



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE DIÓGENES DE MENDONÇA

**AUTOMATIZAÇÃO DOS PROCESSOS DE GRADUAÇÃO E COORDENAÇÃO  
DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE**

Recife

2023

FELIPE DIÓGENES DE MENDONÇA

**AUTOMATIZAÇÃO DOS PROCESSOS DE GRADUAÇÃO E COORDENAÇÃO  
DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE**

Dissertação apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Coorientador: Prof. Dr. Jeydson Lopes da Silva.

Recife

2023

Catálogo na fonte:  
Bibliotecária Sandra Maria Neri Santiago, CRB-4 / 1267

M539a Mendonça, Felipe Diógenes de.  
Automatização dos processos de graduação e coordenação das funções de proteção de sobrecorrente / Felipe Diógenes de Mendonça. – 2023.  
100 f.: il., fig., tab., abrev. e siglas.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.  
Coorientador: Prof. Dr. Jeydson Lopes da Silva.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Recife, 2023.  
Inclui referências.

1. Engenharia elétrica. 2. Coordenação. 3. ANAFAS. 4. Otimização. 5. Proteção de sistemas elétricos. 6. Relés de sobrecorrente. 7. Curto-circuito. 8. Tratamento de dados. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de (Orientador). II. Silva, Jeydson Lopes da (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.) BCTG/2023-252

**FELIPE DIÓGENES DE MENDONÇA**

**“AUTOMATIZAÇÃO DOS PROCESSOS DE GRADUAÇÃO E  
COORDENAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE  
SOBRECORRENTE ”**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de concentração em Processamento de Energia.

Aprovada em: 15/09/2023

**BANCA EXAMINADORA**

---

Profº. Pedro André Carvalho Rosas  
(Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Profº. Dr. Jeydson Lopes da Silva  
(Coorientador e Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Profº. Dr. Manoel Afonso de Carvalho Júnior  
(Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Profº. Dr. Roberto Feliciano Dias Filho  
(Examinador Externo)  
Universidade de Pernambuco

## AGRADECIMENTOS

Durante o mestrado, um sentimento que não me ocorreu durante a graduação tomou conta de mim por diversas vezes: a vontade de desistir.

Cogitei desistir durante as viagens exaustivas que precisei realizar a trabalho, nas quais era preciso assistir as aulas e realizar as atividades durante um trajeto de avião ou ônibus, em uma fábrica ou no quarto do hotel durante a madrugada. E era ali, em uma cidade nova, que eu lembrava de um trecho de uma carta de Vinicius de Moraes: “Estou aqui num quarto de hotel que dá para uma praça que dá para toda a solidão do mundo”.

Eu também pensei em desistir quando meu avô faleceu. O meu avô, Luíz Diógenes, me auxiliou a encontrar o caminho que eu precisava seguir nos momentos de dúvidas, seja na mudança de uma filosofia de vida ou na alteração do curso de graduação, mas, infelizmente, não compartilhou comigo alguns momentos de conquistas nos quais eu gostaria que ele estivesse presente.

Além desses momentos, muitos outros se sucederam e me fizeram questionar a necessidade de seguir com o mestrado. No entanto, apesar de tudo isso, sempre recebi apoio de diversas pessoas as quais devo minha gratidão, pois tenho certeza de que sozinho eu nunca conseguiria chegar até aqui.

Por isso, serei eternamente grato aos meus pais, Roberval Mendonça e Iraneide Diógenes, ao meu irmão, Luís Victor, a minha avó, Margarida Lima, a minha namorada, Aline Pinheiro, e a Spaik (*in memoriam*) por permanecerem ao meu lado e me apoiarem nos momentos de incerteza, medo e tristeza. Mas, além disso, vos agradeço pelos principais momentos que fizeram-me chegar até aqui: os momentos felizes. Não recordo um dia no qual a alegria, a origem da felicidade, não estivesse presente de alguma forma. Vocês conseguiram tornar a felicidade inerente a mim de uma forma muito natural e, conseqüentemente, os momentos melancólicos não conseguiram se alastrar além do necessário para superar uma dificuldade. Por isso digo: não há tristeza que suporte tamanha felicidade.

Como a felicidade só é completa quando compartilhada, agradeço aos meus amigos que também permaneceram ao meu lado durante a minha caminhada, que, mesmo de longe, aliviaram o peso dos momentos difíceis, principalmente durante a pandemia ou quando eu estava em Itajubá, e que são fundamentais em minha vida. Aline, Amanda, Arthur, Calado, Calheiros, Carvalho, Clara, Daniel, Eduarda, Gabriel,

Gustavo, Henrique (*in memorian*), Herbert, Igor, João, Luanna, Renan e Silas, vocês foram essenciais para esta conquista, eu amo vocês.

Não poderia deixar de agradecer a João também pelo auxílio no desenvolvimento dos códigos apresentados neste trabalho. Você é espetacular, meu amigo.

Obviamente, além dos pontos destacados, não é possível alcançar esta conquista sem um incentivo à educação, o qual recebi de todos os meus familiares desde muito novo. Obrigado por esse incentivo, por terem entendido os momentos de ausência e por nunca terem saído do meu lado em nenhum momento.

Por último, gostaria de agradecer aos professores que tanto me ensinaram durante a vida. A Luciano Florência e Wellington Jesus por despertarem minha paixão pelas ciências exatas, aos professores Drs. Antônio Magnata e Cícero Mariano por aumentarem minha paixão pela engenharia elétrica e ao professor Dr. Ronaldo Ribeiro pela motivação, paciência e dedicação nas orientações e conversas durante o mestrado.

Essas pessoas me deram a motivação, que por vezes não tive, para continuar, e sinto muito orgulho do trabalho que consegui concluir.

“Quando a gira-girou, ninguém suportou, só vocês ficaram e não me abandonaram. Quando o vento parou e a água baixou, eu tive a certeza do amor de vocês.”

## RESUMO

Realizar um estudo de graduação e seletividade da proteção de um sistema elétrico, garantindo sua coordenação, é uma tarefa fundamental para a manutenção do atendimento a carga e para redução dos danos a equipamentos e pessoas. Este estudo, no entanto, demanda um elevado tempo das empresas de engenharia, principalmente a etapa de aquisição de dados para realização da graduação e a etapa de coordenação. O processo de coordenação envolve uma análise minuciosa dos pares de relés relevantes para a problemática e sua classificação como proteção principal ou de retaguarda em cada defeito. Neste ponto, assim como para definição dos ajustes dos relés de proteção, é necessário o conhecimento das correntes presentes no sistema analisado para diversos tipos de defeitos e contemplando diversas contingências no sistema. Com a finalidade de levantar essas correntes de curtos-circuitos para um determinado sistema, incluindo os valores de contribuições dos equipamentos adjacentes, é desenvolvido um programa em *python* que faz interface com o ANAFAS, *software* amplamente utilizado no sistema elétrico brasileiro. Esse programa, associado a uma ferramenta computacional para coordenação automática da proteção de relés de sobrecorrente, independentemente de sua direcionalidade, desenvolvida em *VBA*, diminuí de forma significativa o tempo gasto na execução de um estudo de graduação. O programa de coordenação automática, o qual se destaca positivamente em relação aos demais métodos já existentes, utiliza métodos de otimização e busca minimizar o tempo de atuação dos relés mais próximos a falta mantendo os critérios de seletividade e sensibilidade. Após a execução do código, os dados são apresentados por meio de relatórios, informando os tempos de atuação para os curtos-circuitos apresentados, e dos coordenogramas das proteções.

Palavras-chave: coordenação; ANAFAS; otimização; proteção de sistemas elétricos; relés de sobrecorrente; curto-circuito; tratamento de dados.

## **ABSTRACT**

Realizing a study on the graduation and selectivity of an electrical system's protection, ensuring its coordination, is an essential task to ensure continuous load service and mitigate potential harm to equipment and individuals. However, this study demands a significant time from engineering firms, particularly during the data acquisition phase required for the graduation process and the subsequent coordination phase. The coordination procedure entails a meticulous analysis of pertinent relay pairs, categorizing them as either primary safeguards or secondary measures for each fault scenario. At this juncture, and to the determination of protection relay settings, it becomes imperative the information of the current data inherent to the scrutinized system, accounting for various fault types and diverse contingencies. To accomplish the acquisition of these short-circuit current values for a specific system, encompassing contributions from adjoining equipment, a Python program has been devised to interface with ANAFAS, software widely employed within the Brazilian electrical system. This program, in conjunction with a innovative computational tool for automated protection coordination of overcurrent relays, regardless of their directional settings, developed in VBA, significantly streamlines the time required for conducting a graduation study. The automatic coordination program, which stands out positively compared to other existing methods, employs optimization techniques and minimizes the operating time of relays closest to the fault while maintaining selectivity and sensitivity criteria. After the code execution, the data is presented through reports, providing information on the operating times for the presented short circuits, as well as the coordination charts of the protections.

Keywords: coordination; ANAFAS; optimization; protection of electrical systems; overcurrent relays; short circuit; data processing.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Relé Numérico Para Proteção de Transformadores (RET670).....	21
Figura 2 - Curvas de atuação mais utilizadas da Norma IEC.....	26
Figura 3 - Comportamento do elemento de sobrecorrente com restrição de tensão.	27
Figura 4 - Comportamento do elemento de sobrecorrente controlado por tensão. ...	28
Figura 5 - Esquema padrão de proteção para linhas de transmissão paralelas.....	30
Figura 6 - Curtos-circuitos representados para o sistema da Figura 5.....	30
Figura 7 - Representação das funções de proteção típicas de um transformador. ...	33
Figura 8 - Representação de um sistema interligado por um transformador com geração em ambos os terminais.....	34
Figura 9 - Problema de coordenação em um sistema com dois fusíveis.....	35
Figura 10 - Processo de combinação e mutação da população de soluções iniciais utilizado pelo método evolutivo.....	38
Figura 11 - Circuito Exemplo para Levantamento dos Curtos-Circuitos.....	42
Figura 12 - Circuito da Figura 11 com Curto-Circuito na Barra Local.....	43
Figura 13 - Circuito da Figura 11 com Curto-Circuito na Barra Remota.....	44
Figura 14 - Circuito da Figura 11 com Curto-Circuito na Barra Remotíssima (7100).	45
Figura 15 - Fluxograma Geral do Programa.....	51
Figura 16 - Tela 1 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	55
Figura 17 - Tela 2 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	55
Figura 18 - Tela 3 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	56
Figura 19 - Tela 4 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	57
Figura 20 - Tela 5 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	58
Figura 21 - Tela 6 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	59
Figura 22 - Tela 7 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	60
Figura 23 - Tela 8 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	61
Figura 24 - Tela 9 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos. ....	61
Figura 25 - Representação do relé no <i>software</i> com os ajustes não preenchidos. ...	63
Figura 26 - Curva IEC Extremamente Inversa do relé RET 670 (Fabricante ABB). ...	66
Figura 27 - Interface para declaração dos Pontos de Teste.....	67
Figura 28 - Sistema IEEE de 8 Barras.....	70
Figura 29 - Relés 1-7 Preenchidos.....	71
Figura 30 - Relés 8-14 preenchidos. ....	72

Figura 31 - Pontos de Testes para o Sistema IEEE. ....	72
Figura 32 - Relatório Gerado pelo Programa. ....	74
Figura 33 - Coordenograma dos Relés 1 ao 7. ....	75
Figura 34 - Coordenograma dos Relés 8 ao 14. ....	75
Figura 35 - Diagrama Unifilar do Sistema Analisado Simulado no ANAFAS.....	78
Figura 36 - Preenchimento da Tela 1 no Sistema Real.....	80
Figura 37 - Preenchimento da Tela 2 no Sistema Real.....	80
Figura 38 - Preenchimento da Tela 3 do Sistema Real.....	81
Figura 39 - Preenchimento da Tela 4 do Sistema Real.....	81
Figura 40 - Preenchimento da Tela 5 do Sistema Real.....	82
Figura 41 - Preenchimento da Tela 6 do Sistema Real.....	82
Figura 42 - Preenchimento da Tela 7 do Sistema Real.....	82
Figura 43 - Preenchimento da Tela 8 do Sistema Real.....	83
Figura 44 - Preenchimento da Tela 9 do Sistema Real.....	83
Figura 45 - Preenchimento da Tela 10 do Sistema Real.....	83
Figura 46 - Máxima Corrente de Contribuição para Curto-Circuito na Barra Remota do Transformador.....	85
Figura 47 - Mínima Corrente de Contribuição para Curto-Circuito na Barra Remota do Transformador.....	86
Figura 48 - Relés 1 a 7 preenchidos. ....	90
Figura 49 - Relés 8 a 14 preenchidos.....	90
Figura 50 - Relés 15 a 19 preenchidos.....	91
Figura 51 - Coordenograma do Sistema de Proteção Avaliado. ....	95

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Probabilidade de ocorrência de cada tipo de curto-circuito.....	23
Tabela 2 - Características das Linhas de Transmissão.....	70
Tabela 3 - Características dos Geradores.....	70
Tabela 4 - Características dos Transformadores de Potência.....	71
Tabela 5 - Comparação entre os Métodos de Otimização para Resolução do Problema IEEE de 8 Barras.....	76
Tabela 6 - Relés Presentes no Sistema Analisado. ....	79
Tabela 7 - Níveis de Curto-Circuito Monitorados pela Proteção do Terminal de Alta. .....	84
Tabela 8 - Níveis de Curto-Circuito Monitorados pela Proteção do Terminal de Baixa. .....	84
Tabela 9 - Relação de Transformação dos TCs acoplados a cada IED.....	86
Tabela 10 - Declaração dos Pontos de Teste para o Programa.....	91
Tabela 11 - Ajustes Sugeridos pelo Programa. ....	93
Tabela 12 - Pontos de Teste com os Ajustes Fornecidos pelo Algoritmo. ....	93

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
CSV	<i>Comma Separated Values</i> (Valores Separados por Vírgula)
DSP	<i>Digital Signal Processor</i> (Processadores de Sinal Digital)
GD	Geração Distribuída
IBR	<i>Inverter-Based Resources</i> (Fontes Baseadas em Inversores)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i> (Dispositivo Eletrônico Inteligente)
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
OTS	<i>Operational Tripping Scheme</i> (Esquema de Disparo Operacional)
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOTF	<i>Switch onto Fault</i> (Fechamento sob Falta)
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	14
1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	16
1.2 OBJETIVOS .....	17
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	18
1.4 DIVULGAÇÃO DA PESQUISA .....	19
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	20
2.1 RELÉS DE PROTEÇÃO .....	20
<b>2.1.1 Relés de Sobrecorrente</b> .....	22
2.2 PROTEÇÃO DE EQUIPAMENTOS .....	28
<b>2.2.1 Proteção de Linhas de Transmissão</b> .....	29
<b>2.2.2 Proteção de Transformadores</b> .....	31
2.3 PROTEÇÃO ADAPTATIVA .....	34
2.4 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO .....	36
<b>2.4.1 Método Evolucionário</b> .....	37
<b>2.4.2 Método do Gradiente Reduzido Generalizado Não Linear</b> .....	38
<b>3 LEVANTAMENTO AUTOMÁTICO DOS CURTOS-CIRCUITOS</b> .....	40
3.1 METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA LEVANTAMENTO AUTOMÁTICO DOS CURTOS-CIRCUITOS .....	41
<b>4 COORDENAÇÃO DOS RELÉS DE SOBRECORRENTE ATRAVÉS DA MINIMIZAÇÃO DOS TEMPOS DOS RELÉS A JUSANTE</b> .....	47
4.1 METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA COORDENAÇÃO AUTOMÁTICA .....	48
4.2 ABRANGÊNCIA E LIMITAÇÕES DO PROGRAMA PROPOSTO .....	52
<b>5 DADOS DE ENTRADA DO PROGRAMA</b> .....	54
5.1 DADOS DE ENTRADA DAS BARRAS E DOS CIRCUITOS MONITORADOS .....	54
5.2 DADOS DE ENTRADA DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO .....	62
<b>6 RESULTADOS</b> .....	69
6.1 APLICAÇÃO PARA UM SISTEMA DE 8 BARRAS .....	69
6.2 APLICAÇÃO PARA UM SISTEMA REAL .....	77
<b>6.2.1 Definição dos <i>Pick-ups</i> das Funções de Sobrecorrente (50/51/51V) do Transformador Estudado</b> .....	79
<b>6.2.2 Coordenação do Sistema</b> .....	89
<b>7 CONCLUSÃO</b> .....	96

REFERÊNCIAS.....	98
------------------	----

## 1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência (SEP) é projetado com o objetivo de fornecer energia de forma contínua aos consumidores. No entanto, perturbações podem comprometer a sua operação. De acordo com Maezono (2012), as perturbações mais comuns no SEP são os curtos-circuitos, as descargas elétricas, os equipamentos mal dimensionados e os erros decorrentes de falhas operacionais.

Nem todas as perturbações energéticas podem ser evitadas, fato que independe do nível de qualidade do projeto para o SEP. Devido à natureza interligada dos sistemas elétricos, a transmissão contínua de energia é comumente garantida. No entanto, para manter essa confiabilidade, é essencial que o SEP seja equipado com um sistema de proteção robusto.

A função desse sistema de proteção é agir sempre que uma condição perigosa para o sistema elétrico for identificada, como sobrecarga e curto-circuito, que representam condições extremas para o sistema e podem causar danos físicos, térmicos e elétricos graves aos equipamentos envolvidos (SATO; FREITAS, 2015).

Para garantir a eliminação das falhas que podem comprometer o sistema elétrico, mantendo a continuidade do fornecimento de energia e protegendo pessoas e equipamentos, é necessário que o sistema de proteção seja confiável, rápido e seletivo. Portanto, no caso de ocorrência de um defeito, apenas os dispositivos mais próximos do local do defeito devem atuar, isolando uma porção mínima do SEP no menor tempo possível. Somente em caso de falha do dispositivo de proteção a jusante, o dispositivo de proteção a montante deve entrar em ação.

Apesar da evolução tecnológica e do desenvolvimento de outras funções de proteção, a função de sobrecorrente, a qual atua para o problema primordial de um curto-circuito (o aumento da corrente), continua possuindo destaque, sendo utilizada na proteção de todos os equipamentos. Os relés de sobrecorrente de tempo inverso possuem características adequadas para a realização da coordenação, uma vez que o tempo de atuação do elemento varia de acordo com a intensidade da corrente. No entanto, é necessário um cuidado à análise de sensibilidade e coordenação dessa função de proteção, a fim de não comprometer os princípios de seletividade do sistema. Por esse motivo, especialmente em casos que envolvem uma complexidade elevada, como um grande número de relés, a realização de um

estudo de coordenação pode se tornar uma tarefa exaustiva, exigindo um longo tempo de execução, o que acarreta custos elevados e atrasos no planejamento.

Atualmente, o *Intelligent Electronic Device* (IED) é responsável por realizar a proteção do sistema elétrico em grande parte do Sistema Interligado Nacional (SIN), função que antes era desempenhada pelos relés de proteção eletromecânicos. Com sua tecnologia microprocessada, o IED reúne todas as funções de proteção que anteriormente eram realizadas separadamente pelos relés eletromecânicos, como proteção diferencial, de distância, sobrecorrente, sobretensão, entre outras. Além disso, o IED também pode ser responsável por realizar automações em uma subestação (ALSTOM, 2011).

Devido à sua flexibilidade, os IEDs estão sendo utilizados em países como a Inglaterra para controlar o balanço de geração e carga e permitir uma mudança de configuração em tempo real do sistema, visando manter o funcionamento do sistema elétrico mesmo em situações de contingência N-3 (ENA, 2020). Além disso, como demonstrado em Telukunta (2017), esses dispositivos podem ser utilizados para alterar os ajustes de proteção em tempo real, a fim de prevenir falhas operacionais decorrentes de mudanças na configuração do sistema.

Com o objetivo de evitar erros humanos, reduzir o tempo gasto no processo de coordenação da proteção e apresentar a possibilidade de adequação em tempo real dos ajustes de proteção no SIN, dois algoritmos desenvolvidos pelo autor deste trabalho são apresentados: algoritmo para o levantamento automático de curtos-circuitos no software ANAFAS (Análise de Falhas Simultâneas); algoritmo que utiliza métodos de otimização para a realização automática da coordenação do sistema de proteção, mantendo a precisão necessária para problemas dessa natureza.

Para a implementação da coordenação automática, foi escolhida a aplicação de métodos de otimização utilizando a linguagem de programação VBA (*Visual Basic for Applications*), devido à sua fácil integração com o ambiente amigável fornecido pelo Excel. As rotinas desenvolvidas utilizam o *Solver*, um suplemento do Excel, para aplicar os métodos de otimização necessários. Por outro lado, para o levantamento de curtos-circuitos em um sistema, foi utilizada a linguagem *Python* devido à sua capacidade de lidar com grandes volumes de dados.

## 1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na área de coordenação automática de elementos de proteção, diversos trabalhos abordaram essa problemática. Alguns desses trabalhos serão apresentados nesta seção.

Em Brown e Parker (1988), foi introduzida uma abordagem computadorizada para a coordenação de dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Identificando as limitações dos métodos manuais utilizados na época, os autores propuseram uma solução que visava preservar as características atrativas dos métodos tradicionais, ao mesmo tempo em que automatizava aspectos inconvenientes. Nesse método, é preciso plotar todas as curvas e realizar o processo de coordenação manualmente, de forma similar ao método tradicional. Embora essa abordagem tenha proporcionado economia de tempo, melhoria na precisão e facilidade na visualização das curvas tempo x corrente (coordenograma), o processo ainda dependia de intervenção manual para o ajuste das curvas.

