Figura 4.28 – Coordenograma de fase para o RL4 com o RL6 operando na condição de contingência do defeito 2.....	82
Figura 4.29 – Coordenograma de neutro para o RL4 com o RL6 operando na condição de contingência do defeito 2.....	83
Figura 4.30 – Coordenograma de fase para o RL3 com o RL4 operando na condição de contingência do defeito 2.....	83
Figura 4.31 – Coordenograma de neutro para o RL3 com o RL4 operando na condição de contingência do defeito 2.....	84
Figura 4.32 – Coordenograma de fase para o RL2 com o RL3 operando na condição de contingência do defeito 2.....	84
Figura 4.33 – Coordenograma de neutro para o RL2 com o RL3 operando na condição de contingência do defeito 2.....	85
Figura 4.34 – Coordenograma de fase para o RL1 com o RL2 operando na condição de contingência do defeito 2.....	85
Figura 4.35 – Coordenograma de neutro para o RL1 com o RL2 operando na condição de contingência do defeito 2.....	86
Figura 4.36 – Coordenograma de fase para o relé do DJ1 com o RL1 operando na condição de contingência do defeito 2.....	86
Figura 4.37 – Coordenograma de neutro para o relé do DJ1 com o RL1 operando na condição de contingência do defeito 2.....	87

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Coordenação entre os elos fusíveis de acordo com a corrente máxima de curto-circuito .....	34
Tabela 4.1 – Dados de entrada dos alimentadores das subestações analisadas .....	59
Tabela 4.2 – Dados de carga leve e pesada dos ALs PFU2, PFU1 e SMT .....	60
Tabela 4.3 – Relação das impedâncias de curto-circuito e magnitude da corrente de curto-circuito (FT e 3F) de cada trecho (continua).....	60
Tabela 4.3 – Relação das impedâncias de curto-circuito e magnitude da corrente de curto-circuito (FT e 3F) de cada trecho (conclusão).....	61
Tabela 4.4 – Equipamentos de manobra, estados e seus respectivos trechos nos sistemas de distribuição (continua).....	62
Tabela 4.4 – Equipamentos de manobra, estados e seus respectivos trechos nos sistemas de distribuição (conclusão) .....	63
Tabela 4.5 – Resumo dos espaçamentos das curvas para defeitos entre fases .....	73
Tabela 4.6 – Resumo dos espaçamentos das curvas para defeitos entre fase e terra.....	73
Tabela 4.7 – Mudança de estados dos equipamentos com o defeito no trecho T3.....	74
Tabela 4.8 – Resumo da simulação de contingência para o defeito 1 entre fases no trecho T3 .....	76
Tabela 4.9 – Resumo da simulação contingência para o defeito 1 entre fase e terra no trecho T3 .....	76
Tabela 4.10 – Mudança de estados dos equipamentos com o defeito na SE PFU1 .....	80
Tabela 4.11 – Resumo da simulação de contingência para o defeito 2 entre fases .....	80
Tabela 4.12 – Resumo da simulação de contingência para o defeito 2 entre fase e terra .....	81

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	13
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA .....	14
1.2 OBJETIVOS .....	14
1.3 ESTADO DA ARTE .....	15
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	18
1.5 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO .....	19
<b>2 SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO</b> .....	20
2.1 DISPOSITIVOS (FUSÍVEL, RELIGADOR, SECCIONALIZADOR, DISJUNTOR).....	20
2.1.1 Chaves fusíveis .....	21
2.1.2 Religadores .....	23
2.1.3 Seccionalizadores .....	27
2.1.4 Disjuntores e relés .....	28
2.2 CRITÉRIOS DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO .....	28
2.2.1 Filosofia de proteção dos sistemas de distribuição .....	30
2.2.2 Dimensionamento, coordenação e seletividade entre elos fusíveis .....	32
2.2.3 Coordenação e seletividade entre elos fusíveis e relés de controle e proteção (religadores e disjuntores) .....	35
2.3 RECONFIGURAÇÃO DE REDES E <i>SELF HEALING</i> .....	40
<b>3 METODOLOGIA PROPOSTA</b> .....	42
3.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA .....	42
3.2 TÉCNICA DE BUSCA HEURÍSTICA .....	44
3.3 ALGORITMO DO TRABALHO PROPOSTO .....	47
3.4 CONDIÇÕES TÉCNICAS DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE ADOTADAS ..	54
<b>4 ESTUDO DE CASO</b> .....	56
4.1 PARAMETRIZAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO ANALISADO .....	56
4.2 RESULTADOS DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM REGIME NORMAL ..	64
4.3 RESULTADOS DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM CONTINGÊNCIA ...	74
4.3.1 Aplicação do método com o defeito 1 .....	74
4.3.2 Aplicação do método com o defeito 2 .....	79
4.4 ANÁLISES E CONSIDERAÇÕES DA APLICAÇÃO DO MÉTODO .....	87
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	89
5.1 CONCLUSÕES GERAIS .....	89
5.2 TRABALHOS FUTUROS .....	90
5.3 PUBLICAÇÕES .....	90
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	92
<b>ANEXOS</b> .....	95

## 1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia está sujeito a modificações momentâneas das grandezas elétricas. Considerando o incremento substancial da Geração Distribuída (GD) conectada diretamente ao Sistema Elétrico de Distribuição (SED), verificam-se, de forma dinâmica, alterações no fluxo de corrente dos sistemas.

Muitos estudos abordam as modificações no sistema elétrico considerando as alterações das grandezas, como o nível de tensão e corrente e as otimizações relacionadas a essas modificações. O estudo apresentado neste trabalho busca uma metodologia para a análise e tomada de decisão quando ocorre a modificação na configuração da rede de distribuição sob a ótica da proteção e seletividade do sistema. Busca-se, através dessa metodologia, identificar e sugerir novos parâmetros relacionados à proteção do sistema em caso de contingência, ou seja, verificar se, no caso da necessidade de uma reconfiguração topológica do sistema de distribuição, os ajustes protetivos e protetores estarão coordenados e seletivos para essa nova topologia.

A otimização do sistema topológico não será objeto direto deste estudo, embora esse sistema seja considerado para o cálculo do fluxo de potência e análises elétricas necessárias. Neste trabalho, através do método heurístico de busca em profundidade, selecionam-se as melhores opções de ajustes dos equipamentos disjuntores, religadores e chaves fusíveis, de modo que se consiga atender aos requisitos da coordenação e seletividade entre os equipamentos de proteção.

A sugestão da nova parametrização dos valores relativos às proteções é identificada a partir da carga a ser manobrada na contingência e a partir do novo nível de curto-circuito calculado pelo novo fluxo de potência em função da alteração topológica da rede de distribuição (RD).

Como estudo de caso, será analisada uma região piloto com dados reais de uma permissionária de energia elétrica da região norte do estado do Rio Grande do Sul. Os alimentadores da cooperativa atendem basicamente a regiões da área rural e ficam suscetíveis à maior quantidade de defeitos. Muitos investimentos da empresa foram direcionados a interligações de alimentadores e circuitos, bem como no reforço dos troncos alimentadores. Nesse sentido, com a utilização de equipamentos automáticos para manobra, a permissionária busca sempre o atendimento a determinada falha o mais rápido possível.

Juntamente com o reestabelecimento do sistema elétrico, o presente trabalho busca dar suporte às manobras realizadas quanto à certificação coordenada e seletiva dos equipamentos interligados na contingência.

## 1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A otimização dos sistemas elétricos de distribuição muitas vezes não considera a verificação da coordenação dos dispositivos de proteção em tempo real. Normalmente, em situações de contingência, manobras são realizadas buscando o atendimento à maior quantidade de consumidores e carga, dentro das características de carregamento de cada circuito alimentador. Nesses casos, os equipamentos que possuem uma parametrização de proteção podem ser apenas atribuídos como equipamentos seccionadores, ou seja, sem a função protetiva.

Conforme Ramos (2014), as reconfigurações de rede em um sistema de distribuição são rotineiras e buscam sempre o atendimento dos indicadores de qualidade e confiabilidade, todavia o sistema de proteção deve estar parametrizado corretamente, para que se evitem falhas, acidentes ou operações indevidas.

A operação radial do sistema de distribuição possui uma direção e um sentido de fluxo elétrico que é modificado em uma contingência em função de determinados defeitos em alguns trechos do sistema. Dessa forma, com a disponibilidade de atendimento da carga por outra rede de distribuição ou por outro alimentador, além da garantia dos limites técnicos de tensão e carregamento, deve-se verificar a coordenação do sistema de proteção, para assegurar a perfeita manobra e garantir o perfeito atendimento.

Nesse sentido, este trabalho se propõe a buscar a garantia da coordenação e seletividade em caso de uma contingência do sistema de distribuição, isto é, garantir que, com a possibilidade de uma manobra, as parametrizações do sistema de proteção sejam verificadas e ajustadas se necessário.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia para verificação dos ajustes da proteção e seletividade de circuitos de distribuição em caso de contingência. A metodologia considera os ajustes parametrizados para uma situação normal de atendimento das cargas e, no caso de uma manobra, verifica e sugere novos ajustes protetivos se necessário. É

importante ressaltar que a sugestão não será um requisito obrigatório da função objetivo do problema, mas sim uma sugestão de ajuste, se existir a necessidade de reparametrização dos ajustes.

O estudo é aplicado em um sistema de distribuição real de uma permissionária da região norte do estado do Rio Grande do Sul, que pode ser submetido a situações de contingência para atendimento das cargas, seja por um defeito no sistema, seja por uma manutenção preventiva dos circuitos e/ou módulos alimentadores.

Esta pesquisa baseia-se no método heurístico de busca em profundidade para a seleção das melhores opções de ajustes dos equipamentos disjuntores, religadores e chaves fusíveis, de modo que se consiga atender aos requisitos da coordenação e seletividade entre os equipamentos de proteção. Juntamente com o reestabelecimento do sistema elétrico, o presente trabalho busca dar suporte às manobras realizadas quanto à certificação coordenada e seletiva dos equipamentos interligados na contingência.

Além do objetivo principal mencionado, o estudo possui os seguintes objetivos específicos:

- verificar os atuais parâmetros de proteção, considerando o sistema normal de atendimento, tendo em vista os critérios mínimos estabelecidos para garantia da coordenação e seletividade;
- verificar os níveis de curto-circuito em situações normais de atendimento e na situação de contingência, considerando as alterações na configuração das redes de distribuição;
- elaborar as conclusões finais do estudo.

### 1.3 ESTADO DA ARTE

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é o conjunto de todas as instalações e equipamentos que possuem o objetivo de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica, conceito que é estabelecido conforme a ABNT NBR 5460 – Sistema Elétrico de Potência – Terminologia. Com esse objetivo, a NBR também estabelece determinados padrões de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança, custos e, ainda, prevê o mínimo impacto ambiental possível.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por sua vez, é responsável pela fiscalização e regulação dos sistemas elétricos de potência. Dessa forma, de acordo com os contratos de autorização, concessão e permissão de serviços de utilidade pública (no caso,



energia elétrica), a agência tem o dever de regular e fiscalizar todos os padrões estabelecidos conforme a NBR e outras resoluções e procedimentos específicos.

Os padrões de confiabilidade e disponibilidade de energia dizem respeito aos aspectos relacionados à proteção do sistema elétrico, ou seja, estabelecem os limites máximos de estresse e/ou carregamento elétrico dos equipamentos/máquinas e condutores, com o objetivo principal de proteger uma máquina ou equipamento de um defeito. Além de cada equipamento ter seu sistema de proteção específico, este deve estar coordenado e seletivo com os sistemas de proteção a montante e a jusante do seu ponto de instalação.

Quanto à funcionalidade de um sistema de proteção, sua principal finalidade, conforme Mamede Filho e Mamede (2017), é assegurar a desconexão de todo o sistema elétrico ou parte dele quando submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos. Ainda conforme os autores, a segunda função de um sistema de proteção é fornecer as informações necessárias aos operadores, de modo a facilitar a identificação dos defeitos e a sua consequente recuperação.

A localização de um defeito pode se basear no método da injeção de ondas viajantes no sistema desenergizado, para identificar o ponto de uma descontinuidade do circuito pela reflexão da onda (AURANGZEB; CROSSLEY; GALE, 2001). No entanto, esse método necessita de equipamentos específicos, que normalmente são onerosos para as empresas de distribuição.

Outro método para a localização dos defeitos é baseado na Lei de Ohm dos circuitos, sabendo-se, portanto, que a corrente é inversamente proporcional à impedância. Todavia, conforme Bretas e Salim (2006), para a localização de um defeito nos sistemas de distribuição com a presença de GD, é necessário basear-se nos valores da impedância de sequência positiva para encontrar o local correto do defeito.

Além da localização correta dos defeitos, os operadores de um Centro de Operação da Distribuição (COD) necessitam da análise e processamento rápido dos alarmes, para melhor conduzir a tomada de decisão na operação dos SEDs. O trabalho desenvolvido por Oliveira (2016) demonstrou um método de busca e processamento de eventos e alarmes com o objetivo de melhorar a exatidão das informações e a rapidez do processamento, aliando a procura de uma solução ótima pelos métodos exatos aplicados e também a identificação de possíveis falhas do sistema de proteção.

O trabalho realizado por Comassetto (2008) relata a otimização dos sistemas de proteção da distribuição com o desenvolvimento e aplicação de um *software* chamado de Análise dos Sistemas de Proteção (ASP). Esse *software* inovador permitiu conciliar o cálculo do fluxo de

potência, o cálculo do nível de curto-circuito e a identificação através dos coordenogramas do melhor ajuste protetivo para determinado circuito através de um único sistema.

O foco principal desta dissertação está direcionado ao sistema de proteção de sistemas de distribuição de energia elétrica em uma situação de contingência. Os sistemas de distribuição normalmente operam de forma radial, obedecendo ao fluxo de corrente no sentido da subestação para a carga e, conforme Ramos (2014), a mudança da configuração do alimentador, invertendo o sentido de fluxo da corrente em determinados pontos, pode comprometer o sistema de proteção da distribuição.

Dependendo das mudanças em sua topologia, seja em função de manobras de carga, seja devido a uma contingência, o sistema de proteção deve ser revisto e ajustado para a nova configuração, ou melhor, os ajustes do sistema de proteção e seletividade devem ser parametrizados considerando a reconfiguração do sistema elétrico.

O trabalho realizado por Ramos (2014) demonstra que a mudança da topologia das RDs ou a alocação de cargas de um alimentador a outro alimentador elétrico compromete o correto funcionamento do sistema de proteção, ou seja, assumindo outras cargas, determinado alimentador pode ficar com seus dispositivos de proteção não seletivos. Neste trabalho, busca-se demonstrar que, numa situação de contingência, o sistema de proteção também pode ficar comprometido e deve ser considerado na realização de manobras.

A injeção de fontes de GD, conforme Braga Junior (2017), também pode comprometer o sistema de proteção da distribuição. Para Girgis e Brahma (2001), os efeitos da conexão de uma GD impactam diretamente na coordenação dos equipamentos, ao passo que os equipamentos que estão instalados a jusante de uma GD podem ser coordenados sem qualquer interferência, mesmo com o incremento das correntes de curto-circuito a jusante e a montante do sistema conectado. Todavia, se os equipamentos de proteção perceberem o mesmo valor de corrente de curto-circuito para defeitos a montante ou a jusante de uma conexão de GD, a proteção está debilitada e não responderá corretamente a um defeito.

Com objetivo de garantir a seletividade e coordenação, conforme Gutierrez (2013), é necessária a utilização de técnicas de proteção aplicadas às GDs. O autor destaca que as técnicas podem ser segregadas em seis categorias, que devem ser analisadas em sequência. Logo, as análises devem envolver o estudo com a desconexão das GDs no momento do curto-circuito, a divisão do SED em zonas de proteção, a utilização de sistemas de proteção microcontrolados, a determinação de um ponto ótimo para inserção de uma GD, a utilização de limitadores de corrente para minimizar o impacto da conexão da GD e o uso de Proteções Adaptativas.

As GDs impactam no sistema de distribuição de maneira semelhante à inversão do fluxo em determinado trecho do SED, quando este está submetido ao atendimento em contingência. O trabalho desenvolvido por Comassetto (2008) apresenta uma ferramenta computacional capaz de realizar a coordenação e seletividade de forma automática, mas considerando apenas uma determinada configuração do SED, e não as situações de contingência.

O trabalho demonstrado por Guarda (2017) também evidencia a necessidade de se buscar a redução do impacto da GD sobre a coordenação dos dispositivos de proteção, com o objetivo de manter a coordenação entre os dispositivos. No estudo, Guarda (2017) propôs a utilização de limitadores de corrente, além da alocação otimizada dos religadores e elos-fusíveis ao longo do sistema, para garantir a sua coordenação.

Em Lim, Choi e Lee (2006), foi desenvolvido um esquema de proteção em que os dispositivos são capazes de se autoajustarem com as informações recebidas do sistema supervisório, considerando a máxima corrente de carga e a mínima corrente de curto-circuito. No entanto, em certas situações, é necessário implementar adaptações do sistema protetivo em função de variações da carga ou da topologia do sistema, buscando garantir a coordenação e seletividade.

Todavia, em uma situação de contingência com um SED alterado, os valores de curto-circuito também se alteram e a proteção também deve ser revista. Logo, para esse novo tipo de operação, é igualmente necessário parametrizar novos ajustes do sistema de proteção ou sinalizar possíveis falhas na coordenação e seletividade com mudanças provocadas pela operação em contingência. Em uma situação de contingência, deve-se, portanto, considerar a alteração dos ajustes protetivos para garantir a coordenação e seletividade.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos. O capítulo 1 apresenta a introdução do assunto e aborda as motivações e o objetivo principal e específicos do trabalho.

No capítulo 2, são apresentados os dispositivos mais usuais para a proteção dos sistemas de distribuição, assim como as técnicas de coordenação e seletividade. Apresenta-se também o atual estado da arte frente aos sistemas de proteção utilizados e à aplicação de técnicas de reestabelecimento de circuitos em caso de defeitos (*self healing*).

No capítulo 3, apresenta-se a metodologia proposta no trabalho, com a definição e aplicação da função objetivo e o detalhamento das restrições, bem como a aplicação da técnica em tempo real com detalhes do processo de busca.

O capítulo 4 apresenta o estudo de caso, aplicando a metodologia em um sistema real de distribuição de energia. Utilizou-se do sistema de distribuição da permissionária Cooperativa de Energia da região norte do estado do Rio Grande do Sul (Coprel).

No capítulo 5, são apresentadas as considerações finais do trabalho, os artigos publicados e as sugestões para trabalhos futuros.

## 1.5 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

O presente trabalho contribui para a melhoria dos indicadores de confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição de energia, uma vez que, com a aplicação da metodologia proposta, evidencia-se a rápida solução para o religamento de determinado sistema com a verificação e confirmação da correta parametrização da proteção e seletividade.

A busca por um ajuste correto e seletivo para os equipamentos ligados em série oferece maior segurança e certeza no atendimento confiável de circuitos que sofrem algum tipo de contingência. Os circuitos de distribuição e as possibilidades de alimentação de cargas sadias em meio a circuitos que possuem defeitos localizados oferecem o atendimento a um maior número de consumidores e incrementam o faturamento da empresa, ou seja, cargas elétricas ligadas estão consumindo energia elétrica e a distribuidora está vendendo.

## 2 SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção têm a função principal de proteger equipamentos e condutores de eventuais falhas ou defeitos a que o SED está exposto. As falhas podem ser originadas por uma gama de fatores, como, por exemplo, descargas atmosféricas, vegetação ou galhos que encostam na rede, rompimento de condutores, falha na isolação, abalroamentos de veículos, condições adversas do tempo (situações de vento, temporais).

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2017), existem dois dispositivos básicos de proteção que são utilizados nos SEDs, quais sejam, os fusíveis e os relés (relé de comando de religadores, disjuntores).

Este capítulo apresentará os principais dispositivos e suas funcionalidades, bem como os equipamentos utilizados para a proteção das redes aéreas de distribuição de energia.

### 2.1 DISPOSITIVOS (FUSÍVEL, RELIGADOR, SECCIONALIZADOR, DISJUNTOR)

A especificação resumida de um sistema elétrico pode ser composta de sistemas de geração, transmissão e distribuição. Os sistemas de distribuição de energia elétrica têm a função de recebê-la de níveis de alta tensão e transformá-la, entregando-a aos consumidores finais em um nível de consumo. Dependendo da carga, típica de cada consumidor, é que são dimensionados os transformadores e os sistemas de distribuição, bem como o nível de tensão necessário para o atendimento àquela determinada carga.

Ao longo de todo o sistema, existem equipamentos ou dispositivos responsáveis pela proteção elétrica dos sistemas. Todos os eventos que caracterizem uma condição atípica das grandezas elétricas controladas devem ser eliminados pelo sistema de proteção. Conforme Mamede Filho e Mamede (2017), a proteção deve garantir uma boa confiabilidade e segurança na operação, além de estar associada diretamente à qualidade da energia ou ao número de interrupções e afundamentos do nível de tensão de um sistema elétrico.

Atualmente, existem várias formas de proteção de circuitos elétricos. De acordo com a tabela ANSI/IEC 61850, disponibilizada pela Schweitzer Engineering Laboratories – SEL (2018), existem aproximadamente 94 funções protetivas, além de complementações ou funções que derivam de uma função estabelecida na tabela ANSI indicada.

Ainda, conforme Kondo (2015), a alocação otimizada dos equipamentos religadores nos SEDs contribui significativamente para a melhoria dos indicadores de confiabilidade nas distribuidoras de energia, que são regulados e fiscalizados pela ANEEL.

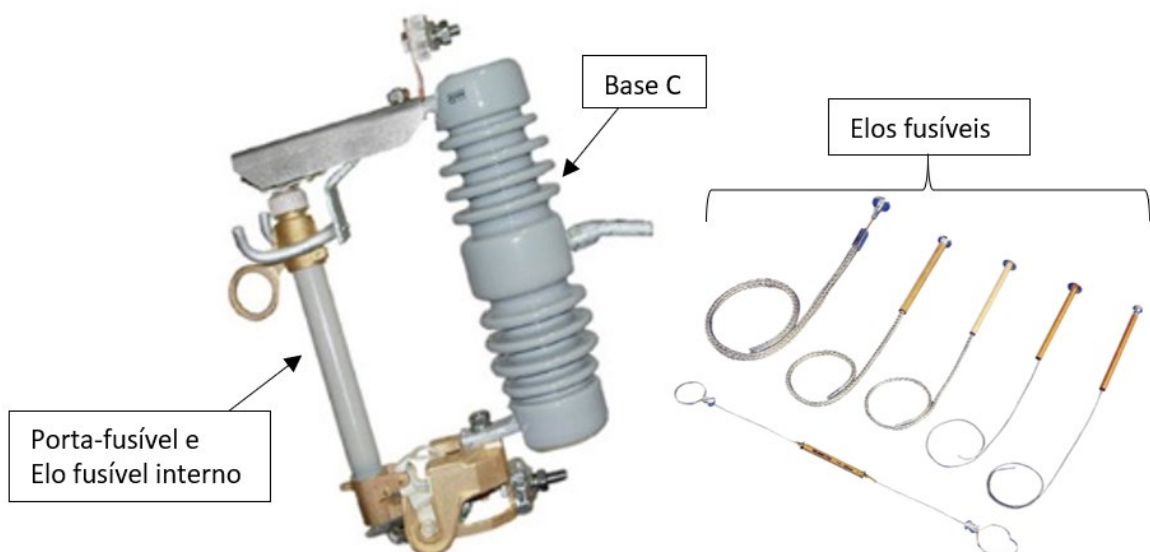
O objetivo deste trabalho está focado nas proteções de sobrecorrente do sistema elétrico de distribuição de energia. Os equipamentos comumente utilizados para realizar a proteção de sobrecorrente dos sistemas elétricos de distribuição são: conjunto relé e disjuntor, religadores, seccionadores e fusíveis de expulsão (elo fusível). A seguir, cada dispositivo é especificado e são apresentadas suas principais funcionalidades.

### 2.1.1 Chaves fusíveis

A chave fusível é um equipamento destinado à proteção de sobrecorrentes no circuito primário. Nos sistemas de distribuição de energia (rural ou urbano), esse é o dispositivo de proteção mais antigo e de mais simples funcionamento. Ele é capaz de detectar, em função de determinado nível de carga, o momento de interromper um circuito defeituoso ou com uma carga acima da capacidade de atendimento. O tempo de interrupção é inversamente proporcional ao módulo do valor da corrente elétrica.

A chave é composta basicamente por uma base, chamada também de base C, um porta-fusível e o elo fusível (Figura 2.1). O elo fusível é o elemento composto por uma liga metálica ou determinado material que possui um baixo ponto de fusão. Esse elemento é responsável pelo seccionamento de circuitos defeituosos nos sistemas de distribuição. Sua composição metálica é dimensionada para determinada capacidade térmica de carga elétrica.

Figura 2.1 – Chave fusível tipo DHC – base C e detalhe do elo fusível



Fonte: Adaptada pelo autor com base nas figuras disponíveis em: <[http://www.delmar.com.br/produtos/chave\\_fusivel\\_modelo\\_dhc\\_base\\_c.jpg](http://www.delmar.com.br/produtos/chave_fusivel_modelo_dhc_base_c.jpg)>, <<http://www.delmar.com.br/aplicacoes.asp>> e <<http://hubbelpowersystems.com.br/pdf/elos.pdf>>

As chaves fusíveis são os dispositivos mais utilizados nas RDs, pois possuem um desempenho satisfatório e um baixo custo de instalação. No entanto, não possuem sistema de comunicação e sua manutenção é alta, pois está ligada ao tempo de deslocamento ou mobilização de uma equipe para rearmar a chave em caso de um defeito (BERNARDON et al., 2015).

O elemento elo fusível é instalado no porta-fusível, que também é conhecido como “cartucho”. A liga metálica que compõe o elo é confeccionada de acordo com os limites térmicos de capacidade do material, para que ocorra a fusão do elemento em caso de sobrecarga. Os elos fusíveis podem ser classificados em preferencias e não preferencias e a sua ligação em série só pode ser estabelecida com os elos de mesma categoria, ou seja, preferenciais só são coordenados entre si e não preferenciais também só estabelecem coordenação entre si. Normalmente, são utilizados os elos preferenciais, os quais ainda podem ser classificados em três tipos, de acordo com a sensibilidade de fusão do material: tipo H, K e T (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017). Em sistemas de distribuição de energia, normalmente são usados os elos tipo H para proteção de equipamentos transformadores e tipo K para proteção da rede elétrica aérea de distribuição (condutores) em função da sua característica de tempo de fusão.

#### *2.1.1.1 Elo fusível tipo H*

Os elos fusíveis desse tipo são de ação lenta e destinam-se à proteção de transformadores de distribuição instalados no lado de média tensão. Esses elos suportam correntes de alto surto (magnetização), sem provocar a fusão do elemento (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017). Os elos tipo H, no entanto, não possuem capacidade de sobrecarga, suportando apenas a carga nominal de sua capacidade.

#### *2.1.1.2 Elo fusível tipo K*

Os elos fusíveis desse tipo são de ação rápida e destinam-se à proteção de redes de distribuição de média tensão. Sua relação de variação da rapidez varia de 6 (elo fusível tipo K de corrente nominal de 6A) para 8,1 (elo fusível tipo K de corrente nominal de 200A), conforme Mamede Filho e Mamede (2017).

A evolução das chaves fusíveis, que contribuem em caso de um defeito transitório, é o modelo conhecido como chaves religadoras ou também chamadas de repetidoras. Esse modelo possui a conexão de três elementos fusíveis em paralelo, resultando em até três atuações. A

grande vantagem está associada a defeitos transitórios, que podem ocasionar a ruptura ou a abertura de um único elemento fusível, deixando mais dois elementos disponíveis ou energizados, mantendo os consumidores com disponibilidade de energia.

Este trabalho está mais direcionado à proteção dos sistemas de distribuição, avaliando a coordenação e seletividade entre os elos tipo H e K com os equipamentos religadores e relés digitais.

### 2.1.2 Religadores

Conhecendo a principal desvantagem dos elos fusíveis (tempo de deslocamento), os equipamentos religadores (vide Figura 2.2) surgem para automatizar o sistema e, no caso de um defeito, operam seccionando e religando o sistema em situações de eventos transitórios. Os elos fusíveis, portanto, não fazem distinção entre defeitos transitórios e permanentes. Estatisticamente, sabe-se que, nos sistemas de distribuição de energia, a maioria dos curtos-circuitos apresenta causas típicas transitórias (BERNARDON et al., 2015), como, por exemplo:

- vegetação/galhos que tocam nos condutores;
- animais e pássaros que sobem ou encostam nas estruturas e condutores;
- materiais/objetos condutores que são arremessados na rede;
- descargas atmosféricas ou surtos de manobras que provocam disrupção nos isoladores;
- outras causas.

Além da sensibilidade de identificar defeitos transitórios e permanentes, os equipamentos religadores são dispositivos automáticos capazes de interromper circuitos. Eles abrem e fecham seus contatos repetidas vezes na ocorrência de uma falha ou defeito no sistema por eles protegido.

O equipamento pode ser programado para, quando detectar uma sobrecorrente proveniente de um curto-circuito, abrir e fechar o circuito determinado número de vezes; se ao final dessa sequência determinada de abertura e fechamento o problema persistir, os contatos ficarão abertos e travados.

A sequência e o tempo de abertura e fechamento dos circuitos são parametrizados em cada equipamento. Normalmente, cada distribuidora adota uma sequência e um tempo conforme seus estudos de proteção. Esses dados podem ser parametrizados seguindo atuações rápidas e retardadas e podem apenas conter um estilo de atuação.



A sequência ou a utilização da combinação dessas atuações é normalmente definida em função da filosofia de proteção do sistema adotado por cada empresa. A maioria dos religadores está parametrizada para realizar as funções de proteção 50 (relé de sobrecorrente instantânea), 51 (relé de sobrecorrente temporizada) e 79 (relé de religamento), conforme a tabela ANSI (Anexo A).

Figura 2.2 – Exemplo de equipamento religador em poste na RD da permissionária Coprel



Fonte: Elaborada pelo autor.

No caso de um curto-circuito, os meios usuais de extinção do arco elétrico, em equipamentos religadores, são parecidos com os meios utilizados em disjuntores. Os meios mais comuns de extinção são: óleo isolante (equipamentos mais antigos), câmara de vácuo e gás SF<sub>6</sub>.

Na contingência, em uma condição de sobrecorrente no circuito (ou em condição de curto-circuito), o religador interrompe e religa automaticamente o circuito, verificando se é um defeito transitório ou permanente. A parametrização programada no religador vai orientar a quantidade de religamentos e de atuações do equipamento, até ocorrer o bloqueio total do equipamento ou a abertura do circuito. Conforme já mencionado, a sequência de interrupção e

religamento, dependendo da filosofia da empresa, ocorre três vezes, até o bloqueio do equipamento.

O uso de equipamentos religadores em RD está muito difundido atualmente. Na maioria das empresas, esses equipamentos são utilizados com funções de proteção do sistema, no entanto algumas aplicações dizem respeito apenas a seccionadores ou equipamentos que possibilitam manobra. Considerando também condições de contingência, esses equipamentos operam em certos momentos com funções de proteção e, em outras condições, como uma simples seccionadora de circuito, ou um ponto normalmente aberto. Essa condição de contingência, considerando a existência de interligações elétricas entre alimentadores, é sem dúvida uma tendência interessante para as distribuidoras, uma vez que auxilia na melhoria dos indicadores de confiabilidade e qualidade dos sistemas.

As especificações técnicas para o dimensionamento dos equipamentos levam em consideração, conforme, por exemplo, a especificação ETD 007-01-67 (FECOERGS, 2018), os seguintes tópicos:

- tensão nominal: igual ou superior à tensão máxima entre fases (tensão de linha) do circuito no qual esse equipamento vai ser ligado. Por se tratar de um equipamento importante no sistema, muitas vezes esse item é dimensionado para a maior tensão de linha operativa na empresa, entre 25 e 34kV, garantindo, assim, a intercambialidade das peças em alimentadores com tensão de 13,8kV, por exemplo;
- corrente nominal: no mínimo, maior do que a corrente de carga máxima do circuito, considerando o fator de crescimento ou de transferência de carga (corrente de operação do sistema);
- capacidade de interrupção: superior à corrente de curto-circuito máxima, valor assimétrico, no ponto de instalação. Esse é um item limitante no caso de utilização desse equipamento na saída de alimentadores, por exemplo;
- NBI: compatível com a classe de tensão do circuito que vai ser ligado;
- correntes e curvas de atuação ajustáveis (ajustes): devem permitir coordenação e/ou seletividade com outros equipamentos de proteção a montante e a jusante.

Conforme especificado, esses equipamentos operam em condições adversas e devem obedecer a requisitos técnicos mínimos para garantir o perfeito funcionamento do sistema, principalmente quanto à abertura e fechamento dos circuitos sob carga.

### 2.1.2.1 Sequências de operação e ajustes das curvas

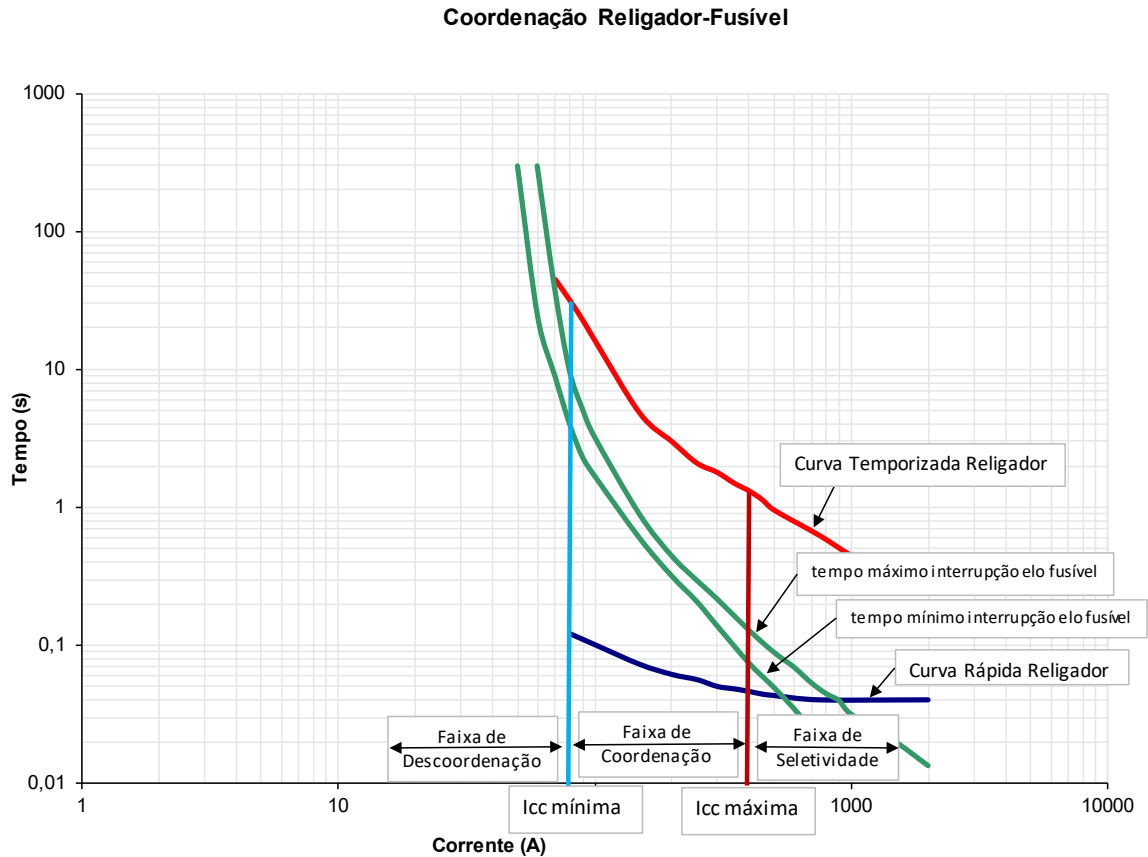
Os religadores são dotados de um sistema de controle que permite a operação através de dois tipos de sequência de disparo para abertura de circuitos. Podem ser definidos disparos ou *trips* de abertura ditos rápidos e temporizados ou lentos. De acordo com a operação mais conveniente e com as características de carga de cada circuito, pode-se parametrizar uma sequência contemplando todos os disparos rápidos ou todos os lentos e/ou ainda uma combinação entre estes.