Em Kawahara et al. (1997), um sistema baseado em regras foi aplicado para resolver o problema de coordenação de relés de sobrecorrente direcionais. Os autores propuseram um algoritmo simples para determinar a ordem de ajustes dos relés, utilizando regras heurísticas baseadas em quatro categorias distintas de conhecimento. Nesse método, era necessário declarar todos os pares de relés principais e de retaguarda de interesse, e determinar quais relés seriam ajustados inicialmente. Dessa forma, variando os parâmetros de pick-up e *time dial*, os autores conseguiram obter uma coordenação satisfatória para os relés direcionais.

Já em Negrão (2015), foi proposta uma metodologia para solucionar o problema de coordenação de relés direcionais de sobrecorrente em sistemas de transmissão em malha. O autor definiu uma série de critérios com base nas características da instalação, levando em consideração as proteções de distância das vizinhanças. Esses critérios foram utilizados para estabelecer uma área de ajuste do relé, diretamente sobre a sua curva de atuação. Com a variação dos parâmetros de pick-up, curva de atuação do elemento e *time dial*, o autor aplicou um método de otimização capaz de encontrar o melhor ajuste para o dispositivo direcional em análise, levando em consideração os pares de relés principais e de retaguarda.

Esses trabalhos são exemplos de abordagens que buscaram automatizar o processo de coordenação dos elementos de proteção, melhorando a eficiência e precisão do processo. Cada um dos métodos apresentados possui suas características e considerações específicas, demonstrando diferentes caminhos para alcançar a coordenação automática dos dispositivos de proteção. No entanto, os métodos automatizados restringem-se aos relés direcionais e não abordam a utilização dos elementos de sobrecorrente controlados por tensão.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma metodologia baseada em *Python* e VBA para automatizar o processo de coordenação dos elementos de proteção do sistema elétrico. Essa metodologia abrange desde o levantamento dos pares de relés principais e retaguardas, juntamente com seus valores de curtos-circuitos, até a realização da coordenação propriamente dita das funções de proteção de sobrecorrente, por meio de algoritmos de otimização, considerando tanto o tempo inverso quanto o tempo definido, além de aspectos de fase, neutro, direcionalidade e não direcionalidade, ao contrário dos trabalhos mencionados na seção 1.1. Os objetivos específicos deste trabalho incluem:

- Apresentar conceitos relacionados à proteção do sistema elétrico e ao controle dos ajustes do sistema de proteção em tempo real.
- Explorar o funcionamento dos algoritmos de otimização selecionados para resolver o problema de coordenação.
- Explicar o funcionamento dos algoritmos de tratamento de dados e coordenação automática desenvolvidos, além de apresentar suas interfaces.
- Realizar uma comparação entre o algoritmo de coordenação automática desenvolvido e algoritmos amplamente reconhecidos pelo *IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)*.
- Utilizar o algoritmo de coordenação automática em um problema real de coordenação do Sistema Interligado Nacional.
- Compreender e analisar os resultados obtidos, propondo melhorias para trabalhos futuros.

Esses objetivos visam proporcionar uma compreensão aprofundada da metodologia proposta, bem como avaliar sua eficácia e aplicabilidade no contexto do sistema elétrico.

### 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Para uma exposição adequada do trabalho de coordenação, é necessário descrever vários pré-requisitos. Como o trabalho apresenta um método otimizado de coordenação entre relés, é importante criar um ambiente amigável para entendimento do processo de coordenação. Por esse motivo, o Capítulo 2 apresenta uma série de conceitos relacionados aos elementos de proteção, bem como conceitos de otimização, a fim de facilitar a compreensão do código desenvolvido.

Após a descrição desses conceitos necessários, o Capítulo 3 e 4, respectivamente, apresentam o algoritmo desenvolvido para levantamento dos curtos-circuitos do sistema e o método desenvolvido para realizar a coordenação automática entre os relés de sobrecorrente.

Para executar os programas desenvolvidos, é necessário fornecer os dados de entrada especificados, os quais são detalhados no Capítulo 5.

No Capítulo 6, o trabalho baseia-se em dois problemas análogos, mas com objetivos distintos. Primeiramente, é feita uma comparação entre a coordenação obtida pelo algoritmo desenvolvido e a coordenação obtida por artigos consagrados do IEEE sobre o tema da coordenação automática. O segundo problema apresentado refere-se a um caso de coordenação real, no qual não há liberdade para alterar todas as curvas envolvidas no processo, o que torna a coordenação mais desafiadora. Essas abordagens são comumente encontradas durante o processo de coordenação. Nesse tipo de problema, existem relés com curvas e valores de *pick-up* fixos, fornecidos pelas distribuidoras ou transmissoras de energia.

Por fim, são apresentados o coordenograma gerado pelo programa e os resultados dos ajustes fornecidos. Os valores obtidos são avaliados utilizando os conceitos de sensibilidade e seletividade amplamente difundidos na engenharia.

#### 1.4 DIVULGAÇÃO DA PESQUISA

Em decorrência deste trabalho, o autor participou da publicação do seguinte artigo:

1. Título: Automatização da Análise de Sensibilidade e Coordenação de Relés 51 e 67 em Estudos Conduzidos em ANAFAS®.

Autores: Felipe D. Mendonça, Silas G. Tenório, Antônio C. L. M. Filho, Roberto F. D. Filho, Daniel N. Pereira, João P. R. Carvalho, Ronaldo B. Aquino, Herbert F. M. Filho.

Publicado em: XXVI SNPTEE (2022).

Localização do evento: Rio de Janeiro, Brasil.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo tem como objetivo fornecer ao leitor um resumo dos principais conceitos e teoremas necessários para compreender tanto a problemática da coordenação e controle da proteção em tempo real quanto os códigos desenvolvidos e a análise final dos resultados obtidos.

São abordados os conceitos fundamentais relacionados à proteção do sistema elétrico, incluindo os princípios básicos dos elementos de proteção, como relés de sobrecorrente, suas características de atuação e coordenação para alguns dos equipamentos mais importantes do sistema. Além disso, são apresentados conceitos sobre o controle dos ajustes do sistema de proteção em tempo real, destacando a importância da coordenação adequada dos relés.

São discutidos teoremas e métodos de otimização relevantes para resolver o problema da coordenação automática dos relés. Esses teoremas e métodos fornecerão as bases teóricas necessárias para compreender os algoritmos desenvolvidos no trabalho.

### 2.1 RELÉS DE PROTEÇÃO

Os relés desempenham a função de enviar um sinal para componentes específicos do sistema de proteção sempre que uma grandeza atinge um valor pré-determinado (MARDEGAN, 2012). Conforme afirmado por Mason (1956), a principal função dos relés é remover rapidamente qualquer elemento do sistema de potência quando ocorre um curto-circuito ou quando há qualquer tipo de anormalidade que possa causar danos ou interferir na operação do restante do sistema.

É importante ressaltar que os relés são dispositivos de baixa potência e, portanto, não possuem capacidade para lidar diretamente com as tensões e correntes dos sistemas aos quais estão conectados. Para o seu correto funcionamento, eles dependem das informações fornecidas pelos transformadores de instrumento, como os transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP). Quando detectam anormalidades no sistema de potência, os relés emitem um comando de abertura para o disjuntor associado, que é responsável por desenergizar o circuito. Como Blackburn (2014) definiu, os relés fornecem o "cérebro" para detectar os problemas, enquanto os disjuntores fornecem os

"músculos". A Figura 1 apresenta um relé digital da ABB utilizado para a proteção de transformadores.

Figura 1 - Relé Numérico Para Proteção de Transformadores (RET670)



Fonte (ABB, 2010)

Os relés podem ser fabricados de diversas formas, cada uma utilizando princípios básicos distintos. Em relação à forma de construção, podemos classificar os relés da seguinte forma (ALSTOM, 2011):

- Relés Eletromecânicos: Foram os primeiros relés utilizados no sistema elétrico e funcionam gerando uma força mecânica que fecha um contato quando uma corrente elétrica passa pelos enrolamentos do relé, que estão envolvidos em seu núcleo magnético.
- Relés Estáticos: Esses relés são chamados de "estáticos" porque não possuem partes móveis para criar as características do relé. Em vez disso, eles utilizam eletrônica analógica, no lugar das bobinas e circuitos magnéticos, para gerar as características dos relés. Conforme mencionado por Kindermann (2005), o avanço da tecnologia permitiu o uso de relés digitais microprocessados, o que resultou em uma vida útil curta para os relés eletrônicos.
- Relés Digitais: Esses relés representam uma mudança significativa em termos de tecnologia. Eles substituíram os circuitos analógicos usados nos relés estáticos por microprocessadores e microcontroladores. Ou seja, esses relés realizam a conversão digital de todas as grandezas medidas e usam o microprocessador para implementar os algoritmos de proteção.
- Relés Numéricos: Os relés numéricos são uma evolução natural dos relés digitais, pois possuem mais memória e capacidade de processamento.

Eles utilizam processadores de sinal digital (DSP) otimizados para processamento em tempo real e executam os algoritmos necessários para as funções de proteção. Isso permite que esses relés realizem várias funções, além da proteção do sistema. Por esse motivo, muitas funções anteriormente implementadas em dispositivos separados puderam ser incorporadas em um único relé numérico. Nesse contexto, o termo *IED* (*Intelligent Electronic Devices*) é utilizado para se referir aos relés numéricos. Portanto, ao longo do trabalho, os termos "relés" e "IEDs" serão usados como sinônimos, embora não tenham exatamente o mesmo significado.

Os problemas mais comuns nos sistemas elétricos estão diretamente relacionados ao aumento no nível de corrente acima do esperado, o que é conhecido como sobrecorrente. Esses eventos de sobrecorrente são responsáveis pelos maiores níveis de deterioração dos componentes elétricos (FILHO; MAMEDE, 2013). Devido a essa relevância e ao fato de serem os principais dispositivos envolvidos em problemas de coordenação, os relés de sobrecorrente são os dispositivos focados neste trabalho.

### **2.1.1 Relés de Sobrecorrente**

Os relés de sobrecorrente são projetados para operar quando o valor da corrente medida ultrapassa um valor pré-ajustado, conhecido como valor de *pick-up* (MARDEGAN, 2012). Embora a definição básica desses relés seja simples, a função de sobrecorrente nem sempre se limita apenas ao sinal de corrente. Funções de sobrecorrente como a direcional e a função de sobrecorrente com restrição de tensão também requerem informações sobre a tensão do sistema.

As faltas no sistema elétrico podem ser classificadas em diferentes tipos, incluindo faltas trifásicas, faltas bifásicas, faltas bifásicas em contato com a terra e faltas fase-terra. A probabilidade de ocorrência de cada tipo de falta varia de acordo com a sua natureza e essas probabilidades podem ser encontradas na Tabela 1 (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

Tabela 1 - Probabilidade de ocorrência de cada tipo de curto-circuito.

<b>Tipo de Curto-Circuito</b>	<b>Probabilidade de Ocorrência</b>
Fase-Terra	70% - 80%
Bifásico com contato a terra	10% - 17%
Bifásico	8% - 10%
Trifásico	2% - 3%

Fonte: Elaborada pelo autor com base em Blackburn e Domin, 2014.

Os elementos de sobrecorrente são projetados para atuar em todos os tipos de faltas e, para isso, são divididos em relés de sobrecorrente de fase e de neutro. A distinção entre as funções de sobrecorrente de fase e de neutro está na corrente utilizada para avaliar o valor de *pick-up*. Enquanto a função de sobrecorrente de fase utiliza as correntes medidas nas fases *A*, *B* e *C*, a função de sobrecorrente de neutro utiliza a soma dessas correntes, que resulta no valor da componente residual. Em termos de componentes simétricas, o valor da componente residual é dado por três vezes a corrente de sequência zero.

A obtenção da corrente de neutro depende da localização do transformador de corrente (TC). Se o TC estiver acoplado às fases do sistema, a corrente residual é obtida pelo IED através da soma das correntes de fase, que é realizada internamente pelo próprio IED. Nesse caso, a função de sobrecorrente de neutro é definida como calculada (50N/51N). Por outro lado, se o TC estiver acoplado ao fechamento elétrico do sistema ou for um TC toroidal que envolve todas as fases, a função de sobrecorrente de neutro acoplada a esse instrumento é definida como medida (50G/51G) (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

A despeito do programa aqui proposto poder ser utilizado para relés de sobrecorrente de fase ou de neutro, neste trabalho serão abordadas apenas as funções de sobrecorrente de fase. A utilização do programa para relés de neutro segue o mesmo princípio, mas são utilizados os valores correspondentes às grandezas de neutro em vez das grandezas de fase.

Além da diferenciação entre relés de sobrecorrente de fase e de neutro, os relés de sobrecorrente também podem ser classificados em relação à direcionalidade e ao tempo de atuação.

Em relação à direcionalidade, temos:

- Não direcionais: Esses relés operam independentemente da direção da corrente. O relé é acionado quando a corrente presente no sistema é maior que o valor ajustado na função (BLACKBURN; DOMIN, 2014).
- Direcionais: São relés que atuam quando a corrente excede um valor ajustado e flui em uma direção específica (MARDEGAN, 2012). Para isso, é necessário um TP associado ao IED, pois a direcionalidade é determinada pela comparação entre a angulação do vetor corrente e a angulação do vetor de tensão de polarização.

Quanto ao tempo de atuação:

- Relés de sobrecorrente instantâneos: Esses relés atuam instantaneamente, ou seja, tão rapidamente quanto possível, quando a corrente excede o valor pré-ajustado (KINDERMANN, 2005).
- Relés de sobrecorrente de tempo definido: Quando a corrente excede o valor ajustado no relé, um temporizador é acionado. Após o tempo de retardo transcorrer, se a magnitude da corrente ainda for maior que o valor ajustado, o desligamento do sistema é realizado (FILHO; MAMEDE, 2013).
- Relés de sobrecorrente de tempo inverso: Nesse tipo de relé, é selecionada a curva de atuação a ser seguida (KINDERMANN, 2005). As curvas de atuação são representadas por curvas de tempo versus corrente e possuem a característica de reduzir o tempo de atuação à medida que a corrente aumenta. Neste trabalho, serão adotadas apenas as curvas padronizadas pela IEC (*International Electrotechnical Commission*), pois são as mais utilizadas no sistema elétrico brasileiro.

As características mais utilizadas da Norma IEC são apresentadas por meio das seguintes equações para os relés de sobrecorrente (MARDEGAN, 2012):

$$\text{Normal Inversa} \quad t = \frac{0,14}{I^{0,02} - 1} \cdot TD, \quad (1)$$

$$\text{Muito Inversa} \quad t = \frac{13,5}{I - 1} \cdot TD, \quad (2)$$

$$\text{Extremamente Inversa} \quad t = \frac{80}{I^2 - 1} \cdot TD, \quad (3)$$

onde:

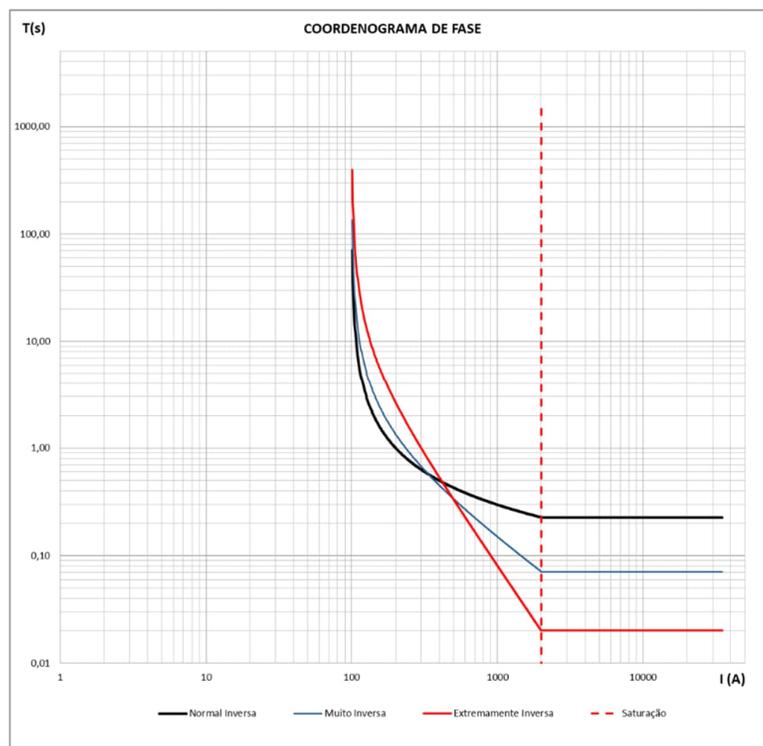
TD – Múltiplo de tempo das curvas (*Time Dial*);

t – Tempo de atuação do relé em segundos (tempo de *trip*);

I – Múltiplo de *pick-up*, definido como:  $I = \frac{I_{\text{curto-circuito}}}{I_{\text{ajuste}}}$ .

A Figura 2 apresenta as características de atuação das curvas de tempo versus corrente para as curvas mais utilizadas na norma IEC. Essas curvas foram plotadas utilizando o software proposto. É importante observar que, para correntes superiores a vinte vezes a corrente nominal, as curvas se encontram saturadas, o que significa que o tempo de atuação não muda independentemente do valor da corrente. Essa característica de saturação está presente em todos os relés, embora o múltiplo do pick-up no qual a saturação ocorre possa variar de fabricante para fabricante. Na Figura 2, o valor de 20x é encontrado nos relés SEPAM® Série 20, 40 e 80 da *Schneider Electric* (SCHNEIDER, 2008). Essa informação é relevante para compreender o comportamento dos relés de sobrecorrente e ajustar corretamente os parâmetros de acordo com as especificações do fabricante.

Figura 2 - Curvas de atuação mais utilizadas da Norma IEC.



Fonte: Própria do autor (2023).

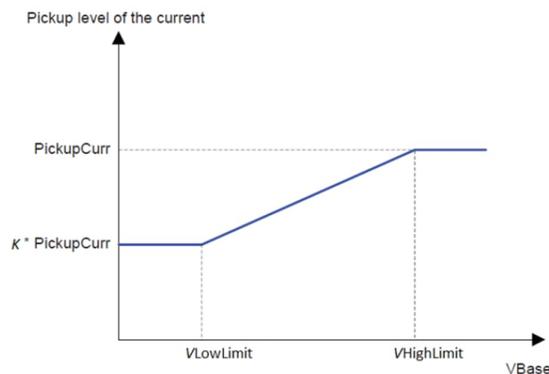
Os relés de sobrecorrente devem atuar para todos os curtos-circuitos que ocorrem no sistema de interesse, garantindo a proteção adequada. No entanto, é importante evitar que os relés atuem para correntes de carga normais do equipamento protegido, para garantir a seletividade do sistema. Em certos casos, não é possível alcançar essa seletividade apenas com o uso de relés de sobrecorrente convencionais. Nessas situações, a utilização da função de sobrecorrente dependente de tensão (51V) ou da função de distância (21) é necessária.

O princípio de atuação da função 51V é o seguinte: quando a tensão fica abaixo de um determinado valor, o pick-up do relé é ajustado para um valor específico. À medida que a tensão muda, o pick-up do relé é alterado para se adequar. Essa dinâmica de ajuste pode ocorrer de duas maneiras, como descrito abaixo (ABB, 2010):

- Sobrecorrente com Restrição de Tensão: Nesse caso, o pick-up da função de sobrecorrente varia seguindo uma função rampa, conforme mostrado na Figura 3. À medida que a tensão medida aumenta, o valor do

pick-up aumenta linearmente, seguindo o comportamento definido pelos parâmetros  $k$ , limite inferior de tensão e limite superior de tensão. A forma de apresentação dessa função pode variar entre os fabricantes de IEDs. Por exemplo, no RET 670 da ABB, o valor do limite inferior de tensão é fixo em 0,25 pu, enquanto o valor do limite superior de tensão pode ser ajustado (ABB, 2010). No 7SJ82 da Siemens, por outro lado, os valores do limite inferior e do limite superior de tensão são fixos em 0,25 pu e 1 pu, respectivamente (SIEMENS, 2019). Para abranger diferentes IEDs, o programa desenvolvido permite que os valores do limite inferior e do limite superior de tensão sejam ajustados.

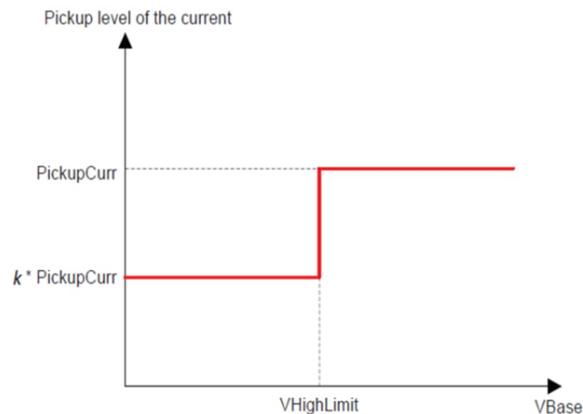
Figura 3 - Comportamento do elemento de sobrecorrente com restrição de tensão.



Fonte: (ABB, 2010) Adaptada.

- Sobrecorrente controlado por tensão: Sobrecorrente controlado por tensão: O pick-up desta função varia de acordo com uma função degrau, como apresentado na Figura 4. Ou seja, a partir de certo valor de tensão há uma mudança no pick-up da função de sobrecorrente.

Figura 4 - Comportamento do elemento de sobrecorrente controlado por tensão.



Fonte: (ABB, 2010) Adaptada.

## 2.2 PROTEÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Os relés de sobrecorrente são utilizados em diversos tipos de equipamentos, como bancos de capacitores, linhas de transmissão, transformadores de potência, transformadores de aterramento, geradores, entre outros. Nos exemplos abordados neste trabalho, são analisadas as proteções de linhas de transmissão e transformadores.

Independentemente do equipamento protegido, os sistemas de proteção devem atender aos seguintes requisitos (SILVA, 2014):

- **Confiabilidade:** O dispositivo de proteção deve desempenhar sua função sempre que necessário, conforme especificado em seus ajustes, e não deve atuar indevidamente. Isso garante a integridade do SEP e evita danos aos equipamentos e às pessoas.
- **Rapidez:** O dispositivo de proteção deve atuar de forma rápida para eliminar o distúrbio e evitar oscilações instáveis de potência. Os equipamentos são especificados para suportarem valores específicos de corrente de curto-circuito por determinado tempo. Por isso, é fundamental que a proteção atue antes desse limiar para evitar danos aos equipamentos.
- **Seletividade:** O dispositivo de proteção deve isolar a menor parte possível do sistema elétrico para eliminar o distúrbio. Em casos em que há sobreposição de zonas de atuação, é importante garantir que a

coordenação entre os sistemas de proteção seja realizada adequadamente.

- Economia: O dispositivo de proteção não deve ser excessivamente caro, mas deve atender às exigências do sistema em que está conectado.
- Simplicidade: O dispositivo de proteção deve evitar uma complexidade excessiva de lógicas e elementos flexíveis, reduzindo a possibilidade de erros.

A seletividade entre os relés é garantida estabelecendo-se um tempo mínimo de intervalo entre a atuação dos relés que identificam um curto-circuito. Quando zonas de proteção são sobrepostas, o relé mais distante da falta deve atuar após o relé mais próximo da falta. Essa diferença, conhecida como intervalo de coordenação, deve ser o suficiente para garantir a identificação da falta pelo dispositivo de proteção a jusante e abertura do seu disjuntor.

É comum adotar uma diferença de atuação de 0,3 segundos entre os relés a montante e a jusante, para sistemas com proteção digital (KINDERMANN, 2005). Esse valor é considerado aceitável para garantir a coordenação entre os relés no escopo deste trabalho.

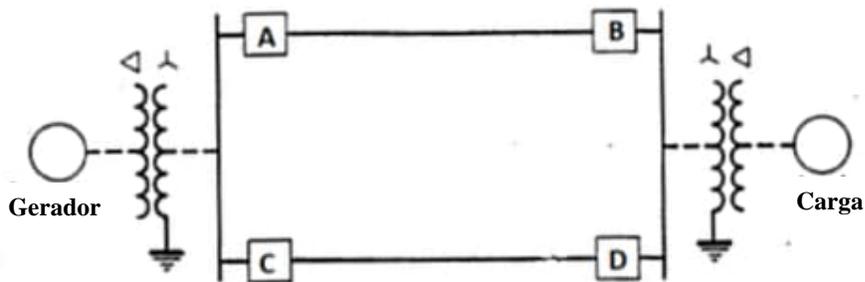
### **2.2.1 Proteção de Linhas de Transmissão**

Na proteção de linhas de transmissão, há várias funções de proteção envolvidas, incluindo proteção de distância, proteção diferencial, SOTF (*Switch onto Fault*), proteção de sobrecorrente direcional e proteção de sobrecorrente de emergência. Problemas de coordenação com os elementos de distância e diferencial geralmente não são tão relevantes devido à existência de esquemas de teleproteção que garantem sua atuação no tempo desejado e ao fato de que os relés diferenciais atuam apenas para curtos-circuitos internos à linha. Por isso, e por permanecerem sendo utilizados em todas as linhas de transmissão – independentemente do nível de tensão –, o foco principal deste trabalho ser a coordenação dos elementos de sobrecorrente.

Como ilustrado na Figura 5, é comum encontrar IEDs nas duas extremidades das linhas de transmissão, e os elementos de sobrecorrente direcional devem identificar falhas somente no sentido da linha de transmissão. Isso significa que os

relés devem atuar apenas para curtos-circuitos que ocorrem na direção do fluxo de energia ao longo da linha.

Figura 5 - Esquema padrão de proteção para linhas de transmissão paralelas.

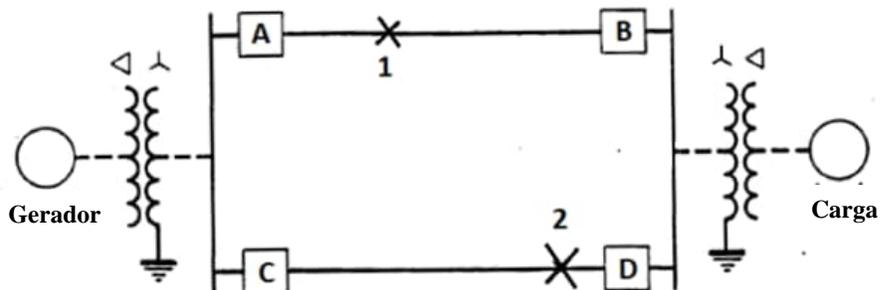


Fonte: (Mason, 1956) Adaptada.

Essa direcionalidade, imposta pela função 67, facilita a coordenação dos relés, entretanto continua possuindo certa complexidade.

Para compreender a razão, utiliza-se o exemplo apresentado na Figura 6, na qual tem-se a representação de dois curtos (1 e 2). Para cada uma das faltas qual seria a ordem de atuação necessária para os relés, assumindo que não há contribuição da carga?

Figura 6 - Curtos-circuitos representados para o sistema da Figura 5.



Fonte: (Mason, 1956) Adaptada.

Para o curto-circuito 1:

- Os IEDs A e B são os relés a jusante, localizados na linha atingida pelo curto-circuito.
- Os IEDs C e D são os relés a montante, localizados na linha paralela à linha em curto.

Nesse caso, a ordem de atuação seria:

1. Os IEDs A e B atuam primeiro, pois são os mais próximos ao curto-circuito 1.
2. Caso o relé B venha a falhar, o relé C atua como *backup*.

Para o curto-circuito 2:

- Os IEDs C e D são os relés a jusante, localizados na linha atingida pelo curto-circuito.
- Os IEDs A e B são os relés a montante, localizados na linha paralela à linha em curto.

Nesse caso, a ordem de atuação seria a seguinte:

1. Os IEDs C e D atuam primeiro, pois são os mais próximos ao curto-circuito 2.
2. Caso o relé D venha a falhar, o relé A atua como *backup*.

É exatamente essa inversão na ordem de atuação dos relés que torna a coordenação desafiadora e complexa. A coordenação satisfatória dos relés de sobrecorrente em sistemas de proteção de linhas de transmissão requer uma análise cuidadosa das condições de operação, das localizações dos relés e das direções do fluxo de energia.

## 2.2.2 Proteção de Transformadores

Os transformadores são componentes essenciais do sistema elétrico e, embora apresentem baixos índices de falhas, quando ocorrem, podem resultar em desligamentos e manutenções corretivas demoradas (KINDERMANN, 2006). Devido à sua importância, é necessário aplicar uma variedade de proteções para garantir a segurança e a integridade desses equipamentos.

Existem diferentes tipos de proteções aplicadas em transformadores de potência. Algumas dessas proteções são intrínsecas, ou seja, não dependem da atuação do relé numérico, enquanto outras fazem uso desses dispositivos. As proteções mais comuns em um transformador, de acordo com Kindermann (2006), são as seguintes:

- Proteção diferencial (87);
- Proteção de terra restrita (REF);

- Proteção de gás (63);
- Válvula de alívio de pressão (20);
- Proteção térmica (26, 49);
- Proteção de baixo nível de óleo (71);
- Proteção de sobrecorrente (50/51).

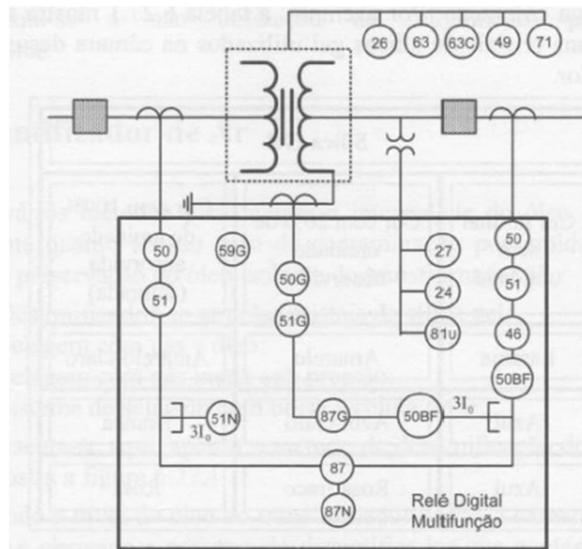
Além dessas proteções, é comum encontrar a proteção de sobrecorrente de neutro (50N/51N ou 50G/51G), que monitora as correntes de neutro do transformador, e, em situações em que a coordenação é mais complexa, é utilizado um elemento direcional (67). Esses elementos adicionais auxiliam na detecção e isolamento eficaz das faltas no transformador.

A proteção diferencial desempenha um papel fundamental na detecção e atuação instantânea para curtos-circuitos internos à região protegida do transformador. No entanto, como medida de segurança adicional, também podem ser utilizados elementos de sobrecorrente instantâneos como backup para eliminar faltas internas.

Para a identificação de curtos-circuitos externos ao transformador, são empregadas proteções de sobrecorrente de tempo inverso (51). Essas proteções garantem uma coordenação eficiente com as proteções instaladas a jusante, permitindo uma atuação sequencial adequada e evitando desligamentos desnecessários.

A Figura 7 ilustra as funções de proteção mais comumente utilizadas em um transformador.

Figura 7 - Representação das funções de proteção típicas de um transformador.



Fonte: (KINDERMANN, 2006).

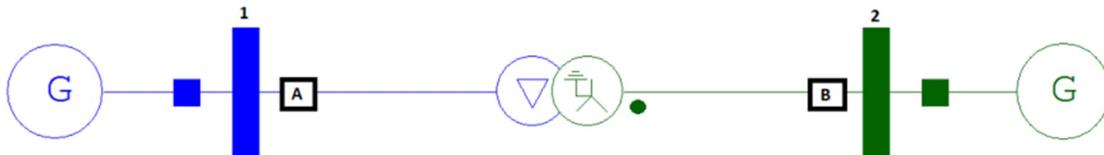
É importante destacar que, na maioria dos casos, as proteções de transformadores não incluem um elemento direcional, o que pode levar a desafios adicionais de coordenação. Se considerarmos o exemplo anteriormente apresentado para linhas de transmissão, mas aplicado a transformadores em paralelo, a complexidade do problema aumenta, mesmo quando há a presença de um elemento direcional. Sem esse elemento direcional, a coordenação se torna ainda mais desafiadora.

Além disso, mesmo com a utilização de proteções de sobrecorrente de tempo inverso (51) que garantem uma coordenação satisfatória com os elementos a jusante, podem surgir dificuldades de coordenação entre os relés de alta e baixa tensão do transformador.

Para ilustrar a complexidade desse desafio, a Figura 8 apresenta dois equivalentes de Thévenin, indicando a geração de energia em ambos os lados do transformador. Em caso de um curto-circuito trifásico na barra 1, a proteção de fase do relé A deve atuar antes da proteção de fase do relé B. Por outro lado, se o curto-circuito trifásico ocorrer na barra 2, a proteção de fase do relé B deve atuar antes da proteção de fase do relé A. Essa situação revela a magnitude do problema enfrentado, que é ainda maior do que o encontrado em linhas de transmissão, uma vez que a função 67 está ausente na maioria dos transformadores. Como resultado,

os relés que protegem o mesmo elemento devem seguir ordens de atuação diferentes, dependendo da localização do curto-circuito.

Figura 8 - Representação de um sistema interligado por um transformador com geração em ambos os terminais.



Fonte: Própria do autor (2023).

É importante destacar que em alguns casos os disjuntores de alta e baixa tensão são abertos a partir de um único sinal de *trip*, independentemente do terminal do transformador que gerou esse sinal. Nesses casos, não há uma preocupação significativa com a coordenação dos elementos de sobrecorrente entre os terminais, sendo aceitável, pelas empresas de engenharia, que esses elementos atuem simultaneamente ou com intervalos reduzidos de tempo (por exemplo, 150 ms).

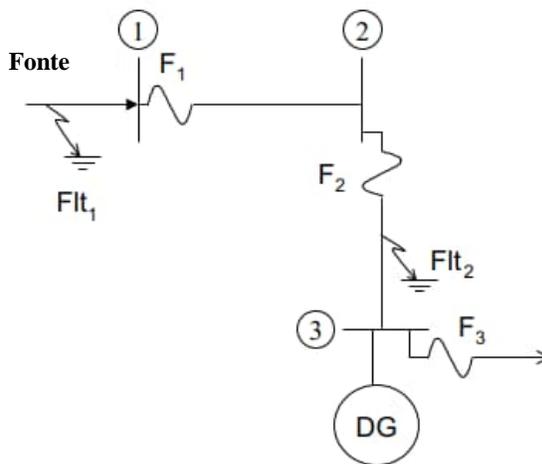
### 2.3 PROTEÇÃO ADAPTATIVA

Os sistemas elétricos são suscetíveis a falhas e contingências, o que significa que sua configuração pode variar e não ser sempre íntegra. No entanto, os sistemas de proteção são projetados com ajustes que não dependem da configuração específica do sistema e devem cumprir os requisitos de proteção independentemente disso. No entanto, essa tarefa pode ser complexa em muitos casos, especialmente quando se considera a presença de elementos paralelos no sistema.

Um exemplo dessa complexidade pode ser observado na integração em massa de geração distribuída (GD) no sistema elétrico, como mencionado em (BRAHMA, 2004). Em sistemas altamente interconectados e com geração variável ao longo do dia, é desafiador ajustar o sistema de proteção de forma a garantir a confiabilidade em todas as possíveis variações de rearranjo entre geração e carga. A presença de GD pode alterar as características do sistema, transformando redes anteriormente radiais em redes em anel, com fluxos de energia em diferentes direções.

No exemplo apresentado na Figura 9, os fusíveis F1 e F2 foram coordenados para o curto-circuito  $Flt_2$  sem considerar a presença da GD. No entanto, com a penetração de fontes renováveis, a corrente circulante devido à contribuição da GD pode levar a uma atuação inadequada e descoordenada dos fusíveis para o curto-circuito  $Flt_1$ . Isso ocorre porque a presença da GD introduz correntes que não foram inicialmente consideradas na coordenação dos fusíveis.

Figura 9 - Problema de coordenação em um sistema com dois fusíveis.



Fonte: (BRAHMA, 2004)

Apesar de expor uma falha na coordenação para um sistema composto por fusíveis, o problema pode ser percebido também em sistemas com relés numéricos, aumentando sua complexidade. Conforme mencionado em (PEREIRA, 2022), dois dos principais problemas enfrentados pela proteção devido à entrada de fontes baseadas em inversores (IBR - Inverter-Based Resources) são os efeitos de "cegamento" da proteção e de atuação precoce. O efeito de cegamento ocorre quando, devido ao paralelismo entre a rede e as IBRs, a proteção não é sensibilizada por uma corrente de defeito. Já a atuação precoce ocorre quando a proteção atua antes do esperado devido a uma corrente adicional proveniente da IBR.

Por esses motivos, é importante que a proteção do sistema elétrico passe a ser adaptativa, ajustando os valores de *pick-up*, *time dial* e tempos de atuação das proteções de sobrecorrente envolvidas a depender da configuração do sistema.

Além das funções de sobrecorrente, proteções de distância também podem ser impactadas e requerem análises adequadas.

Uma solução proposta por Brahma (2004) é a implementação de proteção adaptativa baseada na criação de zonas de proteção para um determinado sistema. Para cada zona, todos os curtos-circuitos e fluxos de carga são analisados para a configuração real do sistema, e o relé decide sua atuação com base no nível de corrente passante. O programa aqui proposto tem como objetivo oferecer a possibilidade para essa adaptabilidade das proteções de sobrecorrente presentes no sistema elétrico, permitindo que o processo de ajustes das funções torne-se mais rápida.

## 2.4 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

A otimização busca encontrar os valores de máximos ou mínimos globais de uma determinada função, modificando as variáveis enquanto satisfaz as restrições impostas ao sistema (MARTÍNEZ; SANTOS, 1998). Devido à natureza ampla desse objetivo, os conceitos de otimização são aplicados em várias áreas do conhecimento.

Uma representação matemática dos problemas encontrados em diferentes áreas resulta em uma variedade de métodos de otimização, pois não há garantia de que um único método funcione bem para todos os problemas. Uma das dificuldades é a convergência prematura, em que um máximo (ou mínimo) local é confundido com o máximo (ou mínimo) global da função. Nesses casos, o algoritmo pode erroneamente considerar ter encontrado a solução ideal, enquanto uma solução melhor ainda existe.

No código desenvolvido, foram selecionados dois métodos de otimização para serem executados em sequência: (I) método de otimização evolucionária e (II) método do gradiente reduzido generalizado não linear. Nos testes realizados, o algoritmo proposto demonstrou um desempenho satisfatório na busca por mínimos globais ao combinar os dois métodos.

Para implementar a otimização, foi utilizada a suplementação do Solver no Excel.

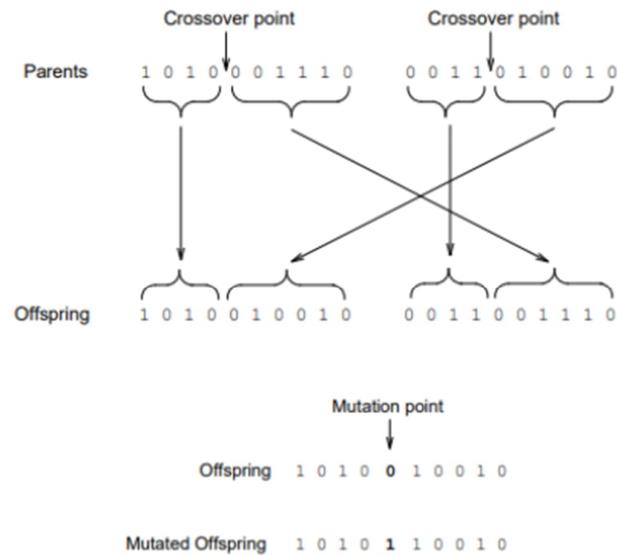
### 2.4.1 Método Evolucionário

Os algoritmos evolucionários são modelos computacionais que simulam o processo de evolução das espécies. Esses algoritmos são heurísticos, o que significa que não há garantia de qualidade na solução encontrada, mas eles tendem a convergir para a solução ótima ou uma solução muito próxima a ela.

De acordo com Linden (2012), um algoritmo evolucionário começa com o estabelecimento de uma população inicial de soluções possíveis e variações são aplicadas sobre elas na busca por melhores resultados. Essas soluções iniciais passam por processos chamados de cruzamento e mutação. No processo de cruzamento, as melhores soluções da população atual são recombinadas para gerar soluções potencialmente mais satisfatórias. A mutação é aplicada à população para evitar que o algoritmo fique preso em uma solução subótima.

Portanto, os algoritmos evolucionários têm características probabilísticas. Como resultado, em algumas execuções, o caminho seguido na busca pela solução pode ser diferente. A Figura 10 ilustra o processo executado por um algoritmo evolucionário. Uma população inicial passa pelo processo de cruzamento, gerando uma prole. Essa prole é então submetida a um processo de mutação para aumentar a diversidade e ampliar o espaço de busca do algoritmo. O número de indivíduos na população inicial e a taxa de mutação podem variar de acordo com as necessidades e complexidade do problema.

Figura 10 - Processo de combinação e mutação da população de soluções iniciais utilizado pelo método evolutivo.



Fonte: (BEASLEY et al, 1993) Adaptada.

## 2.4.2 Método do Gradiente Reduzido Generalizado Não Linear

O método do gradiente reduzido generalizado (GRG) não linear é utilizado para encontrar o valor mínimo ou máximo de uma função utilizando conceitos matemáticos. Esse método utiliza o cálculo do gradiente da função para determinar a direção que leva ao valor extremo da função.

De acordo com Martinez e Santos (1998), o GRG não linear busca a solução ótima enquanto mantém a factibilidade dos iterandos. Esse método é usado para resolver problemas com função objetivo e restrições não lineares. A ideia principal é que um conjunto de restrições de igualdade não lineares pode ser expresso como um sistema de equações no qual algumas variáveis podem ser definidas em termos de outras.

Segundo Lasdon (1974), um problema não linear resolvido pelo método GRG deve ser formulado da seguinte maneira:

- a. Minimize  $f(X)$ ;
- b. Sujeito a:  $g_i(x)=0, i=1, \dots, m$ ;
- c.  $l_i \leq X_i \leq u_i, i=1, \dots, n$ ;

Onde  $X$  é um vetor de dimensão  $n$  e  $u_i, l_i$  são, respectivamente, os limites superior e inferior. O método GRG utiliza as igualdades apresentadas em (b.) para expressar  $m$  das variáveis, chamadas de variáveis básicas, em termos das  $n-m$  variáveis “não básicas”.