Na parametrização dos disparos rápidos, utiliza-se a função de proteção número 50 e/ou a função 51, através de curvas rápidas (baixas), tipo inversas ou definidas. Nos disparos lentos, utiliza-se a função número 51 com curvas de características lentas (altas), tipo inversas ou definidas.

Conforme detalhe da Figura 2.3, a curva pré-definida pelo elemento fusível apresenta um tempo máximo e mínimo de interrupção e este deve ser coordenado e seletivo, em algumas situações, com a curva rápida ou lenta de um religador. Em sistemas de distribuição, a faixa de coordenação está compreendida entre o nível de curto-circuito mínimo e máximo de determinado circuito e as curvas devem estar espaçadas o suficiente para garantir a coordenação e seletividade dos elementos de proteção.

Em geral, os equipamentos religadores permitem parametrizações que contemplam os seguintes ajustes: corrente mínima de atuação, curvas características de proteção, sequência de operação, intervalo de religamento e tempo de rearme.

Figura 2.3 – Exemplificação da seleção de curva rápida e lenta com a curva de atuação de um elemento elo fusível



Fonte: Elaborada pelo autor.

### 2.1.3 Seccionalizadores

Os seccionalizadores são equipamentos dotados de chaves interruptoras de circuitos que podem ser mais bem utilizados em conjunto com equipamentos que possuem função de religamento, como, por exemplo, religadores e disjuntores habilitados com a função 79 de religamento.

Logo, os seccionalizadores devem ser instalados a jusante de equipamentos religadores ou disjuntores. Quando for sensibilizado por uma sobrecorrente, o seccionalizador começa a contagem da quantidade de desligamento do circuito defeituoso, portanto pode-se parametrizá-lo para abrir após determinado número seguido de desligamentos, interrompendo o circuito (LEDESMA, 2012). Ainda, dessa maneira, o equipamento a montante poderá fazer a última tentativa de religamento, para que, no caso de o defeito estar depois do seccionalizador, o trecho do circuito sadio possa ser energizado.

Com os atuais sistemas de controle, os seccionalizadores podem realizar multifunções, como proteção, medição, registro de eventos (número, duração e natureza de interrupções). Em geral, quanto maior o número de funções, mais oneroso se torna o controle das seccionadoras. Dependendo da situação, o valor de compra desse equipamento equivale aos dispositivos religadores, que trazem uma gama maior de funcionalidades tanto de proteção quanto de medição e registro de eventos.

#### 2.1.4 Disjuntores e relés

Os disjuntores e relés são normalmente utilizados na saída de alimentadores em subestações rebaixadoras de tensão. Trata-se de dispositivos mais onerosos para a empresa, mas oferecem uma gama maior de opções de funções de proteção para os circuitos de distribuição. Normalmente, possuem também uma confiabilidade maior e, por estarem na maioria dos casos em áreas internas, representam baixa manutenção para a distribuidora.

Avaliando as questões técnicas e construtivas, em determinados projetos, a instalação do equipamento disjuntor se faz necessária devido ao nível de curto-circuito existente. Em locais com nível de curto-circuito mais elevado, os equipamentos religadores podem não apresentar nível de interrupção assimétrica desejável, logo se faz necessária a instalação de um disjuntor.

Os primeiros relés utilizados eram dispositivos eletromecânicos construídos de forma que acoplamentos elétricos e magnéticos do seu núcleo realizavam a abertura e fechamento de circuitos. Com o avanço da tecnologia e a necessidade de expansão dos sistemas de potência e com a evolução dos sistemas digitais e computadorizados, surgem os relés digitais, que são gerenciados por um microprocessador controlado por um *software* e algoritmos apropriados à função de proteger o equipamento a que estejam designados.

A fim de atenuar ou eliminar as perturbações nos sistemas, os equipamentos e o esquema de proteção devem assegurar a continuidade de atendimento às cargas ditas sadias e eliminar os defeitos, resguardando os equipamentos e instalações das redes elétricas (CAMINHA, 1977).

## 2.2 CRITÉRIOS DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

Para proporcionar confiabilidade e garantir o perfeito funcionamento dos sistemas elétricos, são necessárias medidas de controle das grandezas que nele transitam. Evitar a

propagação de distúrbios elétricos ao longo dos sistemas de distribuição, transmissão e geração de energia é vital para o atendimento com confiabilidade aos consumidores.

Na análise da coordenação e seletividade de determinado sistema, abordam-se as especificações técnicas mínimas e a filosofia de proteção adotada. Esta última depende muito de cada empresa, mas sempre converge para um único objetivo: manter o sistema operante, coordenado e seletivo, para que, no caso de um defeito, este possa ser eliminado o mais breve possível e que também possa atingir o menor número de consumidores.

Os estudos direcionados à proteção de um circuito devem ser periodicamente revistos e ajustados, considerando aspectos como o crescimento da carga, construção de novos empreendimentos (subestações e alimentadores), extensões e reconfigurações de redes, melhorias no sistema de proteção, solicitações de outros agentes (distribuidoras ou transmissoras), entre outras especificações ou critérios definidos pela distribuidora.

Conforme já apresentado no trabalho publicado (STÖHLIRCK; BERNARDON, 2017), para o caso de contingência, analisando-se a manobra ou transferência de blocos de carga sob a ótica da proteção e seletividade, são necessárias a avaliação e a sugestão de novos parâmetros para garantir o perfeito funcionamento das RDs.

A escolha do melhor ajuste considera as condições técnicas e as restrições, para dessa forma garantir a coordenação e seletividade no caso de contingência do sistema. O tempo adotado, de acordo com a filosofia de várias distribuidoras, para garantir a coordenação e seletividade em um intervalo mínimo entre as curvas é de 200 ms (duzentos milissegundos), ou seja, um distanciamento mínimo de 200 ms entre as curvas selecionadas.

A representação do espaçamento de 200 ms na parametrização dos ajustes dos equipamentos de proteção garante a operação não simultânea dos equipamentos ligados em série. Todavia, em um sistema operando em 60 Hz, observa-se que o tempo de 200 ms é representado por 12 ciclos de 60 Hz.

Podem ser enumeradas as seguintes condições que devem ser satisfeitas para atender à função objetivo do problema:

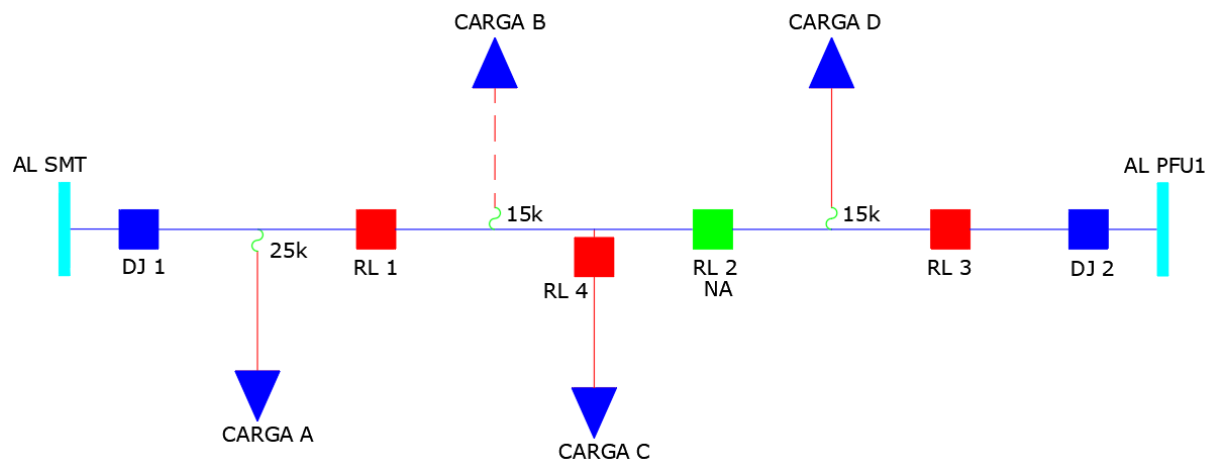
- o ajuste da corrente não poderá ser maior que a capacidade dos equipamentos e condutores;
- não poderá ocorrer atuação da proteção por sobrecarga;
- deve haver coordenação e seletividade para o nível de curto-circuito no ponto a ser analisado;

- o tempo de atuação entre os dispositivos deverá ser maior ou igual a 200 ms, de forma que garanta a não simultaneidade de atuação dos dispositivos de proteção;
- deve-se atender aos níveis de curto-circuito mínimo.

Portanto, a análise apresentada neste trabalho busca garantir a coordenação e seletividade entre os vários dispositivos nas condições de contingência, ou na situação de alteração topológica das RDs no caso de um defeito.

O conhecimento do sistema em análise é o ponto de partida para a análise e possível ajuste do sistema de proteção. Através de um diagrama unifilar do sistema a ser estudado, verificam-se todas as informações necessárias para a tomada de decisão. Pode-se observar, na Figura 2.4, um exemplo de diagrama unifilar, em que as redes troncais trifásicas do sistema são indicadas pela linha sólida azul, os ramos trifásicos por uma linha sólida vermelha e os ramos monofásicos pela linha vermelha tracejada.

Figura 2.4 – Diagrama unifilar característico de um sistema de distribuição



Fonte: Elaborada pelo autor.

### 2.2.1 Filosofia de proteção dos sistemas de distribuição

Os sistemas de distribuição (SDs) devem estar preparados para garantir o atendimento aos consumidores com qualidade e confiabilidade. A proteção do sistema deve estar parametrizada para isolar o menor trecho possível da rede e não propagar o distúrbio elétrico aos demais circuitos.

Todavia, conforme Vicentini (2004), 90% dos defeitos que ocorrem nos SDs são faltas transitórias ou temporárias e possuem causas provenientes de vegetações que caem sobre as redes, incidência de descargas atmosféricas e velocidades do vento extremas.

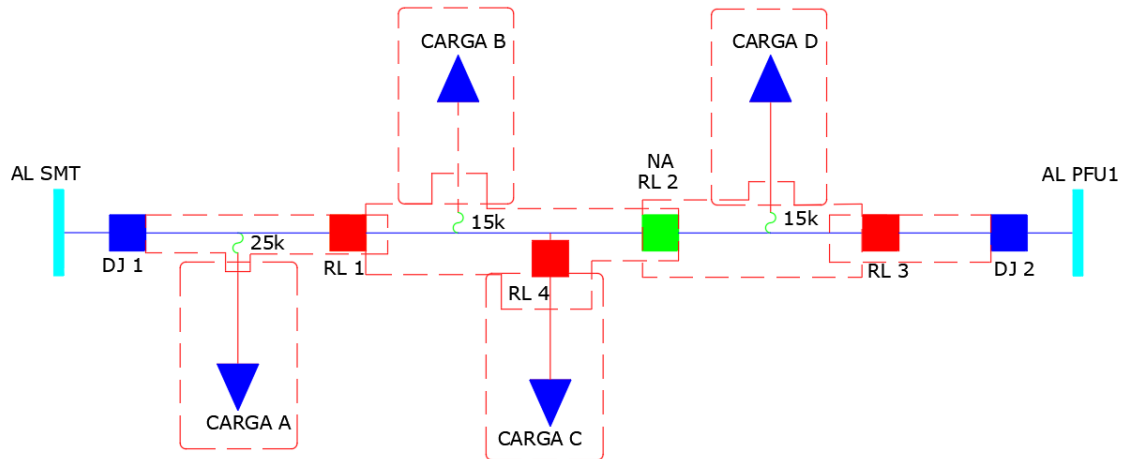
Nesse sentido, o estudo de coordenação da proteção é aplicado nos dispositivos de sobrecorrente considerando diversos critérios, que vão desde as informações básicas do sistema, o nível de curto-circuito (máximo e mínimo), a localização e magnitude de corrente das cargas, até a localização das cargas especiais ou mais importantes.

Os critérios normalmente utilizados determinam as curvas de tempo *versus* corrente dos equipamentos, a quantidade de religamentos, assim como definem a zona de proteção, evitando-se sobreposições de zonas não projetadas e zonas desprotegidas, e consideram as características da carga (magnitude e natureza da carga).

A zona de proteção é a área de um circuito protegida por determinado equipamento de proteção, conhecido também como “equipamento protetor”. O “protetor” deve, de acordo com a sua zona de proteção e parametrização pré-determinada de desligamentos e religamentos, extinguir um defeito temporário ou permanente, antes que o equipamento de retaguarda interrompa o circuito.

A Figura 2.5 exemplifica um determinado circuito com a definição das zonas de proteção.

Figura 2.5 – Definição das zonas de proteção de um sistema de distribuição



Fonte: Elaborada pelo autor.

Um equipamento protetor deve extinguir faltas temporárias ou permanentes na sua zona de proteção antes que o equipamento de retaguarda o extinga. As zonas de proteção de cada dispositivo devem assegurar que interrupções causadas por faltas permanentes sejam restritas à menor seção do sistema em um menor tempo possível.



### 2.2.2 Dimensionamento, coordenação e seletividade entre elos fusíveis

O dimensionamento de elo fusível baseia-se no valor do curto-circuito mínimo no final do trecho protegido por ele. Também deve ser considerado um incremento da atual carga do ramal, ficando a critério de cada distribuidora ou do aumento de carga do ramal estudado.

Conforme Mamede Filho e Mamede (2017)), alguns critérios básicos e aceitos na maioria das distribuidoras brasileiras são:

- dimensionar o elo, prevendo crescimento da carga em um horizonte de cinco anos;
- se possível, prever o elo fusível para suportar transferências de carga nos casos em que a rede não for radial;
- a corrente nominal do elo fusível e da chave fusível deve ser igual ou superior a 150% da corrente de máxima carga no ponto de instalação da chave, conforme a equação 1;
- conhecer o nível de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico-terra ao longo do trecho analisado;
- a corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou inferior a 25% da corrente de curto-circuito monofásico-terra mínima possível no final do trecho do circuito analisado;
- não deve haver elo fusível quando a corrente nominal ( $In\_Ramal$ ) for menor que 25% da corrente de curto circuito ( $Icc$ ).

Dessa forma, pode-se estabelecer a condição apresentada na equação 1 para o dimensionamento de elo fusível. Foi considerado um crescimento médio da carga de 3,5% ao ano; logo, para um estudo de proteção e seletividade de cinco anos, tem-se 17,5% de crescimento médio.

$$1,50 * In\_Ramal * \acute{I}ndice\ Cresc. \leq Elo \leq 0,25 * Icc\_m\acute{i}n\_final \quad (1)$$

Onde:

$In\_Ramal$  – corrente nominal máxima do ramal estudado;

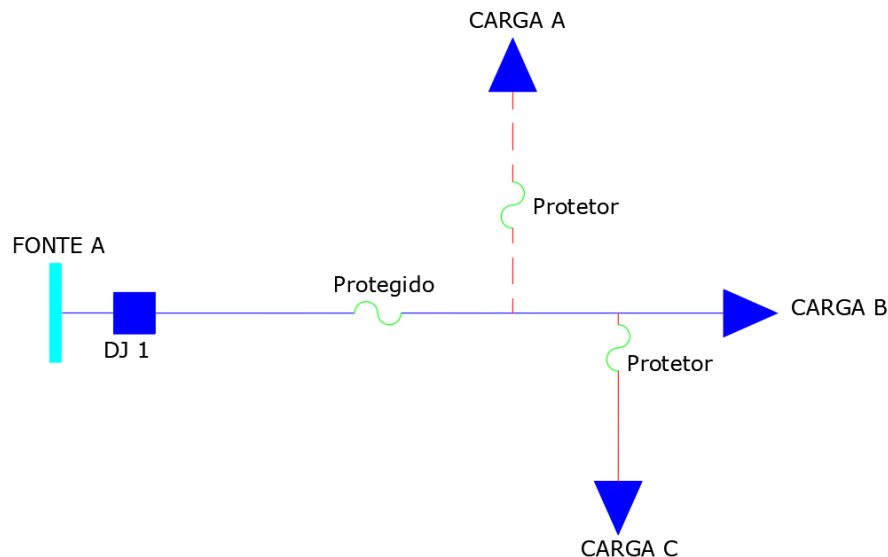
$\acute{I}ndice\ Cresc.$  – índice de crescimento médio considerado para o estudo de proteção de cinco anos;

$I_{cc\_mín\_final}$  – menor corrente de curto-circuito da zona de proteção do elo, ou menor corrente de curto-circuito do final do trecho no ramal estudado.

Portanto, a capacidade nominal do elo fusível protetor deverá ser, no máximo, um quarto da corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no fim do trecho protegido por ele. Caso esse valor seja ultrapassado, recomenda-se deixar esse ramal sem elo fusível.

A outra condição diz respeito à coordenação e seletividade entre os elos fusíveis. O elo protegido deverá coordenar com o elo protetor para o valor de corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no ponto de instalação do elo protetor. Para melhor entendimento, na Figura 2.6, verifica-se a posição dos elos protetores e protegido em um sistema elétrico de distribuição.

Figura 2.6 – Posição dos elos fusíveis protegido e protetores em um sistema elétrico de distribuição



Fonte: Adaptada de Mamede Filho e Mamede (2017).

A coordenação dos diferentes elementos fusíveis é realizada através das curvas de tempo e corrente (TCCs), que normalmente são disponibilizadas pelos fabricantes. A ABNT estabelece critérios para o tempo total de interrupção, através da norma ABNT NBR 7282:2011, segundo a qual o elo protetor não deve exceder a 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido ou de retaguarda.

A fórmula que descreve essa condição pode ser representada pela equação 2:

$$T_{máx} \leq T_{mín} * 0,75 \quad (2)$$

Onde:

$T_{\text{máx}}$  – tempo máximo de fusão do(s) elo(s) protetor(s);

$T_{\text{mín}}$  – tempo mínimo de fusão do(s) elo(s) protegido(s).

Além disso, conforme Mamede Filho e Mamede (2017), o elo fusível protegido deverá coordenar com o elo fusível protetor, considerando o maior valor de corrente de curto-circuito no ponto de instalação do elo fusível protetor.

A equação 2 pode ser representada pela Tabela 2.1, na qual se identifica o limite das correntes máximas de curto-circuito admitidas para que haja seletividade entre os elos fusíveis protetores e protegidos.

Tabela 2.1 – Coordenação entre os elos fusíveis de acordo com a corrente máxima de curto-circuito

<i>Elo fusível protetor</i>	<i>Elo fusível protegido</i>						
	<b>10k</b>	<b>15k</b>	<b>25k</b>	<b>40k</b>	<b>65k</b>	<b>100k</b>	<b>140k</b>
<b>06k</b>	190A	510A	840A	1340A	2200A	3900A	5800A
<b>10k</b>		300A	840A	1340A	2200A	3900A	5800A
<b>15k</b>			430A	1340A	2200A	3900A	5800A
<b>25k</b>				660A	2200A	3900A	5800A
<b>40k</b>					1100A	3900A	5800A
<b>65k</b>						2400A	5800A

Fonte: Elaborada pelo autor.

Ainda, devem ser considerados alguns critérios, conforme segue:

- para a coordenação entre os elos fusíveis não ser comprometida, não é recomendável a instalação de mais que três elos fusíveis em série;
- não devem ser utilizados elos fusíveis do tipo H para proteção de ramais de média tensão;
- observando a faixa de coordenação de fusíveis, é recomendada a utilização de somente um tipo de elo dito como preferencial ou não preferencial:
  - elos preferenciais: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 e 200k;
  - elos não preferenciais: 8, 12, 20, 30, 50, 80k.

### **2.2.3 Coordenação e seletividade entre elos fusíveis e relés de controle e proteção (religadores e disjuntores)**

Os relés de controle e proteção de circuitos podem ser parametrizados conforme as peculiaridades de cada empresa e/ou características elétricas particulares. Em geral, eles são dotados de funções protetivas, como, por exemplo, conforme Mamede Filho e Mamede (2017), as funções de sobrecorrente instantânea de fase e de neutro (50/50N), sobrecorrente temporizada de fase e neutro (51/51N), relé de subtensão (27), relé de sobretensão (59), relé direcional de sobrecorrente (67) e relé de religamento (79). Além destas, que normalmente estão presentes na maioria dos relés de controle do mercado, podem ser encontradas algumas outras funções de proteção adicionais.

Também podem ser parametrizadas lógicas de controle, proteção e religamento de circuitos, que são programados diretamente no *software* dos relés encontrados no mercado.

No estudo de coordenação e seletividade da proteção, são definidos, além das funções que se deseja ajustar, os espaçamentos ou os tempos de operação (abertura de circuito) dos equipamentos no sistema. Cada equipamento possui sua característica Tempo  $\times$  Corrente, que é mais bem ilustrada nos coordenogramas. A partir do coordenograma e dos espaçamentos entre as curvas parametrizadas é que se comprova quando os relés estão coordenados e seletivos para determinado valor de curto-circuito.

A análise é baseada no valor do curto-circuito trifásico para a verificação do ajuste da proteção de fase e do curto-circuito fase-terra mínimo para o ajuste da proteção de neutro (ou proteção de terra). O mínimo valor de curto-circuito é obtido no final da zona de proteção do equipamento em estudo.

Para que se possam garantir os princípios básicos da coordenação, as faltas transitórias devem ser eliminadas no menor tempo possível, com a operação de desligamento e posterior religamento do circuito; já as faltas permanentes devem ficar restritas ao menor trecho possível. O princípio da seletividade considera que o equipamento de proteção mais próximo da falta deve operar/seccionar o circuito o mais rápido possível antes do equipamento de retaguarda. Por exemplo, o religador instalado em algum ramal da RD deve operar antes do conjunto relé-disjuntor da subestação. Esse conceito da seletividade é aplicado tanto para faltas permanentes quanto para faltas transitórias.

Podem ser listados alguns critérios para que haja coordenação entre disjuntores e/ou religadores e elementos fusíveis, conforme sugerem Mamede Filho e Mamede (2017):

- o ajuste da sobrecorrente de fase deve ter atuação com o menor curto-circuito da zona de proteção do equipamento;
- a curva (tempo  $\times$  corrente) das unidades de sobrecorrente de fase e de neutro não deve cortar a curva do elo fusível em toda a zona de proteção do equipamento;
- a curva (tempo  $\times$  corrente) das unidades de sobrecorrente de fase e de neutro deve estar acima da curva do elo fusível em toda a zona de proteção do equipamento;
- deve-se garantir um tempo mínimo de 200 ms entre as curvas do elo fusível e o religador ou entre o elo fusível e o disjuntor, para toda a zona de proteção do equipamento, garantindo, assim, a seletividade entre ambos.

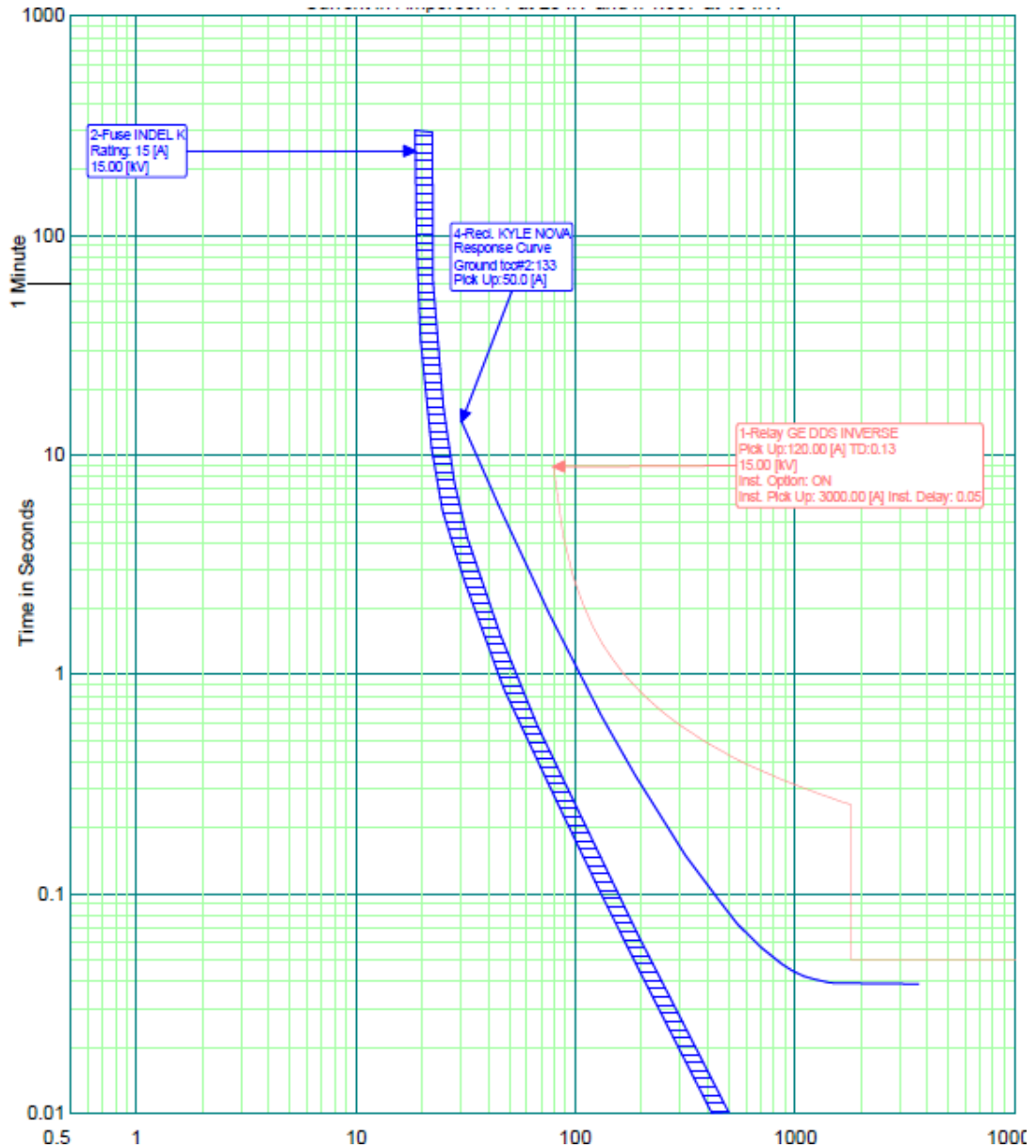
Para atender aos critérios apresentados, com o objetivo de garantir a seletividade dos equipamentos ligados em série, são necessárias verificações da faixa de seletividade, ou seja, verificar se, na faixa de seletividade necessária para aquele circuito, os equipamentos têm espaçamento suficiente entre as curvas parametrizadas de atuação. Conforme critério exposto, deve haver um espaçamento mínimo de 200 ms entre as curvas ajustadas.

A Figura 2.7 demonstra um exemplo da existência de seletividade para a função de proteção de neutro, em que a curva parametrizada de um elo fusível de 15k, um equipamento religador e um conjunto relé de proteção e disjuntor estão seletivos.

Em função dos recursos que existem atualmente em equipamentos religadores, os critérios utilizados para religadores e elementos fusíveis e entre disjuntores e elementos fusíveis são muito similares.

Dependendo da filosofia de proteção, os equipamentos religadores podem ser ajustados para proteções instantâneas (função 50 – fase e 50N – neutro) e proteções temporizadas (função 51 – fase e 51N – neutro). De acordo com o objetivo deste trabalho, foram analisados apenas as funções 51 e 51N, funções temporizadas de fase e de neutro, respectivamente.

Figura 2.7 – Exemplo de um sistema com fusível tipo K e religador, coordenado conforme critérios



Fonte: Elaborada pelo autor.

- Função 51 – temporizada de fase

O ajuste mínimo é em função da corrente de carga máxima do sistema local. A carga máxima considera o valor da ampacidade dos condutores, de acordo com sua bitola após o equipamento de proteção. Podem ser aplicados fatores de sobrecarga, desde que não ultrapassem os valores de corrente nominal dos condutores. É necessário observar também a menor corrente de curto-circuito fase-fase calculada para o final da zona de proteção. O último critério diz respeito à corrente nominal dos TCs, considerando seu fator térmico. Matematicamente, pode-se representar esse ajuste pelas equações 3 e 4, a seguir:

$$\frac{F_s * I \text{ Carga Máxima}}{RTC} \leq IFase_{51} < \frac{Icc_{ff}}{RTC} \quad (3)$$

$$IpTC * Fator\_T\acute{e}rmico \geq IFase_{51} \quad (4)$$

Onde:

I Carga Máxima – capacidade de corrente elétrica em carga máxima do circuito, considerando o fator de sobrecarga do sistema e a capacidade dos condutores ou equipamentos instalados a jusante do equipamento de proteção;

F<sub>s</sub> – fator de segurança, definido de acordo com o fator de segurança atribuído a determinado sistema, com o objetivo de garantir a sensibilidade de atuação do equipamento de proteção à corrente de curto-circuito mínima no final do trecho protegido pelo equipamento. Considerou-se para o estudo apresentado um fator de 150%, ou seja, F<sub>s</sub> = 1,5 da corrente de carga máxima;

RTC – relação de transformador de corrente, que é a relação de transformação de corrente de um valor primário para um secundário, com o objetivo de preservar a eficiência dos circuitos digitais de controle;

I<sub>cc<sub>ff</sub></sub> – menor corrente simétrica de curto fase-fase na zona de proteção do equipamento;

I<sub>pTC</sub> – corrente nominal primária do transformador de corrente (TC) de proteção que deve ser multiplicada pelo seu fator térmico;

Fator\_T<sup>é</sup>r<sup>m</sup>ico – fator térmico adotado para um TC, que é considerado em função da sua suportabilidade de aquecimento do dispositivo. É especificado por cada fabricante, observando-se as normas vigentes para cada equipamento.

- Função 51N – temporizada de neutro

O ajuste mínimo deve ser superior a 0,2 vez a corrente de carga do alimentador e inferior à menor corrente de curto-circuito fase-terra mínimo (dividida por 1,5) no final da zona de proteção do equipamento.

$$\frac{FD * IC \text{ arg } a}{RTC} \leq INeutro_{51N} < \frac{Icc_{ft\_m\acute{i}nimo}}{1,5 * RTC} \quad (5)$$

Onde:

FD – fator de desequilíbrio ou desbalanço de neutro, que é a atribuição de um percentual de desequilíbrio de carga presente em uma das fases em relação a um sistema trifásico. Em resumo, na ocorrência de um curto-circuito fase-terra, ocorre um incremento da corrente de uma das fases, causando uma diferença de corrente dessa fase em relação às outras duas fases, o que desequilibra o sistema e pode oferecer danos ao sistema e/ou equipamentos. Para essa variável, atribui-se um FD de 20% ou  $FD = 0,2$ ;

$I_{cc_{ft\_mínimo}}$  – menor corrente simétrica de curto fase-terra na zona de proteção do equipamento.

A coordenação entre um disjuntor e um religador só existe quando estes obedecem a alguns critérios, que são exemplificados, conforme Mamede Filho e Mamede (2017), a seguir:

- o tempo mínimo de seletividade de atuação entre as curvas do disjuntor e religador é de 200 ms. Dependendo de critérios estabelecidos por cada especialista da proteção, esse distanciamento pode ser maior ou menor;
- o ajuste da corrente instantânea de fase e de neutro do disjuntor deve ser superior à corrente de curto-circuito assimétrica trifásica e fase-terra respectivamente, no ponto de instalação do religador;
- a corrente de fase e de neutro do religador deve ser ajustada para atuar com valores inferiores aos ajustes de sobrecorrente de fase e de neutro do disjuntor, respectivamente, para defeitos trifásicos, bifásicos e fase-terra a jusante do equipamento religador;
- a corrente de atuação do ajuste instantâneo do disjuntor e do religador deve ser superior à corrente de magnetização dos transformadores de distribuição existentes ao longo da rede de distribuição, conforme detalhado na equação 6;
- a capacidade de interrupção simétrica do religador e do disjuntor deve ser igual ou superior ao nível de curto-circuito simétrico no ponto de instalação do equipamento em questão;
- os transformadores de corrente (TCs) do disjuntor ou religador não podem estar submetidos a correntes de curto-circuito maiores que 20 vezes a corrente nominal do TC.

$$I_{magn.TR} > 8x \sum I_{nomTR} \quad (6)$$



Onde:

$I_{magn.TR}$  – corrente de magnetização dos transformadores de distribuição existentes ao longo do sistema de média tensão;

$I_{nomTR}$  – corrente nominal do transformador de distribuição.

### 2.3 RECONFIGURAÇÃO DE REDES E *SELF HEALING*

A reconfiguração de uma rede ou a alteração da sua topologia inicial pode ser modificada em função da abertura e fechamento de dispositivos de manobra, originados por um defeito, por manobras na rede para manutenções e até, em alguns casos, em função de sobrecarga no sistema (BERNARDON et al., 2015).

A partir da reconfiguração necessária em um circuito em uma condição de contingência, é desejável que a solução seja identificada rapidamente, objetivando também restringir a menor área desenergizada possível ou atingir o menor número de consumidores possível. Logo, nessa condição, podem ser adotados alguns passos e ações:

- identificação do local de defeito;
- realização das manobras para isolar a menor área possível do circuito, de modo que atinja a menor quantidade possível de consumidores ou de carga;
- realização de manobras para o restabelecimento dos consumidores desligados que estão geograficamente a montante e a jusante do bloco isolado;
- correção do problema;
- realização de manobras para o retorno ao estado normal do sistema de distribuição.

Com essa condição de defeito e com o sistema em contingência é que se tornam sempre mais viáveis o emprego de tecnologias de automação e controle e a instalação de um maior número de chaves ou religadores telecomandados, para que, dessa forma, possa se ter mais opções de manobra e, conseqüentemente, o atendimento a uma gama maior de consumidores e de carga em uma situação de defeito. É sabido que, no caso de uma contingência, as grandezas relacionadas à coordenação dos equipamentos protetores e protegidos se modificam e podem se tornar não coordenadas e não seletivas em determinadas situações.

Nesse sentido, a metodologia proposta busca dar suporte à proteção dos circuitos, através da análise das grandezas elétricas aferidas no momento da contingência, bem como sugerir ou não novos ajustes, ou seja, em caso de uma contingência, avaliar se os ajustes

parametrizados para a topologia inicial estão ainda coordenados e seletivos, garantindo, assim, a correta proteção de um circuito no regime da contingência.

Em função da dinâmica das redes de distribuição e devido aos inúmeros indicadores técnicos de confiabilidade e qualidade, as reconfigurações de redes ganham destaque. Além da utilização de parametrizações clássicas, como redução das perdas, melhores níveis de tensão e balanceamento das cargas, novos critérios são considerados, como a melhor distribuição de consumidores por alimentadores, otimização de geração da distribuição (GDs) e necessidades específicas (sobrecargas e/ou defeitos em alimentadores, subestações e linhas).

Somado ao emprego de tecnologias de comunicação para o comando a distância dos equipamentos de manobra, pode ser empregados os conceitos de *self healing* (SH), que tornam as redes elétricas inteligentes. O emprego da tecnologia de SH identifica e reestabelece de forma automática o sistema em caso de um defeito ou falha. Com essa tecnologia, aplicam-se todos os passos realizados de forma automática para o isolamento do defeito e restabelecimento do sistema elétrico. A vantagem da utilização é o menor tempo de restabelecimento da energia e a ação eficiente e rápida na realização de manobras automáticas, que não dependem do operador do sistema.

As técnicas de SH, se somadas à particularidade de cada sistema, ou de cada concessionária, podem potencializar a confiabilidade e os benefícios da utilização dessa tecnologia. Além do uso de técnicas de SH, o presente trabalho busca a implementação de uma metodologia que identifique e sugira ajustes automáticos ao sistema de proteção e seletividade do circuito em caso de contingência.

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA

A técnica para análise da coordenação e seletividade da proteção em situações de contingência é proposta com base na metodologia heurística da busca em profundidade. Através dela, objetiva-se encontrar e sugerir o melhor ajuste para o sistema de proteção analisado.

Na análise da coordenação e seletividade de determinado sistema, abordam-se as especificações técnicas mínimas e a filosofia de proteção adotada, que podem ser diferentes dependendo de cada empresa, mas sempre convergem para um único objetivo: manter o sistema operante, coordenado e seletivo, para que, em caso de um defeito, este possa ser eliminado o mais breve possível e também possa atingir o menor número de consumidores possível.

Os estudos direcionados à proteção de um circuito devem ser periodicamente revistos e ajustados, considerando aspectos como o crescimento da carga, construção de novos empreendimentos (subestações e alimentadores), extensões e reconfigurações de redes, melhorias no sistema de proteção, solicitações de outros agentes (distribuidoras ou transmissoras), entre outras especificações ou critérios definidos pela distribuidora.

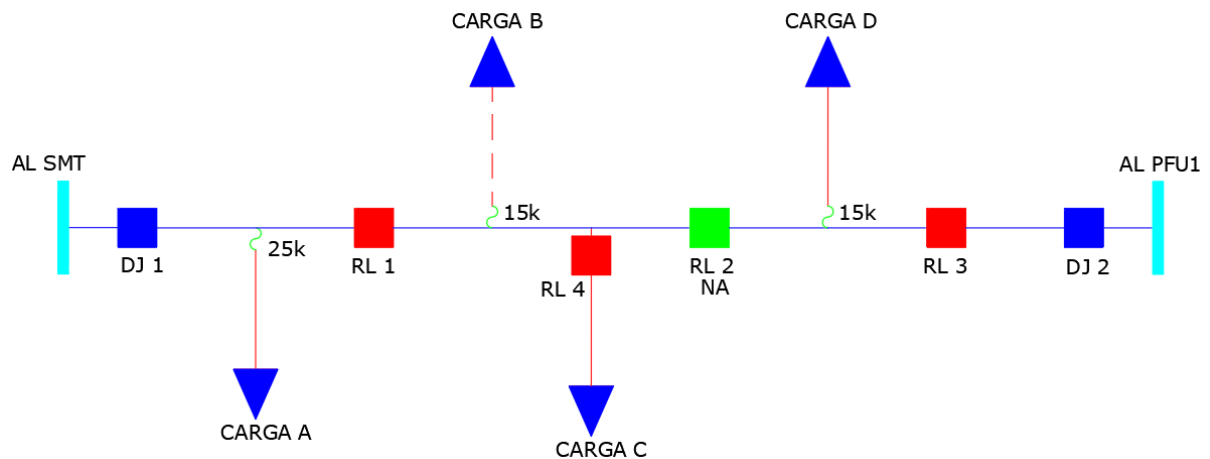
Conforme já enunciado, para o caso de contingência, analisando-se a manobra ou transferência de blocos de carga sob a ótica da proteção e seletividade, são necessárias a avaliação e a sugestão de novos parâmetros para garantir o perfeito funcionamento das RDs.

#### 3.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O problema identificado para propor a metodologia deste trabalho vem das ocorrências de defeitos nas RDs, nos casos em que existe a possibilidade de realimentação ou de atendimento a determinados blocos de carga por outra subestação ou outro alimentador interligando parte do sistema sadio da rede que apresentou defeito.

Considerando o sistema ilustrado na Figura 3.1, identifica-se um trecho de um sistema de distribuição com a interligação de dois alimentadores partindo de subestações distintas. É um exemplo típico de uma RD em que os circuitos operam de forma radial, com possibilidade de realimentação por ambas as subestações; dependendo da contingência, podem ter suas cargas atendidas por outro sistema. A configuração topológica apresentada é caracterizada pelo religador (RL 2) operando em regime normalmente aberto, tornando-se apenas uma chave seccionadora do circuito existente, mas que possibilita manobra da carga em caso de contingência e pode vir a operar de modo protetivo do circuito por esse equipamento atendido.

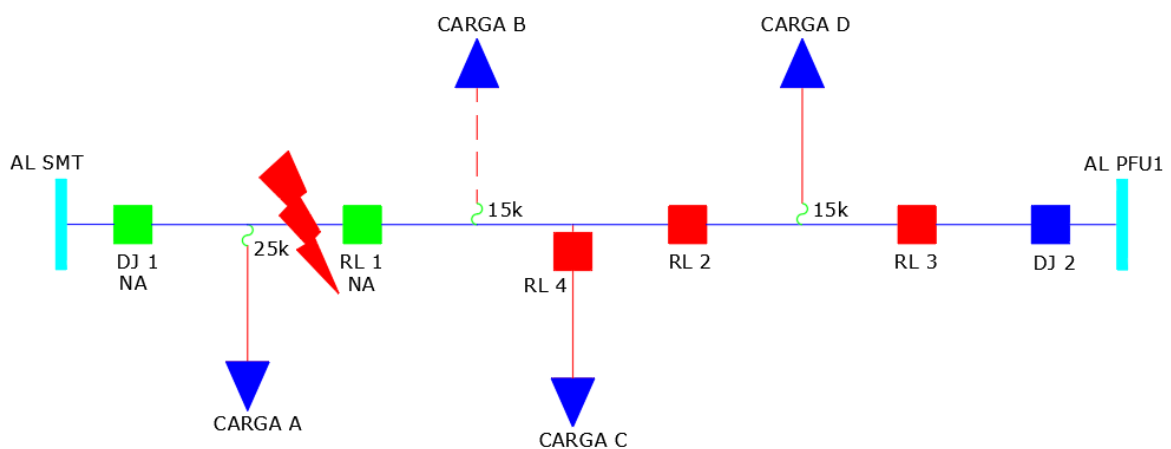
Figura 3.1 – Unifilar da RD em regime normal de operação



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na ocorrência de um defeito entre o DJ 1 e o RL 1, conforme ilustrado na Figura 3.2, as cargas B e C podem ser remanejadas do AL SMT para o AL PFU 1. Identificado que o defeito é na rede entre o DJ 1 e o RL 1, as manobras para reestabelecimento da carga iniciam pela abertura do RL 1 e manobra de fechamento do RL 2, alterando, dessa forma, a topologia e o fluxo de corrente nos alimentadores, visando atender às cargas B e C na ocorrência de um defeito entre o DJ 1 e o RL 1. Na maioria dos casos, esse tipo de manobra é realizado visando ao atendimento ao maior número de consumidores e carga possível, neste caso, as cargas B e C. Todavia, nem sempre o ajuste do sistema de proteção é considerado para a realização da manobra, mas ele não pode ser impeditivo para a realização da operação.

Figura 3.2 – Unifilar da RD com a topologia em regime de contingência

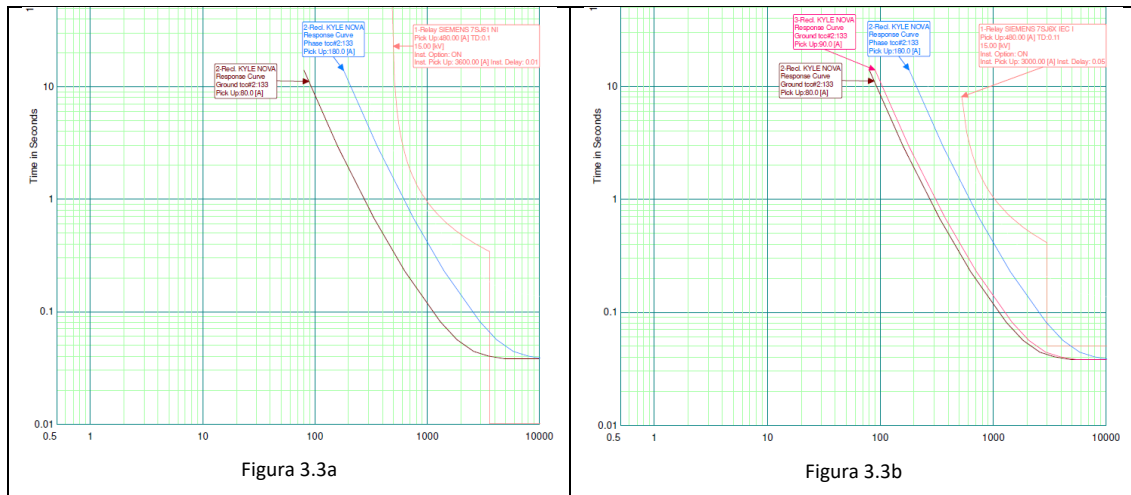


Fonte: Elaborada pelo autor.

Além do atendimento ou remanejamento da carga para um circuito sadio sem defeito, é necessária a verificação dos ajustes protetivos para essa nova configuração em contingência.

Tal situação é exemplificada pelas curvas do ajuste de fase dos RLs 1 e 4 coordenadas (operando sob regime normal) na Figura 3.3a e, após, realizando uma manobra de contingência, na Figura 3.3b, pelas curvas do RL 4 com o RL 2 sem coordenação.

Figura 3.3 – Detalhe do ajuste das curvas de fase dos religadores em regime normal de operação (Figura 3.3a) e em regime de contingência (Figura 3.3b)



Fonte: Elaborada pelo autor, através do *software* Cym TCC licenciado para a distribuidora Coprel.

Este trabalho busca, nesse sentido, considerar os requisitos mínimos protetivos para propor parametrizações adequadas a cada manobra em função do conhecimento da carga e do fluxo de corrente existente nesse trecho.

### 3.2 TÉCNICA DE BUSCA HEURÍSTICA

Para a implementação da proposta, utilizou-se o método heurístico através da busca em profundidade. Os métodos de busca heurística são baseados em um processo de busca de percurso, a partir de um estado inicial, objetivando-se alcançar um novo estado otimizado.

Esse método possui inúmeras técnicas, muitas sendo provenientes de outras. As técnicas podem ser expressas a seguir, conforme Kagan et al. (2009):

- busca em amplitude (*breadth-first search*), em que, a partir de um nó raiz (estado inicial), são gerados os seus nós sucessores;
- busca em profundidade (*depth-first search*), em que, considerando um nó raiz (estado inicial), a cada nível é gerado um único nó sucessor;

- gerar e testar (*generate-and-test*), técnica que objetiva avançar por determinado caminho na árvore de busca e, ao final, verificar se o estado alcançado representa a solução do problema;
- escalada da montanha (*hill climbing*), técnica que se utiliza de uma função heurística para direcionar o caminho de busca. A partir do nó sucessor, avalia se ele melhorou as condições; se sim, continua-se por esse caminho; caso contrário, volta-se ao estado anterior;
- gradiente (*gradient search*), técnica variante da técnica de escalada da montanha, com a diferença de que se pode ter várias opções de escolha nos nós sucessores;
- busca pela melhor escolha (*best-first search*), técnica que combina as vantagens do processo de busca em profundidade e o processo de busca em amplitude.

No processo de busca heurística com base no estado inicial do problema a ser analisado, a técnica de busca selecionada vai modificar sucessivamente o estado do problema em direção à solução almejada.

Ainda conforme Kagan et al. (2009), enumeram-se três estratégias para a busca selecionada, quais sejam: estratégia construtiva, estratégia destrutiva e estratégia do tipo troca de ramos (*branch-exchange*).

- Estratégia construtiva

Para a modelagem do problema utilizando a estratégia construtiva, assume-se no estado inicial do problema que todos os elementos de interesse estejam não utilizados e que, no processo de busca (operadores construtivos), os elementos de interesse vão mudando de estado, de não utilizados para utilizados. Por exemplo, na configuração de um sistema de distribuição em que se deseja otimizar o local de abertura de um determinado alimentador, assume-se inicialmente que todas as chaves estarão abertas e que, no processo de busca construtiva, comanda-se o fechamento das chaves; a seleção da chave que se deseja fechar é apontada em cada estágio do processo de busca.

- Estratégia destrutiva

No processo de busca pela estratégia destrutiva, o procedimento é igual ao da estratégia construtiva, no entanto assume-se inicialmente que todos os elementos de interesse estejam no estado utilizados e passarão para o estado de não utilizados. Para o exemplo das chaves,

considera-se inicialmente que todas as chaves estarão fechadas e, a cada estágio da busca pela estratégia destrutiva, selecionam-se as chaves que deverão ser abertas.

- Estratégia de troca de ramos (*branch-exchange*)

É a estratégia mais direcionada para a análise de configurações de redes elétricas, pois considera somente configurações radiais em qualquer estágio do processo de busca. Neste caso, uma alteração elementar no sistema consiste na troca de estado de dois elementos (por exemplo, a abertura de uma chave e o fechamento de outra).

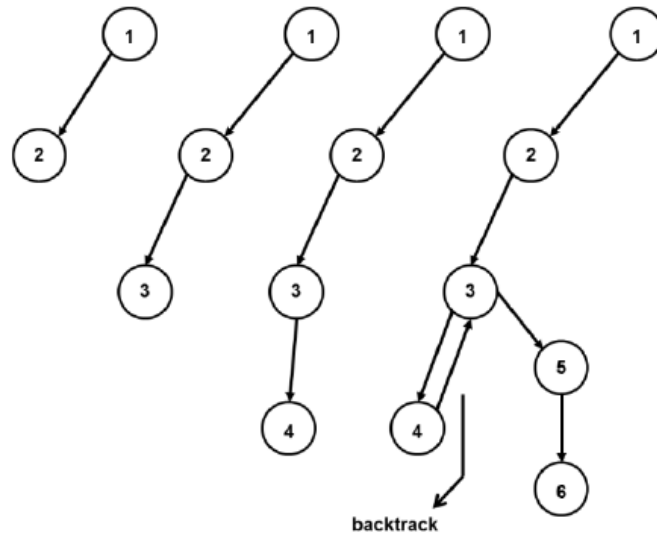
A técnica da busca em profundidade (*depth-first search*) considera um nó raiz (estado inicial) e, a cada nível, é gerado um único nó sucessor. No processo de busca com base no estado inicial do problema a ser analisado, a técnica de busca selecionada vai modificar sucessivamente o estado do problema em direção à solução almejada.

Considerando a imediata análise e ajuste do sistema protetivo em tempo real, a técnica que mais se adapta a este trabalho é a técnica da busca em profundidade, pois gera uma única solução em função das condições e restrições estabelecidas.

Dessa forma, a busca em profundidade realiza a compilação das condições e mostra o ajuste que é seletivo para aquele caso. A análise da seletividade sempre é realizada aos pares de equipamentos; quando o par analisado é atendido, segue-se a sequência de análise com outros dois pares, e assim sucessivamente, até a subestação. O método não traz a solução otimizada ou ótima para a seletividade do circuito, ele busca sempre a solução mais rápida para determinado problema, pois é aplicado em tempo real no sistema.

A busca em profundidade é realizada percorrendo a árvore de busca por um único caminho até que os critérios sejam atendidos ou quando se identifica um problema (parada) para alterar a direção do percurso. A Figura 3.4 exemplifica a aplicação do método.

Figura 3.4 – Exemplo da busca em profundidade com a abordagem aos pares para solução



Fonte: Elaborada pelo autor a partir de Kagan et al. (2009).

### 3.3 ALGORITMO DO TRABALHO PROPOSTO

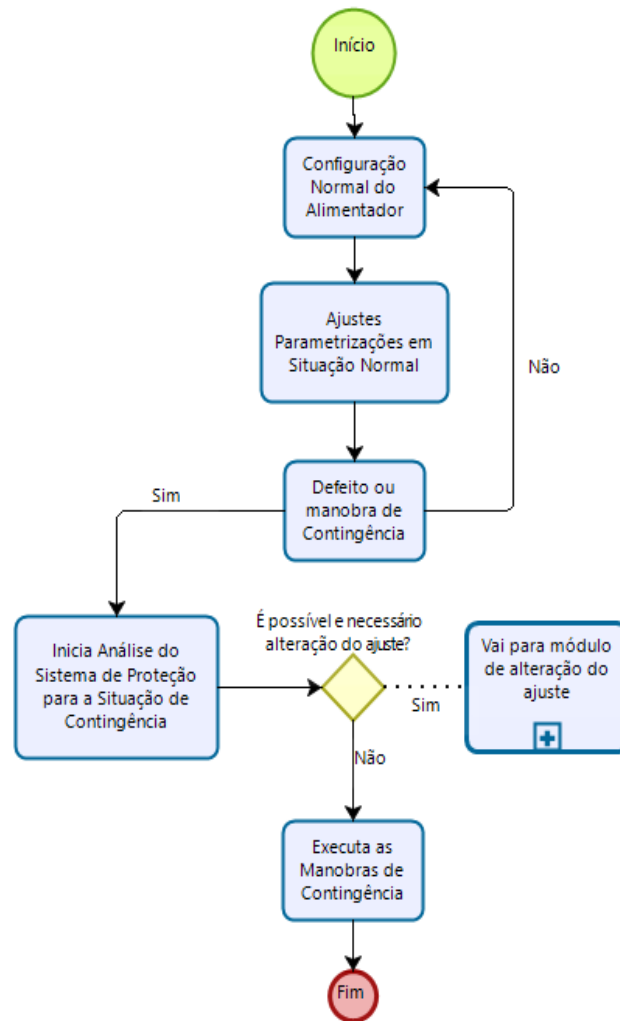
O método desenvolvido nesta dissertação baseou-se na técnica da busca em profundidade, conforme os motivos já apresentados. O algoritmo proposto visa buscar possíveis ajustes nos equipamentos religadores e/ou disjuntores em uma situação de contingência considerando os critérios técnicos apresentados.

Para melhor ilustrar a metodologia adotada neste estudo, apresenta-se o fluxograma temporal da aplicação do método na Figura 3.5.

Com a configuração natural do alimentador tem-se os ajustes e parametrizações do sistema original parametrizada nos equipamentos protetivos. Seguindo a lógica do fluxograma, identifica-se um defeito em algum circuito onde uma manobra de contingência é realizada. A partir desse momento inicia-se a análise do Sistema de Proteção para a Situação de Contingência.



Figura 3.5 – Fluxograma com a exemplificação da aplicação do método



Fonte: Elaborada pelo autor.

Dessa forma, é necessário analisar primeiramente se é possível realizar a alteração do ajuste, se existe comunicação com os equipamentos envolvidos na proteção em contingência, para realizar as manobras e os ajustes em tempo real. Todavia, a comunicação dos equipamentos já é testada no momento das manobras do circuito.

Verifica-se, por essa etapa do processo, que a comunicação é vital para o sucesso das manobras e ajustes necessários. Muitos equipamentos já possuem também dois sistemas de comunicação que podem ser utilizados na falha do sistema de comunicação principal. Conforme Mamede Filho e Mamede (2017), os sistemas utilizados para comunicação de religadores, disjuntores e seccionadores utilizam normalmente comunicação via dados móveis de celular, internet via rádio ou fibra e também alguns sistemas que contam com comunicação via

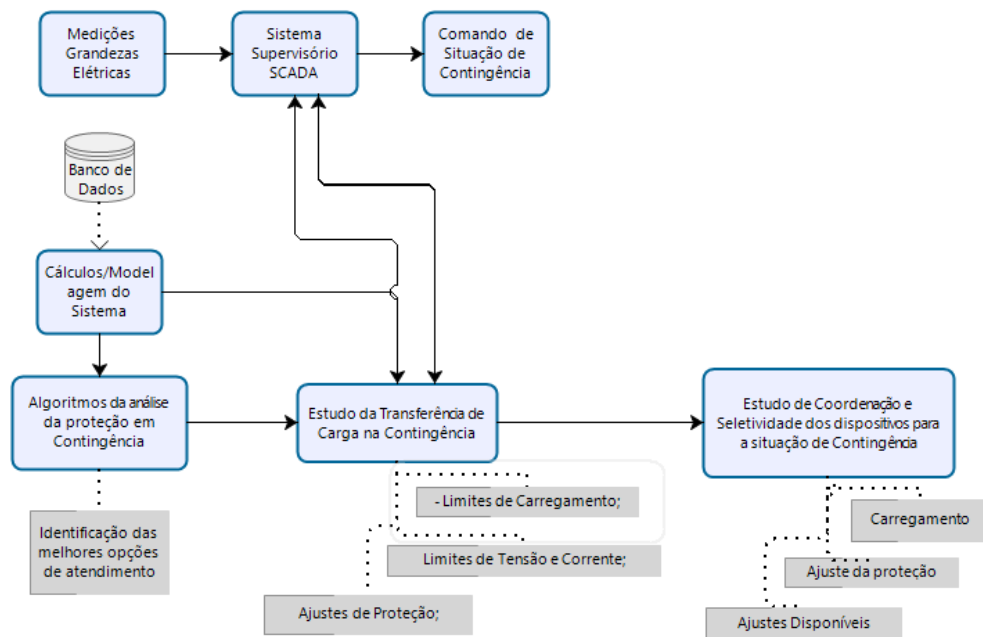
satélite. Portanto, havendo comunicação com os equipamentos afetados, o módulo de alteração do ajuste é acionado e aplicado para continuidade do algoritmo proposto.

Também é necessário avaliar, nesse instante, se existe necessidade de alteração do ajuste. Dependendo do ponto de defeito, a alteração do ajuste pode não ser necessária, considerando os ajustes do sistema nativo.

A partir da configuração inicial do sistema, havendo a ocorrência de um defeito, observa-se a possibilidade de reconfiguração do sistema de distribuição e as verificações necessárias para a sua execução. Essa verificação e análise são demonstradas no diagrama da Figura 3.5, que exemplifica os passos para o caso de uma contingência em que existe a possibilidade de realimentação da carga por outro alimentador considerando a coordenação e seletividade do novo sistema.

Após a ocorrência de um defeito ou manobra de contingência, inicia-se a análise do sistema de proteção para a situação de contingência. Nesse estágio, são verificadas as condições do sistema de distribuição para a situação de contingência, que pode ser mais bem elucidado através da Figura 3.6, adaptada de Pfitscher et al. (2012) e Ramos (2014). Os autores consideravam a proteção e seletividade para uma reconfiguração automática do sistema sem estar em uma situação de contingência.

Figura 3.6 – Diagrama de blocos das análises para a reconfiguração de contingência considerando a alteração do sistema de proteção



Fonte: Adaptada de Pfitscher et al. (2012) e Ramos (2014).

Para a realização das manobras de contingência e aplicação da alteração de ajuste, devem ser consideradas todas as informações físicas dos sistemas afetados, ou seja, deve-se considerar a capacidade do sistema a ser manobrado tendo em vista a reconfiguração de contingência. Portanto, essa análise passa desde a aquisição dos dados reais dos equipamentos até a atualização desses dados no *software* de cálculo do fluxo de potência, considerando a contingência.

Com a medição das grandezas alimentando o banco de dados e utilizando-os nos sistemas de cálculo, considerando também a manobra realizada, são identificadas as melhores opções de atendimento em função dos limites de carregamento dos condutores e equipamentos, limites adequados de tensão e ajustes da proteção.

Após essa etapa, o estudo de coordenação e seletividade dos dispositivos para a contingência é analisado e ajustado, conforme os critérios e restrições apresentadas.

Depois das análises demonstradas pelos diagramas das Figuras 3.5 e 3.6, o Módulo de Alteração do Ajuste é acionado. Nessa etapa, são verificadas as necessidades e análises voltadas à coordenação e seletividade do sistema em contingência.

Na situação de contingência, com o objetivo de alterar o ajuste, inicia-se o módulo de análise e alteração do ajuste. Nesse módulo, são verificados os atuais ajustes; após, é verificado se existe coordenação e seletividade; se existirem, o módulo é encerrado após a implementação das manobras de contingência.

Não existindo coordenação e seletividade, conforme o fluxograma mostrado na Figura 3.7, inicia-se a busca heurística da melhor opção de ajuste, identificando os novos pontos e níveis de curto-circuito máximo e mínimo. Nesse ponto, é analisado se o sistema de contingência terá solução ou não; não havendo, o sistema é encerrado, liberando a manobra, mesmo sem coordenação e seletividade, com o objetivo de atender ao maior número de clientes possível na situação de contingência. Por exemplo, neste passo, podem ser implementados modos de atuação de religadores como simples seccionadores.

Existindo uma solução, é necessário conseguir sua implementação de modo remoto. Muitas vezes, o equipamento religador é telecomandado até com dois sistemas de comunicação, mas os dois modos podem estar com problemas de comunicação, o que impossibilitaria a comunicação e parametrização de novos ajustes a distância.

Na sequência, existindo comunicação, com a análise e sugestão dos novos ajustes, os mesmos podem ser implementados remotamente e o sistema é liberado para execução das manobras necessárias. Efetuam-se as manobras, e o módulo é encerrado.

Figura 3.7 – Módulo de análise e alteração do ajuste na situação de contingência



Fonte: Elaborada pelo autor a partir de Ramos (2014).

A implementação da busca heurística do melhor ajuste dos equipamentos do sistema de proteção (religadores) é baseada na escolha de uma faixa de valores dispostos em três variáveis ajustáveis: a corrente de *pick-up*, o multiplicador de tempo (também conhecido como múltiplo ou dial) e o tipo de curva. A variação dessas três constantes é parametrizada tanto para os ajustes de fase quanto para ajustes de neutro.

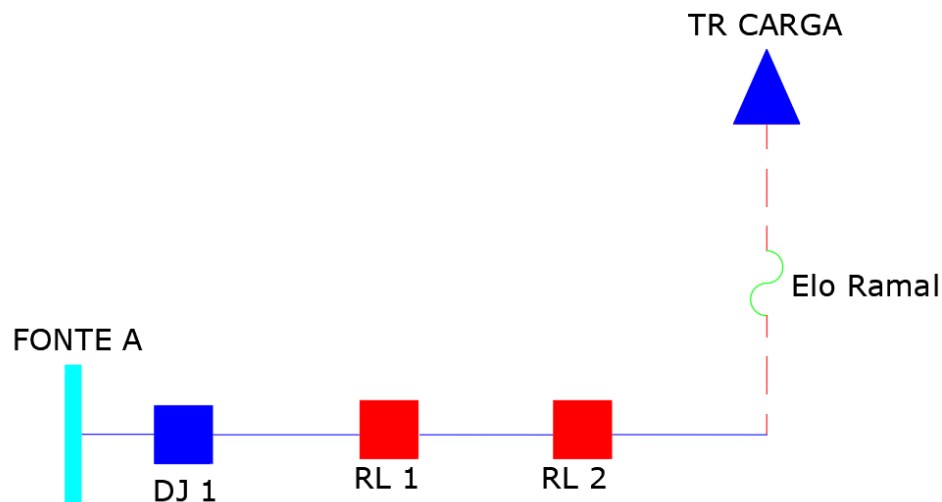
A parametrização também obedece a alguns critérios padrões. Por exemplo, todos os ajustes temporizados dos religadores e/ou disjuntores buscam ser seletivos para, no mínimo, elo de 15k. Em alguns casos específicos, eles são coordenados com elos superiores a 25k e

também inferiores, como 10k, dependendo das características de carregamento e localização dos equipamentos religadores.

A solução proposta objetiva a ordem dos critérios que devem seguidos para a alteração dos ajustes de proteção do sistema em contingência. A análise da proteção é normalmente realizada previamente, simulando possíveis pontos de defeitos e sugerindo ajustes que ficam pré-parametrizados nos equipamentos religadores e/ou disjuntores. O método traz como benefício a implementação ordenada de critérios que podem ser adotados imediatamente após a ocorrência do defeito e a realização das manobras de contingência.

A análise é realizada aos pares de equipamentos, e a busca em profundidade dos ajustes normalmente inicia do menor elo fusível em direção à subestação. A Figura 3.8 demonstra um exemplo de sistema radial aplicado para o desenvolvimento e entendimento da metodologia.

Figura 3.8 – Exemplo de uma rede de distribuição com seus dispositivos de proteção



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nesse exemplo, a análise inicia verificando a coordenação e seletividade entre o elo ramal e o RL 2 (Religador 2), depois entre o RL 2 e o RL 1 e, por último, entre o RL 1 e o DJ 1.

Os pares são montados a partir da ferramenta de varredura dos equipamentos de proteção, que ficam em série com a possível manobra. O *software* SINAPGrid, utilizado para o cálculo do fluxo e as manobras, verifica todos equipamentos em série, identificando a sequência dos equipamentos que formaram a rede radial para análise.

De posse das informações do nível de curto-circuito e dos equipamentos que poderão ficar em série, a metodologia identifica possíveis falhas na coordenação e seletividade do

circuito formado. Após esse passo, inicia-se a busca heurística dos possíveis ajustes, conforme os critérios abordados.

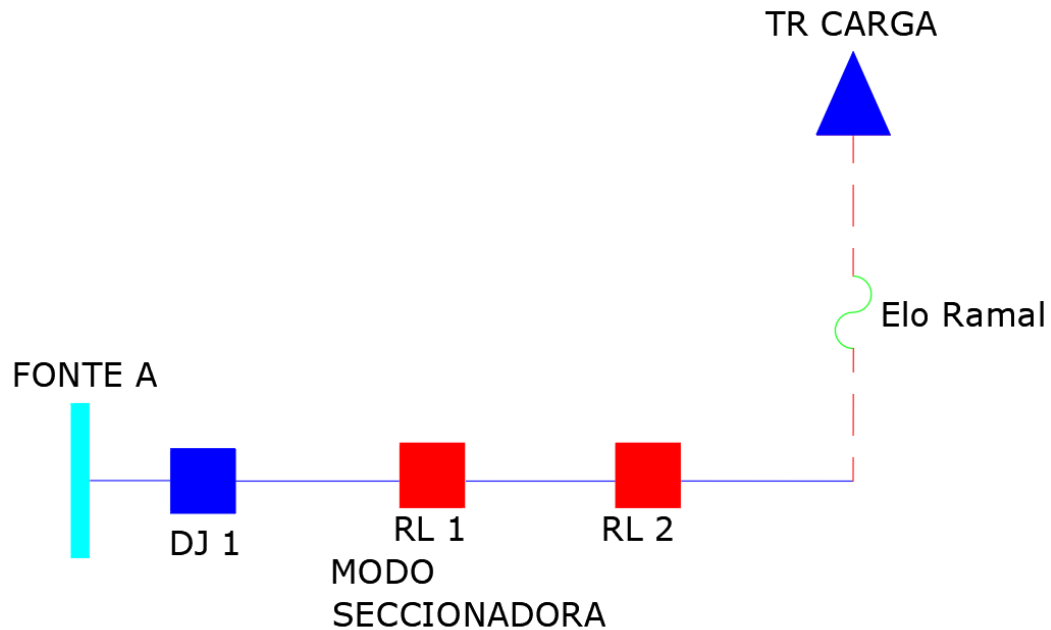
Na busca dos melhores ajustes, sugere-se primeiramente a mudança do múltiplo ou dial de tempo. Testa-se a faixa de dial e verifica-se se o problema de descoordenação continua. Havendo coordenação e seletividade, o sistema é liberado para executar a manobra de contingência. Não conseguindo deixar o sistema coordenado, propõe-se a alteração do valor de corrente de *pick-up*, sendo que esse valor não poderá ser menor que a máxima corrente de carga para o ajuste de fase nem maior que a menor corrente de curto-circuito fase-terra para o ajuste de neutro. Com a alteração do valor da corrente *pick-up*, a alteração do dial é testada novamente para o novo valor de corrente.

O valor da corrente de *pick-up* e o tempo dial são limitados de acordo com as características técnicas e restrições do sistema. Ao atingir os limites pré-estabelecidos, a metodologia propõe a mudança da curva com base nas curvas disponíveis em cada equipamento. A cada curva testada, verificam-se novamente os valores de *pick-up* e dial, conforme os critérios estabelecidos.

Ao efetuar os testes e combinações entre os critérios de corrente *pick-up*, dial e tipo de curva, em que é encontrada uma solução, a manobra de contingência é liberada. Nos casos em que a coordenação e seletividade não são atendidas, um dos equipamentos é ajustado para o modo de um equipamento simples de seccionamento de circuito, sem função de proteção. A partir dessa parametrização, os pares da análise são alterados.

Considerando a Figura 3.9, apresentada a seguir, como exemplo, o RL 1 é ajustado para se tornar uma chave seccionadora, sem funções protetivas. Nessa condição de operação, o algoritmo analisará outros pares de equipamentos para garantir a coordenação e seletividade. A análise começa novamente entre o elo ramal e o RL 2; depois, entre o RL 2 e o DJ 1, não considerando o RL 1 na análise do sistema de proteção. Dessa forma, o sistema é liberado para a realização da manobra de contingência.

Figura 3.9 – Exemplo de rede de distribuição com a alteração do RL1 para modo seccionadora



Fonte: Elaborada pelo autor.

### 3.4 CONDIÇÕES TÉCNICAS DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE ADOTADAS

As condições técnicas abordadas neste trabalho consideraram critérios que podem ser alterados, dependendo da filosofia e definição de especialistas da área e de cada empresa. De maneira geral, a maioria dos tópicos apresentados faz parte das análises da área de proteção e seletividade das distribuidoras.

Os critérios adotados são explicitados a seguir:

- tempo de seletividade: o tempo estabelecido entre as curvas adotado pelo estudo é de 200 ms. Apesar de algumas distribuidoras ainda utilizarem o espaçamento de 300 ms, os equipamentos mais novos e confiáveis podem oferecer uma resposta melhor no tempo, ou seja, com espaçamento de 200 ms;
- fator de carga: utilizou-se um fator de carga em um horizonte de cinco anos com uma taxa de 3% ao ano de crescimento, sendo que o fator de multiplicação adotado é de 1,15 vez a corrente nominal. Esse critério é definido também pela distribuidora;
- análise aos pares: os pares de dispositivos de proteção são gerados a partir da simulação da manobra, formando novos troncos de alimentadores e novos ramais. O sistema de cálculo do fluxo de potência para essa diferente configuração identifica todos os equipamentos presentes para a situação de contingência

originada. Nesse ponto, são identificadas possíveis séries de fusíveis, por exemplo, elo de 15k a montante de outra chave com elo de 10k; neste caso, haveria coordenação e seletividade e a condição não precisaria ser testada. Adotou-se também que todo equipamento religador deveria estar seletivo e coordenado para, no mínimo, elo de 15k. O equipamento disjuntor também é considerado na seletividade, mas nele não são implementados ou sugeridos novos ajustes na contingência. A sugestão de reparametrização dos ajustes é aplicada somente a equipamentos religadores;

- curto-circuito: o nível de curto-circuito se modifica em função das cargas manobradas, e o desafio é atender ao nível de curto-circuito mínimo no caso do ajuste de neutro. A impedância de contato adotada nos cálculos de curto-circuito fase-terra mínimo é de  $40 \Omega$ . Esse valor padronizado é adotado por grande parte dos especialistas da área e apontado em bibliografias como Mamede Filho e Mamede (2017).



## 4 ESTUDO DE CASO

Aplicou-se a metodologia apresentada neste trabalho no sistema elétrico de distribuição de energia de uma permissionária da região norte do estado do Rio Grande do Sul. Em quase todos os seus alimentadores, existem conexões que possibilitam transferências de cargas de um circuito ao outro em caso de contingência.

No momento de contingência ou de um defeito, inicia-se a transferência de cargas, de acordo com as possibilidades existentes e com a metodologia aqui proposta. Para cada alimentador, existem as condições técnicas pré-estabelecidas para atendimento a cargas sadias em função da carga a ser atendida. As simulações são analisadas através do cálculo do fluxo de potência, realizado pelo *software* SINAPGrid, que calcula também os níveis de curto-circuito nos trechos do alimentador. As curvas dos coordenogramas são extraídas do *software* CymTCC, da empresa EATON, licenciado para a cooperativa.