O algoritmo a seguir descreve o método do GRG (SACOMAN, 2012):

- (1) Encontrar uma solução viável inicial  $x^0$ ;
- (2) Calcular o jacobiano no ponto  $x^k$  e separar as variáveis em  $x_B^k \in \mathbf{R}^m$  e  $x_N^k \in \mathbf{R}^{n-m}$ , de acordo com as hipóteses de não-degenerescência;
- (3) Calcular a direção do deslocamento das variáveis não-básicas utilizando: multiplicadores de Lagrange, gradiente reduzido e gradiente reduzido projetado. Se o gradiente reduzido projetado for zero, deve-se parar a execução do código, caso contrário, ele fornecerá a direção do deslocamento das variáveis não-básicas;
- (4) Considerar a condição  $g'.d = 0$  (sendo  $d$  a direção de deslocamento) e calcular a direção do deslocamento das variáveis básicas;
- (5) Melhorar a solução da seguinte forma: encontrar um valor positivo de  $a$  que minimize  $f(x + a.d)$ ; deslocar as variáveis de acordo com as direções calculadas, obtendo um conjunto de variáveis que geralmente não é viável; resolver um sistema de  $m$  equações não-lineares com  $m$  incógnitas para modificar as variáveis básicas, aplicando um método de pseudo-Newton. Retornar ao passo 2.

### 3 LEVANTAMENTO AUTOMÁTICO DOS CURTOS-CIRCUITOS

A graduação das funções de proteção em um sistema elétrico requer o estudo de diversas situações, incluindo a análise de curtos-circuitos. No entanto, devido à complexidade do sistema interligado e às múltiplas possibilidades de conexões para o escoamento de energia, levantar todos os níveis de curtos-circuitos possíveis para uma subestação ou equipamento específico pode ser uma tarefa desafiadora.

Uma função de sobrecorrente de tempo inverso, por exemplo, deve ser capaz de atuar em todos os níveis de curto-circuito presentes no equipamento estudado, levando em consideração possíveis variações nas correntes devido a resistências de curto. Para determinar os valores mínimos de curtos-circuitos em um estudo de graduação, é comum aplicar contingências N-1.

Além de serem utilizados para definir os valores de *pick-ups*, os níveis de correntes de curto-circuito também são essenciais na coordenação das funções de sobrecorrente. Portanto, é importante conhecer as correntes de curto-circuito que afetam os pares de IEDs envolvidos em um sistema elétrico.

Uma abordagem de monitoramento em tempo real, semelhante ao *Operational Tripping Scheme* (OTS) usado no Reino Unido, poderia ser aplicada para ajustar as configurações de proteção. No entanto, seria necessário um método eficiente e rápido para identificar os níveis de curtos-circuitos esperados em cada equipamento do sistema.

O OTS é um esquema que estabelece regras para ajustar as condições de carga e geração, garantindo o fornecimento de energia aos consumidores mesmo em situações de contingência N-3 (ENA, 2020). Em um sistema centralizado, uma subestação identifica condições perigosas de sobrecarga em linhas de transmissão e envia sinais de trip ou fechamento de disjuntor para os IEDs relevantes, mantendo o equilíbrio entre carga e geração sem comprometer a segurança do sistema.

Ao considerar a aplicação de um esquema semelhante no sistema elétrico brasileiro, com o objetivo de adaptar a proteção às diversas formas de escoamento, incluindo o fluxo de fontes renováveis, um algoritmo capaz de identificar os níveis de curtos-circuitos no software de faltas mais utilizado no Brasil, o ANAFAS, traria inúmeros benefícios. Com esse objetivo, foi desenvolvido o programa de levantamento de curtos-circuitos apresentado a seguir.

### 3.1 METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA LEVANTAMENTO AUTOMÁTICO DOS CURTOS-CIRCUITOS

Para realizar o levantamento das correntes de curto-circuito do sistema, o algoritmo proposto utiliza o modo *batch* do ANAFAS juntamente com um processo de tratamento de dados.

O modo *batch* do ANAFAS realiza uma simulação dos curtos-circuitos no sistema elétrico por meio de linhas de código, o que possibilita a automação do processo. A execução desse modo permite que simulações repetitivas sejam executadas de forma rápida e com menor margem de erros (CEPEL, 2022).

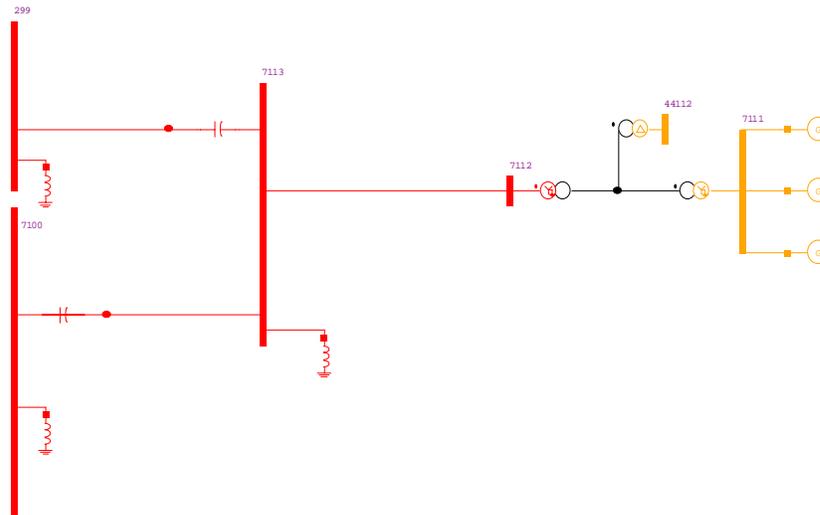
Após a execução do modo *batch*, os dados de saída dos relatórios são tratados para obter os valores de curto-circuito nas barras de interesse do sistema, bem como para monitorar as correntes e tensões nos circuitos, com base nas informações das barras "DE" e "PARA" dos circuitos de interesse.

Para realizar a graduação completa das funções de sobrecorrente, é necessário levantar os valores de máximo e mínimo para os seguintes tipos de curto-circuito:

- Curto-Circuito *Close-in*: Corrente de contribuição passante pelo TC do IED para o curto-circuito mais próximo ao TC e dentro do *range* do objeto protegido.
- Curto-Circuito na barra remota: Corrente de contribuição passante pelo TC do IED para curto-circuito fora do *range* de proteção.

Para facilitar o entendimento, os curtos-circuitos levantados pelo programa serão apresentados por meio da interface gráfica, mesmo que tenham sido realizados por meio de código. Considerando o exemplo apresentado na Figura 11, que ilustra um circuito genérico, a linha de transmissão protegida está conectada às barras 7112-7113. O programa realizará o levantamento dos curtos-circuitos considerando que o relé a ser graduado está no terminal 7112.

Figura 11 - Circuito Exemplo para Levantamento dos Curtos-Circuitos.



Fonte: Própria do autor (2023).

A Figura 12 apresenta o mesmo circuito da figura 11, mas com um curto-circuito trifásico na barra 7112 – barra a qual o relé estudado está conectado (barra local). Considerando que a função de sobrecorrente associada ao IED estudado possui discriminação de direcionalidade por tratar-se de uma proteção de linha de transmissão, ele não “enxergaria” o curto-circuito apresentado, pois este encontra-se “atrás” do relé. No entanto, caso o curto-circuito fosse em uma localização elétrica diferente, após o TC de linha, o relé deveria atuar para a corrente passante por ele. Essa corrente é dada por:

$$I_{close-in} = I_{curto-circuito} - I_{contribuição\ LT}, \quad (4)$$

onde:

$I_{close-in}$  – Corrente de curto-circuito *close-in*;

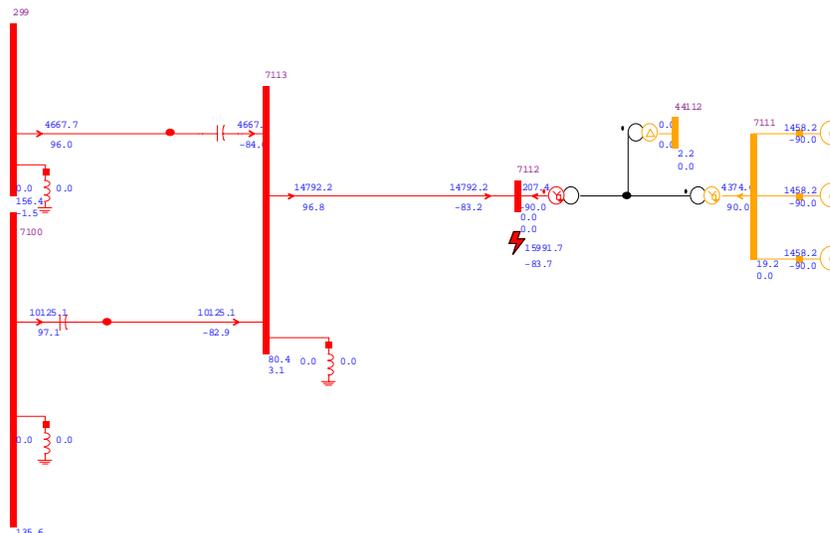
$I_{curto-circuito}$  – Corrente de curto-circuito no barramento;

$I_{contribuição\ LT}$  – Corrente de contribuição para o curto-circuito no barramento vindo da linha de transmissão.

No exemplo mencionado, o valor da corrente de curto-circuito *close-in* é de 1207,40 A. Para obter os valores máximos e mínimos de corrente passante pelo relé nesse tipo de curto-circuito, é necessário avaliar o curto-circuito após a aplicação de contingências no sistema elétrico. Essas contingências são realizadas por meio do modo batch do ANAFAS, que permite a execução de simulações repetitivas de forma automatizada.

A definição do grau de vizinhança para aplicação das contingências é determinada pelo usuário. No grau de vizinhança informado, serão aplicadas contingências em todos os circuitos, considerando o critério de N-1.

Figura 12 - Circuito da Figura 11 com Curto-Circuito na Barra Local.

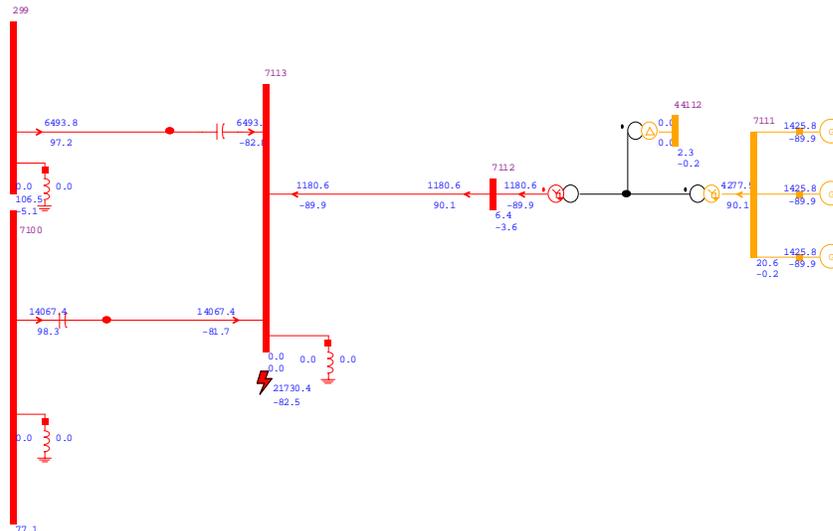


Fonte: Própria do autor (2023).

A Figura 13 apresenta o circuito da figura 11, mas com um curto-circuito trifásico no terminal remoto da linha de transmissão (barra 7113). No caso do relé conectado ao terminal 7112, a corrente lida para o curto-circuito mencionado é de 1180,60 A. Nesse cenário, o IED deve ser sensibilizado para esse curto-circuito, pois está na direção do equipamento protegido. No entanto, como esse curto-circuito não é interno, não deve haver atuação de proteções instantâneas. Por esse motivo, é importante o levantamento de todos os curtos-circuitos na realização de um estudo graduação da proteção, para garantir que a seletividade do sistema seja mantida em qualquer condição do sistema.

Da mesma forma que para o curto-circuito close-in, contingências são aplicadas no sistema para identificar os valores máximos e mínimos de corrente que passam pelo relé.

Figura 13 - Circuito da Figura 11 com Curto-Circuito na Barra Remota.



Fonte: Própria do autor (2023).

Após a filtragem dos valores máximos e mínimos de corrente, é realizado o levantamento dos pontos de teste no sistema. Os pontos de teste são os pares de correntes associadas a pares de relés principais e de *backup* durante a coordenação do sistema.

Esses pontos de teste são obtidos por meio da aplicação de curtos-circuitos nas barras remotas e remotíssimas do sistema. A coordenação bem-sucedida nessas barras geralmente garante a coordenação global do sistema. No entanto, pode-se selecionar as barras desejadas para realização dos testes. Essa funcionalidade é especialmente útil para a coordenação da proteção em subestações coletoras, que envolvem várias barras desde as barras de baixa tensão dos aerogeradores, por exemplo, até as barras das subestações vizinhas.

Os pontos de teste são determinados levando em consideração os relés que estão sendo graduados. Para cada curto-circuito aplicado no ANAFAS, o algoritmo busca as contribuições de corrente que passam pelos relés de interesse, bem como a localização desses relés em relação a outros equipamentos do sistema. Tomando como exemplo o curto-circuito mostrado na Figura 13, o programa calculará quatro curtos-circuitos diferentes para a definição dos pontos de teste:

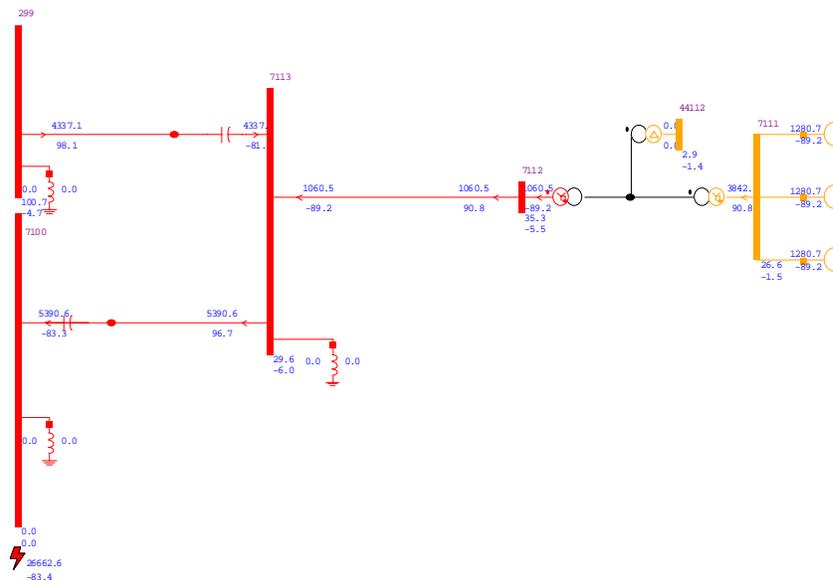
- Curto-circuito *close-in* na linha 7113-7100: Neste curto-circuito o relé da linha 7113-7100 é o relé principal e o relé da linha 7112-7113 (terminal 7112) é o *backup*.

- Curto-circuito *close-in* na linha 7113-299: Neste curto-circuito o relé da linha 7113-299 é o relé principal e o relé da linha 7112-7113 (terminal 7112) é o *backup*.
- Curto-circuito *close-in* no reator da barra 7113: Neste curto-circuito o relé do reator é o relé principal e o relé da linha 7112-7113 (terminal 7112) é o *backup*.
- Curto-circuito *close-in* na linha 7112-7113: Neste curto-circuito o relé da linha 7112-7113 (terminal 7113) é o relé principal e os relés das linhas 7113-299, 7113-7100 e do reator serão *backups*.

Para todos os curtos-circuitos acima, o relé da linha 7112-7113 é o principal em relação ao IED do transformador conectado à barra 7112.

A Figura 14 apresenta outro curto-circuito que é levantado pelo programa para todas as barras remotíssimas para inclusão nos pontos de testes.

Figura 14 - Circuito da Figura 11 com Curto-Circuito na Barra Remotíssima (7100).



Fonte: Própria do autor (2023).

Para o curto-circuito da figura 14, o relé da linha 7113-7100 (terminal 7113) é o relé principal para o relé da linha 7112-7113 (terminal 7112) e o relé da linha 7112-7113 é o principal em relação ao relé do transformador conectado à barra 7112.

Além dos curtos-circuitos expostos nas figuras, devem ser rodados outros curtos-circuitos nas barras 299 e 7111 para completa garantia de coordenação do sistema.

É fundamental ressaltar que os pontos de teste devem sempre incluir o relé que está sendo graduado. No caso do curto-circuito apresentado na Figura 14, não são considerados os pontos de teste que envolvem a linha 7113-7100 e 7113-299, uma vez que o relé de interesse não está presente nesses pontos. Incluir esses pontos de teste não contribuiria para uma melhor resposta do algoritmo de otimização utilizado posteriormente. Portanto, é necessário focar nos pontos de teste que envolvem diretamente o relé a ser graduado, a fim de obter resultados relevantes e precisos durante o processo de graduação da proteção.

#### 4 COORDENAÇÃO DOS RELÉS DE SOBRECORRENTE ATRAVÉS DA MINIMIZAÇÃO DOS TEMPOS DOS RELÉS A JUSANTE

Ao desenvolver um método de coordenação automática, é necessário considerar alguns cuidados importantes. O tipo de método a ser implementado pode variar de acordo com o tipo de sistema elétrico. Por exemplo, em sistemas radiais, o foco da coordenação é garantir que a curva do relé a montante esteja acima da curva do relé a jusante. No entanto, em sistemas em anel, os relés não possuem uma posição fixa e podem atuar alternadamente como relé principal ou de *backup*, o que torna a coordenação mais desafiadora.

Para que o programa seja capaz de garantir a coordenação em todos os tipos de sistemas, ele precisa ter acesso a informações sobre os curtos-circuitos e a ordem de atuação dos relés para essas falhas. Portanto, a integração com o algoritmo apresentado no capítulo 4 é fundamental para otimizar o processo de coordenação do sistema elétrico.

Ao fornecer os dados de entrada para o programa, é necessário incluir o valor de *pick-up* do elemento de proteção (se for em valores secundários do TC, é necessário fornecer a relação de transformação), a saturação do relé em questão, os curtos-circuitos relevantes para o sistema e o intervalo de coordenação desejado para cada par de relés. Esses curtos-circuitos devem ser especificados juntamente com a ordem de atuação necessária para os elementos de sobrecorrente.

O cálculo do valor de *pick-up* dos elementos 51 envolvidos deve ser realizada antes da execução do programa, seguindo critérios consolidados nos estudos de proteção de sistemas. Segundo Silva (2014), a avaliação para o *pick-up* da função 51 de fase, nos relés numérico, deve obedecer a seguinte inequação:

$$(1,4 \text{ ou } 1,5) \cdot I_{\text{nominal de carga}} \leq I_{\text{ajuste do relé}} \leq \frac{I_{\text{curto mínimo no final do circuito protegido}}}{2,1} \quad (4)$$

O valor de ajuste da função 51 (ou 67) pode variar dentro de um intervalo bem definido pela inequação acima e, por isso, alguns dos algoritmos desenvolvidos, na análise da coordenação automática, permitem a utilização do *pick-up* como variável do problema. Em Bouchekara (2016), por exemplo, o método de otimização utilizado varia o *time dial* e o *pick-up* da curva para obtenção de resultados satisfatórios. No entanto, segundo Kindermann (2005), deve-se escolher o ajuste mais próximo

possível do limite inferior da inequação 4, por esse motivo, como premissa, o método proposto não considera a corrente de ajuste como variável do problema de otimização.

Como apresentado anteriormente, os parâmetros capazes de alterar o tempo de atuação da proteção, excetuando a corrente de ajuste, são o múltiplo da curva e a curva IEC escolhida (Normal Inversa, Muito Inversa ou Extremamente Inversa) ou, em casos de coordenação com elementos de tempo definido, o atraso desses elementos. Essas são as variáveis do problema de otimização no algoritmo desenvolvido.

#### 4.1 METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA COORDENAÇÃO AUTOMÁTICA

Para a aplicação do método proposto, é necessário que seja realizada a determinação da função que melhor descreve o problema de coordenação das funções de sobrecorrente. A modelagem matemática proposta para esse problema é apresentada na Equação 5:

$$\text{Min} \quad FO = \sum_{i=1}^N T_i, \quad (5)$$

sujeita a:

$$TD_{\min} \leq TD \leq TD_{\max};$$

$$T_{\text{backup}} - T_{\text{principal}} = \Delta t;$$

onde:

FO – Função objetivo;

N – Número de relés principais;

$T_i$  – Tempo de atuação do relé principal  $i$ ;

TD – *Time Dial*;

$\Delta t$  – Intervalo de coordenação.

Há, além destas restrições numéricas, a restrição quanto à curva utilizada. Como já mencionado, são utilizadas as curvas mais difundidas em território nacional (IEC Normal Inversa, IEC Muito Inversa e IEC Extremamente Inversa).