O reestabelecimento do sistema é analisado e executado por especialista da área de operação do sistema a partir das simulações e cálculos realizados pelo *software* e também pelo conhecimento/experiência do operador do sistema ou pelas tentativas de energização pré-estabelecidas por um plano de manobras. Na sequência é que se realiza a reconfiguração do restante do sistema. Nesse momento, é aplicada a metodologia proposta, a fim de verificar se a parametrização da proteção está garantindo a coordenação e seletividade dos circuitos realimentados em contingência.

A parametrização dos novos ajustes é realizada em conformidade aos requisitos estabelecidos e, havendo a necessidade de alteração do ajuste, este é implementado no equipamento correspondente.

### 4.1 PARAMETRIZAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO ANALISADO

O sistema elétrico da região analisada no estudo de caso é demonstrado na Figura 4.1, na qual são identificados por cores diferentes os alimentadores reais dispostos geograficamente, com a indicação dos equipamentos de manobras. Também são identificados os pontos normalmente abertos (NA) de conexão entre os alimentadores. Nesse sistema, existem seis alimentadores atendidos na tensão de 13,8 kV, que são alimentados a partir de três subestações elétricas diferentes.

A Figura 4.1 demonstra claramente a disposição física de cinco alimentadores grifados em cores aleatórias – existe um sexto alimentador que é exclusivo para uma área industrial do

município. Em função da altitude do *zoom* buscado para detalhar toda a extensão dos alimentadores, a visibilidade do alimentador industrial fica prejudicada. O alimentador analisado no trabalho é o que possui interligação com a subestação SMT, interligado através do RL 7, demonstrado no unifilar simplificado na Figura 4.2.

Ambos os equipamentos de manobras são telecomandados e estão aptos para a realização e aplicação da metodologia proposta por este trabalho. Os dados elétricos do sistema são extraídos da sua base de ativos existente, que contém os dados reais do sistema operante.

A configuração radial dos alimentadores foi analisada conforme o sistema operante existente e definida pelos estudos do planejamento da distribuição. Os pontos NAs do sistema de distribuição estão definidos conforme os critérios elétricos de carregamentos do sistema e em função dos condutores existente em cada trecho do circuito elétrico.

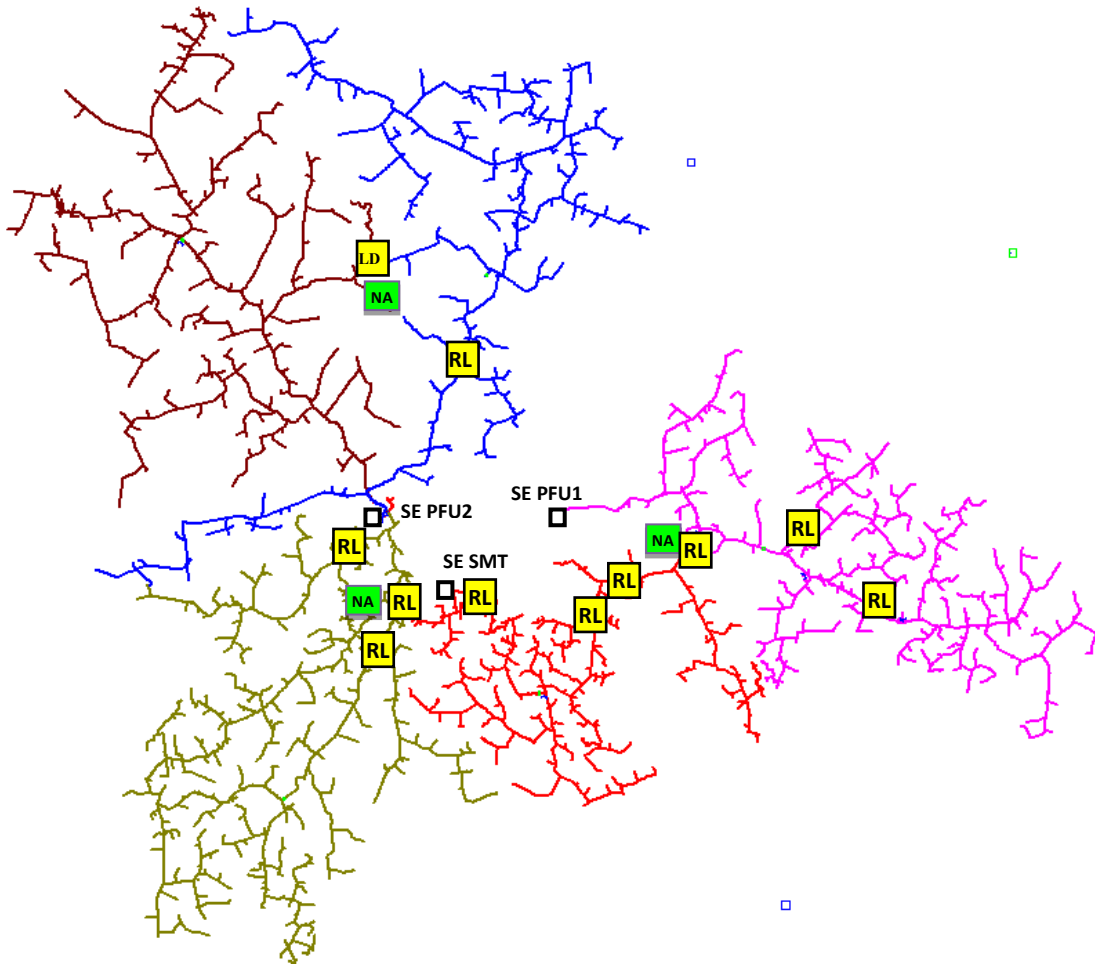
Os ícones com a sigla RL referem-se aos equipamentos religadores, e as siglas NAs na cor verde demonstram os pontos normalmente abertos do sistema. Existe um ponto NA provido com uma chave fusível com lâmina desligadora, dita como LD.

O sistema é modelado conforme as curvas de carga de cada consumidor, curva de demanda da saída dos alimentadores, curvas de demanda registradas nos equipamentos religadores e de acordo com as características do sistema, como, por exemplo: tipo, distâncias e configuração dos condutores da MT/BT, equipamentos transformadores, consumidores, impedâncias dos circuitos e intensidades de curto-circuitos (potências e impedâncias de curto-circuito).

Nos consumidores providos de medição direta em baixa tensão, a modelagem é realizada por curva de carga característica da sua classe de unidade consumidora. Já para os consumidores indiretos e dotados de medição binômica (consumo e demanda), as curvas de carga registradas são importadas para o *software* de cálculo do fluxo de potência.

De modo a simplificar a análise identificando os equipamentos religadores passíveis de sofrer modificações de remanejamento de carga, apresenta-se o unifilar disposto na Figura 4.2. A partir desse sistema é que o algoritmo proposto é aplicado.

Figura 4.1 – Disposição topológica dos alimentadores em situação normal de operação



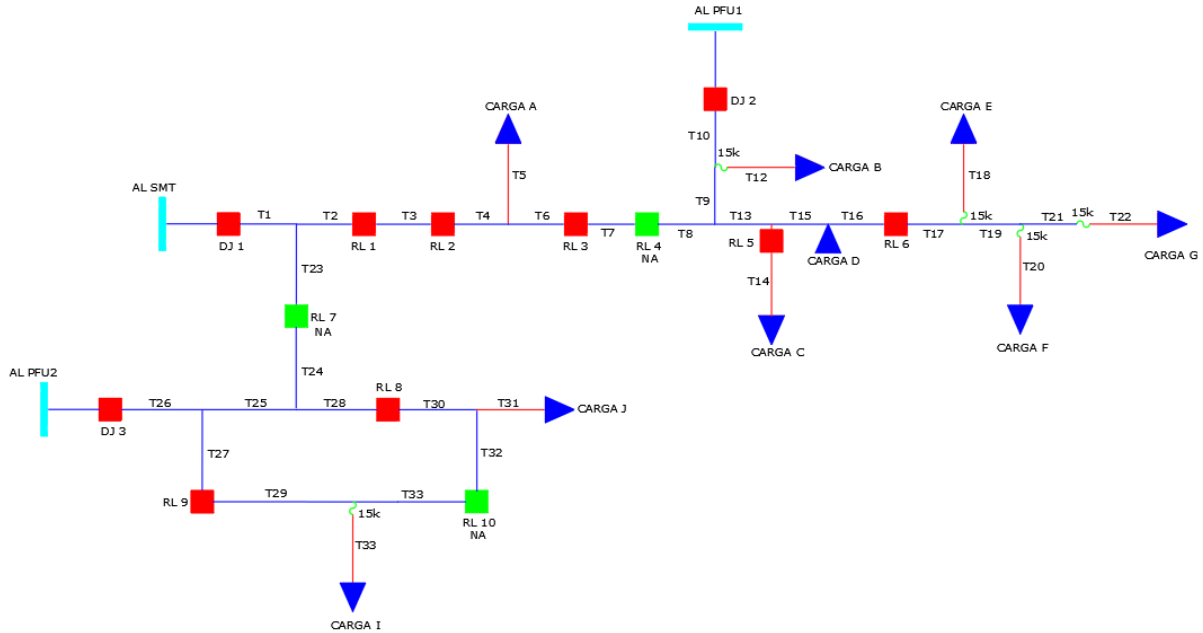
Fonte: Elaborada pelo autor.

Estão dispostas, na Figura 4.2, as duas subestações (PFU1 e SMT) que possuem interligação em suas redes de distribuição. De acordo com a figura, o alimentador da SE SMT possui três equipamentos de proteção operando de modo fechado (detalhados em vermelho) e um equipamento de manobra operando de modo aberto (detalhado em verde), que interliga os dois alimentadores e oferece a possibilidade de manobra/remanejamento da carga pelos dois sistemas. Já o alimentador PFU1 possui dois equipamentos de proteção operando de modo fechado.

A identificação dos trechos entre cada equipamento ou derivação é denominada por T1, T2, T3 e assim por diante. Em função das características, tipos e configurações da rede elétrica nesses trechos é que são calculadas as impedâncias equivalentes. Já o cálculo do fluxo de corrente e a identificação dos níveis de curto-circuito são orientados pelas características de cada trecho do sistema. Os ajustes sugeridos observam as restrições já abordadas, carregamento

do circuito, distanciamento das curvas temporizadas e nível de curto-circuito no ponto analisado.

Figura 4.2 – Detalhe da disposição dos alimentadores com identificação dos trechos



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Tabela 4.1, são apresentados os dados nominais de entrada das subestações PFU2, PFU1 e SMT. Já a Tabela 4.2 apresenta as características de carregamento da subestação PFU2 e dos alimentadores que partem da SE PFU1 e SMT para os períodos de carga leve e pesada.

Tabela 4.1 – Dados de entrada dos alimentadores das subestações analisadas

Dados de entrada			
	PFU1	SMT	PFU2
<i>Potência disponível (MVA)</i>	10	10	25
<i>Tensão primária (kV)</i>	69	230/69	69
<i>Tensão secundária (kV)</i>	13,8	13,8	13,8
<i>Quantidade de ALs</i>	1	1	4

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 4.2 – Dados de carga leve e pesada dos ALs PFU2, PFU1 e SMT

Dados de carregamento dos ALs						
	PFU1	SMT	PFU2			
	105	109	101	102	103	104
<i>Carga pesada (MVA)</i>	2,3	2,75	2,43	3,52	1,49	0,88
<i>Carga leve (MVA)</i>	1,7	1,12	0,23	1,5	0,3	0,26
<i>Tensão secundária (kV)</i>	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8

Fonte: Elaborada pelo autor.

As características elétricas do sistema apresentadas pelas impedâncias de sequência positiva e sequência zero acumulada em cada trecho estão detalhadas na Tabela 4.3. Esses dados foram calculados pelo *software* de cálculo do fluxo de potência nos respectivos alimentadores analisados.

Cada trecho, T1, T2, T3 e assim por diante, foi delimitado conforme os pontos de possíveis seccionamentos (pontos dos religadores existentes) e em pontos com derivações da rede de distribuição existentes. Com o objetivo de simplificar a ilustração, os ramais com pequenas cargas e chaves providas de elos fusíveis menores que 15k foram excluídos da demonstração.

Na modelagem e execução do algoritmo, a coordenação é analisada aos pares e o equipamento religador busca a coordenação da sua curva de neutro com o elo máximo de 15k. Dessa forma, elos menores (06k e 10k) estariam coordenados com este e com o equipamento religador, pois, conforme já mencionado, os elos preferenciais 06k, 10k, 15k, 25k e 40k estão coordenados entre si para os valores de curto-circuito apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Relação das impedâncias de curto-circuito e magnitude da corrente de curto-circuito (FT e 3F) de cada trecho

Final trecho	Impedância Seq + (Z1)	Impedância Seq 0 (Z0)	Icc FT	(continua)
				Icc 3F assimétrico
T1	0,835540+j1,249980	0,0887970+j1,719834	4.843	5.477
T2	0,919425+j1,430817	1,057596+j2,669049	3.829	4.829
T3	10,121524+j10,096962	13,999241+j44,849408	325	540
T4	10,550677+j10,503136	14,6036661+j46,826300	312	518
T5	12,773568+j12,214523	17,550459+j55,025015	264	436
T6	10,588923+j10,539334	14,657527+j47,002479	311	516
T7	13,909724+j13,700571	19,343523+j62,398075	236	395
T8	3,945200+j5,725003	6,013078+j24,2572	624	1.134
T9	3,898700+j5,658072	5,936373+j23,919649	632	1.147
T10	2,741778+j3,992764	4,027968+j15,519404	943	1.636

				(conclusão)
Final trecho	Impedância Seq + (Z1)	Impedância Seq 0 (Z0)	Icc FT	Icc 3F assimétrico
T12	16,587647+j8,735092	19,734783+j36,938782	315	413
T13	5,344930+j7,739819	8,321978+j34,420464	448	833
T14	18,035845+j13,066479	23,126653+j58,659921	231	345
T15	5,847442+j8,463151	9,150889+j38,069115	406	761
T16	6,569215+j9,502092	10,341487+j43,309790	359	677
T17	8,061409+j11,649996	12,802941+j54,144374	289	551
T18	15,332637+j14,129387	21,046249+j65,335209	224	369
T19	12,121180+j13,642487	17,691007+j63,560443	239	423
T20	26,540001+j18,386834	33,956451+j84,854291	160	238
T21	13,879377+j14,221001	19,674380+j66,156965	226	388
T22	19,935886+j16,213817	26,506590+j75,101295	189	298
T23	1,786075+j3,299106	2,810082+j12,475735	1.188	2.166
T26	0,866221+j0,982720	7,940559+j11,764854	1.423	6.240
T27	1,039491+j1,232127	8,226422+j13,022987	1.285	5.081
T25	3,693681+j3,680545	11,934145+j24,907489	636	1.559
T28	4,755991+j4,733461	13,454755+j30,064887	523	1.211
T30	4,952730+j4,892197	13,719215+j30,830164	509	1.167
T31	14,699840+j8,120964	24,724304+j45,330819	292	478
T33	3,732416+j5,046607	12,676890+j32,585470	506	1.314
T29	2,706104+j4,441339	11,397327+j29,710813	568	1.604
T34	13,049115+j8,763414	43,473506+j69,346414	215	487

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nessa configuração atual dos alimentadores, os estados dos equipamentos que estão aptos a manobras e que possuem funções de proteção e seccionamento são demonstrados na Tabela 4.4. Através dela, pode-se verificar os pontos NAs e NFs do sistema passíveis de alteração.

Tabela 4.4 – Equipamentos de manobra, estados e seus respectivos trechos nos sistemas de distribuição

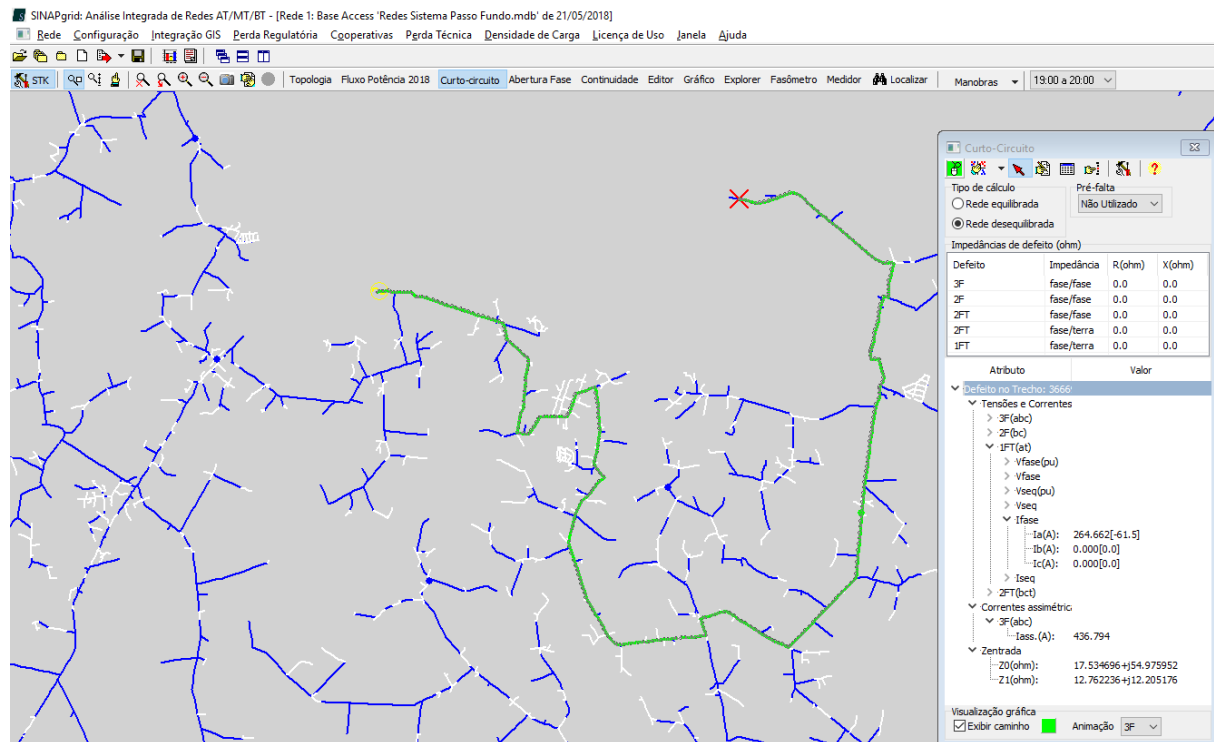
(continua)			
Equipamento	Estado	Trecho a jusante	Subestação
DJ1	NF	T1	SMT
RL1	NF	T3	SMT
RL2	NF	T4	SMT
RL3	NF	T7	SMT
RL4	NA	T7/T8	SMT/PFU1
DJ2	NF	T10	PFU1

			(conclusão)
Equipamento	Estado	Trecho a jusante	Subestação
RL5	NF	T14	PFU1
RL6	NF	T17	PFU1
RL7	NA	T23/T24	SMT/PFU2
DJ3	NF	T26	PFU2
RL8	NF	T30	PFU2
RL9	NF	T29	PFU2
RL10	NA	T32/T33	PFU2

Fonte: Elaborada pelo autor.

O cálculo do nível de curto-circuito realizado pelo *software* de análise do fluxo de potência é demonstrado na Figura 4.3. Conforme detalha-se, nesse ponto o valor de curto-circuito é identificado como o final do trecho T5, no ponto de conexão da carga A.

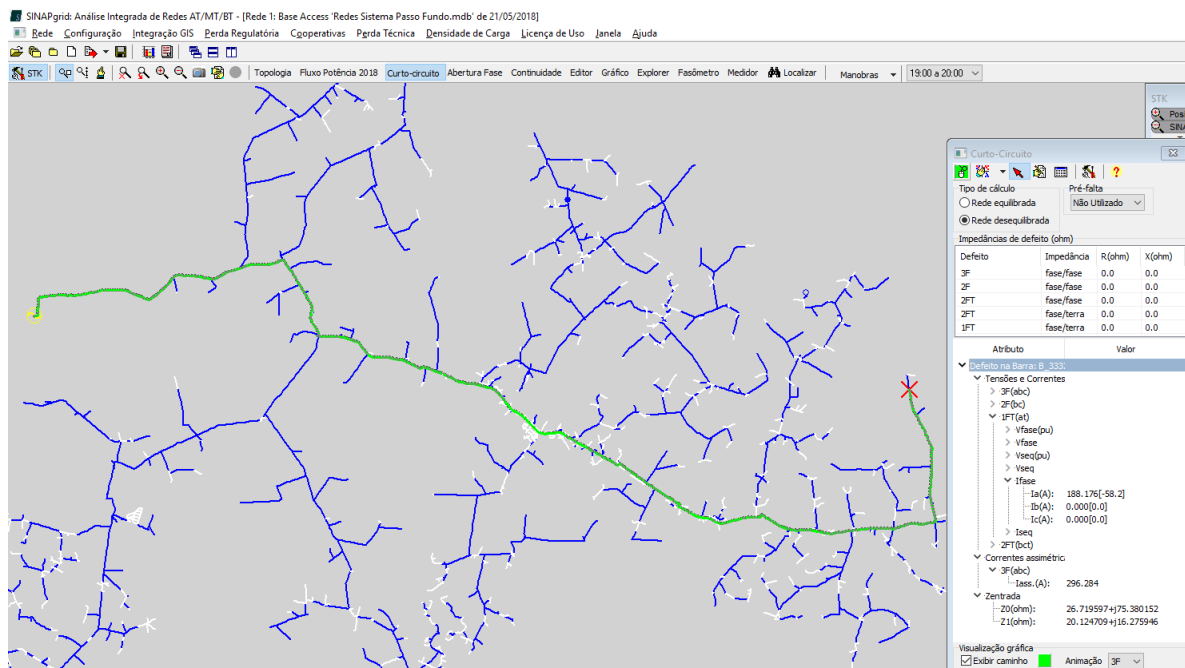
Figura 4.3 – Nível de curto-circuito no final do trecho T5



Fonte: Elaborada pelo autor através do *software* SINAPGrid.

Para o final do trecho T22, o nível de curto-circuito calculado é apresentado pela Figura 4.4. Verifica-se, como normalmente é esperado, que o nível do curto-circuito vai diminuindo ao longo do sistema em função da impedância acumulada no trecho percorrido. Esse valor é modificado devido a alterações da topologia ou de uma determinada contingência, em que se atendem determinadas cargas por outra configuração.

Figura 4.4 – Nível de curto-circuito no final do trecho T22



Fonte: Elaborada pelo autor através do *software* SINAPGrid.

Após o cálculo do fluxo de potência, com a aplicação do método para reparametrização dos ajustes do sistema de proteção, utilizaram-se como padrão as seguintes alternativas de perfis de proteção do equipamento religador.

Os equipamentos possuem quatro perfis de proteção e um perfil que opera o equipamento em modo chave, ou seja, sem nenhum ajuste de proteção. Os perfis foram considerados de forma prioritária e com a seguinte ordem:

- Perfil Normal: utilizado para a configuração ou operação normal do sistema;
- Perfil Alt.1: conhecido também como Perfil Alternativo 1, é utilizado para a operação em que o equipamento religador está com um patamar de carga maior que o habitual, ou quando o equipamento assume determinada carga de outro circuito superior a 15% de sobrecarga além do regime normal de operação (Perfil Normal);
- Perfil Alt.2: ou Alternativo 2, é utilizado para situações de fluxo reverso do sistema normalmente operativo, ou seja, quando o religador opera em contingência atendido por outra subestação sob condição normal de carga;
- Perfil Alt.3: ou Alternativo 3, é utilizado para as situações em que o sistema está com fluxo reverso (está em contingência) e opera sob uma condição de sobrecarga, com mais de 15% de sobrecarga em uma situação de contingência considerando que o Perfil Alt.2 já foi selecionado.



Na Figura 4.5, está demonstrado um exemplo da tela de parametrização e comando de um equipamento religador. Nota-se que o perfil de proteção utilizado nesse momento é o Perfil Normal.

Figura 4.5 – Exemplo da tela de parametrização do religador através do supervisor do sistema de operação



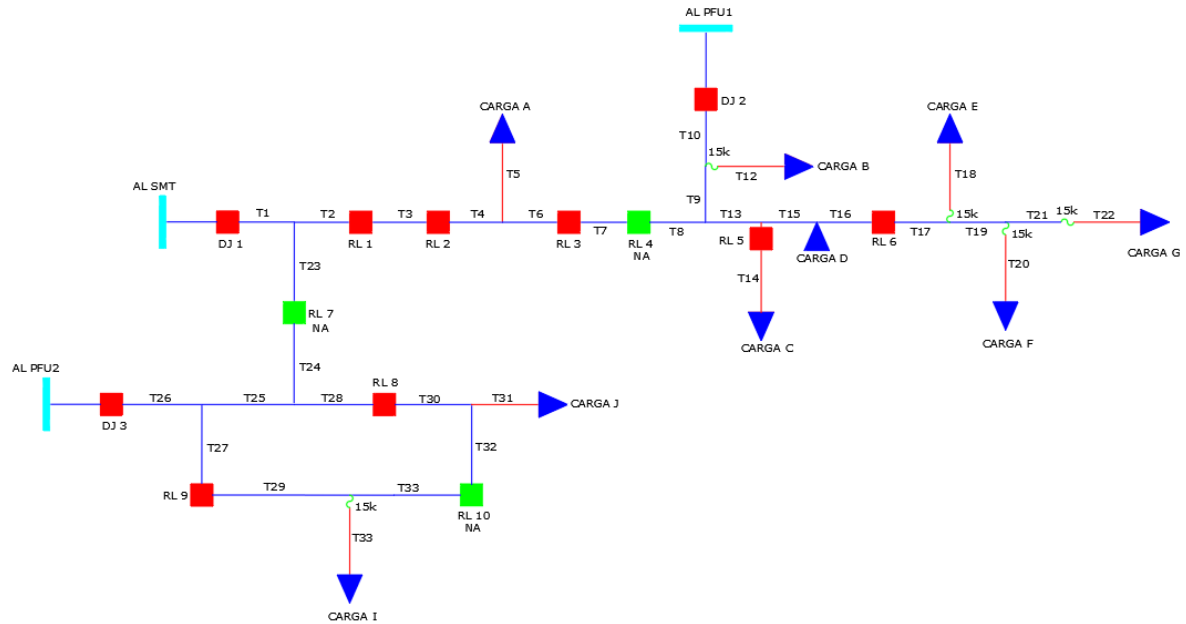
Fonte: Elaborada pelo autor através do *software* do sistema SCADA.

Para a avaliação do método em regime de contingência, analisaram-se primeiramente a coordenação e seletividade para o regime normal de operação e, após, com determinadas situações de contingências alocadas aleatoriamente, de forma que determinada carga sadia pudesse ser atendida por outro circuito.

## 4.2 RESULTADOS DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM REGIME NORMAL

Nesta seção, são apresentados os coordenogramas, resultantes da aplicação do método desenvolvido, que foi utilizado também para a condição normal de operação do sistema elétrico analisado. A Figura 4.6 detalha a condição normal de operação com os equipamentos NF e NAs.

Figura 4.6 – Disposição unifilar dos alimentadores sob condição normal de operação



Fonte: Elaborada pelo autor.

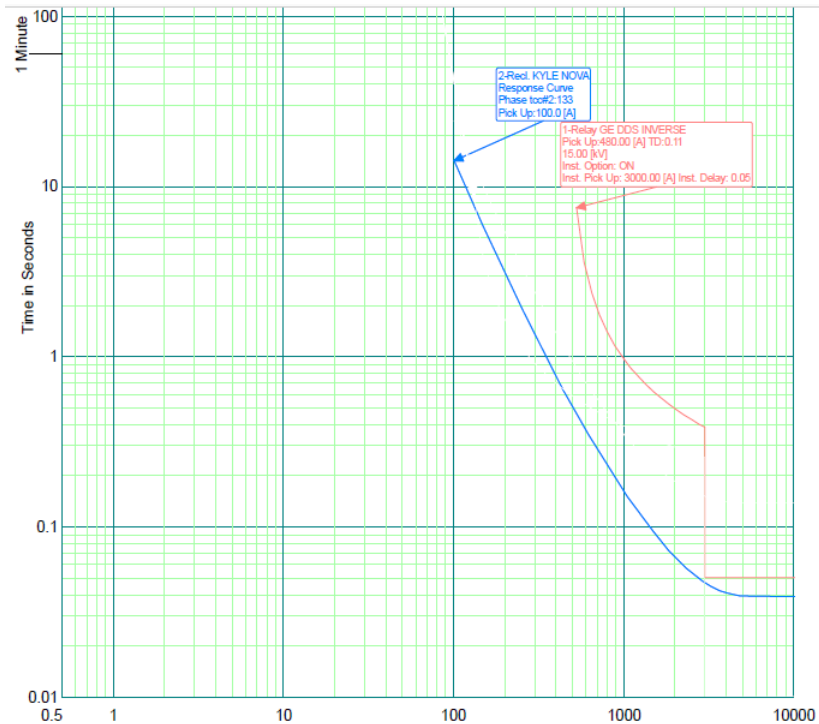
Nas Figuras 4.7 a 4.20, são apresentados os coordenogramas entre os dispositivos de proteção das subestações PFU1, SMT e PFU2 sob regime normal de operação dos alimentadores apresentados neste estudo de caso.

Todos os coordenogramas apresentaram espaçamento mínimo de 200 ms para seletividade entre as curvas de neutro e de fase de cada par analisado, exceto para o RL3 com elo fusível de 15k. Neste caso, o espaçamento ficou muito próximo da curva de neutro do RL3 para elo fusível de 15k, com 143,4 ms para um curto monofásico-terra (1FT), portanto o ajuste de proteção não estaria seletivo.

No entanto, nesse local, verificando a topologia do sistema existente e operando sob regime normal, não existe elo de 15k a jusante desse ponto do RL3. Esse coordenograma não seletivo para elo de 15k é apresentado na Figura 4.15. Porém, com elo de 10k, ele se torna seletivo, apresentando um espaçamento de 225,5 ms entre as curvas do coordenograma, conforme é apresentado na Figura 4.16.

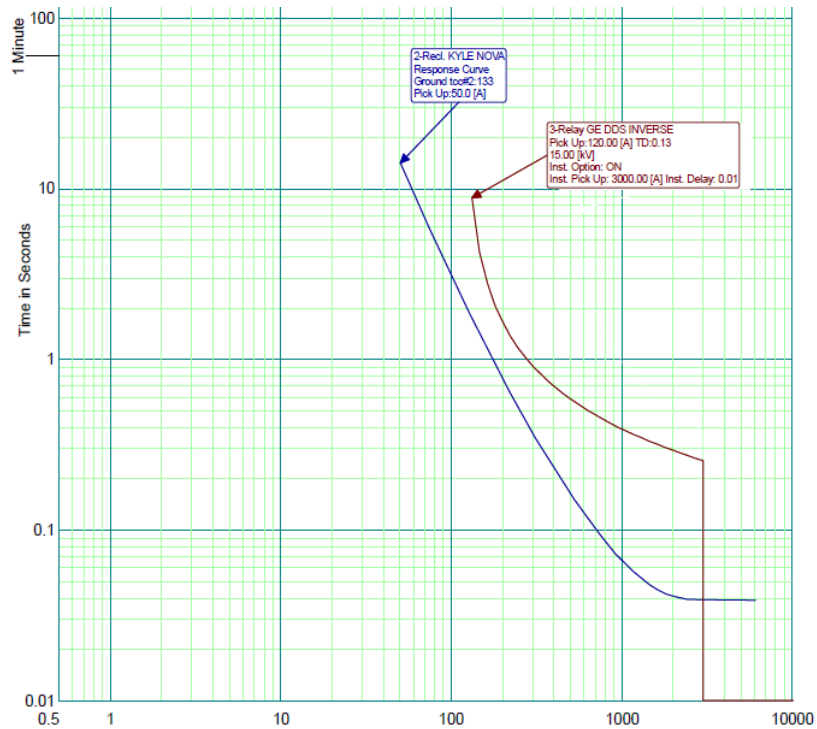
O equipamento RL2 não está operando no modo de proteção, ele foi parametrizado apenas como modo chave (sob a condição de operação normal); logo, tal equipamento está funcionando como um simples seccionizador, apto à realização de manobras.

Figura 4.7 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE PFU1 com o RL5 e com o RL6 operando na condição normal do sistema



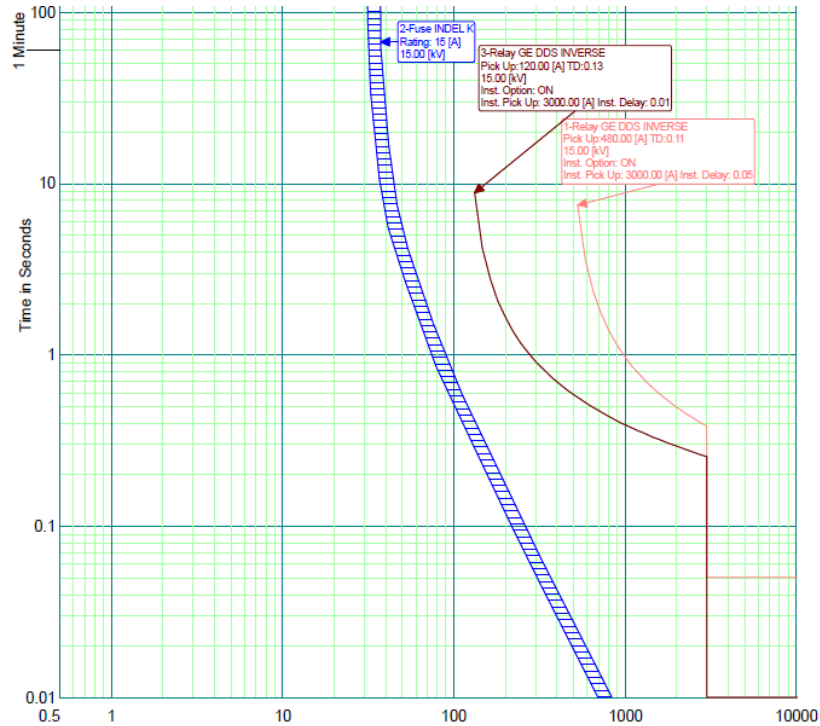
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.8 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU1 com o RL5 e com o RL6 operando na condição normal do sistema



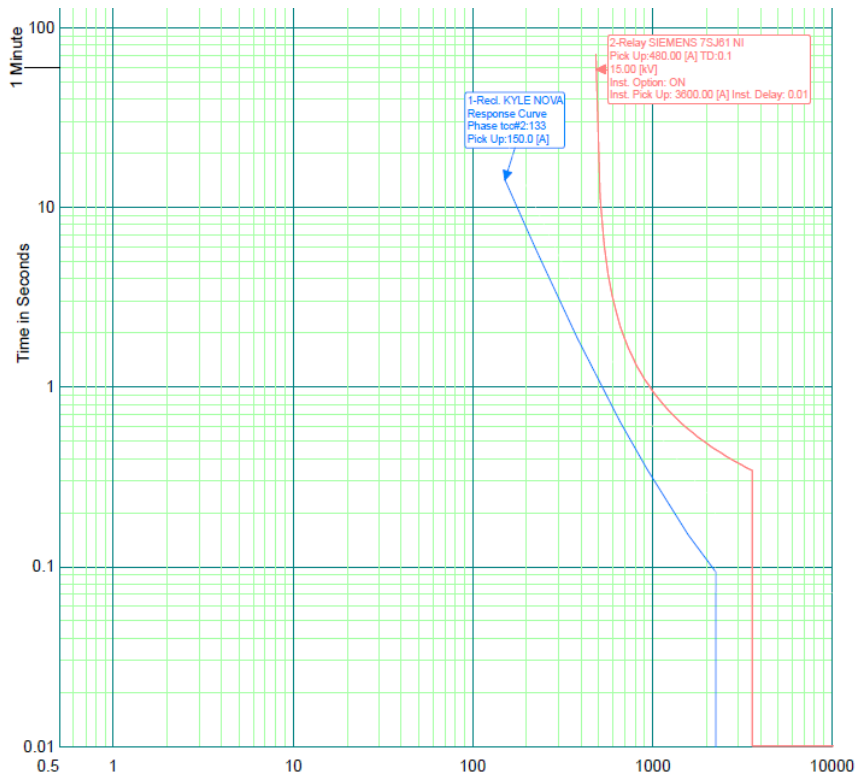
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.9 – Coordenograma de fase e neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU1 com o elo de 15k operando na condição normal do sistema



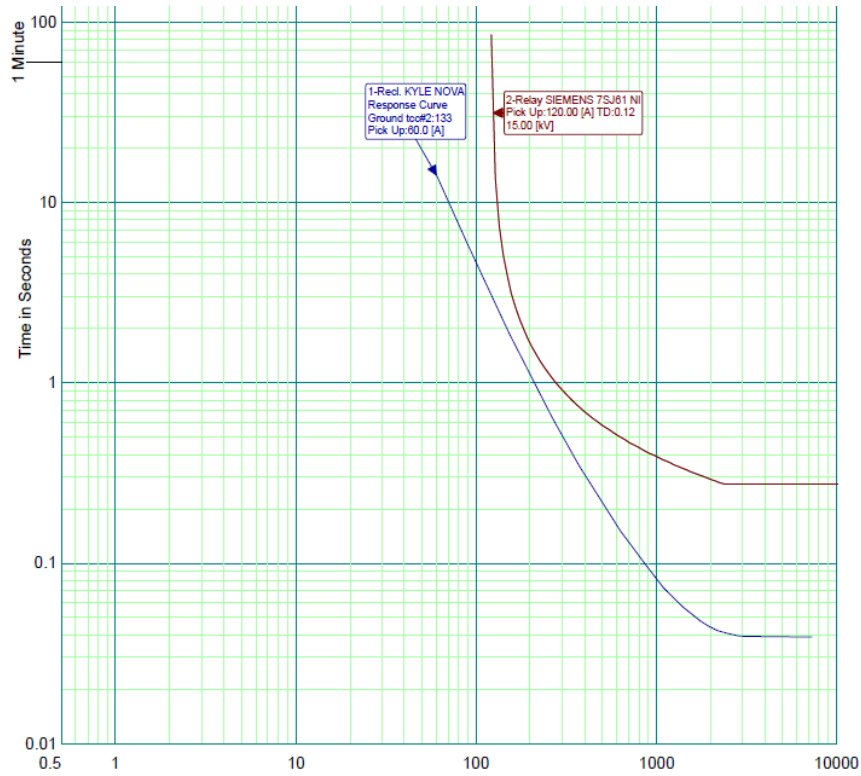
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.10 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE SMT com o RL1 operando na condição normal do sistema



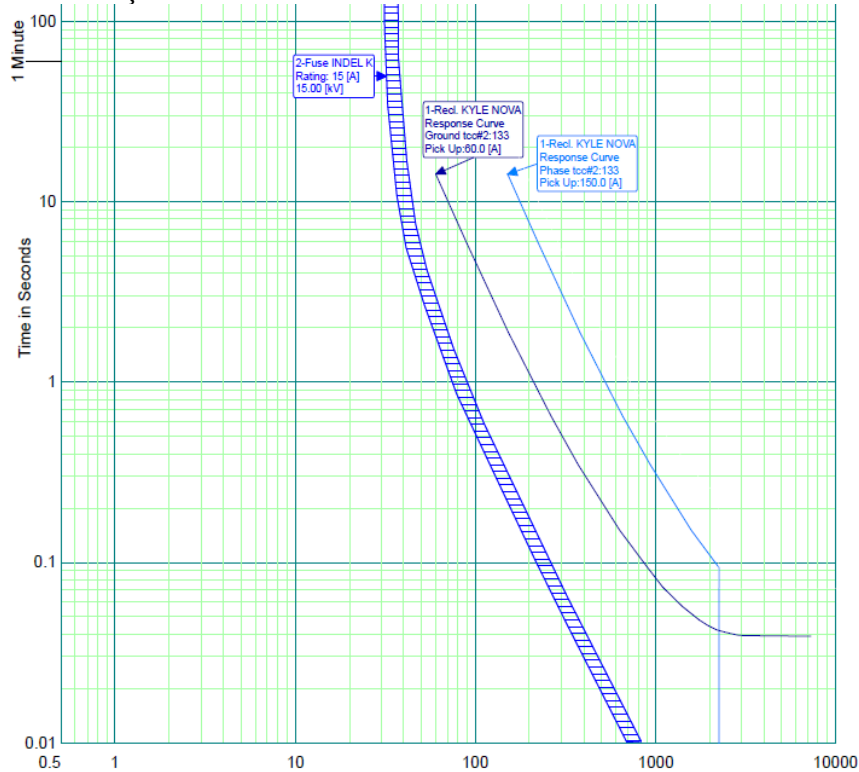
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.11 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE SMT com o RL1 operando na condição normal do sistema



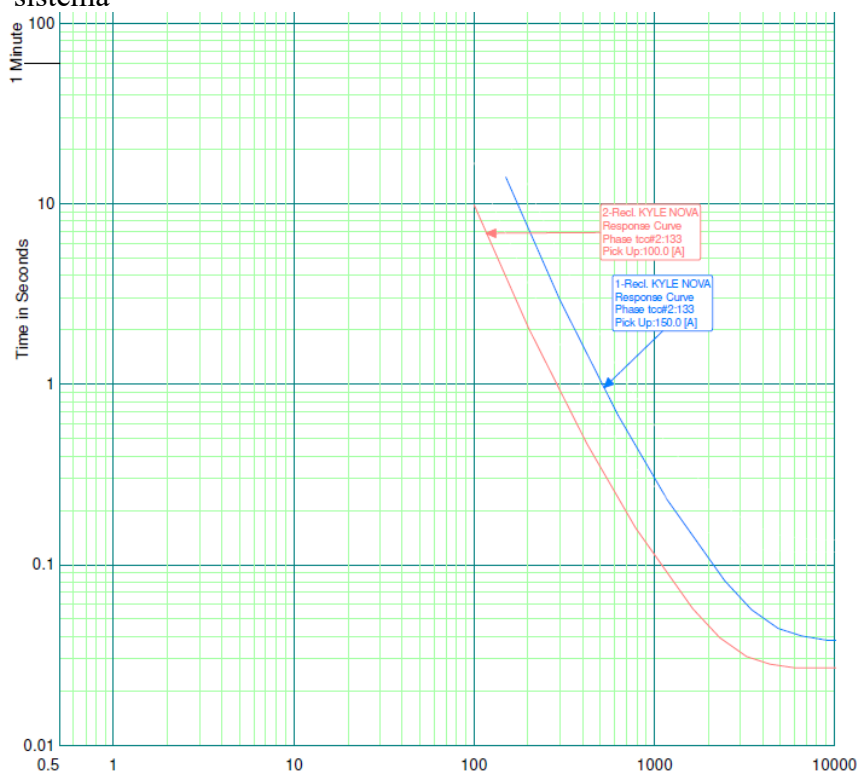
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.12 – Coordenograma de fase e de neutro do RL1 com o elo fusível de 15k operando na condição normal do sistema



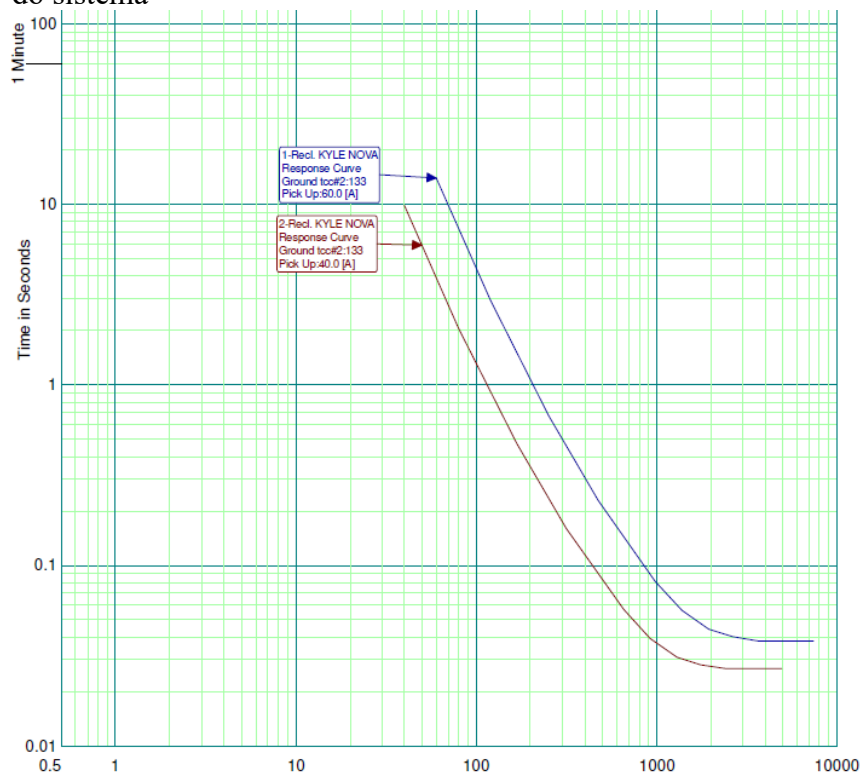
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.13 – Coordenograma de fase do RL1 com o RL3 operando na condição normal do sistema



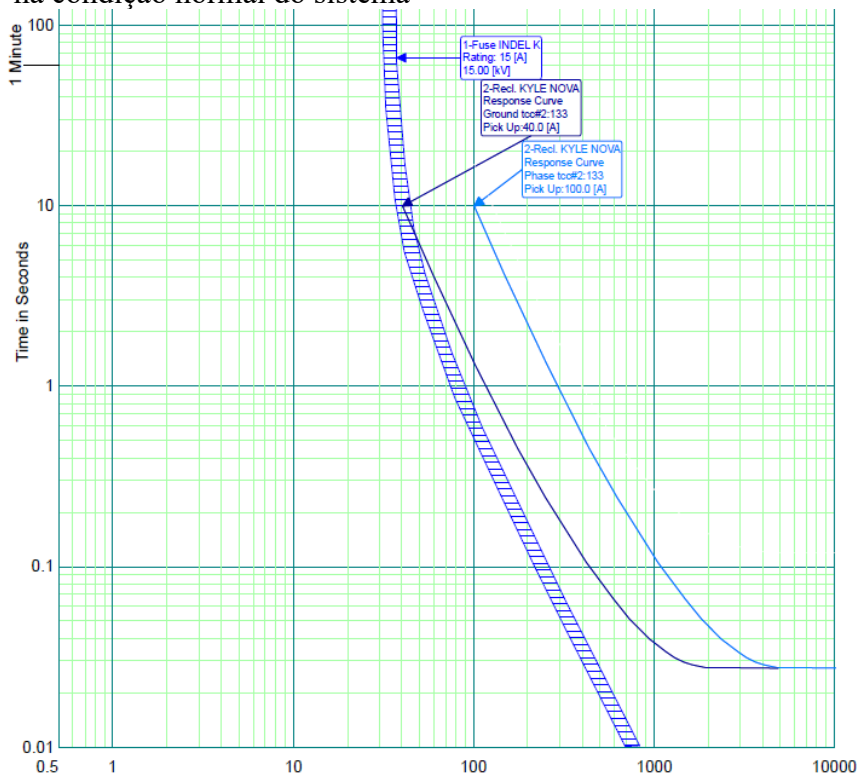
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.14 – Coordenograma de neutro do RL1 com o RL3 operando na condição normal do sistema



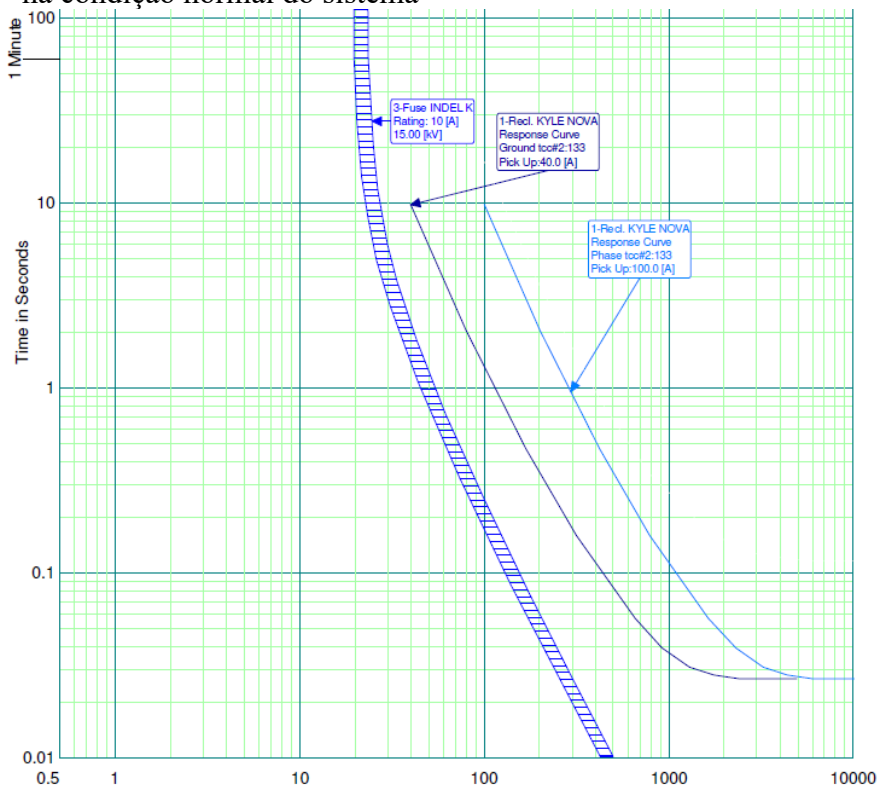
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.15 – Coordenograma de fase e de neutro do RL 3 com o elo fusível de 15k operando na condição normal do sistema



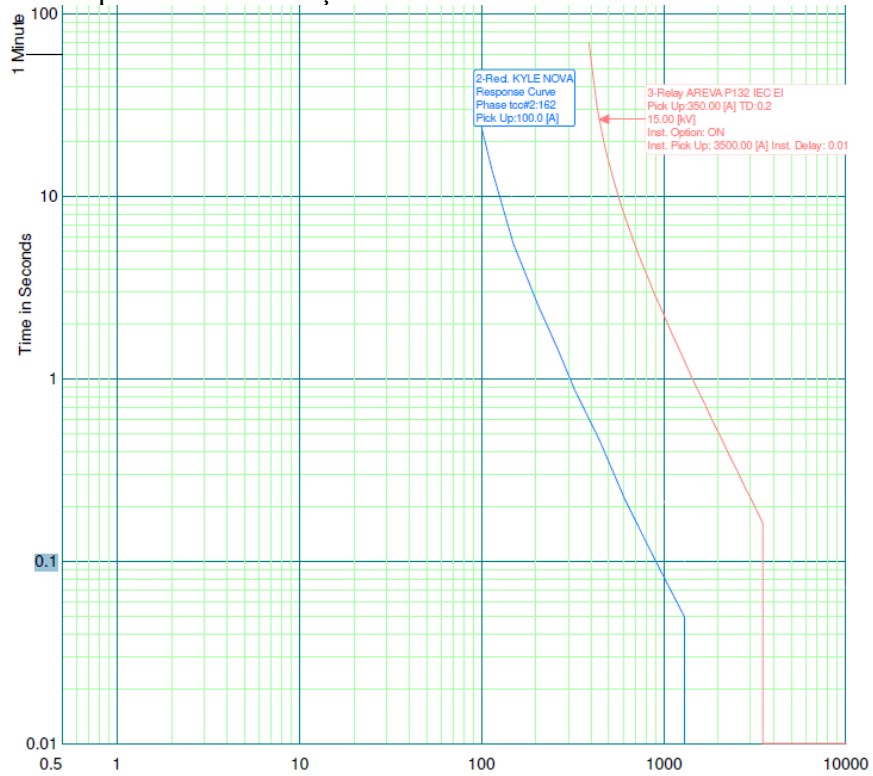
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.16 – Coordenograma de fase e de neutro do RL 3 com o elo fusível de 10k operando na condição normal do sistema



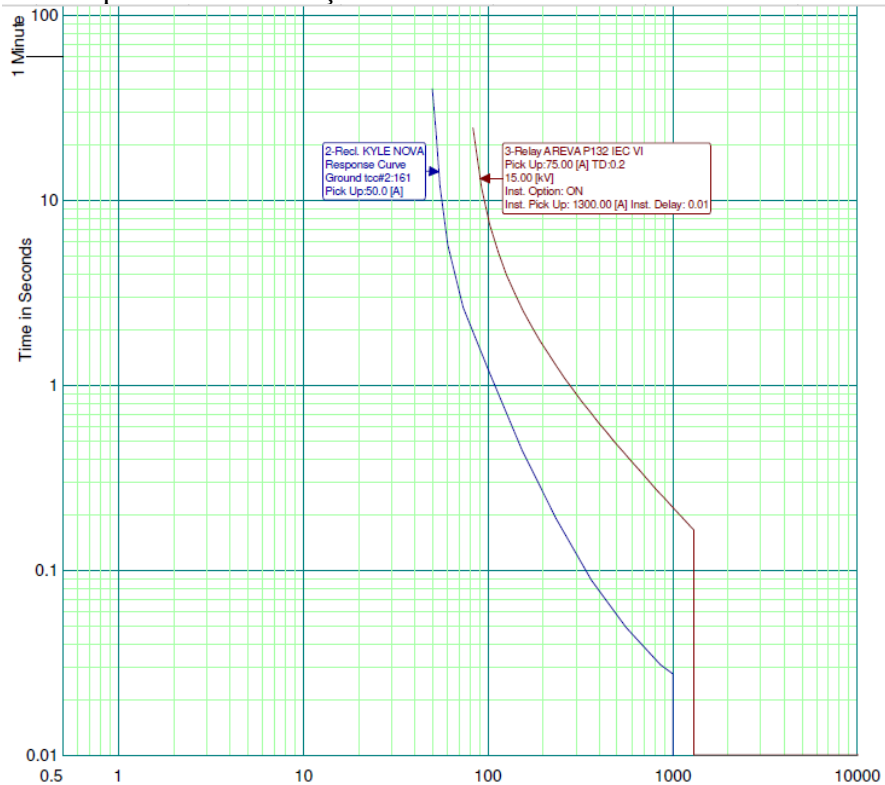
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.17 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE PFU2 com o RL8 operando na condição normal do sistema



Fonte: Elaborada pelo autor.

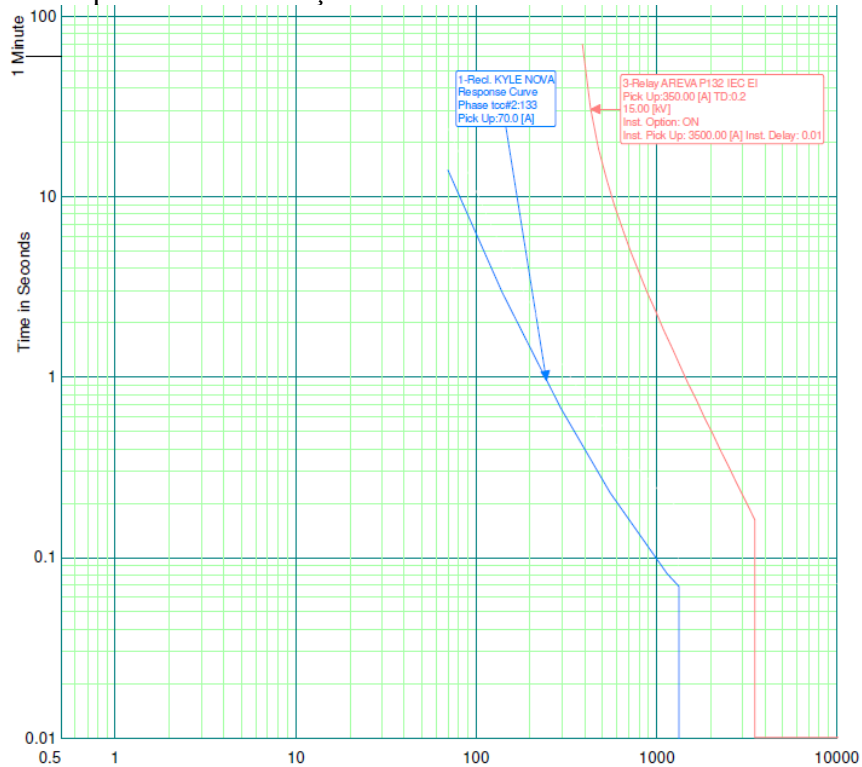
Figura 4.18 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU2 com o RL8 operando na condição normal do sistema



Fonte: Elaborada pelo autor.

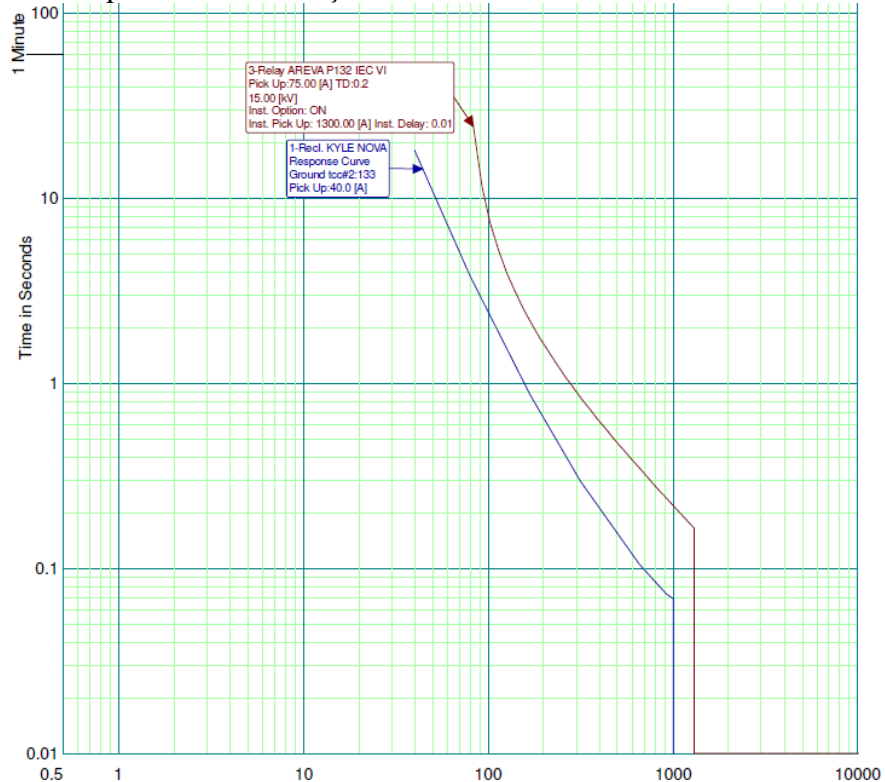


Figura 4.19 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE PFU2 com o RL9 operando na condição normal do sistema



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.20 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU2 com o RL9 operando na condição normal do sistema



Fonte: Elaborada pelo autor.

Aplicando a metodologia, conforme os dados apresentados nos coordenogramas, apresentam-se os espaçamentos das curvas para os defeitos entre fases e defeitos envolvendo a terra nas Tabelas 4.5 e 4.6, que resumem a aplicação do método para o sistema elétrico operando na condição normal.

Conforme destacado na Tabela 4.6, existe um par de equipamentos que não está seletivo, ou seja, o espaçamento entre o ajuste do RL 3 e elo de 15k não fica seletivo, está menor que 200 ms.

Tabela 4.5 – Resumo dos espaçamentos das curvas para defeitos entre fases

<b>Ajuste de fase - condição normal</b>					
<b>Subestação</b>	<b>Pares de equipamentos</b>		<b>Trecho analisado</b>	<b>Espaçamento curvas - t (ms)</b>	<b>Seletivo</b>
PFU1	DJ2	RL5	T14	1.620	SIM
PFU1	DJ2	T12-ELO 15K	T12	4.730	SIM
PFU1	DJ2	RL 6	T17	4.080	SIM
PFU1	RL6	T18-ELO 15K	T18	861,8	SIM
PFU1	RL6	T20-ELO 15K	T20	1.910	SIM
PFU1	RL6	T22-ELO 15K	T22	1.230	SIM
SMT	DJ1	RL1	T3	2.800	SIM
SMT	RL1	RL3	T7	851,7	SIM
SMT	RL3	T7-ELO 15K	T7	501,1	SIM
SMT	RL3	T7-ELO 10K	T7	356,5	SIM

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 4.6 – Resumo dos espaçamentos das curvas para defeitos entre fase e terra

<b>Ajuste de neutro - condição normal</b>					
<b>Subestação</b>	<b>Pares de equipamentos</b>		<b>Trecho analisado</b>	<b>Espaçamento curvas - t (ms)</b>	<b>Seletivo</b>
PFU1	DJ2	RL 5	T14	772,1	SIM
PFU1	DJ2	T12-ELO 15K	T12	813,6	SIM
PFU1	DJ2	RL 6	T17	551,7	SIM
PFU1	RL6	T18-ELO 15K	T18	496,5	SIM
PFU1	RL6	T20-ELO 15K	T20	831,9	SIM
PFU1	RL6	T22-ELO 15K	T22	616,3	SIM
SMT	DJ1	RL1	T3	244	SIM
SMT	RL1	RL3	T7	481,6	SIM
SMT	RL3	T7-ELO 15K	T7	143,4	<b>NÃO</b>
SMT	RL3	T7-ELO 10K	T7	225,5	SIM

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 4.3 RESULTADOS DA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM CONTINGÊNCIA

Após a aplicação da metodologia no regime normal de operação, simularam-se alguns defeitos nos circuitos, para teste e aplicação da metodologia proposta sob regime de contingência.

Foram simulados dois defeitos no sistema elétrico apresentado, para a aplicação e validação do método. O primeiro defeito foi localizado no trecho T3, e o segundo antes do DJ2, defeito este que é na subestação PFU1. A seguir, são demonstrados os locais dos defeitos e o desenvolvimento do método para o ajuste da seletividade.

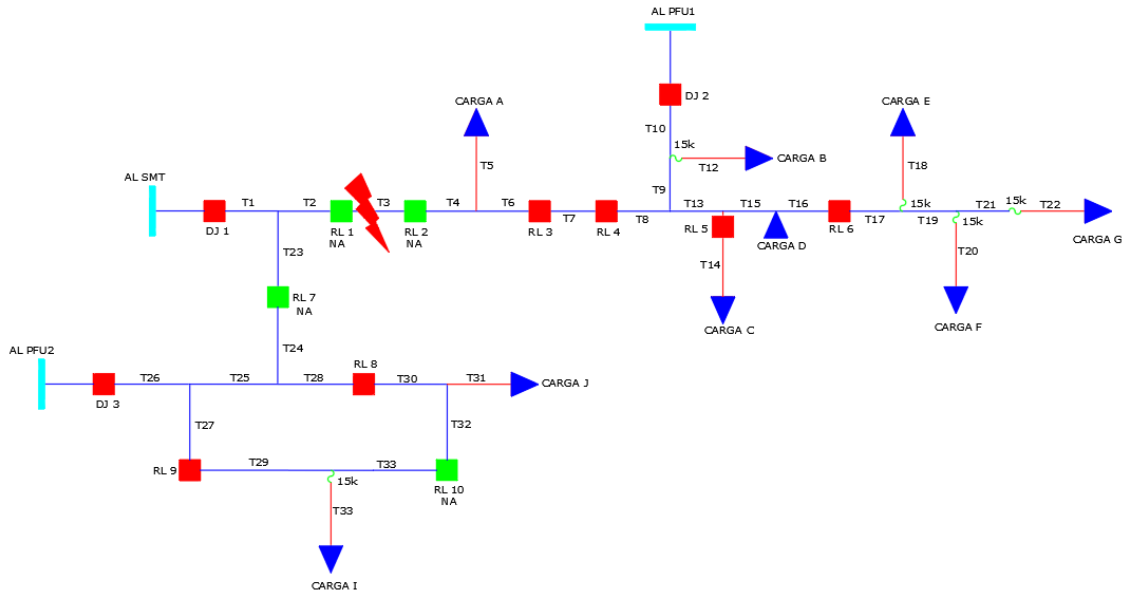
#### 4.3.1 Aplicação do método com o defeito 1

Com um defeito localizado no trecho T3, entre os religadores RL1 e RL2, o RL1 sensibilizaria e atuaria desenergizando o circuito atendido pela SE SMT. A manobra realizada neste caso seria a abertura do RL2 e RL1, isolando o defeito do sistema somente para esse trecho T3.

A partir disso, é aplicada a metodologia de ajuste dos parâmetros da coordenação e seletividade na contingência, atendendo à Carga A pela SE PFU1. O consumidor existente nesse trecho (Carga A) é considerado especial e, dependendo da quantidade e duração da falta de energia, poderá comprometer os indicadores de confiabilidade, causando indenizações e prejuízos à distribuidora. Logo, o sistema deve estar preparado para efetuar as manobras o mais rápido possível.

Com as manobras realizadas e isolando o trecho com defeito, aplica-se a metodologia de análise e de alteração dos ajustes do sistema de proteção. O resultado da mudança de estados dos equipamentos é demonstrado na Tabela 4.7. A manobra depende também da capacidade do circuito em receber determinada carga adicional nessa condição de contingência. Essa análise foi considerada para a realização das manobras, embora esse estudo não seja foco deste trabalho, pois o objetivo principal é a avaliação da coordenação e seletividade no caso de se efetuar a manobra.

Figura 4.21 – Diagrama unifilar do sistema com a indicação do defeito 1 em um circuito e com a manobra de contingência realizada



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 4.7 – Mudança de estado dos equipamentos com o defeito no trecho T3

Equipamento	Estado	Trecho a jusante	Subestação
DJ1	NF	T1	SMT
RL1	NA	T3	SMT
RL2	NA	<b>T3/T4</b>	<b>SMT/PFU1</b>
RL3	NF	T7	SMT
RL4	NF	<b>T7</b>	<b>PFU1</b>
DJ2	NF	T10	PFU1
RL5	NF	T14	PFU1
RL6	NF	T17	PFU1
RL7	NA	T23/T24	SMT/PFU2
DJ3	NF	T26	PFU2
RL8	NF	T30	PFU2
RL9	NF	T29	PFU2
RL10	NA	T32/T33	PFU2

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com essa contingência, a Carga A é atendida pela subestação PFU1. Em função da carga assumida pela outra SE, o resumo das alterações dos ajustes pode ser verificado nas Tabelas 4.8 e 4.9. Os ajustes sofreram alterações para permanecerem seletivos em função da carga e magnitude de curto-circuitos que se alteraram com o atendimento pela outra SE.

Tabela 4.8 – Resumo da simulação de contingência para o defeito 1 entre fases no trecho T3

<b>Ajuste de fase - condição de contingência - defeito 1</b>								
<b>Subes- tação</b>	<b>Pares de equipamentos</b>		<b>Trecho</b>	<b>Múltiplo curva</b>	<b>Ajuste de corrente</b>	<b>Curva</b>	<b>Espaçamento curvas - t (ms)</b>	<b>Sele- tivo</b>
PFU1	DJ2	RL 4	T7	Não alterado	Não alterado	Não alterado	730,7	SIM
PFU1	RL4	RL3	T5	Alterado	Não alterado	Não alterado	319	SIM

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 4.9 – Resumo da simulação de contingência para o defeito 1 entre fase e terra no trecho T3

<b>Ajuste de neutro - condição de contingência - defeito 1</b>								
<b>Subes- tação</b>	<b>Pares de equipamentos</b>		<b>Trecho</b>	<b>Múltiplo curva</b>	<b>Ajuste de corrente</b>	<b>Curva</b>	<b>Espaçamento curvas - t (ms)</b>	<b>Sele- tivo</b>
PFU1	DJ2	RL 4	T7	Não alterado	Não alterado	Não alterado	320,3	SIM
PFU1	RL4	RL3	T5	Alterado	Não alterado	Não alterado	218,9	SIM

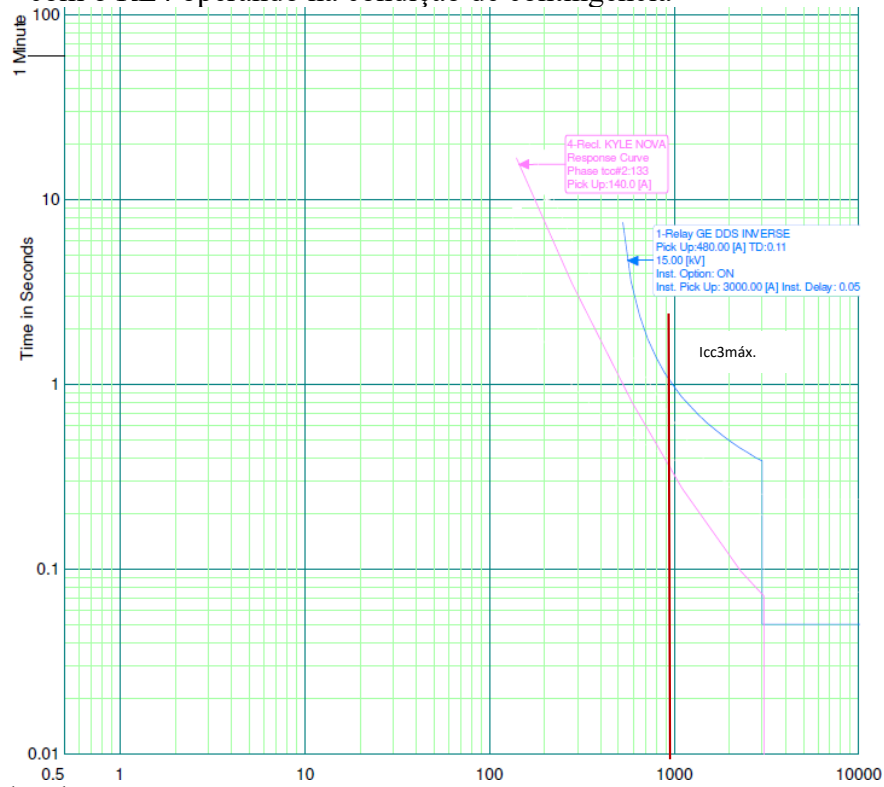
Fonte: Elaborada pelo autor.

O espaçamento entre o RL4 e o DJ2 para o ajuste de fase ficou em 730,7 ms, pois a parametrização da proteção do DJ2 está ajustada para a demanda nominal desse alimentador. Dessa forma, o algoritmo vem ajustando sempre os parâmetros do elo fusível em direção à subestação e, quando encontra uma situação que satisfaça os requisitos e restrições, já passa para a análise e verificação do outro par de equipamentos protetivos.

Dessa maneira, quando o algoritmo atende aos critérios para a seletividade entre o RL4 e RL3, fixa os ajustes do RL4 e os compara, no próximo passo, com o DJ2 (novo par de equipamento formado). Na sequência, verifica que o ajuste está seletivo entre o DJ2 e o RL4 e, portanto, já traz esse ajuste como solução, não sendo necessário modificar o ajuste do DJ2.