A partir da Equação 5 é possível compreender que o principal objetivo do problema é a redução do tempo de atuação dos relés a jusante para todos os pontos

de falta avaliados no sistema. Dessa forma, busca-se uma rapidez na atuação da proteção para que sejam evitados danos significativos aos equipamentos protegidos.

Após a definição da função objetivo, os métodos de otimização selecionados, apresentados na **seção 2.4**, podem ser aplicados. Para o programa aqui desenvolvido, o método de otimização é implementado por meio do solver utilizado é implementado através da extensão *Solver* do Excel. A extensão *Solver* é chamada com o auxílio da seguinte função em VBA:

***SolverOk SetCell:= SetCell, MaxMinVal, ValueOf, ByChange, Engine, EngineDesc***

Para essa função devem ser declaradas as seguintes variáveis: *SetCell*; *MaxMinVal*; *ValueOf*; *ByChange*; *Engine*; *EngineDesc*. Em *SetCell* é indicada a célula com o resultado da função objetivo e em *MaxMinVal* é definido se a função objetivo deve ser minimizada, maximizada ou deve convergir para algum valor específico, o qual corresponde a *ValueOf*. Em *ByChange* são definidas o intervalo de células do Excel que devem ser alterados para alteração da função objetivo. Em *Engine* e *EngineDesc* é declarado o método de otimização que o *Solver* utilizará no problema de otimização. Para o programa desenvolvido neste trabalho são utilizados *Engine:=3* e *EngineDesc:="Evolutionary"* para o método evolucionário e *Engine:=1*, *EngineDesc:="GRG Nonlinear"* para o método GRG não linear.

Outras características importantes do método de otimização evolucionário podem ser definidas como a taxa de mutação (*SolverOptions MutationRate:=TaxaMutacaoSolver*) e a população (*SolverOptions PopulationSize:=PopulacaoSolver*).

O *Solver* é uma extensão do Excel amplamente utilizada e já validada em diversos cenários distintos, como em SACOMAN (2012). Por esse motivo, não será apresentado neste trabalho uma validação para os métodos evolucionários e GRG não linear aplicados por meio do *Solver*.

O primeiro método de otimização aplicado é o evolucionário. Essa escolha foi feita com base nos resultados obtidos em vários testes. Nessa etapa, é possível ajustar todas as variáveis envolvidas, como *TD*, curvas e temporização dos elementos de sobrecorrente de tempo definido (50TD). O método evolucionário foi escolhido por sua facilidade em lidar com mudanças nas curvas de atuação dos relés, em comparação com métodos não heurísticos. A troca entre as curvas

Normal, Muita e Extremamente Inversa é uma mudança significativa que os métodos não heurísticos têm dificuldade em lidar, enquanto o método evolucionário apresentou facilidade nesse aspecto.

O algoritmo evolucionário permite aumentar características como a taxa de mutação e a população, dependendo da complexidade do problema de coordenação. No entanto, um aumento nessas características resulta em um maior custo computacional, embora geralmente leve a uma solução melhor.

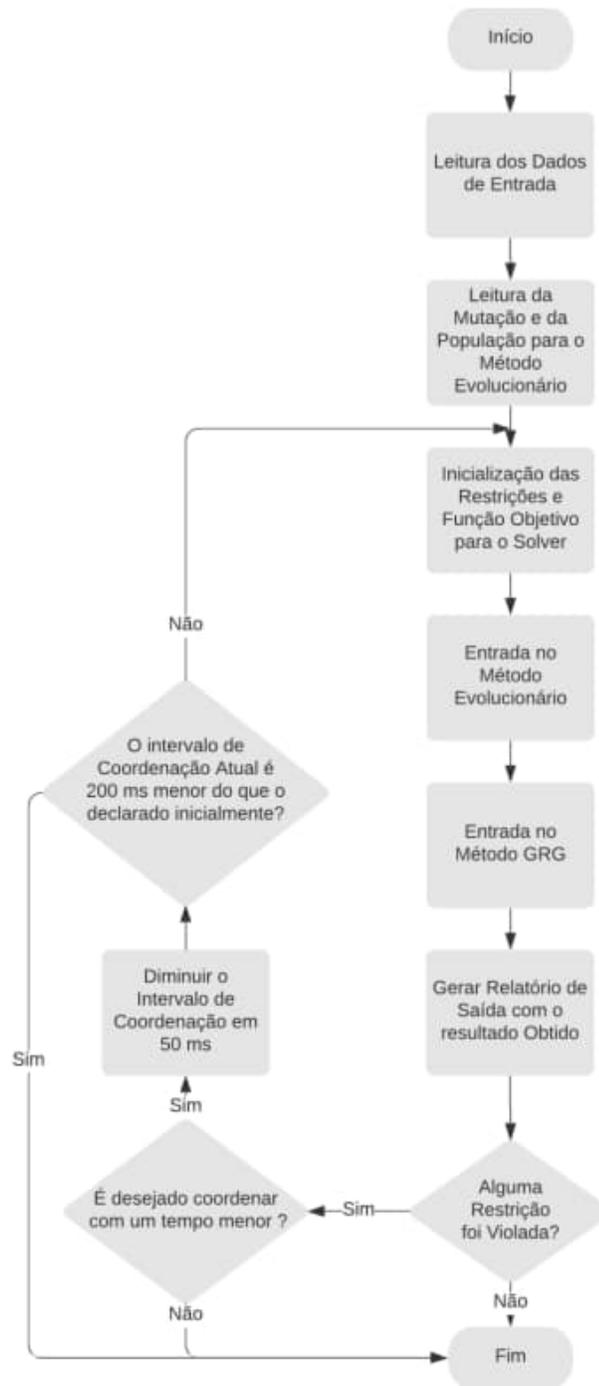
Após a execução do algoritmo genético, é iniciado o método do GRG não linear. O método evolucionário, por ser heurístico, não garante a melhor solução para o problema, mas fornece uma boa indicação das curvas a serem utilizadas por cada relé. O método do GRG reproduz a função objetivo e as restrições do método anterior, mas tem a capacidade de fazer modificações no *TD* das funções 51 e na temporização dos elementos 50TD.

Não há garantia de que todos os problemas de coordenação do sistema elétrico possam ser resolvidos dentro de um intervalo de coordenação desejado. Por esse motivo, o programa oferece a opção de reduzir o intervalo de coordenação em 50 ms e testar novamente, caso a coordenação não tenha sido alcançada com o valor inicial. Essas alterações são testadas até que a coordenação completa dos relés seja alcançada ou até que o intervalo atual de coordenação seja reduzido em 200 ms em relação ao valor inicial. Por exemplo, se o intervalo de coordenação desejado for de 400 ms e não for possível alcançar a coordenação com esse valor, o próximo intervalo testado será de 350 ms. Se ainda não houver uma resposta satisfatória, o algoritmo continuará reduzindo o intervalo de coordenação até que seja testado um tempo de 200 ms a menos do que o valor inicial. Além do intervalo de coordenação geral, o programa permite definir intervalos específicos para pontos de teste de interesse, que não são alterados durante o processo de coordenação.

Ao final do processo de coordenação, são gerados os coordenogramas, que são representações gráficas das curvas de atuação de todos os IEDs envolvidos, juntamente com um relatório de saída. Esses relatórios fornecem todas as informações sobre os pontos de teste e ajustes dos relés em todas as tentativas de coordenação realizadas pelo algoritmo.

A Figura 15 apresenta o fluxograma do programa proposto.

Figura 15 - Fluxograma Geral do Programa.



Fonte: Própria do autor (2023).

## 4.2 ABRANGÊNCIA E LIMITAÇÕES DO PROGRAMA PROPOSTO

As funções de sobrecorrente são as principais consideradas no problema de coordenação dos relés e estão presentes na proteção de todos os equipamentos do sistema elétrico de potência (SEP). Além dessas, outras funções de proteção podem ser analisadas durante a coordenação, como a função de distância, que possui tempos de atuação bem definidos dependendo da localização da falta. No contexto da coordenação, existem duas categorias de proteções: as que devem ter seus parâmetros ajustados durante a execução do algoritmo e as que devem permanecer inalteradas (condição de fronteira).

As proteções que não devem ser alteradas podem ser divididas em três grupos: funções de sobrecorrente nas quais não são permitidos ajustes nos parâmetros, como os relés de sistemas vizinhos que possuem ajustes predefinidos e não devem ser modificados para evitar a descoordenação com outras proteções; funções de sobrecorrente instantâneas, que devem atuar para curtos-circuitos internos aos equipamentos o mais rapidamente possível; e funções que não são de sobrecorrente, como a função de distância ou diferencial. Além disso, as funções de tempo inverso associadas a relés eletromecânicos são consideradas proteções fixas, pois não são ajustadas pelo algoritmo.

No conjunto de proteções que podem ter seus parâmetros ajustados pelo algoritmo, temos: função direcional (67/67N); função de sobrecorrente de tempo inverso (51/51N); função de sobrecorrente controlada por tensão (51V); função de sobrecorrente de tempo definido (50TD). Para os elementos de tempo definido, o parâmetro que é variado é o tempo ajustado na temporização e não o tipo de curva, ou *time dial*, como na função 51.

No algoritmo desenvolvido, não há uma distinção específica entre relés direcionais e não direcionais. O programa deve coordenar as funções de proteção de acordo com os pontos de teste fornecidos. Portanto, se for necessário usar um elemento direcional, é preciso que as correntes de curto-circuito sejam declaradas de acordo com a direcionalidade esperada para a função 67. No entanto, quando o programa de levantamento de curto-circuito é utilizado em conjunto com o programa de coordenação automática, é possível indicar os relés direcionais para que os pontos de teste sejam levantados corretamente.

Conforme indicado na Equação 6, o problema de otimização proposto está sujeito a certas restrições. Sem essas restrições, o algoritmo reduziria indefinidamente o tempo de atuação dos relés a jusante (por meio da diminuição dos *TDs*, no caso de elementos com curva inversa, ou da temporização do elemento, no caso de funções de tempo definido), pois a única premissa seria minimizar a função objetivo.

As restrições envolvidas no processo de coordenação incluem: o intervalo de coordenação necessário entre a atuação da proteção principal e de retaguarda, os valores permitidos para o *Time Dial* definidos pelo IED, o tempo mínimo de atuação garantido pelo fabricante e os tipos de curva disponíveis para o relé de sobrecorrente de tempo inverso.

O algoritmo desenvolvido, por trabalhar com a ferramenta computacional *Solver*, permite a declaração de 100 restrições implícitas relacionadas aos pontos de teste e 400 restrições simples, como limites inferiores e superiores e/ou restrições de valores inteiros nas variáveis de decisão.

## 5 DADOS DE ENTRADA DO PROGRAMA

O programa proposto para a coordenação automática da proteção é flexível em relação ao número de relés e de barras com curtos-circuitos a serem analisadas. Ele pode ser aplicado a problemas de coordenação que envolvem desde apenas dois ou três relés, como em uma subestação de um hospital, até sistemas com mais de cinquenta relés, como em usinas eólicas. Isso significa que o método pode ser adaptado para atender às necessidades específicas de cada sistema elétrico, independentemente do tamanho e complexidade. Ele oferece flexibilidade para ajustar as configurações e os parâmetros de acordo com os requisitos do problema de coordenação, garantindo que seja adequado para diferentes cenários.

### 5.1 DADOS DE ENTRADA DAS BARRAS E DOS CIRCUITOS MONITORADOS

Os códigos do ANAFAS permitem o monitoramento dos circuitos de interesse no sistema elétrico. É necessário declarar todos os circuitos e as barras desejadas para aplicação de curtos-circuito(s), a fim de obter os valores corretos de corrente passante no relé. Não há limite para a quantidade de circuitos que podem ser estudados no código.

Na primeira etapa, ilustrada na Figura 16, é necessário definir o nome do projeto. Essa etapa é importante para fins de organização, pois a pasta contendo as saídas do programa será criada dentro da pasta de instalação do ANAFAS.

A próxima etapa consiste em fornecer os endereços do *deck* e da tela do ANAFAS do sistema elétrico que será avaliado, como mostrado na Figura 17. Esses endereços são necessários para que o programa possa acessar e manipular os dados do sistema elétrico no ANAFAS. É importante garantir que os endereços fornecidos sejam corretos e que os arquivos estejam disponíveis no local indicado, para que o programa possa funcionar corretamente.

Figura 16 - Tela 1 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.



Fonte: Própria do autor (2023).

Figura 17 - Tela 2 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.



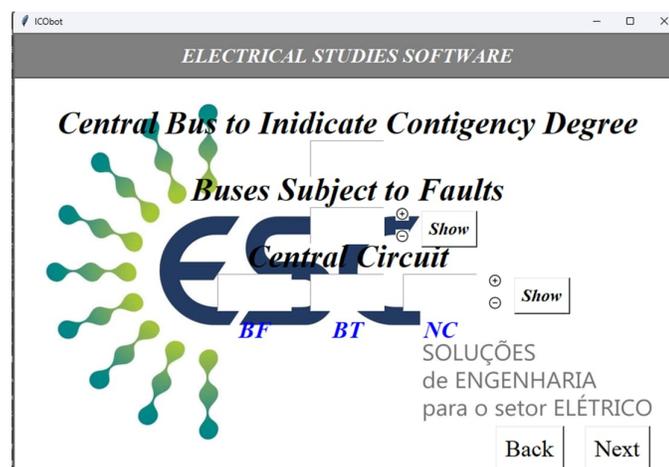
Fonte: Própria do autor (2023).

A Figura 18 apresenta a terceira tela do programa a qual solicita três entradas:

- Barra Central para Indicar o Grau de Contingência (*Central Bus to Indicate Contingency Degree*): Define a barra a partir da qual serão definidos os circuitos que entrarão em contingência para varredura de todas as possibilidades de arranjo do sistema elétrico. A funcionalidade desta entrada é melhor retratada na Figura 19.
- Barras Sujeitas à Faltas (*Buses Subject to Faults*): Devem ser declaradas todas as barras do sistema que o programa deve aplicar curto-circuito.

- Circuito Central (*Central Circuit*): Define um dos circuitos presentes na proximidade dos relés de interesse por meio da barra de (BF), barra para (BT) e número do circuito (NC) declarados no ANAFAS. Essa declaração é utilizada para levantamento de curtos-circuitos quando há linhas com impedância mútua nas proximidades. Para levantamento de curtos-circuitos monofásicos, com impedância mútua, um relatório distinto é solicitado ao ANAFAS, por meio do modo *batch*, para localização das linhas com impedâncias mútuas por meio deste circuito central.

Figura 18 - Tela 3 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.



Fonte: Própria do autor (2023).

A Figura 19 apresenta outras três entradas requeridas pelo programa:

- Índice de Contingência da Vizinhança (*Neighborhood Contingency Index*): Define o número de barras (NBACK) a serem analisadas a partir da “Barra Central” para definição das contingências.  
Por exemplo, se um valor de NBACK igual a 1 for definido, serão considerados os circuitos conectados à Barra Central e as barras diretamente vizinhas a ela (ou seja, as barras que estão conectadas à Barra Central por meio de um circuito). Se um valor de 2 for definido, além dos circuitos contingenciados para o NBACK igual a um, também serão contingenciados os circuitos conectados às barras do NBACK 1.
- Pseudônimo do Projeto (*Project Alias*): O usuário pode utilizar em caráter organizacional para as pastas criadas.

- Índice de Faltas da Vizinhança (*Neighborhood Faults Index*): Define o NBACK que será utilizado para verificação de contribuição para as faltas aplicadas nas barras sujeitas a faltas. Se um NBACK de quatro for definido neste campo, por exemplo, todos os circuitos que contribuem para a falta analisada e que estão conectados até a quarta barra de vizinhança da barra em falta terão suas correntes monitoradas. Este índice é importante para a definição dos pontos de testes.

Figura 19 - Tela 4 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.



Fonte: Própria do autor (2023).

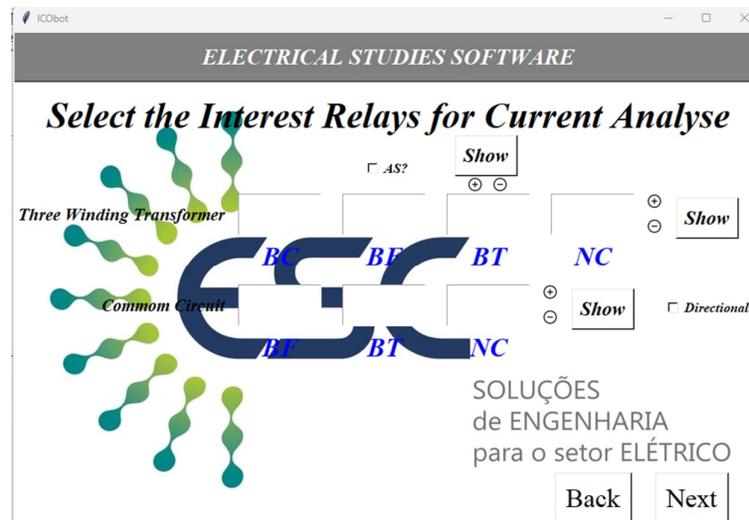
Na quinta tela do programa (Figura 20), é necessário declarar os relés de interesse para o levantamento das tabelas de correntes máximas e mínimas. É possível declarar relés acoplados a todos os componentes do sistema, incluindo transformadores de três enrolamentos, conforme exemplificado na imagem.

Para os transformadores de três enrolamentos, os seguintes dados devem ser informados: número da barra "DE", número das barras "PARA", número da barra central e número do circuito. Além disso, é possível indicar se o terceiro enrolamento do transformador é acessível para ser utilizado como serviço auxiliar ou não (indicado pelo campo de verificação "AS?").

Já para os relés acoplados aos demais componentes do sistema, esses devem ser declarados no campo *Common Circuit*, informando o número da barra "DE", o número da(s) barra(s) "PARA" e o número do circuito.

A não limitação da quantidade de relés de interesse que podem ser declarados no programa permite a análise e o levantamento de correntes máximas e mínimas em todos os pontos relevantes do sistema elétrico, gerando uma avaliação abrangente e precisa.

Figura 20 - Tela 5 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.

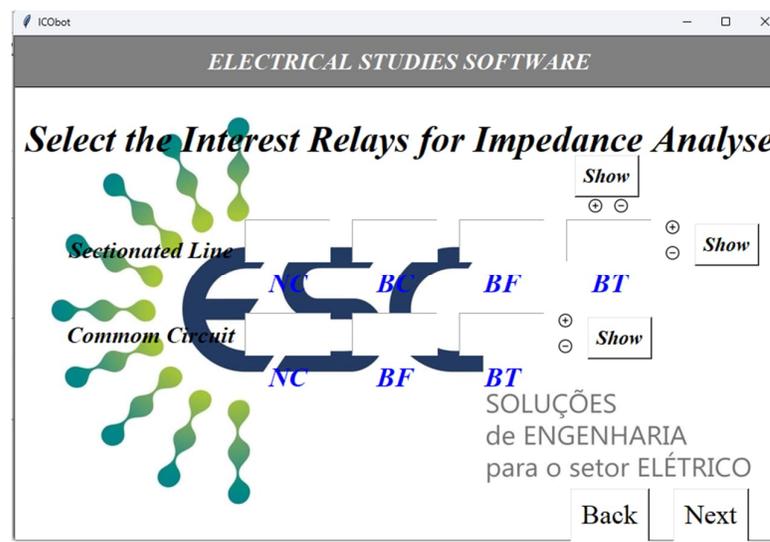


Fonte: Própria do autor (2023).

Para a graduação de proteções de distância, é fundamental obter informações precisas sobre as impedâncias da linha de transmissão, especificamente a impedância vista pelo terminal que está sendo graduado. Para tal, a tela 6 do programa oferece a opção de declarar as linhas de interesse.

É possível declarar tanto linhas com dois terminais (denominadas *Common Circuit*), quanto linhas com três terminais (denominadas *Sectionated Line*).

Figura 21 - Tela 6 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.

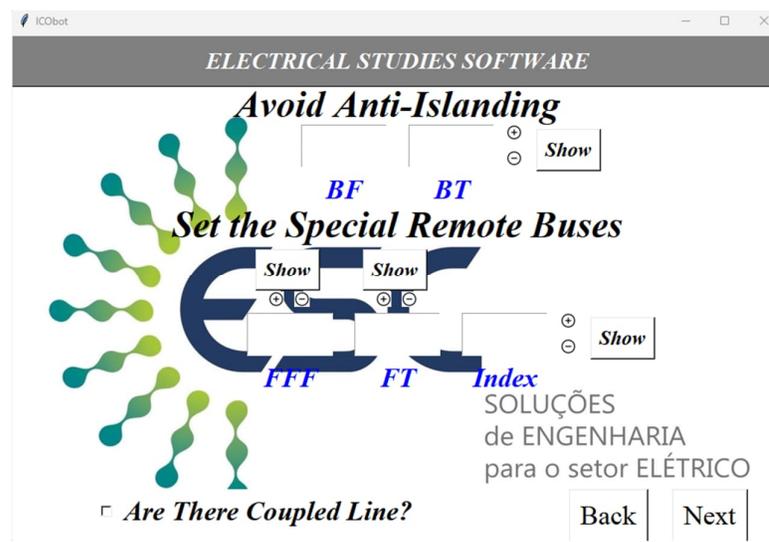


Fonte: Própria do autor (2023).

A Figura 22 destaca algumas funcionalidades específicas para aquisição das correntes em subestações coletoras.