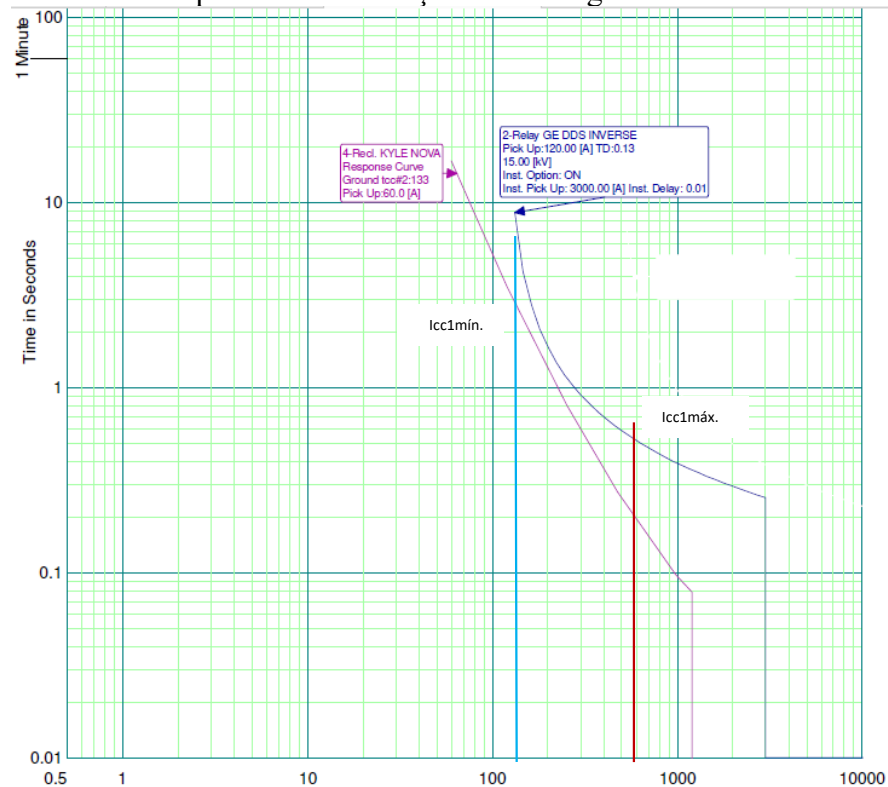
Os coordenogramas apresentados nas Figuras 4.22 a 4.25 demonstram as curvas ajustadas para essa nova configuração de contingência.

Figura 4.22 – Coordenograma de fase para o relé da saída do alimentador SE PFU1 – DJ2 com o RL4 operando na condição de contingência



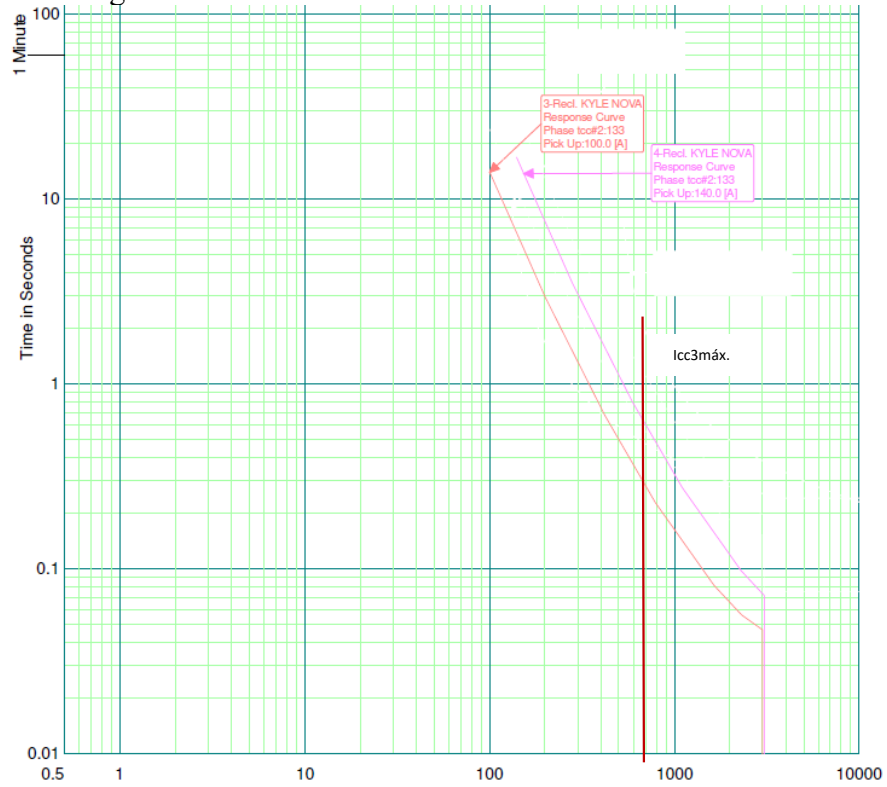
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.23 – Coordenograma de neutro para o relé da saída do alimentador SE PFU1 – DJ2 com o RL4 operando na condição de contingência



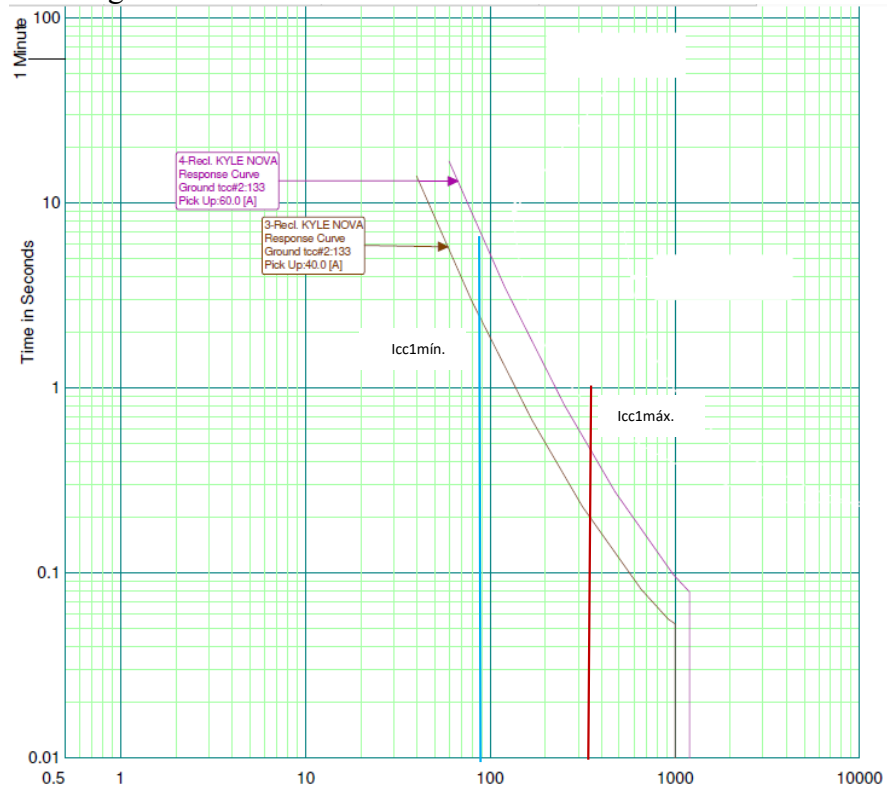
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.24 – Coordenograma de fase para o RL3 com RL4 operando na condição de contingência



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.25 – Coordenograma de neutro para o RL3 com RL4 operando na condição de contingência



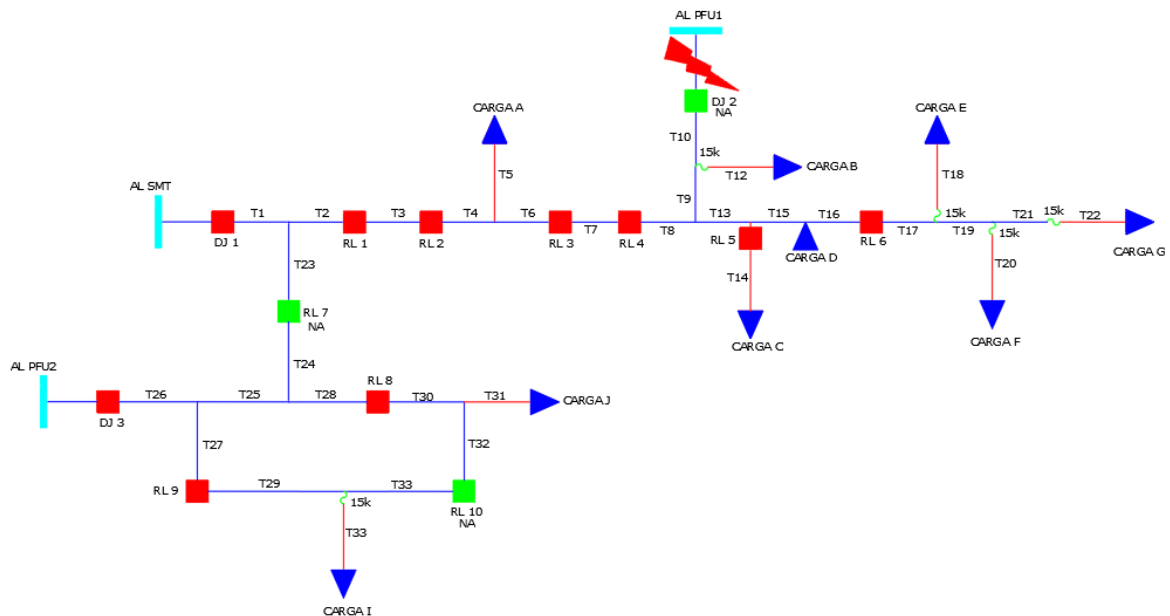
Fonte: Elaborada pelo autor.

### 4.3.2 Aplicação do método com o defeito 2

O defeito 2 foi simulado a partir da perda da subestação PFU1, onde todo o alimentador ficaria sem atendimento, conforme ilustrado na Figura 4.26. Para essa contingência, a outra subestação pode assumir toda a carga necessária para efetuar essa manobra.

Os ajustes dos equipamentos religadores da SE SMT são parametrizados para a contingência, atendendo a toda a carga da SE PFU1. O defeito 2 é isolado pela abertura do DJ2 da SE PFU1; com essa manobra, aplica-se a metodologia de ajuste dos parâmetros dos equipamentos religadores.

Figura 4.26 – Diagrama unifilar do sistema com a indicação de um defeito 2 em um circuito e com a manobra de contingência realizada



Fonte: Elaborada pelo autor.

A partir das manobras realizadas, a mudança de estados dos equipamentos é demonstrada na Tabela 4.10. A manobra depende também da capacidade do circuito em receber determinada carga adicional nessa condição de contingência. Essa análise foi considerada para a realização das manobras, embora este estudo não esteja focado nessa ótica, mas sim na avaliação da coordenação e seletividade no caso de se efetuar a manobra.



Tabela 4.10 – Mudança de estado dos equipamentos com o defeito na SE PFU1

Equipamento	Estado	Trecho a jusante	Subestação
DJ1	NF	T1	SMT
RL1	NF	T3	SMT
RL2	NF	T4	SMT
RL3	NF	T7	SMT
RL4	<b>NF</b>	<b>T8</b>	<b>SMT</b>
DJ2	<b>NA</b>	<b>T10</b>	<b>PFU1</b>
RL5	NF	T14	PFU1
RL6	NF	T17	PFU1
RL7	NA	T23/T24	SMT/PFU2
DJ3	NF	T26	PFU2
RL8	NF	T30	PFU2
RL9	NF	T29	PFU2
RL10	NA	T32/T33	PFU2

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com essa contingência, toda a carga atendida pela SE PFU1 é atendida pela subestação SMT. Em função da carga assumida pela outra SE, o resumo das alterações dos ajustes pode ser verificado nas Tabelas 4.11 e 4.12. Os ajustes sofreram alterações para permanecerem seletivos em função da carga e magnitude de curto-circuitos, que se alteraram com o atendimento pela outra SE.

A aplicação do algoritmo sempre é do menor ramal ou elo fusível em direção à subestação, ou seja, sempre aos pares, são analisados os ajustes e verificado se estão seletivos para as condições estabelecidas.

Tabela 4.11 – Resumo da simulação de contingência para o defeito 2 entre fases

Ajuste de fase - condição de contingência - defeito 2								
Subestação	Pares de equipamentos		Trecho	Múltiplo curva	Ajuste de corrente	Curva	Espaçamento curvas - t (ms)	Seletivo
PFU1	DJ1	RL1	T3	Alterado	Não alterado	Não alterado	285,7	SIM
PFU1	RL1	RL2	T4	Alterado	Alterado	Não alterado	352,7	SIM
PFU1	RL2	RL3	T7	Alterado	Alterado	Não alterado	314,7	SIM
PFU1	RL3	RL4	T8	Alterado	Alterado	Não alterado	467,5	SIM
PFU1	RL4	RL6	T17	Alterado	Alterado	Alterado	276,6	SIM
PFU1	RL6	Elo 15k	T22	Alterado	Alterado	Alterado	300,3	SIM

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 4.12– Resumo da simulação de contingência para o defeito 2 entre fase e terra

<b>Ajuste de neutro - condição de contingência - defeito 2</b>								
Subes- tação	Pares de equipamentos		Trecho	Múltiplo curva	Ajuste de corrente	Curva	Espaçamento curvas - t (ms)	Seletivo
PFU1	DJ1	RL1	T3	Alterado	Não alterado	Não alterado	208,3	SIM
PFU1	RL1	RL2	T4	Alterado	Alterado	Não alterado	204,6	SIM
PFU1	RL2	RL3	T7	Alterado	Alterado	Não alterado	209,7	SIM
PFU1	RL3	RL4	T8	Alterado	Alterado	Não alterado	239,8	SIM
PFU1	RL4	RL6	T17	Alterado	Alterado	Alterado	224,3	SIM
PFU1	RL6	Elo 15k	T22	Alterado	Alterado	Alterado	247,4	SIM

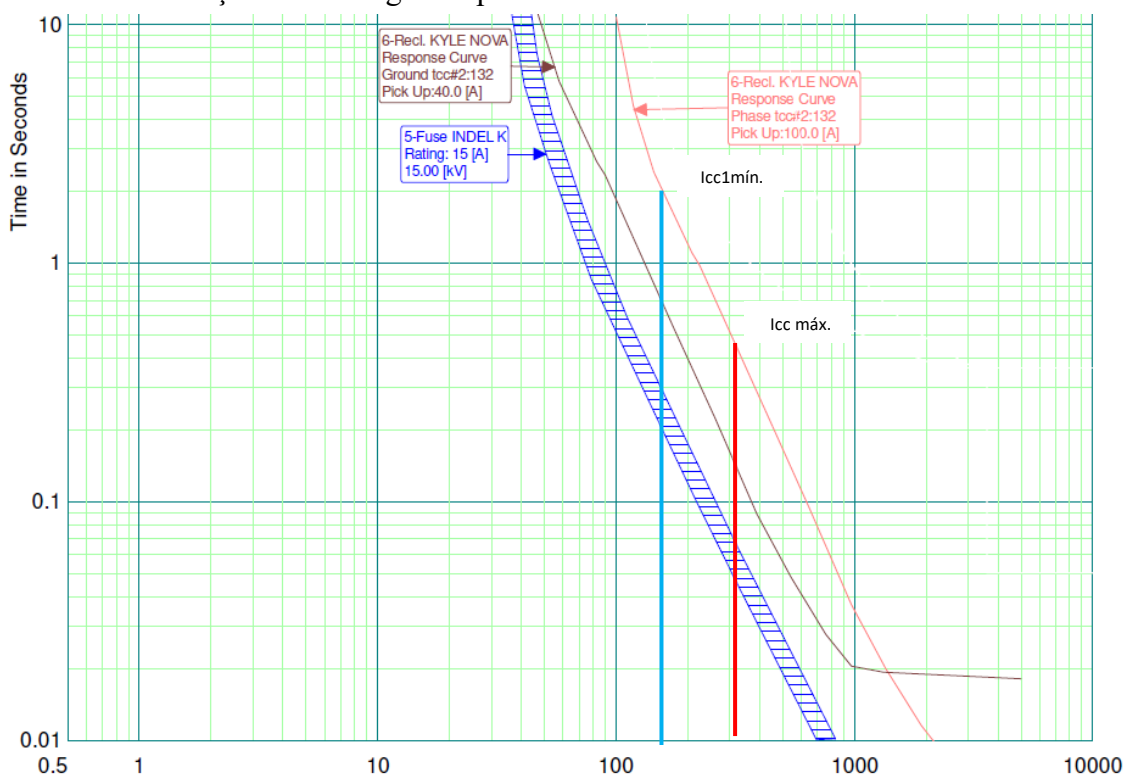
Fonte: Elaborada pelo autor.

Os coordenogramas apresentados nas Figuras 4.27 a 4.33 demonstram as curvas ajustadas para essa nova configuração de contingência em função do defeito 2 apresentado.

Com base nesse defeito, as novas curvas apresentadas mostram que, em função do número de religadores conectados em série, a seletividade fica muito comprometida. O algoritmo traz uma solução seletiva, mas bem próxima do limite de 200 ms, conforme é detalhado nas Tabelas 4.11 e 4.12.

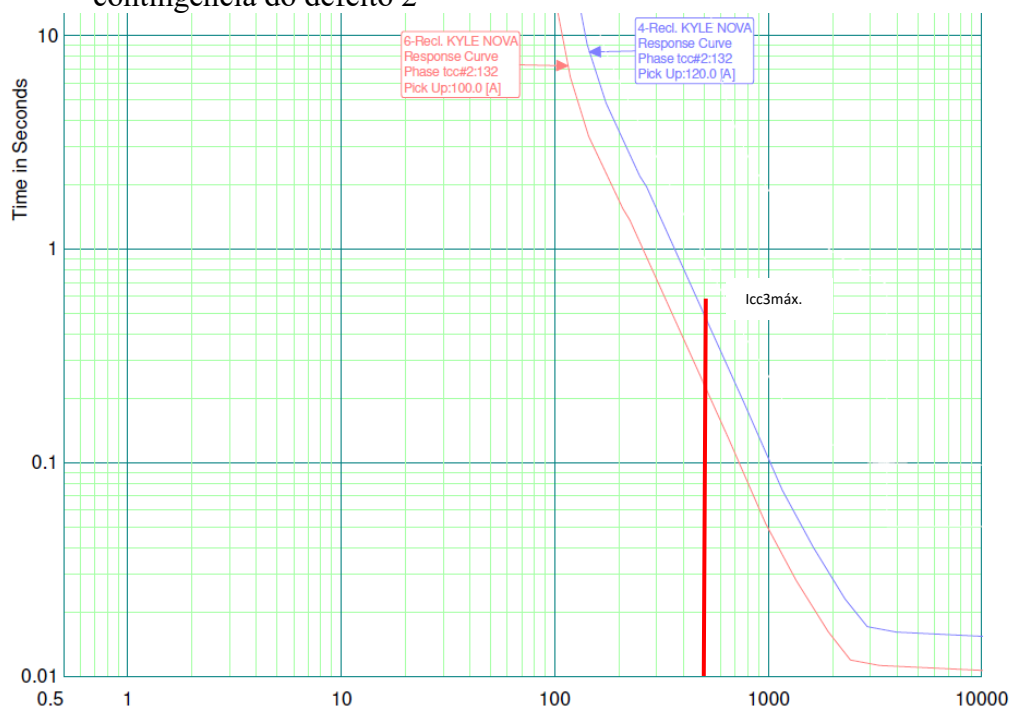
Na análise do defeito 2, verifica-se que a maioria dos parâmetros sofreu alteração na busca de um ajuste que pudesse ficar seletivo. No entanto, em função das restrições da carga e seletividade com elo de 15k em finais de alimentadores, os ajustes devem ficar com um tempo maior de atuação, fazendo com que não se consiga encontrar faixas de ajustes que deixem os equipamentos seletivos entre si.

Figura 4.27 – Coordenograma de neutro e de fase para o RL6 com elo de 15k operando na condição de contingência para o defeito 2



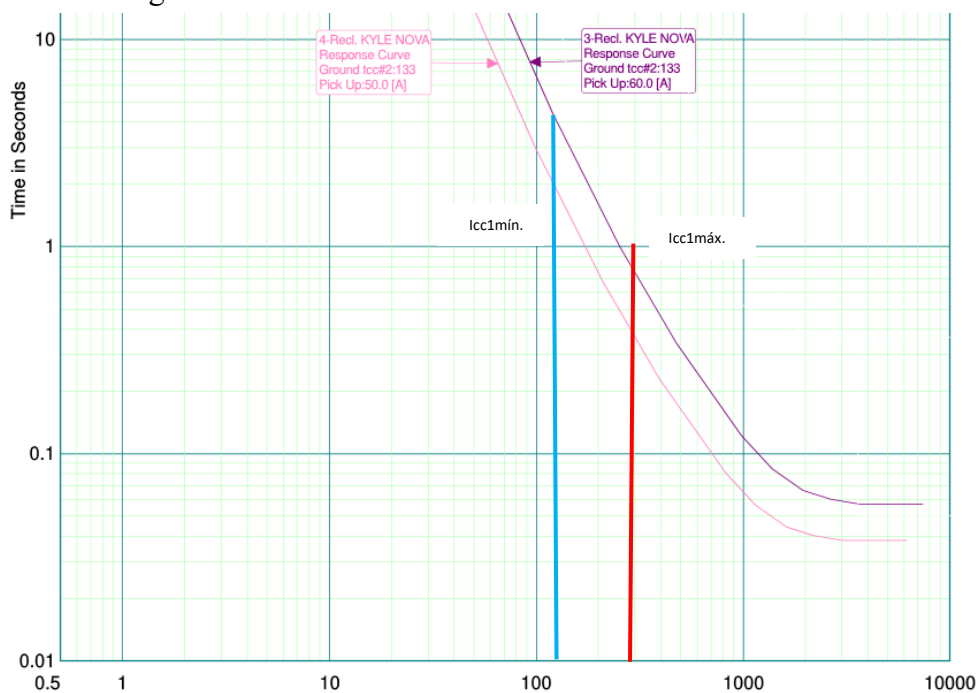
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.28 – Coordenograma de fase para o RL4 com o RL6 operando na condição de contingência do defeito 2



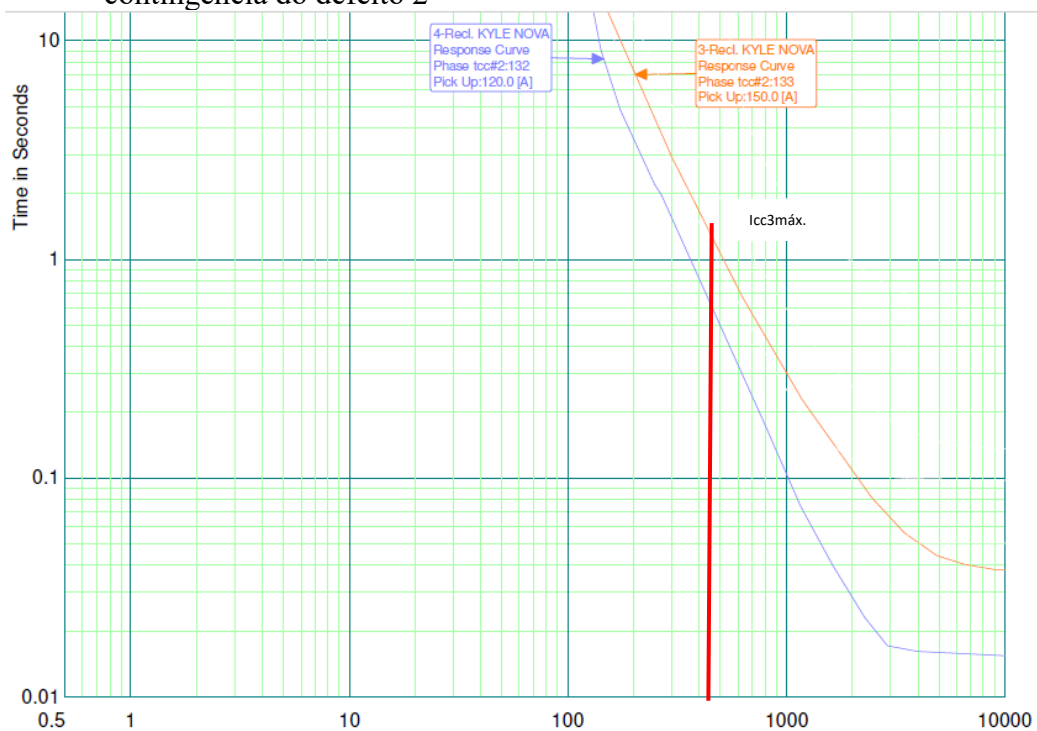
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.29 – Coordenograma de neutro para o RL4 com o RL6 operando na condição de contingência do defeito 2



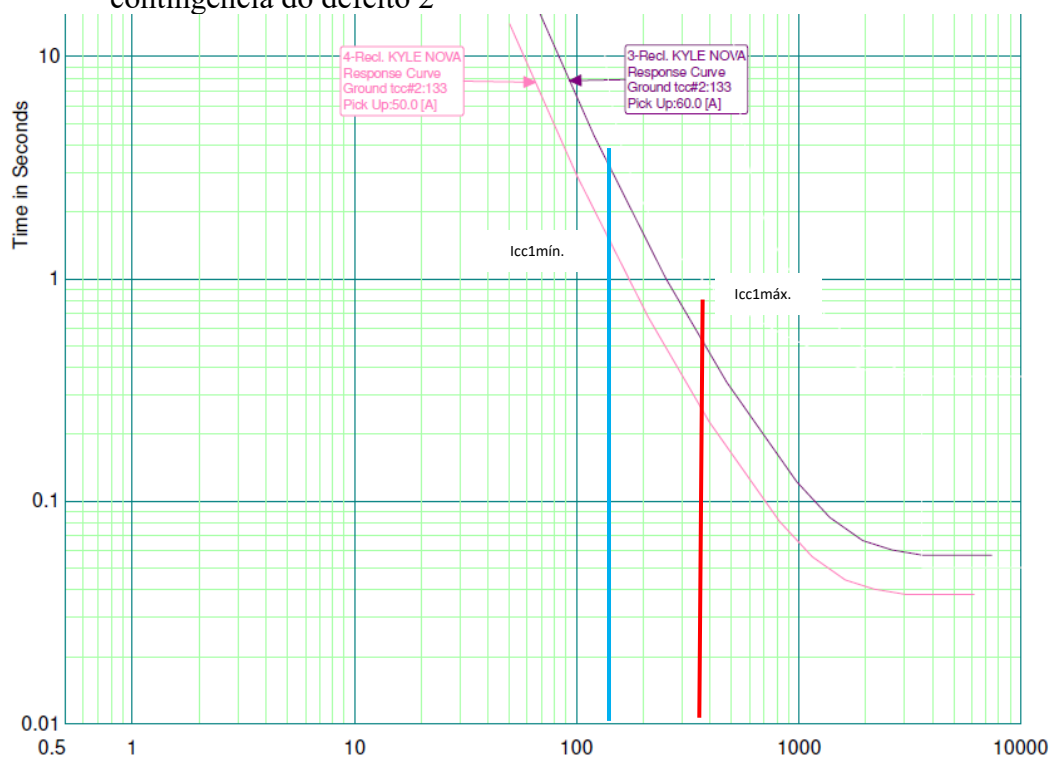
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.30 – Coordenograma de fase para o RL3 com o RL4 operando na condição de contingência do defeito 2



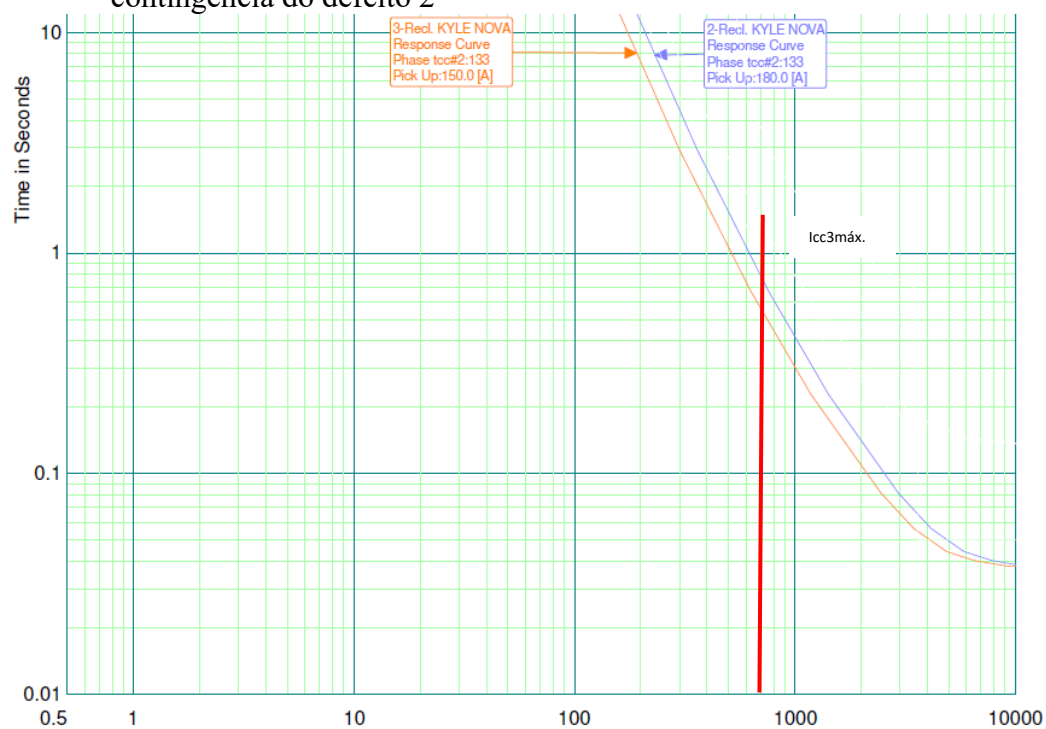
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.31 – Coordenograma de neutro para o RL3 com o RL4 operando na condição de contingência do defeito 2



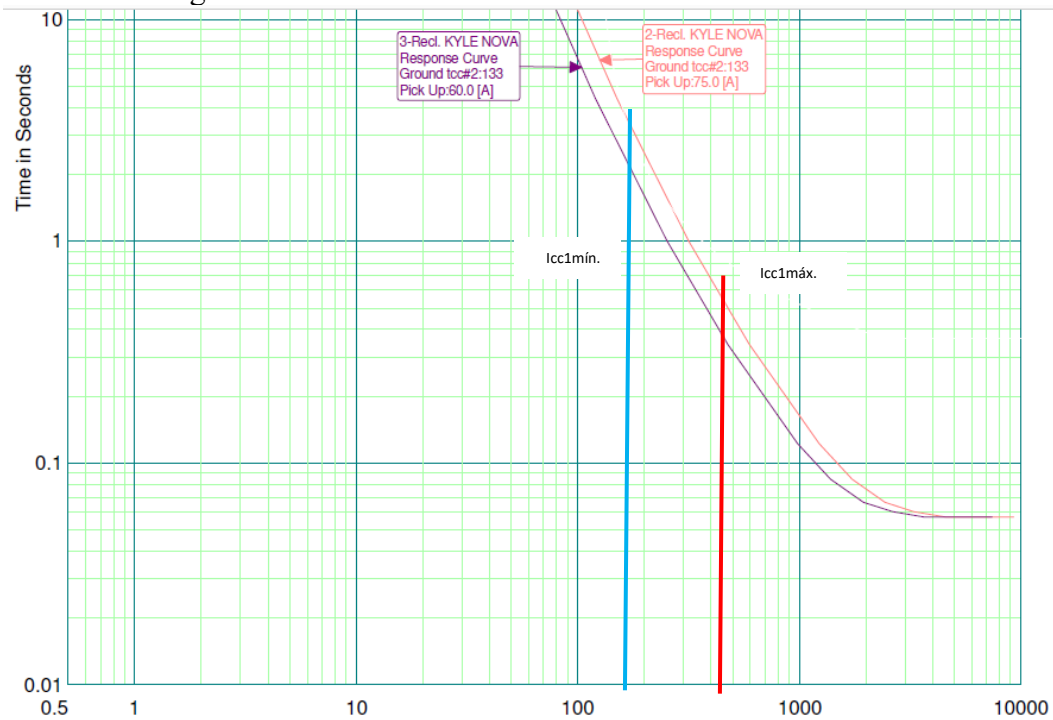
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.32 – Coordenograma de fase para o RL2 com o RL3 operando na condição de contingência do defeito 2



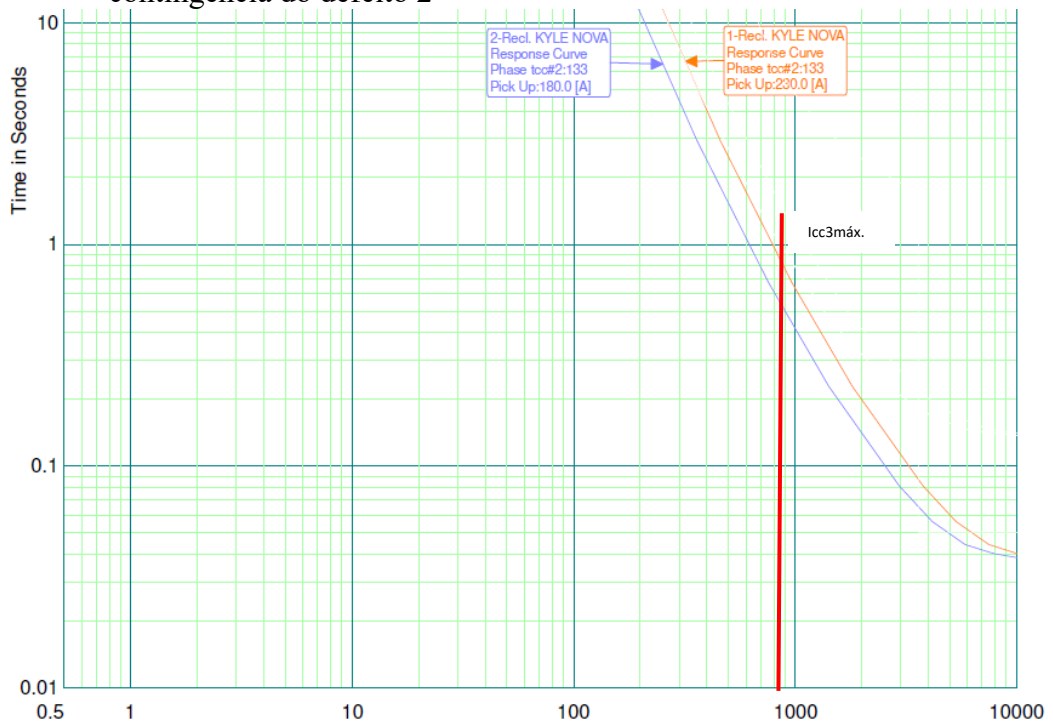
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.33 – Coordenograma de neutro para o RL2 com o RL3 operando na condição de contingência do defeito 2