- Evitar Anti-Ilhamento (*Avoid Anti-Islanding*): Este campo permite a declaração de um ou mais circuitos vitais para o levantamento dos curtos-circuitos. Isto é, aqueles que são considerados essenciais e não poderão sofrer contingência durante o processo de análise. Em situações onde subestações coletoras conectam-se a outras subestações por meio de uma única linha de transmissão, caso haja desconexão da linha, a subestação deve ser desenergizada. Portanto, nesse caso, a linha é um circuito vital do sistema.
- Ajuste das Barras Remotas Especiais (*Set the Special Remote Buses*): Além das barras remotas naturais dos circuitos, é possível definir outras barras remotas para o levantamento dos curtos-circuitos. Essa funcionalidade é útil especialmente na graduação de alimentadores de subestações coletoras, onde os alimentadores estão conectados a mais de um gerador.
- Existem Linhas com Acoplamento? (*Are There Coupled Line?*): Este campo deve ser marcado se algum dos circuitos protegidos possuir impedância mútua com algum outro circuito.

Figura 22 - Tela 7 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.



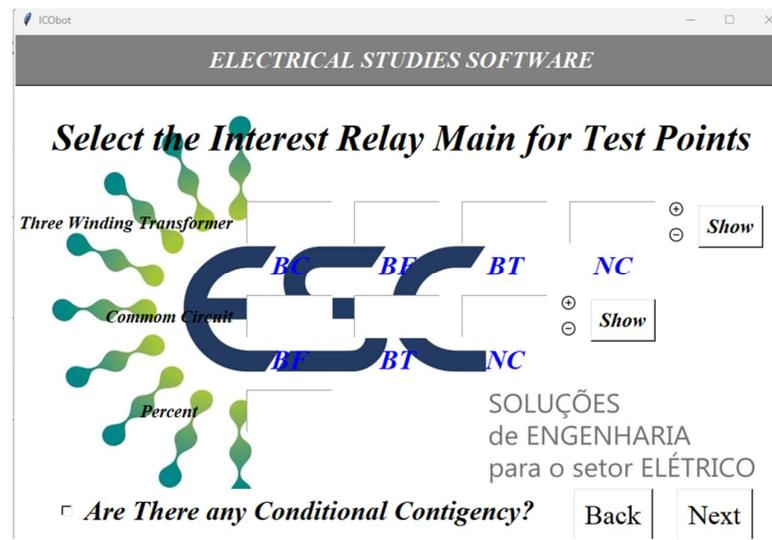
Fonte: Própria do autor (2023).

A tela 8 possui a mesma estruturação da tela 5, na qual podem ser declarados transformadores de três enrolamentos ou circuitos comuns. Porém nesta, são indicados os relés de interesse para definição dos pontos de teste.

Usualmente os pontos de testes têm valores de correntes muito próximos entre si, pois nem todas as contingências investigadas apresentam variação relevante no nível de curto-circuito. Por isso, além da declaração dos relés de interesse, nessa tela, é possível declarar a variação mínima entre os pontos de testes, em porcentagem (*Percent*), que o programa deve permitir. Os demais pontos de testes, com variação menor do que a porcentagem declarada, são excluídos.

Caso seja requerida alguma contingência especial, o campo “*Are There any Conditional Contingency?*” deve ser marcado. Um exemplo de contingência especial seria a contingência de um barramento de 34,5 kV de uma subestação conectada a um transformador de potência que possui dois secundários de 34,5 kV.

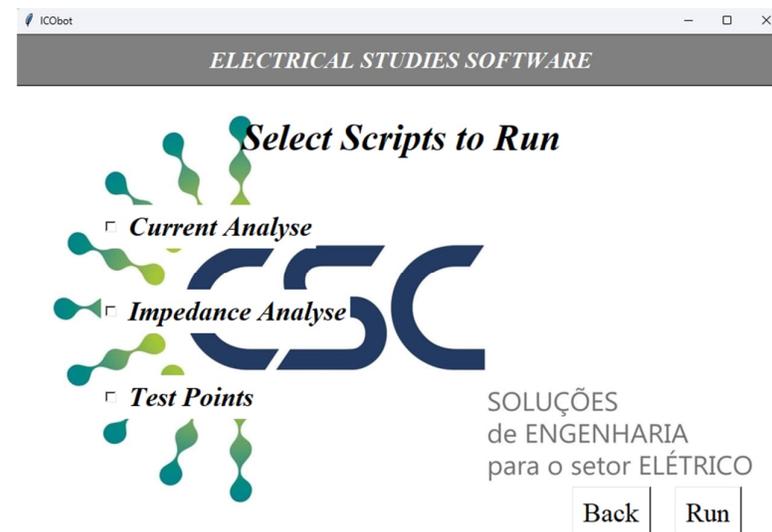
Figura 23 - Tela 8 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.



Fonte: Própria do autor (2023).

A última tela do programa de levantamento de curtos-circuitos permite a seleção dos códigos devem ser executados: o levantamento de corrente (*Current Analyse*), o levantamento de impedância (*Impedance Analyse*) e/ou a definição dos pontos de teste (*Test Point*).

Figura 24 - Tela 9 do Programa de Levantamento de Curtos-Circuitos.



Fonte: Própria do autor (2023).

Após a declaração de todas as entradas necessárias e a execução do programa ao clicar em "Run", o código irá processar as informações e gerar como

saída arquivos CSV (formato de arquivo com valores separados por vírgulas). Esses documentos contêm as tabelas de curtos-circuitos e impedâncias, que são utilizadas para a graduação da proteção, bem como os pontos de testes que devem ser utilizados pelo programa de coordenação da proteção.

## 5.2 DADOS DE ENTRADA DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

A interface inicial do programa permite a utilização de 10 relés. Na inicialização do programa, todos os relés encontram-se desligados para diminuir o tamanho do arquivo e o tempo de processamento durante a otimização. No entanto, um botão permite que os relés a serem utilizados sejam ligados, destacando que apenas os relés que serão efetivamente utilizados sejam ligados com o intuito de reduzir o tempo de execução do programa.

Caso seja necessário utilizar mais de 10 relés, é possível adicionar a quantidade desejada. Os relés podem ser adicionados indefinidamente, sendo o único limite a quantidade de restrições implícitas permitidas pelo Excel durante o processo de coordenação.

Após selecionar a quantidade de IEDs a serem utilizados, é necessário preencher as informações específicas de cada um deles. Conforme apresentado na Figura 25, é possível definir para cada relé até dois elementos de tempo inverso e dois elementos de tempo definido. Um dos elementos de tempo inverso pode ser um elemento 51V, e uma das funções de tempo definido pode ser instantânea.

Figura 25 - Representação do relé no *software* com os ajustes não preenchidos.

Objeto	Relé 1
<b>Relé</b>	<b>1</b>
51-1 Pickup	100000000
51-1 Time Dial	100000000,00
1-Tipo de curva	1
51-2 (51V) Pickup	100000000
51-2 (51V) Time Dial	100000000
2-Tipo de curva	1
50-1 Pickup	100000000
50-1-Time delay	100000000
50-2 Pickup	100000000
50-2 Time Delay	100000000
RTC	1
Saturação	20
<b>Ajustável?</b>	<b>Não</b>
51V (Vmin em pu)	100000000
51V (Vmax em pu)	100000000
51V (Fator K)	100000000
Tempo Mínimo (51)	0,01

Fonte: Própria do autor (2023).

Os ajustes disponíveis são:

- Objeto: Define o nome do relé. Este ajuste serve para facilitar a identificação do relé no coordenograma e no relatório gerado.
- 51-1 *Pickup*: Define o *pickup* do primeiro elemento de sobrecorrente de tempo inverso em ampères secundários.
- 51-1 *Time Dial*: Define o TD do primeiro elemento de sobrecorrente de tempo inverso. Se o relé for participar do processo de coordenação, este ajuste é irrelevante e pode ser definido qualquer valor de TD, desde que esteja entre  $TD_{\min}$  e  $TD_{\max}$  permitido pelo IED.
- 1-Tipo de Curva: Define a curva do primeiro elemento de sobrecorrente de tempo inverso. Estão disponíveis nessa célula, por meio de uma validação de dados do Excel, os valores 1, 2 e 3 que representam, respectivamente, as curvas Normal Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa. Se o relé for participar do processo de coordenação, podendo sofrer variações de TD e curva, este ajuste deve ser colocado em 1.

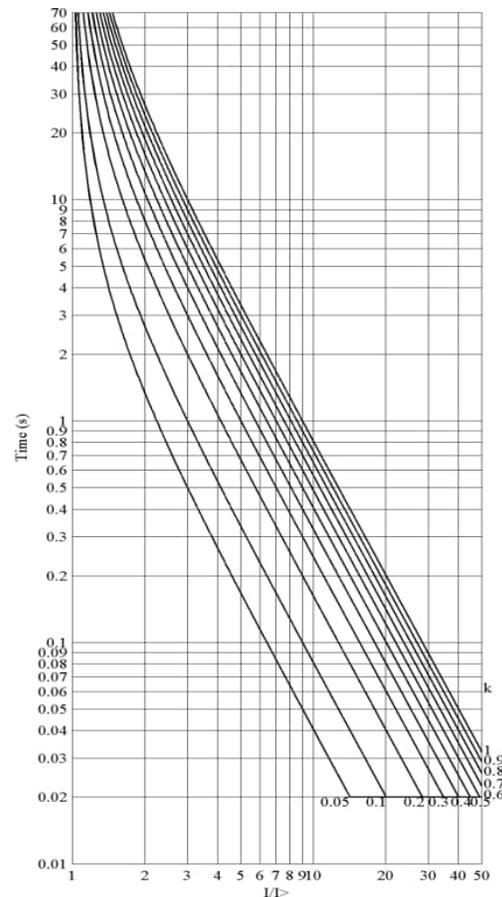
- 51-2 (51V) *Pick-up*: Define o *pick-up* do Segundo elemento de sobrecorrente de tempo inverso ou o *pick-up* do elemento 51V. Se não existir nem o segundo elemento 51 nem um elemento 51V, este ajuste deve ser preenchido com 100000000 (cem milhões).
- 51-2 (51V) *Time Dial*: Define o TD do segundo elemento de sobrecorrente de tempo inverso ou do elemento 51V. O elemento 51V pode participar do processo de coordenação, por meio deste preenchimento, apenas como relé imutável. Se não existir nem o segundo elemento 51 nem um elemento 51V, este ajuste deve ser preenchido com 100000000. Se este relé for participar do processo de coordenação, podendo sofrer alterações de TD e curva (em caso de o elemento ser usado como função 51 e não 51V), este ajuste é irrelevante e pode ser definido qualquer valor de TD, desde que esteja entre  $TD_{\min}$  e  $TD_{\max}$  permitido pelo IED.
- 2-Tipo de Curva: Define a curva do segundo elemento de sobrecorrente de tempo inverso ou do 51V. Estão disponíveis nessa célula, por meio de uma validação de dados do Excel, os valores 1, 2 e 3 que representam, respectivamente, as curvas Normal Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa. Se o relé for participar do processo de coordenação, podendo sofrer variações de TD e curva (em caso de o elemento ser usado como função 51 e não 51V), este ajuste deve ser colocado em 1. Se não existir segundo elemento de sobrecorrente ou elemento com restrição de tensão, este ajuste é irrelevante.
- 50-1 (50-2) *Pickup*: Determina o *pickup* dos elementos de tempo definido, ou instantâneo, em ampères secundários. Se não houver tais funções deve ser ajustado um valor de 100000000 (cem milhões).
- 50-1 (50-2) *Time Delay*: Ajusta a temporização do elemento 50 de cada relé. Se o campo *pickup* estiver definido com 100000000 este ajuste se torna irrelevante. Para definir um elemento instantâneo deve-se ajustar um tempo menor ou igual a 0,05s (dependendo do tempo de resposta garantido pelo fabricante do IED a ser emulado). Se ajustado um tempo superior a 0,05s, e o IED estiver apto a sofrer alterações, o processo de coordenação irá alterar este tempo definido.

- RTC: Como já foi mencionado, muitos fabricantes definem os *pick-ups* em valores secundários, portanto é necessário definir a relação de transformação do transformador de corrente.  
Obs: Existem IEDs que solicitam o ajuste das correntes de *pick-ups* em valores por unidade. Neste caso, no lugar de inserir a RTC, deve-se colocar a corrente de base definida pelo fabricante, ou a corrente ajustada.
- Saturação: Todos os relés possuem uma saturação inerente às suas funções de proteção. Isto significa que, a partir de determinado múltiplo de *pickup*, o tempo não mais decresce com o aumento da corrente lida pelo IED. A saturação depende do fabricante.
- Ajustável?: Este campo permite ao usuário informar ao algoritmo se o relé preenchido deve ser uma variável durante o processo de coordenação ou não.
- 51V (Vmin em pu): Define a tensão mínima do relé de sobrecorrente com restrição de tensão, como mostrado na Figura 3. Caso seja desejado utilizar o elemento de sobrecorrente controlado por tensão, deve-se preencher este elemento com o valor de tensão na qual ocorre o degrau. Ou seja, este ajuste é o *VHighLimit* da Figura 4.
- 51V (Vmax em pu): Define a tensão máxima do relé de sobrecorrente com restrição de tensão, como mostrado na Figura 3. Caso seja desejado utilizar o elemento controlado por tensão, deve-se preencher este ajuste com o valor de 100000000.
- 51V (Fator K): O fator K determina o multiplicador do *pickup* do elemento de sobrecorrente com restrição, ou com controle, de tensão, como apresentado nas Figuras 3 e 4.
- Tempo Mínimo (51): Existem fabricantes que possuem um limite mínimo de atuação devido às limitações técnicas do próprio instrumento. Por esse motivo, há possibilidade de o IED “saturar” antes do múltiplo informado. Para abranger estes casos, é possível a informação do tempo mínimo de atuação garantido pelo IED. A Figura 26 mostra as curvas IEC extremamente inversas do IED RET 670 da ABB (ABB, 2010). É possível notar que, apesar de possuir uma saturação de 50, o IED não garante um

tempo de atuação menor do que 0,02s, portanto as funções de sobrecorrente de tempo inverso saturam antes do definido pela saturação. Conforme observado por Kinderman (2005), muitas empresas migraram de relés eletromecânicos e estáticos para relés digitais. No entanto, ainda existem relés eletromecânicos em operação no sistema elétrico que não foram substituídos por equivalentes digitais e possivelmente serão mantidos até que apresentem defeitos. Por essa razão, é importante que os programas de coordenação incluam a representação destes.

Com o objetivo de abordar esses casos, o programa desenvolvido permite a seleção de determinados relés eletromecânicos para serem incluídos na coordenação, mesmo que sejam utilizados apenas como relés de fronteira. Alguns exemplos desses relés são: CO-8 e CO-9 (ABB), IAC 51 52 e IAC 53 54 (GE), 7SK88 Normal e Muito Inversa (Siemens).

Figura 26 - Curva IEC Extremamente Inversa do relé RET 670 (Fabricante ABB).



Fonte: (ABB, 2010)

Para otimizar a declaração dos pontos de falta avaliados, foi desenvolvida uma interface intuitiva e de fácil utilização (Figura 27). Essa interface permite que o usuário informe, de forma simples, as condições restritivas para os pontos de falta a serem avaliados.

Figura 27 - Interface para declaração dos Pontos de Teste.

Pontos de Teste Fixos											
Tensão na Falta (Relé Principal)	Tensão na Falta (Relé Backup)	Close-In	Relé Principal	Corrente de teste	Tempo	Relé Backup	Corrente de Teste	Tempo	Intervalo	Intervalo de Tempo Específico	Margem de Restrição

Fonte: Própria do autor (2023).

Os campos apresentados são:

- Tensão na Falta (Relé Principal) / Tensão na Falta (Relé *Backup*): Declara a tensão vista pelos relés durante a falta, estas entradas só são relevantes se houver elemento 51V.
- *Close-in*: Indica se o IED principal, para o respectivo ponto de teste declarado, possui outras funções de proteção, além da de sobrecorrente, que atuem instantaneamente para curtos-circuitos internos ao equipamento. Este ajuste só deve ser colocado em “Sim” se o ponto de teste for referente a um curto-circuito interno ao equipamento.
- Relé Principal: Seleciona, por meio de uma validação de dados do Excel, o nome do relé principal do ponto de teste avaliado. O nome referente aos relés de proteção serão os definidos no ajuste “Objeto”.
- Corrente de teste: Nestes campos devem ser colocados os valores de corrente vistos, respectivamente, pelo relé principal e de retaguarda durante a falta.
- Tempo: Apresentam os tempos de atuação do relé declarado para a corrente de curto-circuito preenchida. Estas células não são um valor de entrada, isto é, não devem ser preenchidas, pois o programa irá preenche-las durante o processo de otimização.
- Relé Backup: Seleciona, por meio de uma validação de dados do Excel, o nome do relé retaguarda do ponto de teste avaliado. O nome referente aos relés de proteção serão os definidos no ajuste “Objeto”.

- Intervalo: Neste campo, o programa apresenta a diferença entre os tempos de atuação dos relés principais e de backup. É por meio deste campo que o algoritmo de otimização identifica a restrição relativa ao intervalo de coordenação, comparando-o com o intervalo de coordenação desejado.
- Intervalo de Coordenação Específico: Este campo define, para o ponto de teste, um valor de intervalo de coordenação diferente do utilizado para os demais pontos de teste.
- Margem de Restrição: Esse ajuste representa a diferença entre o intervalo de coordenação requerido e o valor obtido. Também preenchido automaticamente, este campo é utilizado para realizar uma formatação de dados no relatório de saída, facilitando sua leitura.

## 6 RESULTADOS

A validação do programa é uma etapa crucial para garantir a confiabilidade e eficácia das suas funcionalidades. Para isso, são realizadas duas aplicações distintas, cada uma com seu propósito específico.

Na primeira aplicação, um sistema de 8 barras é utilizado, o qual já foi amplamente estudado em problemas de coordenação por artigos do IEEE. Nesse caso, a coordenação entre os elementos direcionais é o foco principal, e os valores de curtos-circuitos e pontos de testes já são fornecidos nos artigos utilizados como base. Portanto, o programa de levantamento de curtos-circuitos e pontos de testes não será utilizado, uma vez que essas informações já estão disponíveis.

Já na segunda aplicação, um sistema elétrico real é utilizado, no qual há a utilização de elementos não direcionais para a proteção dos equipamentos do sistema. Nesse caso, o programa engloba também a coordenação desses elementos não direcionais, o que permite uma análise mais abrangente e precisa da proteção do sistema elétrico.

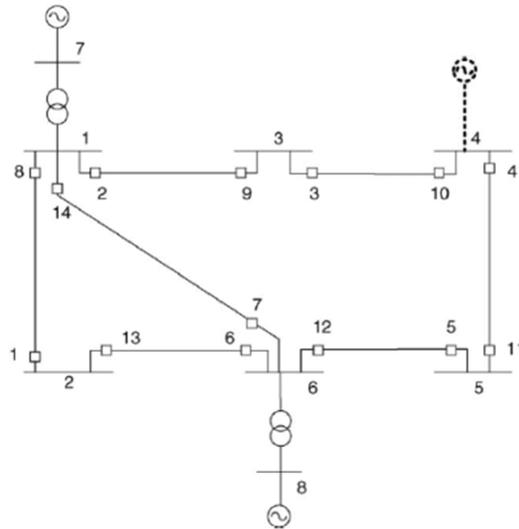
### 6.1 APLICAÇÃO PARA UM SISTEMA DE 8 BARRAS

Para efeitos de comparação, o programa de coordenação desenvolvido foi aplicado a um sistema de 8 barras fornecido em Zeineldin et al. (2006). Este sistema foi escolhido porque já foi utilizado em outros artigos que buscavam a coordenação automática da proteção, como no artigo de Amraee (2012) pertencente ao IEEE, e por ser possível realizar a comparação entre os resultados obtidos (MENDONÇA, 2022).

O sistema teste é apresentado na Figura 28. Ele é composto por 8 barras, 7 linhas de transmissão, 2 transformadores, 2 geradores distribuídos e uma rede externa (conectada à barra 4) modelada como uma fonte de curto-circuito de 400 MVA.

Os dados das linhas de transmissão, geradores e transformadores de potência são apresentados, respectivamente, nas tabelas 2, 3 e 4.

Figura 28 - Sistema IEEE de 8 Barras.



Fonte: (ZEINELDIN et al. 2006)

Tabela 2 - Características das Linhas de Transmissão.

Barras	R ( $\Omega/\text{km}$ )	X ( $\Omega/\text{km}$ )	Y (S/km)	Comprimento (km)
1-2	0,0040	0,0500	0,0	100
1-3	0,0057	0,0714	0,0	70
3-4	0,0050	0,0563	0,0	80
4-5	0,0050	0,0450	0,0	100
5-6	0,0045	0,0409	0,0	110
2-6	0,0044	0,0500	0,0	90
1-6	0,0050	0,0500	0,0	100

Fonte: ZEINELDIN et al. 2006

Tabela 3 - Características dos Geradores.

Barras	S (MVA)	V (kV)	X (%)
7	150	10	15
8	150	10	15

Fonte: ZEINELDIN et al. 2006

Tabela 4 - Características dos Transformadores de Potência.

Barras	S (MVA)	V <sub>prim</sub> (kV)	V <sub>sec</sub> (kV)	X (%)
7-1	150	10	150	4
8-6	150	10	150	4

Fonte: ZEINELDIN et al. 2006

A coordenação automática do sistema de 8 barras mencionado foi realizada anteriormente por Amraee (2012) e Noghabi (2009) utilizando um intervalo de coordenação de 0,3 segundos e variando os valores de corrente de ajuste e *time dial* dos relés. As Figuras 29 e 30 mostram os relés preenchidos no Excel de acordo com o estudo de Amraee (2012), utilizando a interface fornecida pelo programa.

Para realizar a comparação entre os métodos aplicados no programa proposto e nos artigos mencionados, serão utilizados os valores de pick-up fornecidos por Noghabi (2009), que apresentou uma resposta menos otimizada no processo de otimização em comparação com os outros artigos avaliados.

Devido à falta de informações sobre a saturação dos relés utilizados, no programa eles serão mantidos sem saturação. Portanto, no campo "Saturação", foi ajustado o valor de 10000 para representar a ausência de saturação. Além disso, as RTCs foram preenchidas de acordo com as informações fornecidas em Amraee (2012), e o tempo mínimo para cada IED foi atribuído como 0,01 segundos.

Figura 29 - Relés 1-7 Preenchidos.

Relé 1	Relé 2	Relé 3	Relé 4	Relé 5	Relé 6	Relé 7
1	2,5	2,5	2,5	1,5	2,5	0,5
0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
1	1	1	1	1	1	1
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
1	1	1	1	1	1	1
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
240	240	160	240	240	240	160
10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
Sim						
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Fonte: Própria do autor (2023).



Com todos os dados declarados, o algoritmo de coordenação pode ser executado. Os resultados entregues no relatório final incluem os valores de *Time Dial* e curvas encontradas para cada relé variável, bem como os pontos de teste com os tempos atualizados de acordo com as novas configurações dos relés. Na tela principal do programa, é apresentado o coordenograma com todos os relés declarados, sendo possível selecionar quais relés deseja-se visualizar.

O relatório de saída do programa, mostrado na Figura 32, fornece informações detalhadas sobre os ajustes otimizados dos relés e os intervalos de coordenação obtidos. É importante destacar que todos os pontos de teste declarados alcançaram o intervalo de coordenação desejado. Para alcançar esse resultado, o programa realizou ajustes nos valores de *Time Dial* e tipos de curva dos relés, conforme mostrado na figura.

É válido observar que, mesmo que o intervalo de tempo mínimo ajustado tenha sido de 0,3s, existem pontos de teste que obtiveram intervalos de tempo maiores. Isso não viola nenhuma das premissas, pois um intervalo de tempo maior garante os mesmos critérios de coordenação de um intervalo menor. O programa buscou encontrar os intervalos mais reduzidos possíveis para o sistema, mantendo o menor tempo de atuação dos relés principais como função objetivo.

Figura 32 - Relatório Gerado pelo Programa.

## Coordenação entre Relés com Intervalo de Tempo: 0,3 s

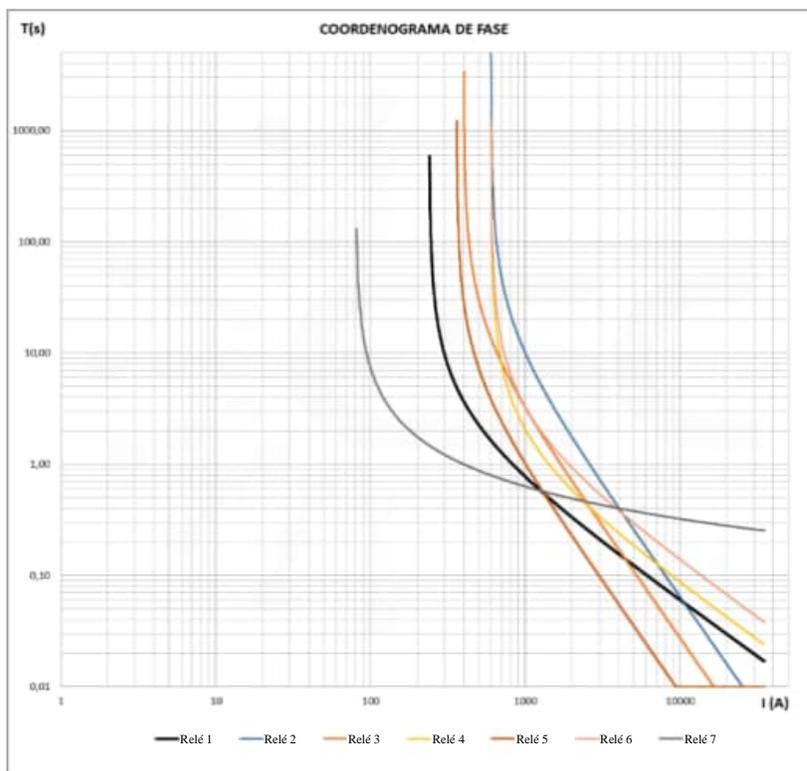
Objeto	TD 51-1	Curva 51-1	TD 51-2	Curva 51-2	TD 50-1	TD 50-2
Relé 1	0,181	Muito Inversa	-	-	-	-
Relé 2	0,221	Extrema. Inversa	-	-	-	-
Relé 3	0,213	Extrema. Inversa	-	-	-	-
Relé 4	0,101	Muito Inversa	-	-	-	-
Relé 5	0,085	Extrema. Inversa	-	-	-	-
Relé 6	0,161	Muito Inversa	-	-	-	-
Relé 7	0,233	Normal Inversa	-	-	-	-
Relé 8	0,136	Muito Inversa	-	-	-	-
Relé 9	0,119	Extrema. Inversa	-	-	-	-
Relé 10	0,093	Extrema. Inversa	-	-	-	-
Relé 11	0,105	Muito Inversa	-	-	-	-
Relé 12	0,221	Muito Inversa	-	-	-	-
Relé 13	0,087	Muito Inversa	-	-	-	-
Relé 14	0,297	Normal Inversa	-	-	-	-

Relé Backup	I(A)	Tempo de Atuação	Relé Principal	I(A)	Tempo de Atuação	Intervalo de Tempo (s)
Relé 6	3232	0,497	Relé 1	3232	0,196	✓ 0,300
Relé 1	996	0,777	Relé 2	5924	0,184	✓ 0,593
Relé 7	1890	0,501	Relé 2	5924	0,184	✓ 0,317
Relé 2	3556	0,519	Relé 3	3556	0,218	✓ 0,301
Relé 3	2244	0,558	Relé 4	3783	0,258	✓ 0,300
Relé 4	2401	0,456	Relé 5	2401	0,156	✓ 0,300
Relé 5	1197	0,675	Relé 6	6109	0,237	✓ 0,438
Relé 14	1874	0,638	Relé 6	6109	0,237	✓ 0,401
Relé 5	1197	0,675	Relé 7	5223	0,375	✓ 0,300
Relé 13	987	0,675	Relé 7	5223	0,375	✓ 0,300
Relé 7	1890	0,501	Relé 8	6093	0,201	✓ 0,300
Relé 9	1165	0,777	Relé 8	6093	0,201	✓ 0,576
Relé 10	2484	0,461	Relé 9	2484	0,161	✓ 0,300
Relé 11	2344	0,486	Relé 10	3883	0,182	✓ 0,305
Relé 12	3707	0,576	Relé 11	3707	0,273	✓ 0,303
Relé 13	987	0,675	Relé 12	5899	0,338	✓ 0,337
Relé 14	1874	0,638	Relé 12	5899	0,338	✓ 0,300
Relé 8	2991	0,461	Relé 13	2991	0,161	✓ 0,300
Relé 1	996	0,777	Relé 14	5199	0,477	✓ 0,300
Relé 9	1165	0,777	Relé 14	5199	0,477	✓ 0,300

- ✓ Relés Coordenados
- ! Intervalo de Tempo Maior do que 0,3 s e menor do que o Intervalo de Tempo Desejado
- ✗ Relés Não Coordenados

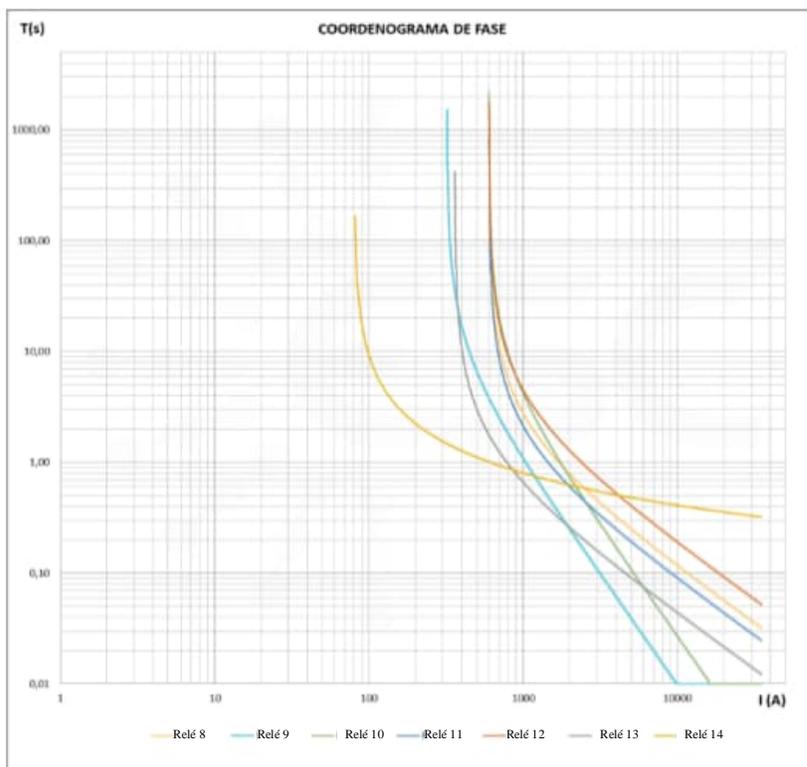
Fonte: Própria do Autor (2023)

Figura 33 - Coordenograma dos Relés 1 ao 7.



Fonte: Própria do Autor (2023)

Figura 34 - Coordenograma dos Relés 8 ao 14.



Fonte: Própria do Autor (2023)

A Tabela 5 apresenta uma comparação entre os valores da função objetivo (tempo de atuação dos relés a jusante) obtidos pelo programa desenvolvido e os valores apresentados nos artigos de referência mencionados. Essa comparação permite avaliar a eficácia do programa em alcançar resultados similares aos dos estudos anteriores.

Tabela 5 - Comparação entre os Métodos de Otimização para Resolução do Problema IEEE de 8 Barras.

Relé	GA (NOGHABI, 2009)		Hybrid GA-LP (NOGHABI, 2009)		Seeker (AMRAEE, 2012)		Método Proposto		
	Time Dial	Pickup (A <sub>Sec</sub> )	Time Dial	Pickup (A <sub>Sec</sub> )	Time Dial	Pickup (A <sub>Sec</sub> )	Time Dial	Pickup (A <sub>Sec</sub> )	Curva IEC*
1	0.29	1.0	0.3043	1.0	0.113	2.0	0,181	1.0	M. Inversa
2	0.31	2.5	0.2917	2.5	0.280	2.5	0,221	2.5	E. Inversa
3	0.26	2.5	0.2543	2.5	0.225	2.5	0,213	2.5	E. Inversa
4	0.19	2.5	0.1851	2.5	0.180	2.5	0,101	2.5	M. Inversa
5	0.18	1.5	0.1700	1.5	0.100	2.5	0,085	1.5	E. Inversa
6	0.26	2.5	0.2711	2.5	0.173	2.5	0,161	2.5	M. Inversa
7	0.54	0.5	0.5318	0.5	0.243	2.5	0,233	0.5	N. Inversa
8	0.24	2.5	0.2387	2.5	0.170	2.5	0,136	2.5	M. Inversa
9	0.17	2.0	0.1858	2.0	0.147	2.5	0,119	2.0	E. Inversa
10	0.19	2.5	0.1895	2.5	0.178	2.5	0,093	2.5	E. Inversa
11	0.21	2.5	0.2014	2.5	0.187	2.5	0,105	2.5	M. Inversa
12	0.30	2.5	0.2890	2.5	0.268	2.5	0,221	2.5	M. Inversa
13	0.23	1.5	0.2297	1.5	0.114	2.0	0,087	1.5	M. Inversa
14	0.51	0.5	0.5278	0.5	0.246	2.5	0,297	0.5	N. Inversa
<b>Função Objetivo</b> $\sum_{i=1}^N T_i$	11.001 s		10.9499 s		8.4270 s		5.227 s		

\*Curvas IEC: Normal Inversa (N. Inversa), Muito Inversa (M. Inversa) e Extremamente Inversa (E. Inversa).

Fonte: (MENDONÇA, 2022).

Sendo assim, ao comparar os resultados dos métodos, é importante considerar que o *pick-up* escolhido para testar o algoritmo desenvolvido foi o pior resultado obtido no estudo de Noghabi (2009). Além disso, é relevante notar que os outros métodos não realizam a alteração da curva de atuação da função 51, mantendo-a fixa conforme:

$$t = \frac{0,14}{I^{0,04} - 1} \cdot TD, \quad (6)$$

Por meio da Tabela 5 (MENDONÇA, 2022), é possível notar que, mesmo utilizando o *pick-up* fornecido por Noghabi, o método proposto alcançou o menor valor para a função objetivo. Houve uma diminuição no tempo de atuação dos relés a jusante de 37,97% em relação a Amraee (2012) e uma diminuição de 52,26% em relação ao método de Noghabi (2009). Além disso, foram mantidos todos os critérios desejados de coordenação. A elevada diminuição no valor final da função objetivo está diretamente ligada ao método proposto permitir a variação das curvas de atuação da função de sobrecorrente de tempo inverso.

Este exemplo mostra que o programa desenvolvido possui desenvoltura comparável a algoritmos já consolidados pelo IEEE.

## 6.2 APLICAÇÃO PARA UM SISTEMA REAL

Para demonstrar a solidez do programa, é realizado um teste em um sistema real e com elementos não direcionais. Por tratar-se de arquivo sigiloso, o nome da subestação não é divulgado.

A subestação escolhida possui dois transformadores de potência de 230/69 kV, dois autotransformadores de 500/230 kV, um reator de barra, seis linhas de transmissão de 230 kV e 3 linhas de transmissão de 69 kV. Esse sistema foi escolhido por estar localizado de forma centralizada no sistema interligado nacional (com característica em anel) e por possuir níveis de corrente que exigem a aplicação de elementos de sobrecorrente controlados por tensão, o que garante uma dificuldade adicional na coordenação do sistema.

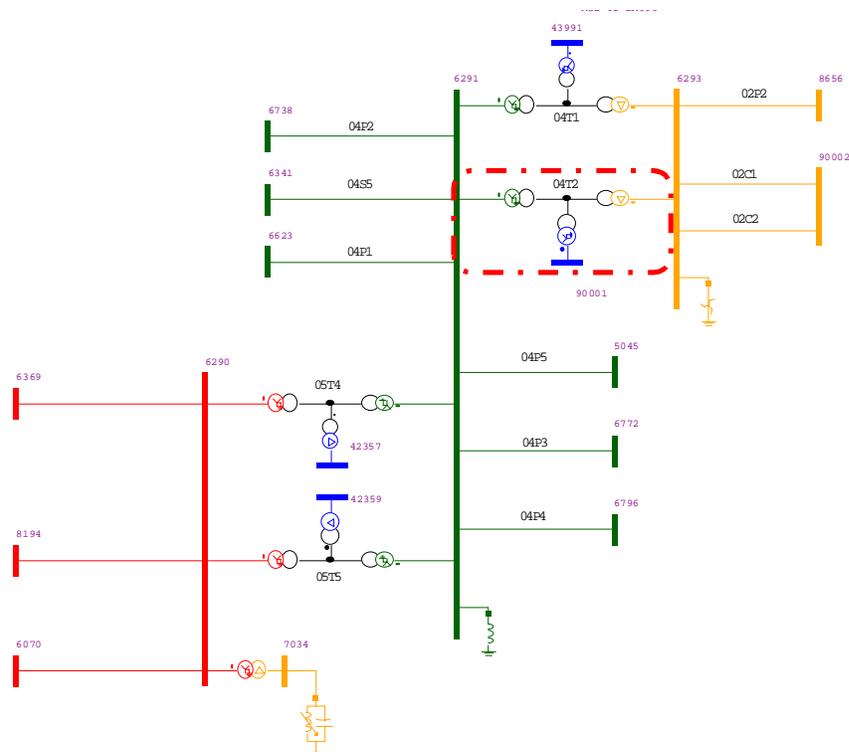
O problema em questão trata da entrada de um novo transformador de 230/69 kV (04T2) na subestação e, por isso, os relés de alta e de baixa devem ser graduados, por meio da definição de *pick-ups* das funções de sobrecorrente, e coordenados com os sistemas de proteção já existentes. A Figura 35 apresenta o sistema elétrico analisado com destaque ao transformador de potência que será conectado à subestação. Além disso, são apresentados os códigos operacionais dos equipamentos da subestação. Como mencionado ao longo do trabalho, será realizada a graduação e coordenação para os elementos de proteção de fase.

A modelagem do sistema foi realizada no caso de curto-circuito do *site* do ONS BR2112PE, com a inclusão do transformador de potência em estudo. Os dados

de placa relevantes para a modelagem do transformador de potência no ANAFAS são apresentados abaixo:

- Potência: 180 MVA;
- Relação de Tensão (kV): 230/69/13,8;
- Corrente Nominal em 230 kV: 452 A;
- Corrente Nominal em 69 kV: 1506 A;
- Impedância de Sequência:
  - $Z_{1p} = Z_{0p} = 8,10 \%$  (base 100 MVA);
  - $Z_{1s} = Z_{0s} = -0,71 \%$  (base 100 MVA);
  - $Z_{1t} = Z_{0t} = 15,34 \%$  (base 100 MVA).

Figura 35 - Diagrama Unifilar do Sistema Analisado Simulado no ANAFAS.



Fonte: Própria do autor (2023)

Os relés são identificados pelos códigos operacionais de seus equipamentos. Dessa forma, os relés que estarão envolvidos na aplicação são os apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Relés Presentes no Sistema Analisado.

Relé	Equipamento Protegido
04T1 e 04T2 – 230 kV*	Lado de Alta dos Transformadores 230/69 kV
04T1 e 04T2 – 69 kV*	Lado de Baixa dos Transformadores 230/69 kV
05T4 e 05T5 – 230 kV*	Lado de Baixa dos Transformadores 500/230 kV
04P1 04P2 04P3 04P4 04P5 04S5	Linhas de Transmissão de 230 kV
02P2 02C1 e 02C2**	Linhas de Transmissão de 69 kV

Fonte: Própria do Autor (2023).

\* Neste caso, a diferenciação entre os relés dos transformadores em paralelo é realizada por meio da barra central de cada um deles.

\*\* Neste caso, a diferenciação entre os relés das linhas de transmissão em paralelo é realizada por meio do número do circuito.

### 6.2.1 Definição dos *Pick-ups* das Funções de Sobrecorrente (50/51/51V) do Transformador Estudado

As metodologias apresentadas ao longo do presente trabalho são utilizadas para definição dos *pick-ups* das funções de sobrecorrente do transformador de potência. O primeiro passo para realizar a definição dos *pick-ups* é o levantamento de curtos-circuitos. As Figuras de 36 a 45 mostram o preenchimento do programa para que sejam obtidos os valores de máximos e mínimos de curto-circuito e os pontos de testes necessários para a coordenação.

Figura 36 - Preenchimento da Tela 1 no Sistema Real.



Fonte: Própria do Autor (2023).

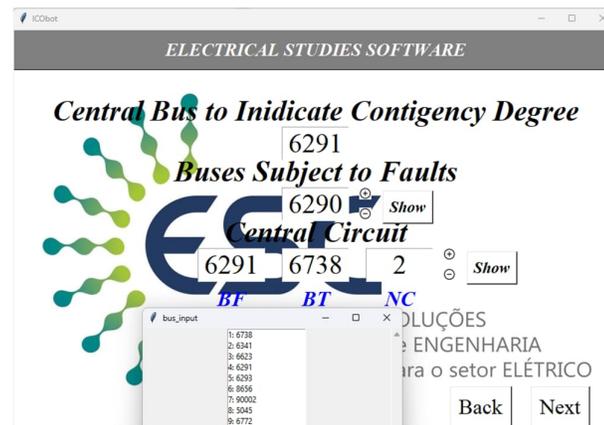
Figura 37 - Preenchimento da Tela 2 no Sistema Real.



Fonte: Própria do Autor (2023).

A Figura 38 apresenta, na janela secundária do programa, as barras sujeitas a falta. Essa janela secundária é mostrada por meio do botão “Show”.

Figura 38 - Preenchimento da Tela 3 do Sistema Real.



Fonte: Própria do Autor (2023).