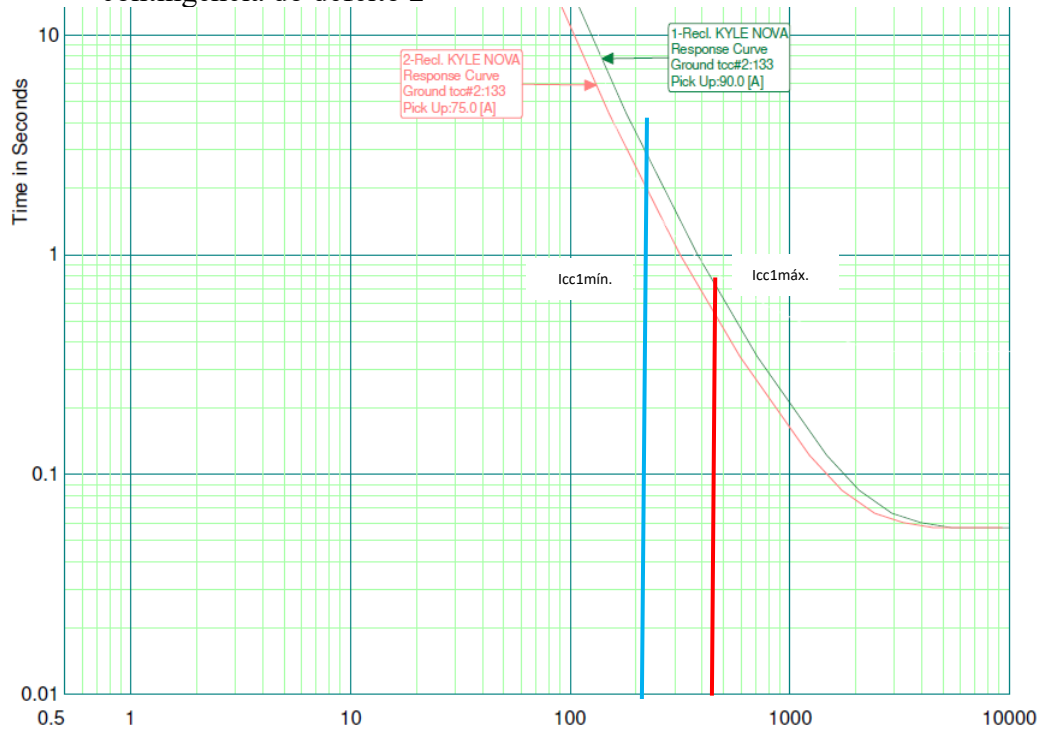
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.34 – Coordenograma de fase para o RL1 com o RL2 operando na condição de contingência do defeito 2



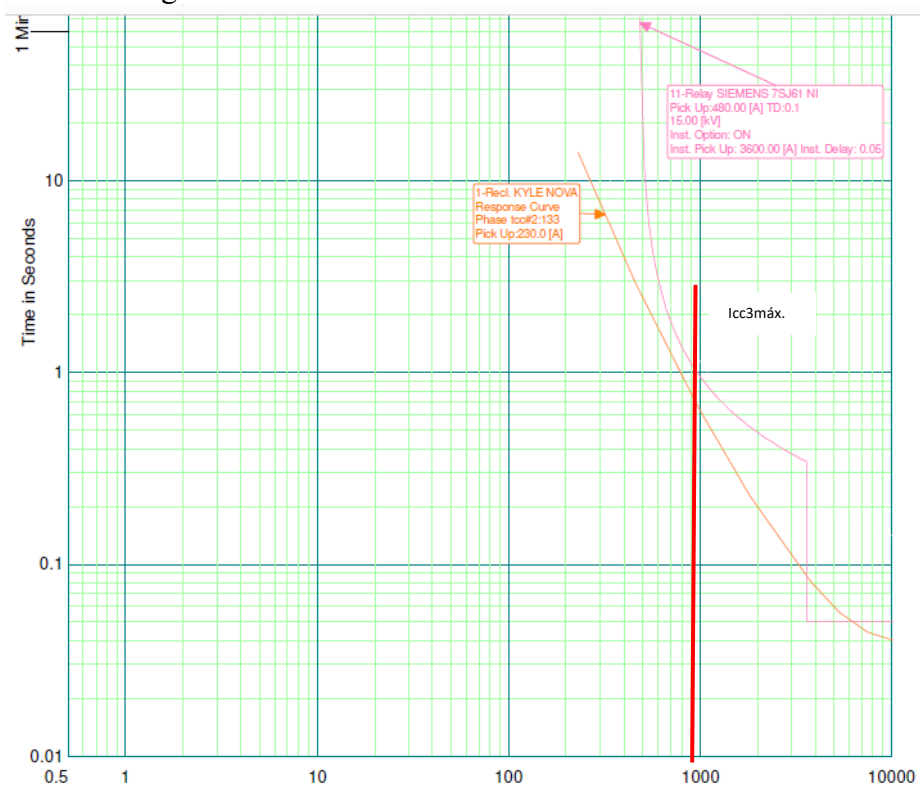
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.35 – Coordenograma de neutro para o RL1 com o RL2 operando na condição de contingência do defeito 2



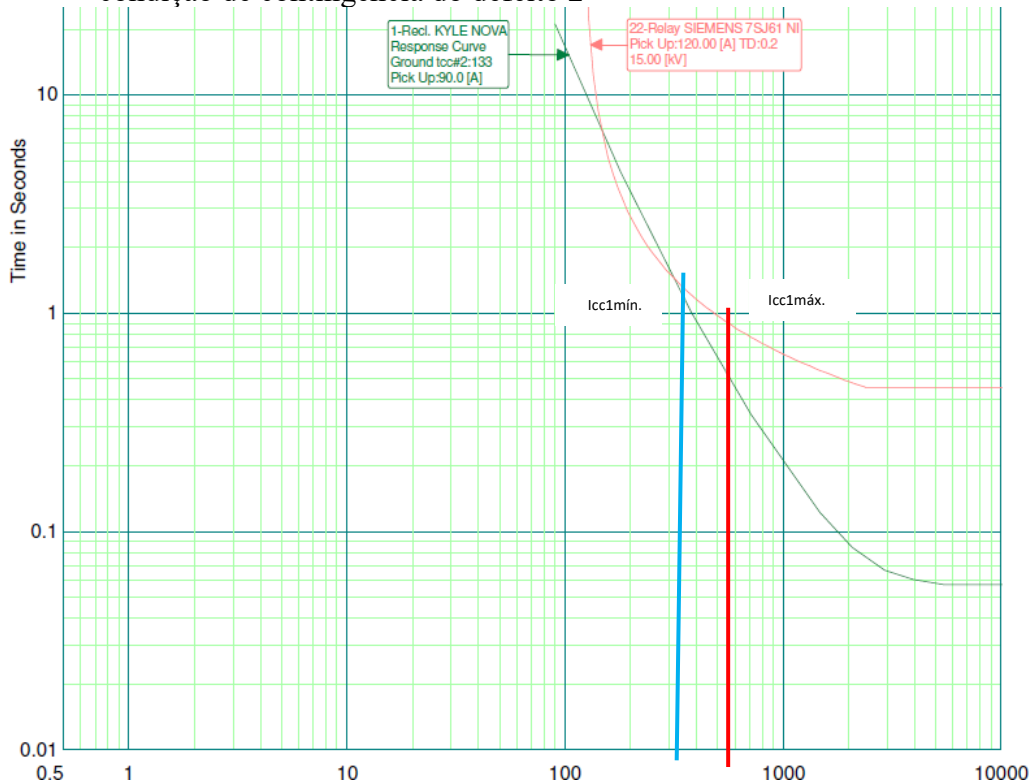
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.36 – Coordenograma de fase para o relé do DJ1 com o RL1 operando na condição de contingência do defeito 2



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 4.37 – Coordenograma de neutro para o relé do DJ1 com o RL1 operando na condição de contingência do defeito 2



Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 4.4 ANÁLISES E CONSIDERAÇÕES DA APLICAÇÃO DO MÉTODO

Mesmo considerando um espaçamento de 200 ms entre as curvas, a metodologia empregada demonstra que são implementados ajustes seletivos para as análises realizadas. No entanto, existem pontos, normalmente em trechos do final de alimentadores, em que não se encontra seletividade, principalmente devido à utilização de elo fusível de 15k, que foi uma condição para a implementação dos ajustes de neutro nos religadores.

Na maioria desses pontos, os elos de 15k não existiam na prática. Normalmente, em função da carga, esses ramais não necessitavam da instalação de elos de 15k, pois poderiam ser utilizados elos de 10k para realizar a proteção das redes troncais.

À medida que o espaçamento é incrementado, para garantir mais segurança quanto à seletividade dos circuitos estudados, o algoritmo não traz solução para a coordenação e seletividade em alguns equipamentos. Nesses casos, alguns equipamentos passaram a operar no modo de chave seccionadora, sem a aplicação de um perfil de proteção. Dessa forma, aumenta-se a área de proteção do equipamento a montante, que passa a coordenar e estar seletivo com elos fusíveis dos ramais.



Alguns casos ficam com a coordenação e seletividade restritas em função da curva parametrizada pelo relé de proteção da saída de AL. Muitas vezes, esse ajuste mais sensível para defeitos envolvendo a fase e a terra pode comprometer, quanto à seletividade, a atuação dos equipamentos a jusante das subestações. Dependendo da situação, é viável interferir no ajuste do relé da subestação, mas muitas vezes é necessário um estudo mais avançado.

Observa-se também que, nos casos com vários equipamentos religadores conectados em série, a busca pela seletividade fica mais difícil. Conforme o defeito 2 simulado no estudo de caso, as restrições de carregamento do sistema (carga máxima) e a quantidade de equipamentos religadores ligados em série, o algoritmo não traz soluções e as encontradas, muitas vezes, ficam próximas do limite de seletividade adotado.

## 5 CONCLUSÃO

### 5.1 CONCLUSÕES GERAIS

Os sistemas elétricos de distribuição de energia estão intimamente associados aos sistemas de comunicação. Atualmente, quase todos equipamentos podem ser supervisionados a distância ou pelo centro de operações da distribuidora. As inovações tecnológicas também se conectam a essa gama de possibilidades e trazem sustentabilidade para a implementação de inovações e melhorias dos processos, além de agilidade nos processos operativos.

O trabalho demonstrou que, em caso de uma alteração nas RDs, seja uma contingência, seja uma reconfiguração da rede, o sistema de proteção e seletividade dos circuitos pode ficar vulnerável. Neste caso, ações rápidas e direcionadas à identificação desses pontos contribuem para a garantia da coordenação e seletividade dos circuitos.

A metodologia proposta, aplicada no sistema elétrico anunciado, evidencia a necessidade de se analisar o sistema de proteção em caso de alguma contingência. O algoritmo proposto auxilia na resposta rápida para a tomada de decisão quanto a manobras do sistema, trazendo subsídios concretos e confiáveis para o operador do sistema.

É notável também que o método pode ser aplicado tanto para o ajuste do sistema de proteção em uma condição normal do sistema quanto para uma reconfiguração dos alimentadores, seja ela provocada por uma contingência, seja por uma manobra programada. Dessa forma, a importância do método para as distribuidoras é mais evidente ainda, uma vez que, na maioria das situações de contingência e reconfigurações do sistema, a proteção não é considerada.

Todavia, sem um sistema confiável de comunicação, o método fica suscetível e pode não ser completado, em função da não comunicação com o equipamento religador. Dessa forma, não se consegue implementar a metodologia sem o deslocamento físico até o campo.

Outra análise realizada diz respeito ao aumento do espaçamento entre as curvas, com o objetivo de considerar valores maiores para seletividade entre as curvas, como, por exemplo, 300 ms ou 400 ms. Assim, a restrição aumenta e pode restringir a aplicação do método, que, em algumas situações, não encontra uma solução possível.

Observou-se também que a quantidade de religadores ligados em série, operando sob regime de contingência, restringe a aplicação do método. A alternativa encontrada para a resolução desse problema foi de limitar o número de equipamentos a serem analisados em um circuito série. Dessa forma, aplica-se o modo seccionadora nos equipamentos, desabilitando o

seu perfil de proteção. Com isso, elimina-se a possibilidade de implementações incorretas de ajustes indevidos ou não seletivos.

A operação dinâmica e a tendência de se formar um sistema elétrico de distribuição mais maleável e sujeito a modificações instantâneas pode contribuir para a propagação de atuações indevidas do sistema de proteção. A implementação do método contribui para a garantia da coordenação e seletividade para essas situações. Somado a aplicações que envolvem a regeneração dos sistemas de forma automática, identificação e conhecimento em tempo real da situação elétrica dos sistemas, o método traz mais confiabilidade e agilidade para a operação das redes de distribuição de energia.

## 5.2 TRABALHOS FUTUROS

Com o avanço do estudo direcionado ao ajuste dos sistemas de proteção, pode-se aliar a análise e a implementação da proteção sob a ótica das curvas rápidas dos religadores, identificando possíveis parametrizações para a situação de contingência. Dessa forma, pode-se avaliar e quantificar a melhoria para os casos de defeitos transitórios nessa nova configuração assumida pelo sistema e reparametrizada nos equipamentos de proteção.

A implementação de novas tecnologias pode também evoluir na aplicação de técnicas de *self healing* em conjunto com a aplicação do método de alteração de ajustes em tempo real e de forma automática.

Da mesma forma, estudos específicos direcionados à análise da introdução de GDs sob a ótica da proteção, *self healing*, localização de defeitos, entre outros, podem ser convergidos para um único objetivo, contribuir para a operação ótima e segura do sistema elétrico de distribuição.

## 5.3 PUBLICAÇÕES

No decorrer do estudo do mestrado, foram publicados os seguintes trabalhos:

1. STÖHLIRCK, L.; AZZOLIN, H. N.; BERNARDON, D. P. Metodologia para análise e ajuste em tempo real da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção em situações de contingência. In: LATIN AMERICAN ENERGY ECONOMICS MEETING - NEW ENERGY LANDSCAPE: IMPACTS FOR LATIN AMERICA – ELAEE, 6., 2017, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, 2017.

2. STÖHLIRCK, L.; BERNARDON, D. P. Metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção em situações de contingência com ajustes em tempo real. In: SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL – SEPOC, 10., 2017, Santa Maria. **Anais...** Santa Maria, 2017.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIS)**. Brasília, 2018. Rev. 8. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 27 jan. 2018.

AURANGZEB, M.; CROSSLEY, P. A.; GALE, P. Fault location using the high frequency travelling waves measured at a single location on a transmission line. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY & ENVIRONMENTAL SYSTEMS, 7., 2001, Amsterdam, Netherlands. **Proceedings...** USA: IEEE, 2001. p. 403-406.

BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes**. Santa Maria: APEPOC, 2015.

BRAGA JR., M. F. **Impacto da geração distribuída na proteção de sistema de distribuição**. 2017. 154 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.

BRETAS, A. S.; SALIM, R. H. Fault location in distribution feeders with distributed generation using positive sequence apparent impedance. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 2006, Chalkida, Greece. **Proceedings...** Chalkida, Greece: IASME/WSEAS, 2006. p. 343-348.

CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. São Paulo: Edgard Blucher, 1977.

COMASSETTO, L. **Algoritmos heurísticos de otimização da proteção e manobra em redes de distribuição de energia**. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.

FEDERAÇÃO DAS COOPERATIVAS DE ENERGIA, TELEFONIA E DESENVOLVIMENTO RURAL DO RIO GRANDE DO SUL (FECOERGS). **Padrões - especificações técnicas da distribuição, ETD 007.01.67 – Religadores**. 2018. Disponível em <<http://www.fecoergs.com.br/pagina.php?cont=especTec.php&sel=6>>. Acesso em: 19 fev. 2018.

GIRGIS, A.; BRAHMA, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. In: LARGE ENGINEERING SYSTEMS CONFERENCE ON POWER ENGINEERING, LESCOPE'01, 2001. **Proceedings...** IEEE, 2001. p. 115-119.

GUARDA, F. G. K. **Metodologia híbrida para alocação, coordenação, dimensionamento e adequação do sistema de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica com geração distribuída diretamente acoplada**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

GUTIERRES, L. F. de F. **Proposta de um sistema de proteção para preservar a coordenação entre religadores e elos fusíveis de sistemas de distribuição na presença de geração distribuída**. 2013. 101 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

GUTIERRES, L. F. et al. Revisão de técnicas elaboradas de modo a evitar a perda da coordenação seletividade entre religadores e elos fusíveis de sistemas de distribuição quando da inserção de geração distribuída. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA), 19., 2012. **Anais...** Campina Grande, 2012.

KAGAN, N. et al. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência.** São Paulo: Edgard Blucher, 2009.

KONDO, D. V. **Alocação de religadores automatizados em sistemas de distribuição.** 2015. Dissertação (Mestrado em Ciências)–Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

LEDESMA, J. J. G. **Uma metodologia para análise da coordenação e seletividade da proteção de sistemas de distribuição.** 2012. 178 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

LIM, S. I.; CHOI, M. S.; LEE, S. J. Adaptive protection setting and coordination for power distribution system. In: INTERNATIONAL MIDDLE EAST POWER SYSTEMS CONFERENCE, 11., 2006. **Proceedings...** IEEE, 2006.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** Rio de Janeiro: LTC, 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5460:** Sistema Elétrico de Potência. Rio de Janeiro: ABNT, 1990.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 7282:** dispositivos fusíveis de alta tensão – Dispositivos tipo expulsão – Requisitos e métodos de ensaio. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.

OLIVEIRA, A. L. **Processador inteligente de alarmes e modelos de programação matemática para diagnóstico de falta em sistemas elétricos de potência.** 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2016.

PFITSCHER, L. L. et al. Estudos de paralelismo de alimentadores para reconfiguração automática de redes de distribuição. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 12., 2012, Goiânia. **Anais...** Goiânia, 2012.

RAMOS, M. J. S. **Metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção durante reconfigurações de redes de distribuição.** 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

TABELA ANSI - SEL. **Tabela Ansi – SEL Schweitzer Engineering Laboratories.** Disponível em: <[http:// selinc.com/pt/products/tables/ansi/](http://selinc.com/pt/products/tables/ansi/)>. Acesso em: 27 jan. 2018.

SOFTWARE CYMTcc® - Proteção e Seletividade. Software licenciado para a empresa Coprel Cooperativa de Energia.

SOFTWARE SINAPGrid® - Análise Integrada de Redes AT/MT/BT. Software licenciado para a empresa Coprel Cooperativa de Energia.

STÖHLIRCK, L.; BERNARDON, D. P. Metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção em situações de contingência com ajustes em tempo real. In: SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL – SEPOC, 10., 2017, Santa Maria. **Anais...** Santa Maria, 2017.

VICENTINI, O. H. S. **Proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição**. 2004. 159 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

## ANEXOS

ANEXO A – TABELA ANSI/IEC 61850<sup>1</sup>

Número	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão

<sup>1</sup> Adaptado pelo autor da empresa SEL, <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>>.



48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 à 99	Usado para aplicações específicas
150	Indicador de falta à terra
AFD	Detector de arco voltaico
CLK	Clock
DDR	Sistema dinâmico de armazenamento de perturbações

DFR	Sistema de armazenamento de faltas digital
ENV	Dados do ambiente
HIZ	Detector de faltas com alta impedância
HMI	Interface Homem-Máquina
HST	Histórico
LGC	Esquema lógico
MET	Medição de Subestação
PDC	Concentrador de dados de fasores
PMU	Unidade de medição de fasores
PQM	Esquema de monitoramento de potência
RIO	Dispositivo Remoto de Inputs/Outputs
RTU	Unidade de terminal remoto / Concentrador de Dados
SER	Sistema de armazenamento de eventos
TCM	Esquema de monitoramento de Trip
SOTF	Fechamento sob falta

Complementação da Tabela ANSI:

50N - sobrecorrente instantâneo de neutro
51N - sobrecorrente temporizado de neutro ( tempo definido ou curvas inversas)
50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)
51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)
50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)
51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas
51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão
51C - relé de sobrecorrente com controle de torque
50PAF - sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico
50NAF - sobrecorrente de neutro instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico
59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa
59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G) , calculado ou TP em delta aberto
64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente. Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61. Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G. A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.
67N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)
67G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)
67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa
78 - Salto vetorial (Vector Shift)

#### Proteção Diferencial - ANSI 87:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)

87N - diferencial de neutro

REF – falta restrita à terra

87Q - diferencial de sequência negativa (aplicado para detecção de faltas entre espiras em transformadores)

87G - diferencial de geradores

87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador

87SP - proteção diferencial de fase dividida de geradores

87V – Diferencial de tensão de fase

87VN – Diferencial de tensão de neutro

87B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC's de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente.

Também encontra-se um esquema de seletividade lógica para realizar a função diferencial de barras.

Pode-se encontrar em algumas documentações o relé 68 sendo referido à função de seletividade lógica.

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado.

O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC's de fases e 3 TC's no neutro do motor. O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC's nos terminais do motor, conectados de forma a obter a somatória das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, onde o esquema é diferencial e não o relé.

#### Dispositivo de comunicação de dados - ANSI 16:

As letras sufixos ao dispositivo definem sua aplicação. Os primeiros sufixos são:

S – comunicação de dados serial

E – comunicação de dados Ethernet

Os sufixos subsequentes definem:

C – dispositivo de segurança de rede (ex. VPN, encriptação)

F – firewall ou filtro de mensagens

M – função de gerenciamento da rede (SNMP)

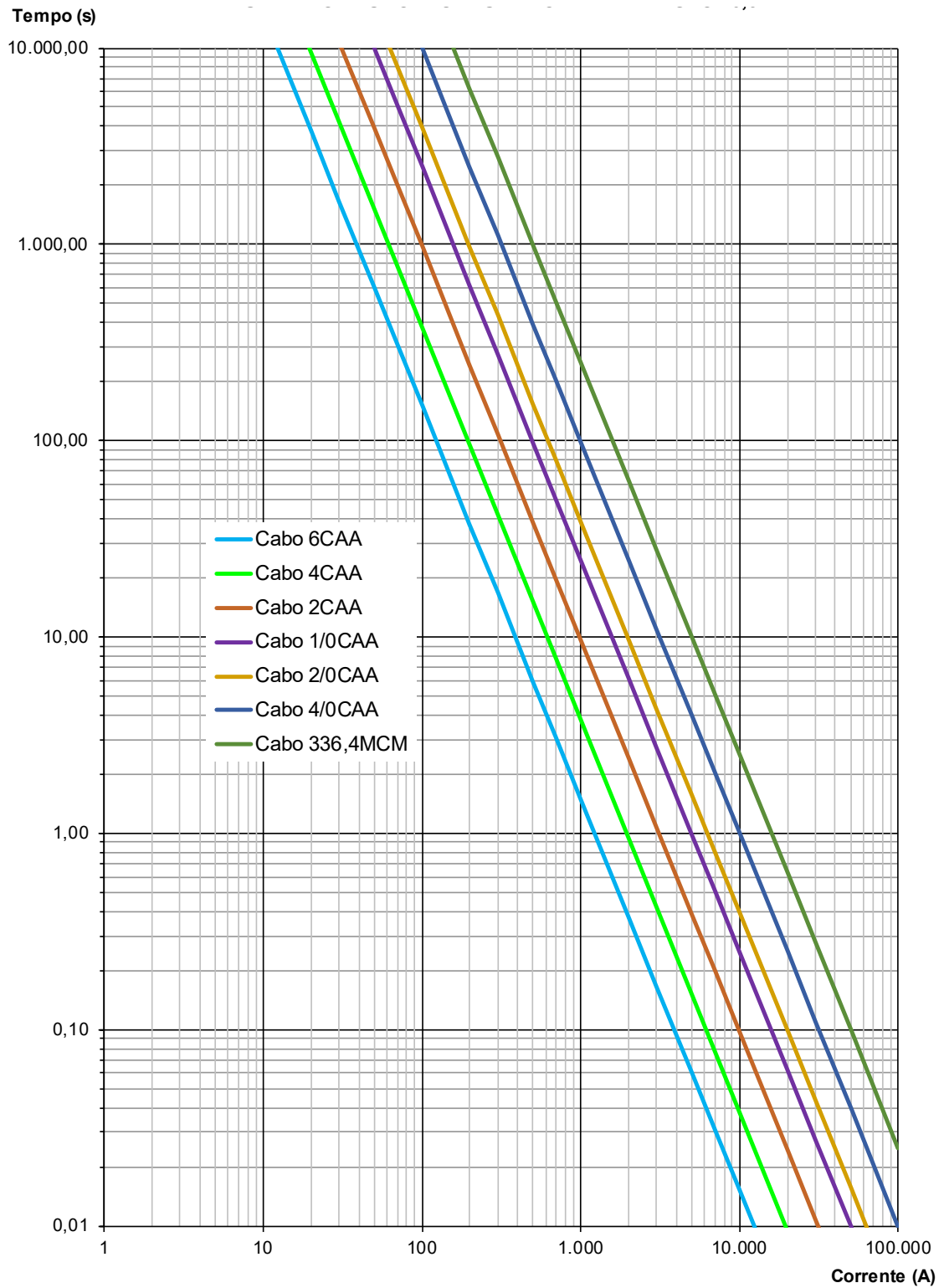
R – roteador

S – switch

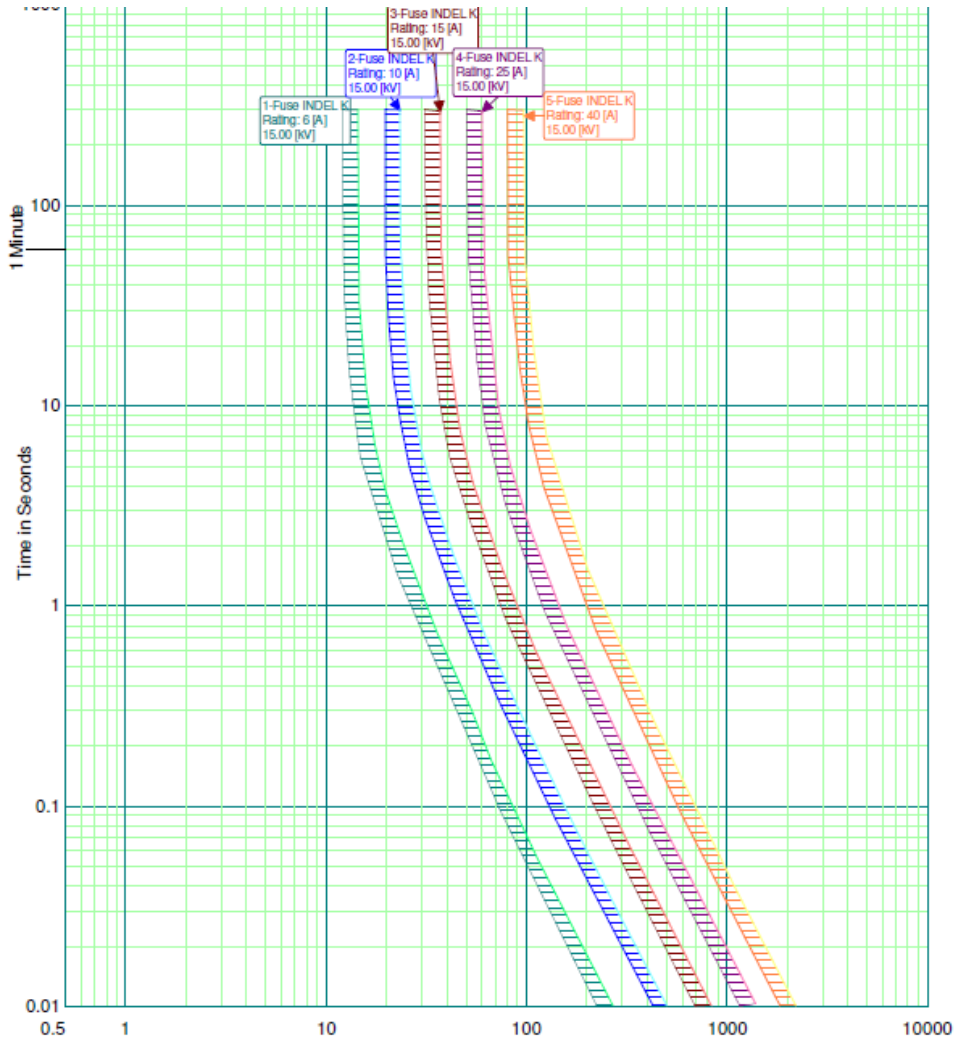
T – telefone

Uma switch Ethernet gerenciável terá o seguinte código: 16ESM

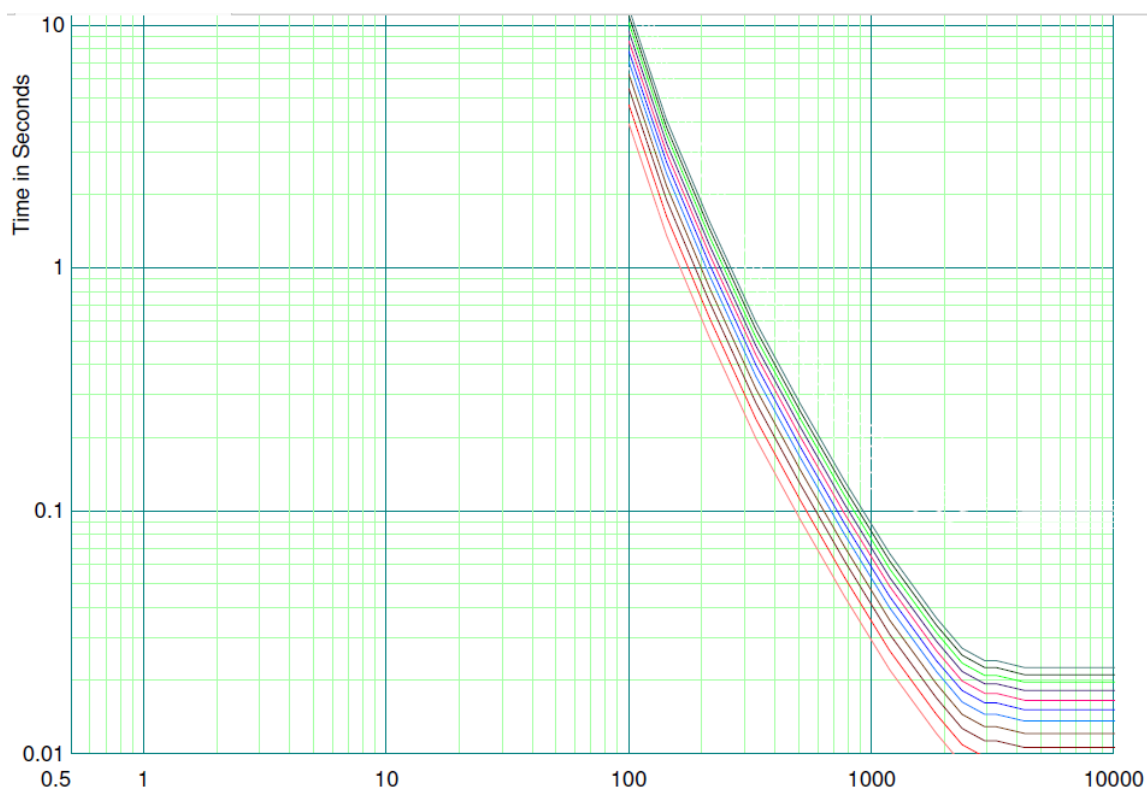
## ANEXO B – CURVAS DE CAPACIDADE DOS CONDUTORES NÚ ALUMÍNIO PARA REDES DE MÉDIA TENSÃO (13,8KV)



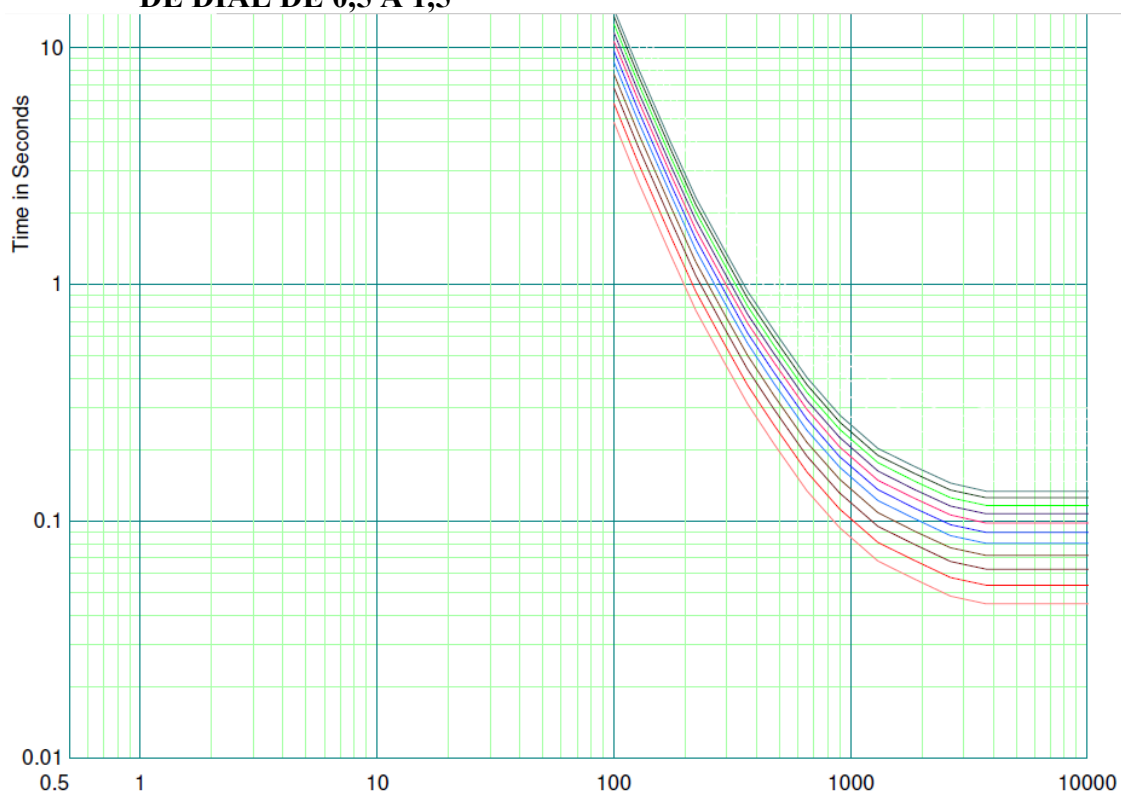
### ANEXO C – CURVAS CARACTERÍSTICAS DO ELO FUSÍVEL TIPO k DE 06, 10, 15, 25 E 40k



**ANEXO D – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 118 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5<sup>2</sup>**

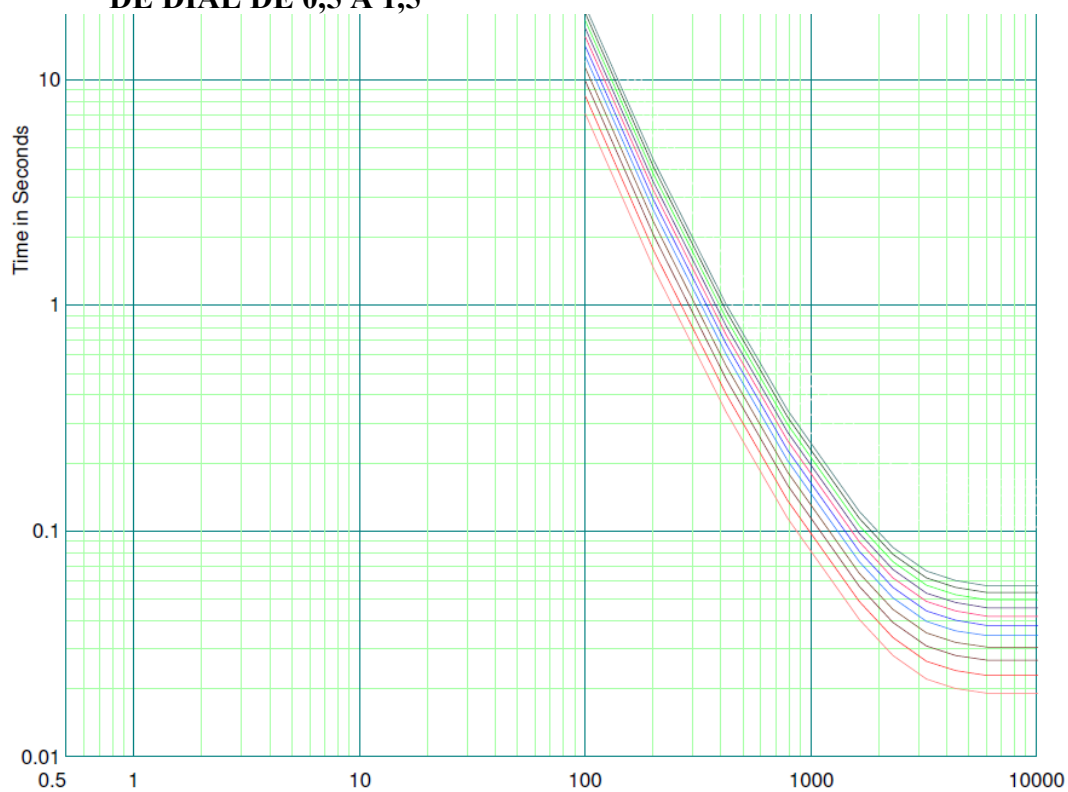


**ANEXO E – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 120 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**

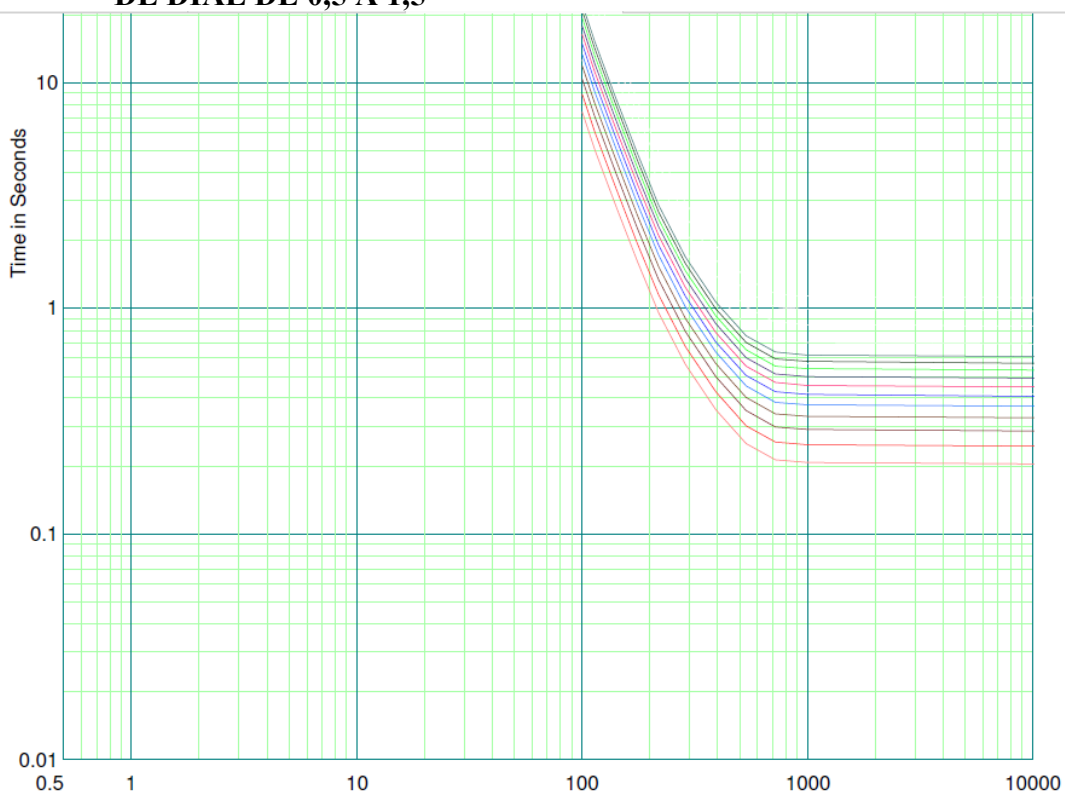


<sup>2</sup> Os anexos D a U exemplificam algumas curvas do tipo Kyle Nova. As mesmas são nomeadas por números.

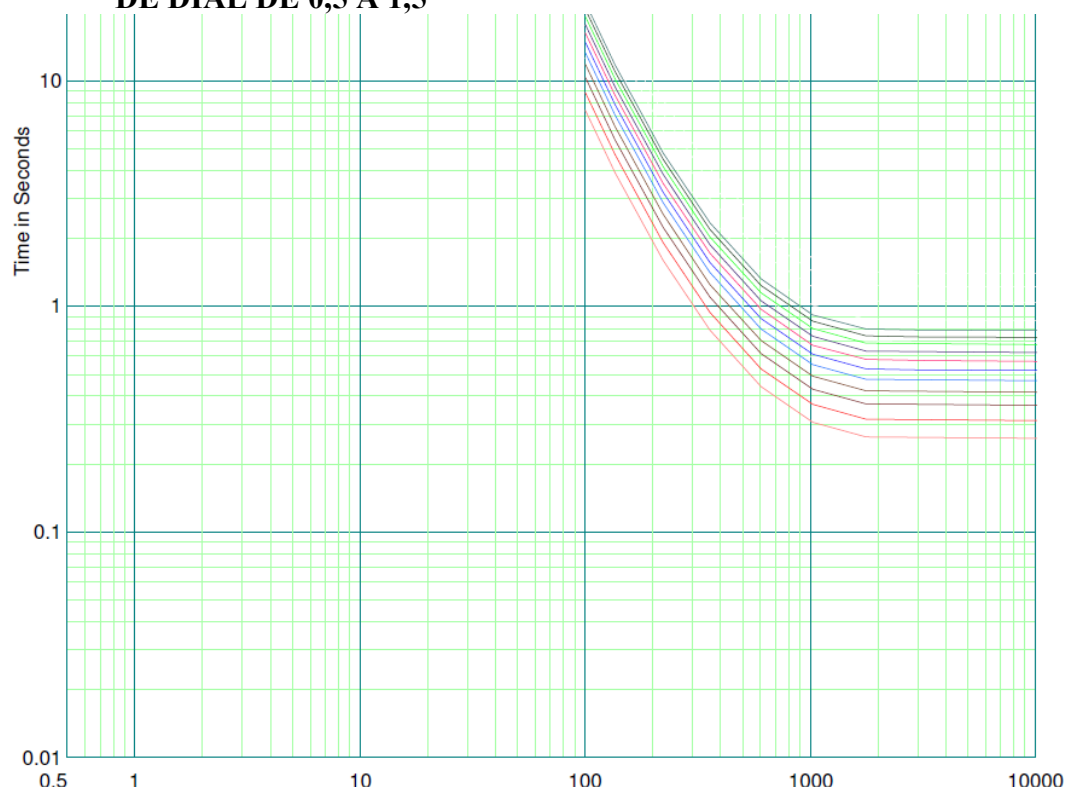
**ANEXO F – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 133 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



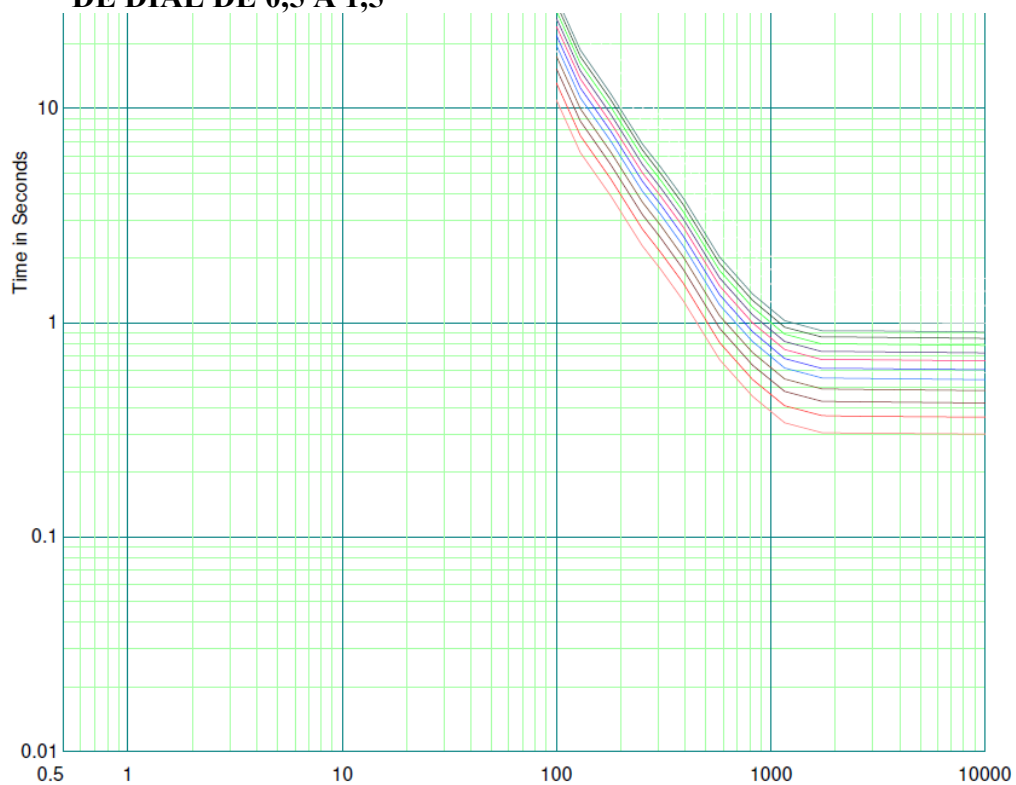
**ANEXO G – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 134 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



**ANEXO H – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 135 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**

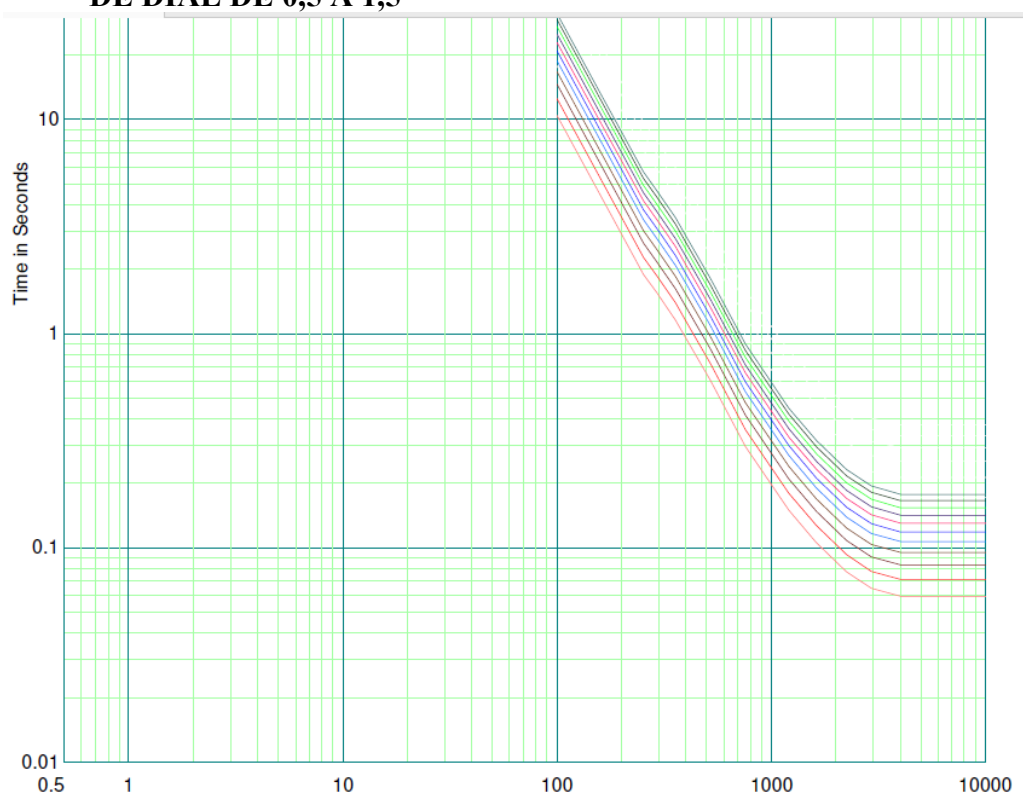


**ANEXO I – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 137 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**

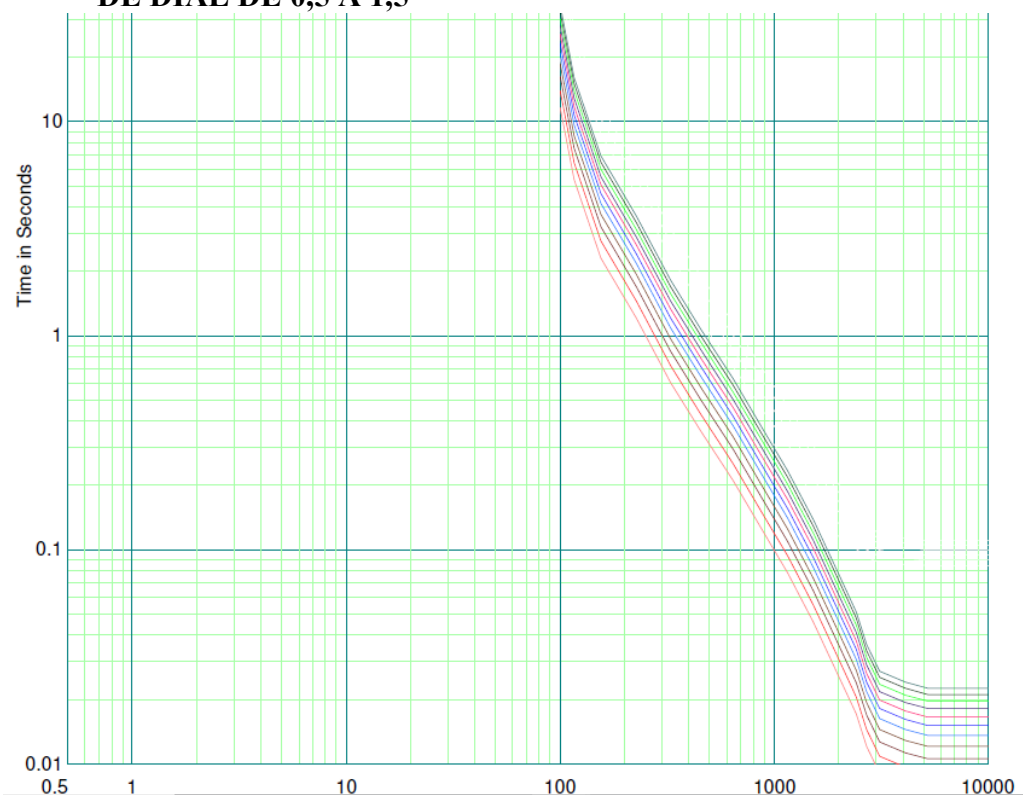




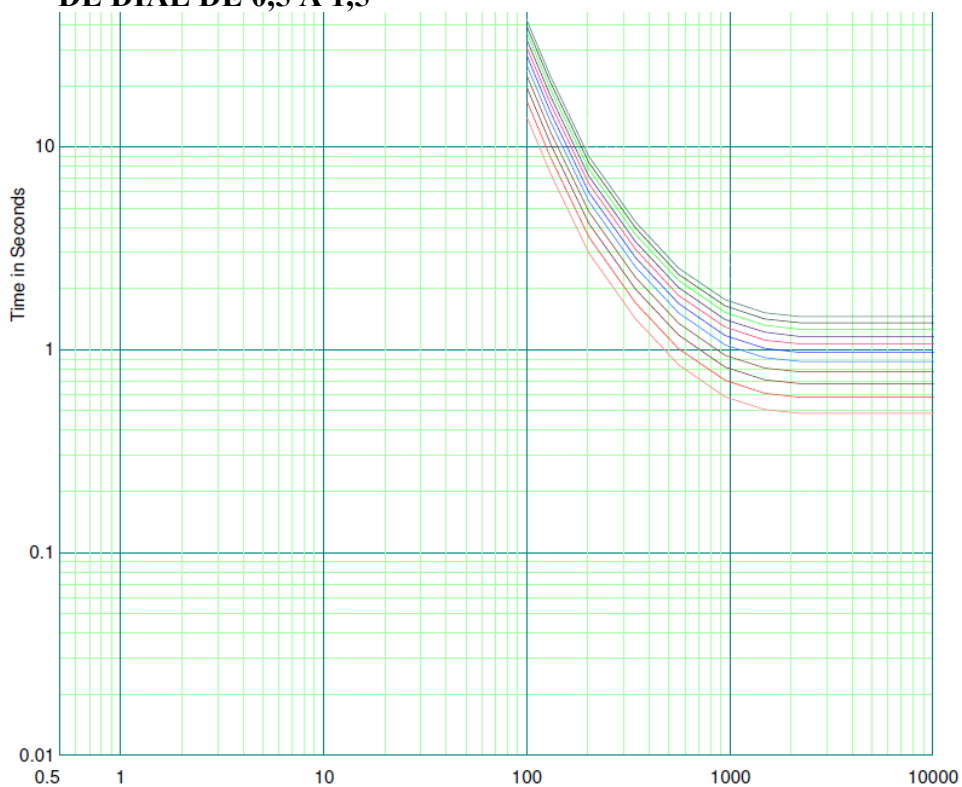
**ANEXO J – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 138 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



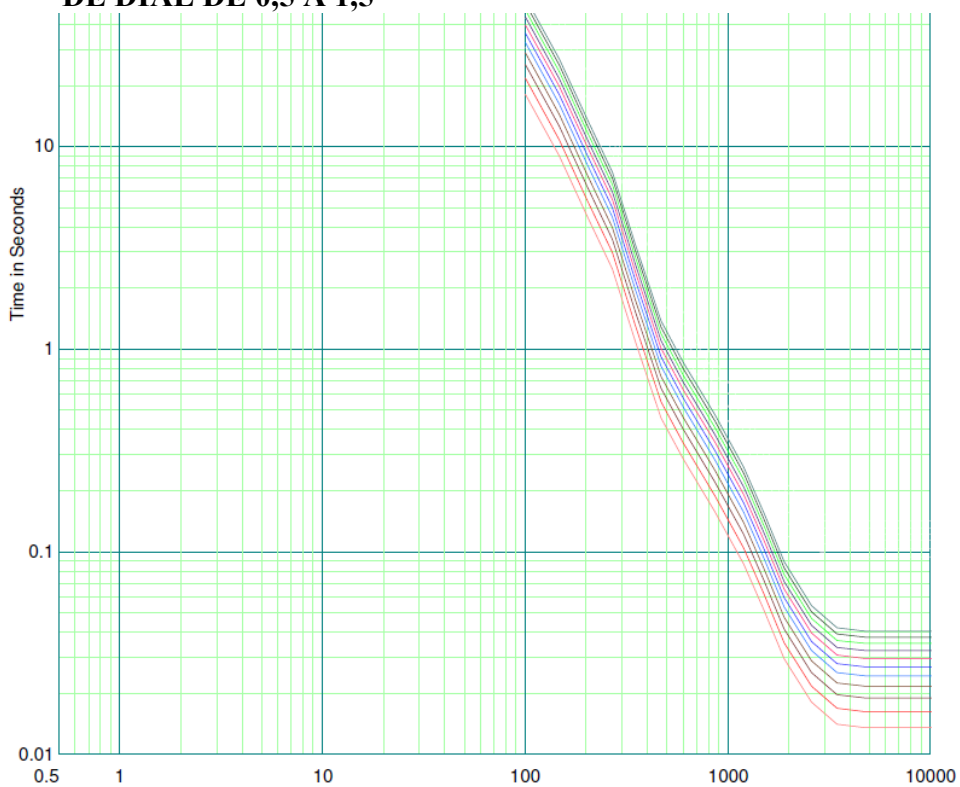
**ANEXO K – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 139 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



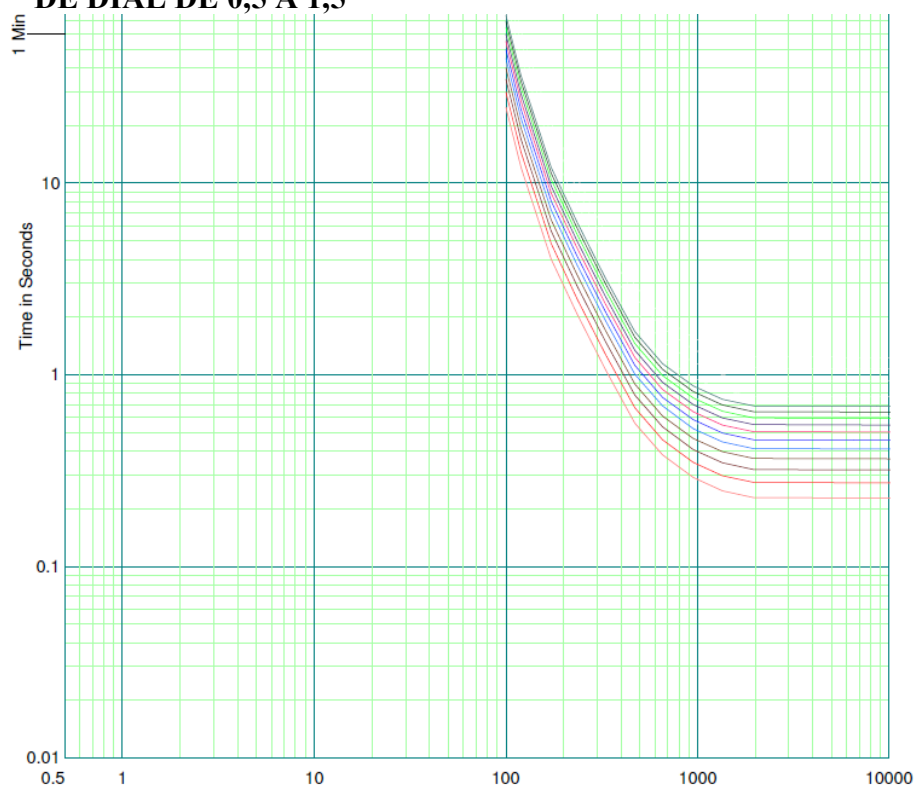
**ANEXO L – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 140 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



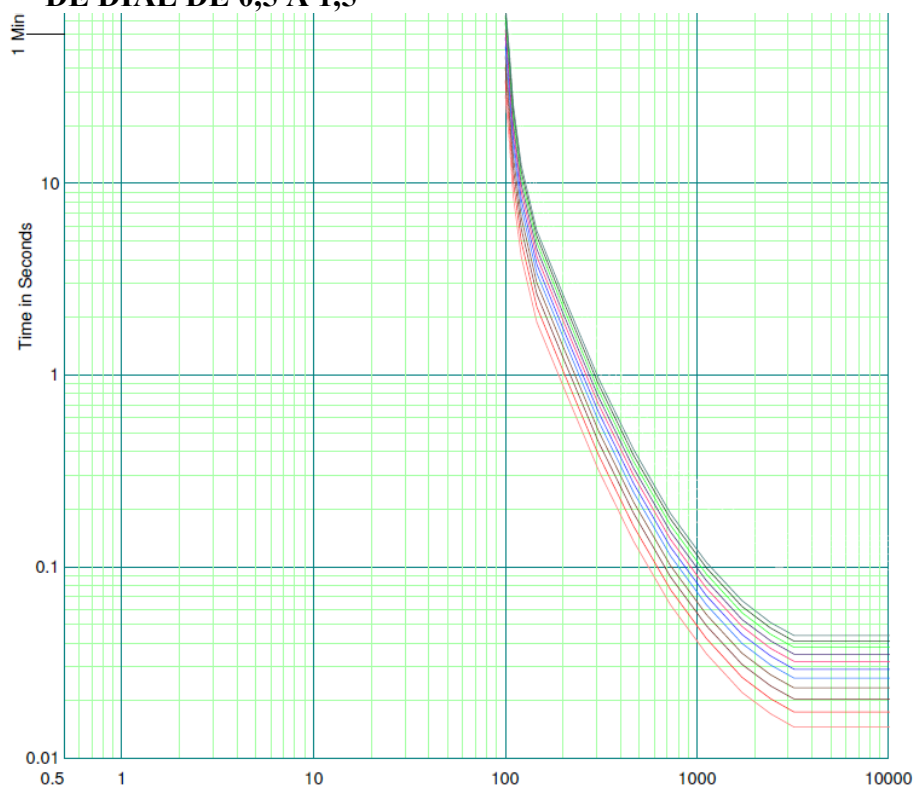
**ANEXO M – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 142 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



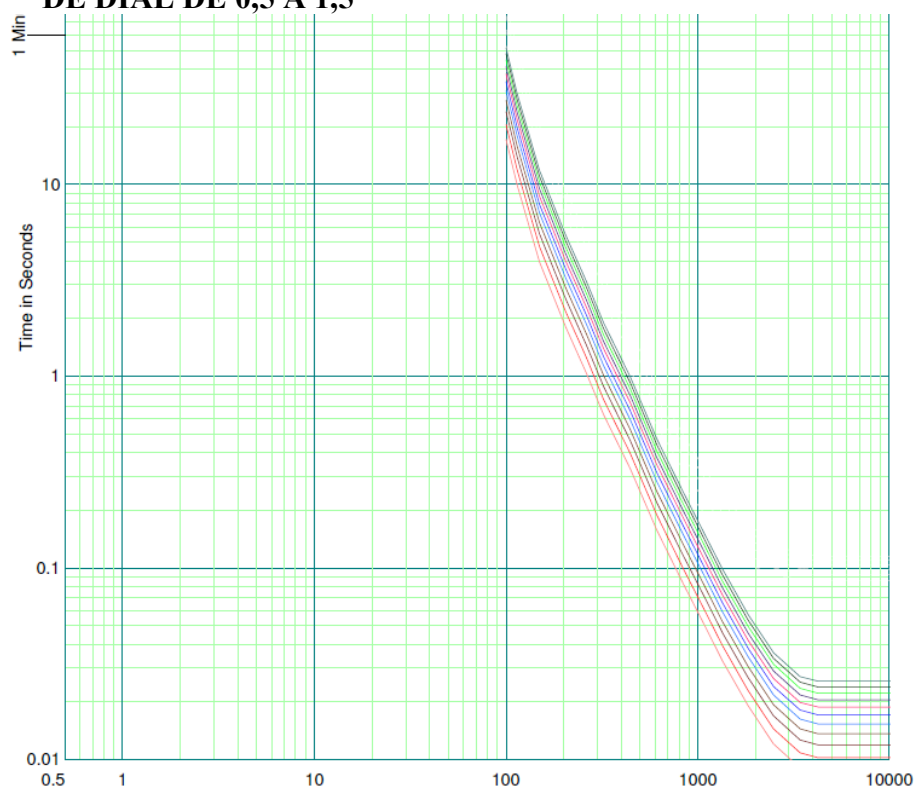
**ANEXO N – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 151 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



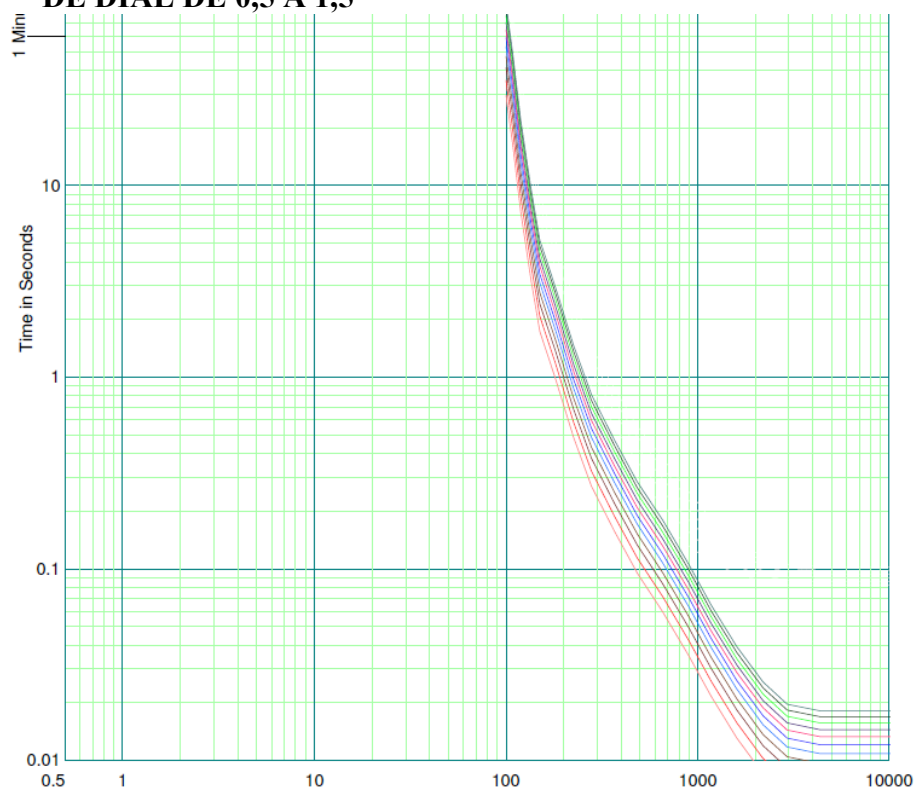
**ANEXO O – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 161 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



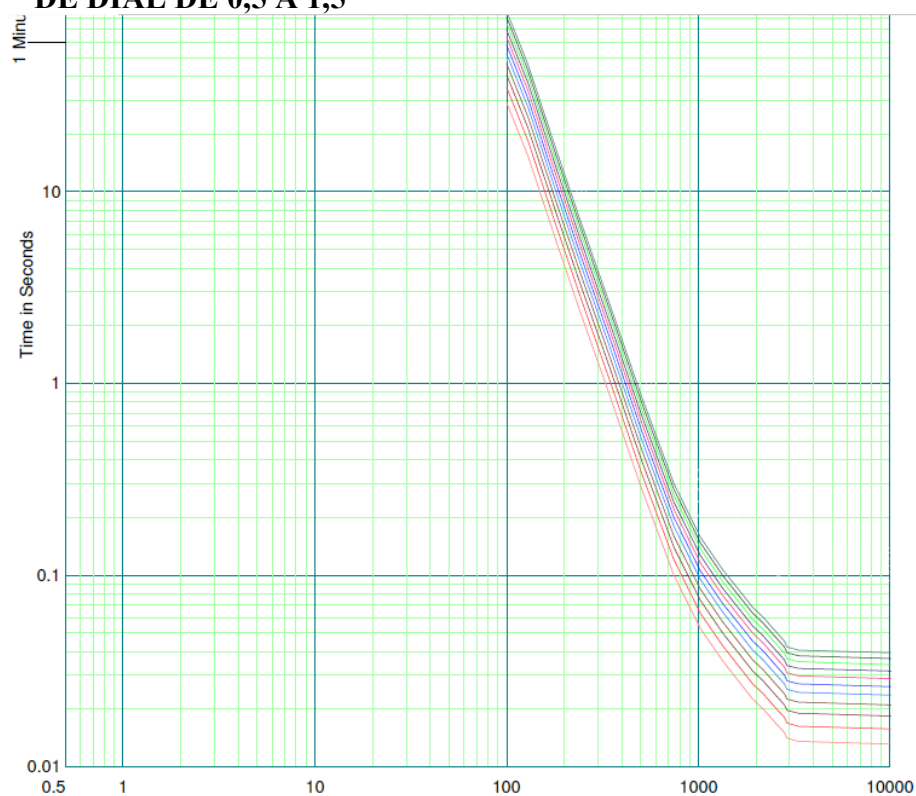
**ANEXO P – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 162 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



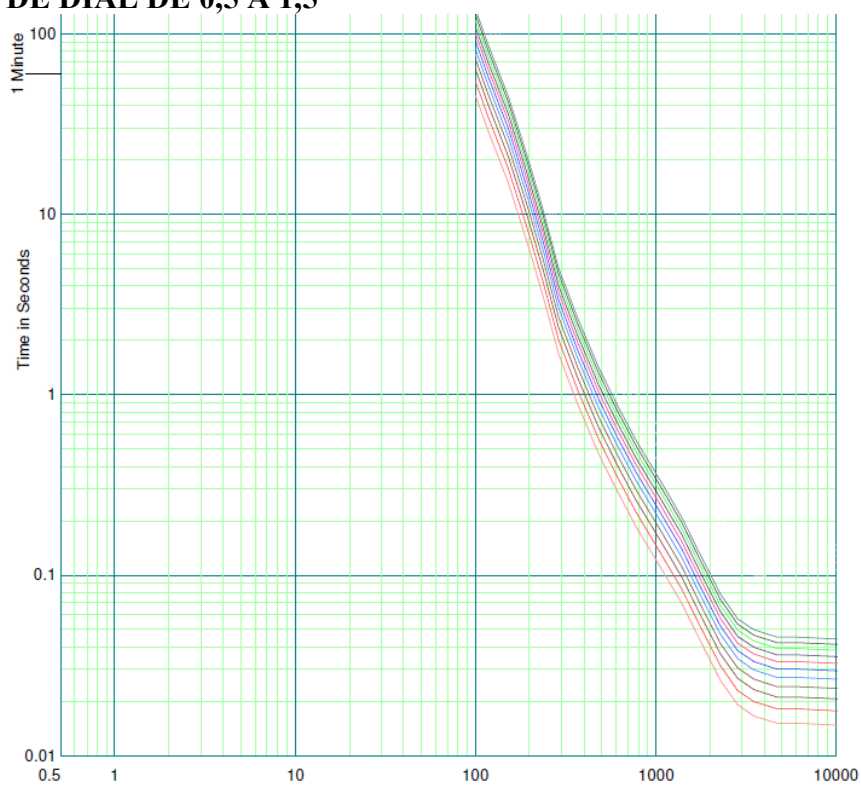
**ANEXO Q – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 163 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



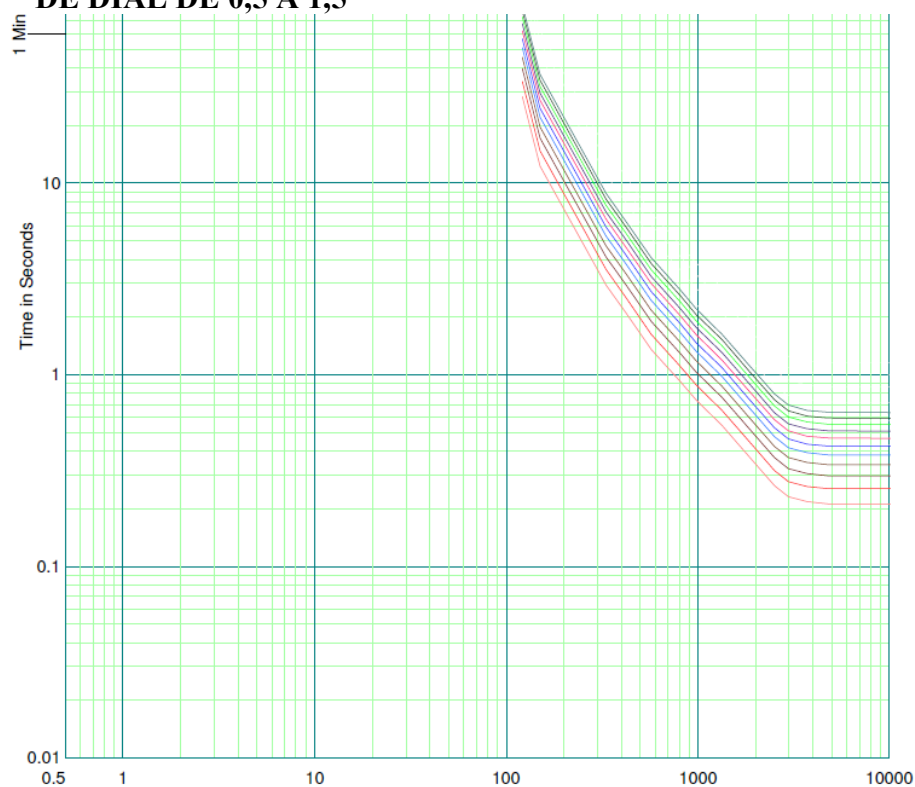
**ANEXO R – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 164 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



**ANEXO S – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 165 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



**ANEXO T – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 201 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**



**ANEXO U – CURVA KYLE NOVA NÚMERO 202 COM AJUSTE DE 100A E FAIXA DE DIAL DE 0,5 A 1,5**