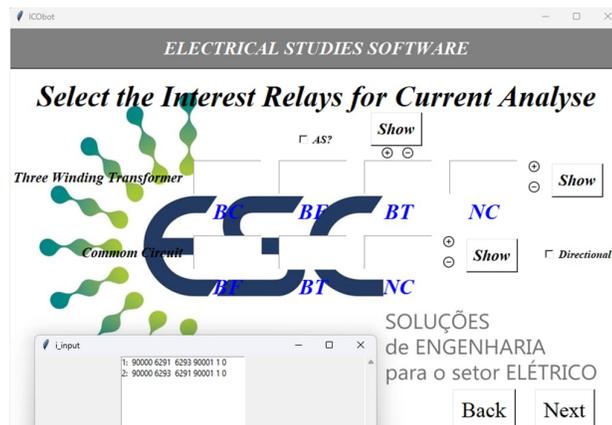
Figura 39 - Preenchimento da Tela 4 do Sistema Real.



Fonte: Própria do Autor (2023).

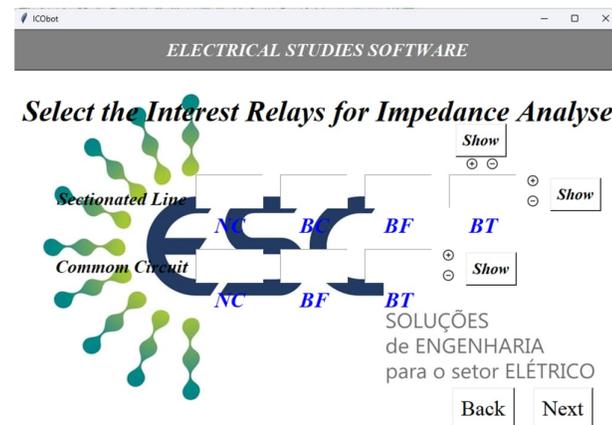
A Figura 40 mostra em quais relés devem ser realizados os levantamentos de curtos-circuitos, neste caso os relés de alta e baixa dos transformadores. Já na Figura 41 não deve ser declarado nenhum relé, pois não é necessário, para essa análise, o levantamento de impedâncias. A sétima tela (Figura 42) também não deve ser preenchida por não se tratar de uma subestação coletora.

Figura 40 - Preenchimento da Tela 5 do Sistema Real.



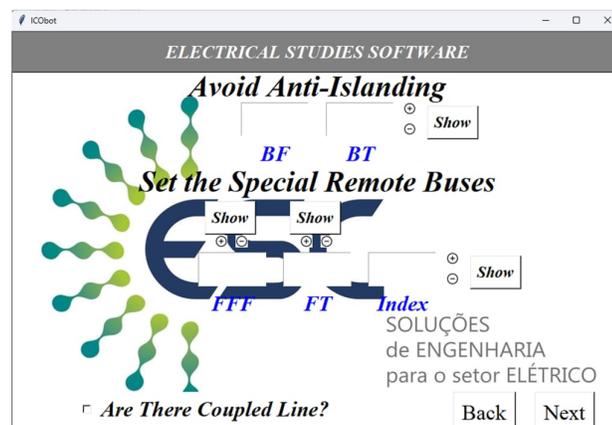
Fonte: Própria do Autor (2023).

Figura 41 - Preenchimento da Tela 6 do Sistema Real.



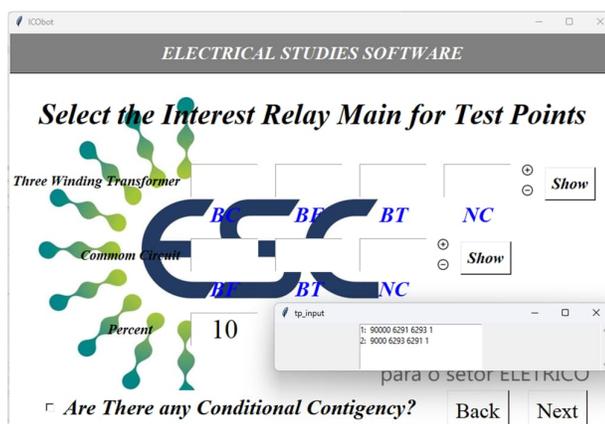
Fonte: Própria do Autor (2023).

Figura 42 - Preenchimento da Tela 7 do Sistema Real.



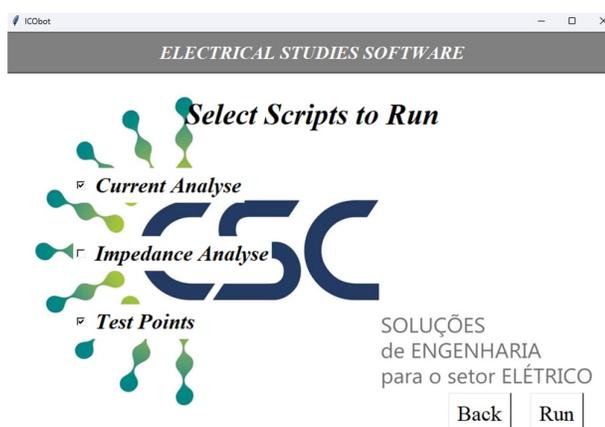
Fonte: Própria do Autor (2023).

Figura 43 - Preenchimento da Tela 8 do Sistema Real.



Fonte: Própria do Autor (2023).

Figura 44 - Preenchimento da Tela 9 do Sistema Real.



Fonte: Própria do Autor (2023).

Figura 45 - Preenchimento da Tela 10 do Sistema Real.



Fonte: Própria do Autor (2023).

Após a execução dos *scripts*, são fornecidas as tabelas de máximo e mínimo, as quais são apresentadas abaixo, e os pontos de teste para o sistema. Cada tabela faz referência ao IED que aparece na primeira célula da tabela.

É importante salientar que o programa sempre apresenta os valores de máximo e mínimo para os curtos-circuitos trifásicos e monofásicos, mas apenas as grandezas de fase serão utilizadas para a análise realizada no presente trabalho.

Tabela 7 - Níveis de Curto-Circuito Monitorados pela Proteção do Terminal de Alta.

6291-6293		Local [A]	Contingência	Remota [A]	Contingência
Máxima	FFF	18210,9	0-6291-0H	2828,92	43990
	FT	15527,87 (17443,37)	0-6291-0H	3260,1 (1121,09)	7034-6290-5T
Mínima	FFF	12856,95	6070-6290-4L	88,16	0-6291-0H
	FT	11175,14 (12754,15)	6070-6290-4L	2439,33 (853,12)	6070-6290-4L

Fonte: Própria do Autor (2023).

Tabela 8 - Níveis de Curto-Circuito Monitorados pela Proteção do Terminal de Baixa.

6293-6291		Local [A]	Contingência	Remota [A]	Contingência
Máxima	FFF	7563,55	0-6291-0H	9429,72	43990
	FT	7862,51(5034,83)	0-6291-0H	0(0)	-
Mínima	FFF	542,39	43990	293,86	0-6291-0H
	FT	6539,12(2267,9)	43990	0(0)	-

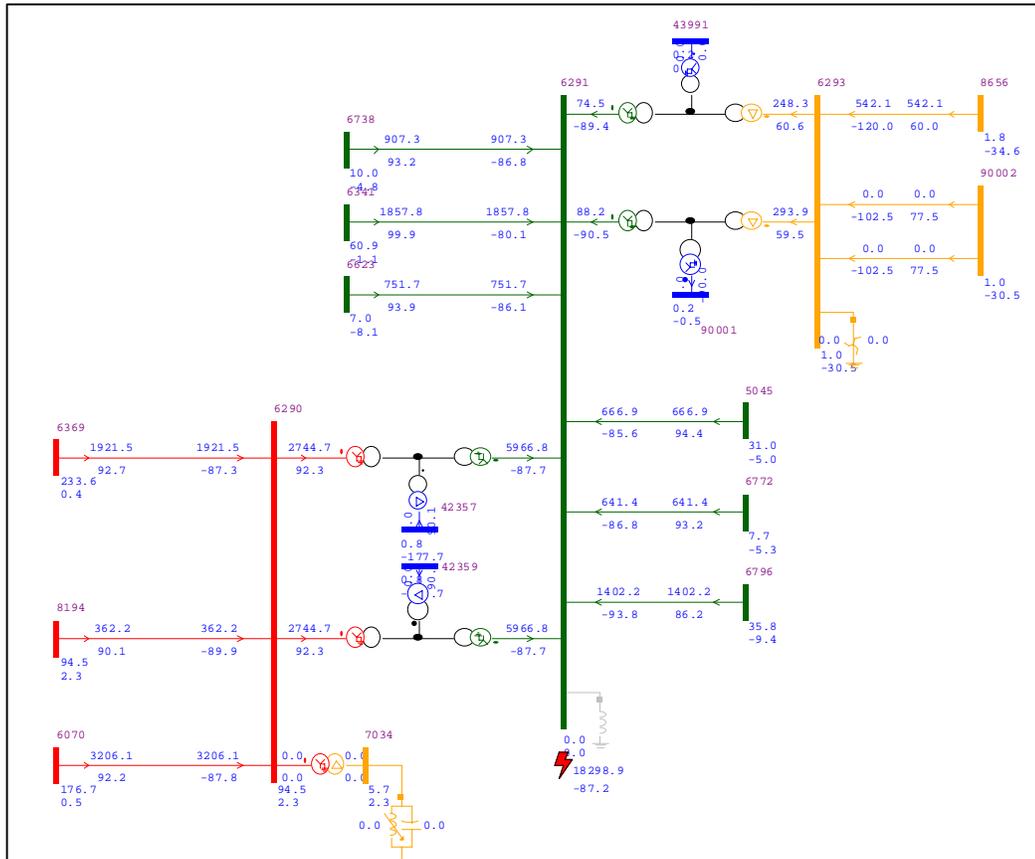
Fonte: Própria do Autor (2023).

Na coluna “Contingência” é fornecido o circuito contingenciado para obtenção da corrente correspondente por meio da indicação das barras associadas ao circuito. Caso os maiores valores de correntes sejam obtidos para um sistema sem contingências, no lugar do circuito contingenciado, o programa indicará “Sistema Íntegro”.

As Figuras 46 e 47 apresentam as máximas e mínimas correntes de curto-circuito nas barras remotas, respectivamente, apresentadas nas tabelas 6 e 7.



Figura 47 - Mínima Corrente de Contribuição para Curto-Circuito na Barra Remota do Transformador.



Fonte: Própria do Autor (2023).

O transformador de potência estudado possui, acoplado aos seus terminais, transformadores com as RTCs apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 - Relação de Transformação dos TCs acoplados a cada IED.

Relé	RTC
6291-6293	1200/1
6293-6291	2000/1

Fonte: Própria do Autor (2023).

A definição dos *pick-ups* dos elementos de sobrecorrente é apresentada a seguir.

- *Pick-up* 51, lado 230 kV:

A proteção de sobrecorrente de fase de tempo inverso deve ser insensível para a maior corrente de carga. Logo:

$$PU_{51}^{ABC} \geq \frac{I_{Carga}^{MAX}}{RTC} = \frac{1,5 \cdot 452}{1200} = 0,56 A_{sec}$$

Foi considerada sobrecarga permissível de 50% no transformador de potência para atuação da função de sobrecorrente.

Além disso, deve haver sensibilidade da referida função para todos os curtos-circuitos nas barras de alta e baixa do transformador. Por isso:

$$PU_{51}^{ABC} \leq \frac{I_{FFF}^{MIN, Rem}}{K_{se} \cdot RTC} = \frac{88,16 A}{2,1 \cdot 1200} = 0,035 A_{sec}$$

Para o cálculo do limite superior para o *pick-up*, foi utilizada a corrente levantada pelo programa, Tabela 7, e o fator de sensibilidade para curtos-circuitos entre fases indicado por Silva (2014).

Como é possível notar a partir das inequações, não há *pick-up* que satisfaça o *range* requerido. Por esse motivo, é necessária a aplicação da proteção de sobrecorrente controlado por tensão para esse transformador, com um ajuste de:

$$PU_{51V} = 0,03 A_{sec}$$

Além da definição de *pick-up* de corrente, o elemento de sobrecorrente controlado por tensão exige também um *pick-up* de tensão. Para o IED da Siemens, o qual é objeto de estudo, quando o sistema possui um valor de tensão superior ao ajuste definido, não há atuação da função 51V no modo *Voltage-Released* (SIEMENS 2023). Será ajustado, nesse caso um valor máximo de tensão de 0,5 pu para atuação do elemento 51V, pois esse valor garante a não atuação da função na ocorrência de curtos-circuitos monofásicos.

A utilização da função 51V não exclui a necessidade de uma função 51 para atuação durante condições de sobrecarga severa do transformador. Por isso, será definida uma função de sobrecorrente de tempo inverso com *pick-up* que garanta a não atuação para a máxima corrente de carregamento do transformador:

$$PU_{51} = 0,57 A_{sec}$$

- *Pick-up* 50, lado 230 kV:

A proteção de sobrecorrente de fase instantânea deve ser insensível para faltas externas. Com esse objetivo, será definido um *pick-up* com valor de

120% da máxima contribuição passante pelo transformador para curto-circuito na barra remota. Logo:

$$PU_{50}^{ABC} \geq \frac{1,2 \cdot I_{FFF}^{MAX,Rem}}{RTC} = \frac{1,2 \cdot 2828,92}{1200} = 2,83 A_{sec}$$

Onde:

$I_{FFF}^{MAX,Rem}$  – Máxima corrente vista pelo IED para curtos-circuitos externos ao transformador.

Além disso, apesar de o IED possuir uma funcionalidade para bloqueio da função de sobrecorrente instantânea quando da detecção de correntes de energização, é uma boa prática de engenharia definir um valor de *pick-up* superior a máxima corrente de *inrush* do transformador. Por isso:

$$PU_{50}^{ABC} \geq \frac{I_{inrush}}{RTC} = \frac{4,7 \cdot 452 A}{1200} = 1,77 A_{sec}$$

O valor de 4,7 utilizado na equação do cálculo da corrente de *inrush* é sugerido em (SIEMENS, 2023) para transformadores de 180 MVA.

Portanto um *pick-up* de 2,85  $A_{sec}$  garante a correta atuação do sistema de proteção.

- *Pick-up* 51, lado 69 kV:

A proteção de sobrecorrente de fase de tempo inverso deve ser insensível para a maior corrente de carga. Logo:

$$PU_{51}^{ABC} \geq \frac{I_{Carga}^{MAX}}{RTC} = \frac{1,5 \cdot 1506,13}{2000} = 1,14 A_{sec}$$

Foi considerada sobrecarga permissível de 50% no transformador de potência para atuação da função de sobrecorrente.

Além disso, deve haver sensibilidade da referida função para todos os curtos-circuitos nas barras de alta e baixa do transformador. Por isso:

$$PU_{51}^{ABC} \leq \frac{I_{FFF}^{MIN,Rem}}{K_{se} \cdot RTC} = \frac{293,86 A}{2,1 \cdot 2000} = 0,070 A_{sec}$$

Para o cálculo do limite superior para o *pick-up*, foi utilizada a corrente levantada pelo programa, Tabela X, e o fator de sensibilidade para curtos-circuitos entre fases indicado por Silva (2014).

Como é possível notar a partir das inequações, não há *pick-up* que satisfaça o *range* requerido. Por esse motivo, é necessária a aplicação da

proteção de sobrecorrente controlado por tensão, para esse transformador, com um ajuste de:

$$PU_{51V} = 0,07 A_{sec}$$

Além da definição de *pick-up* de corrente, o elemento de sobrecorrente controlado por tensão exige um *pick-up* de tensão. Para o IED da Siemens, o qual é objeto de estudo, quando o sistema possui um valor de tensão superior ao ajuste definido, não há atuação da função 51V no modo *Voltage-Released* (SIEMENS 2023). Será ajustado, nesse caso um valor máximo de tensão de 0,7 pu para atuação do elemento 51V, pois esse valor garante a não atuação da função na ocorrência de curtos-circuitos monofásicos, devido ao fechamento em delta do transformador de potência.

A utilização da função 51V não exclui a necessidade de uma função 51 para atuação durante condições de sobrecarga severa do transformador. Por isso, será definida uma função de sobrecorrente de tempo inverso com *pick-up* que garanta a não atuação para a máxima corrente de carregamento do transformador:

$$PU_{51} = 1,14 A_{sec}$$

- *Pick-up* 50, lado 69 kV:

A proteção de sobrecorrente de fase instantânea do lado de 69 kV será desabilitada, pois, conforme apresentado na Tabela 8, não há *range* disponível para definição do *pick-up* da função. Isso ocorre porque a maior corrente de curto-circuito remota é superior a maior corrente de curto-circuito local. Portanto, não há como definir um ajuste que seja insensível para curtos-circuitos externos, mas atue para curtos-circuitos internos.

## 6.2.2 Coordenação do Sistema

Após a definição dos *pick-ups* das proteções de sobrecorrente do transformador de potência, e de posse dos ajustes dos demais IEDs do sistema, podemos realizar a declaração no programa, como mostrado nas Figuras 48, 49 e 50. O fato de apenas os 8 relés dos transformadores 04T1 e 04T2 serem passíveis de mudança (declaração de “Sim” no campo “*Ajustável?*”) indica que, diferentemente

do exemplo do IEEE, não possuímos a liberdade de alterar todos os IEDs do sistema. Esta característica é muito comum em sistemas reais, pois os demais relés possuem coordenação com as proteções vizinhas e, por isso, não são passíveis de mudança. É válido salientar que, apesar de estarmos considerando a entrada apenas do transformador 04T2, é importante verificar a coordenação do transformador paralelo devido à variação no nível de corrente ocasionada pela energização do novo transformador.

Figura 48 - Relés 1 a 7 preenchidos.

TR 05T4/05T5 1	TR 05T4/05T5 51V 2	LT 04P1 3	LT 04P2 4	LT 04P3 5	LT 04P4 6	LT 04P5 7
2824	100000000	100000000	0,5	0,5	1000000000	1000000000
0,18	100000000,00	1000000000,00	0,16	0,20	1000000000,00	1000000000,00
1	1	1	1	1	1	1
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	1000000000	1000000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	1000000000	1000000000
1	1	1	1	1	1	1
11780	1050	100000000	5,2	4	1000000000	1000000000
0,01	0,7	100000000	0,01	0,05	1000000000	1000000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	1000000000	1000000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	1000000000	1000000000
1	1	800	1200	2000	1	1
20	20	20	20	20	20	20
<b>Não</b>	<b>Não</b>	<b>Não</b>	<b>Não</b>	<b>Não</b>	<b>Não</b>	<b>Não</b>
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Fonte: Própria do autor (2023).

Figura 49 - Relés 8 a 14 preenchidos.

TR 04T1 - 230 kV 8	TR 04T1 (51V) - 230 kV 9	TR 04T1 - 69 kV 10	TR 04T1 (51V) - 69 kV 11	TR 04T2 (51) - 230 kV 12	TR 04T2 (51V) - 230 kV 13	TR 04T2 (51) - 69 kV 14
1,05	0,06	1,05	0,06	0,57	0,03	1,14
0,28	0,26	0,21	0,315254514	0,279218177	0,263609848	0,217500941
1	2	1	3	1	2	1
1000000000	1000000000	1000000000	100000000	100000000	100000000	100000000
1000000000	1000000000	1000000000	100000000	100000000	100000000	100000000
1	1	1	1	1	1	1
12	1000000000	1000000000	100000000	100000000	100000000	100000000
0,05	1000000000	1000000000	100000000	100000000	100000000	100000000
1000000000	1000000000	1000000000	100000000	100000000	100000000	100000000
1000000000	1000000000	1000000000	100000000	100000000	100000000	100000000
600	600	2000	2000	1200	1200	2000
20	20	20	20	20	20	20
<b>Sim</b>	<b>Sim</b>	<b>Sim</b>	<b>Sim</b>	<b>Sim</b>	<b>Sim</b>	<b>Sim</b>
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000	100000000
0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Fonte: Própria do autor (2023).



Relé Principal	Corrente do Relé Principal [A]	Relé de Retaguarda	Corrente do Relé de Retaguarda [A]
TR 05T4/05T5	12332	TR 04T2 (51V) - 230 kV	88
TR 04T1 (51V) - 230 kV	75	TR 04T1 (51V) - 69 Kv	248
TR 04T2 (51V) - 230 kV	88	TR 04T2 (51V) - 69 kV	294
TR 05T4/05T5	12332	TR 04T1 (51V) - 230 kV	163
TR 05T4/05T5	12332	TR 04T2 (51V) - 230 kV	163
TR 04T1 - 69 kV	7022	TR 04T1 - 230 kV	2107
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	7022	Distância	10000000
TR 04T2 (51) - 69 Kv	8312	TR 04T2 (51) - 230 kV	2494
TR 04T2 (51V) - 69 kV	8312	Distância	10000000
TR 04T1 - 69 kV	8177	TR 04T1 - 230 kV	2453
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	8177	Distância	10000000
TR 04T2 (51) - 69 Kv	9430	TR 04T2 (51) - 230 kV	2829
TR 04T2 (51V) - 69 kV	9430	Distância	10000000
Distância	10000	TR 04T1 - 69 kV	4607
Distância	10000	TR 04T2 (51) - 69 Kv	5453
TR 04T1 - 69 kV	4607	TR 04T1 - 230 kV	1382
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	4607	Distância	10000000
TR 04T2 (51) - 69 Kv	5453	TR 04T2 (51) - 230 kV	1636
TR 04T2 (51V) - 69 kV	5453	Distância	10000000
Distância	10000	TR 04T1 - 69 kV	6408
Distância	10000	TR 04T2 (51) - 69 Kv	7256
TR 04T1 - 69 kV	6408	TR 04T1 - 230 kV	1923
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	6408	Distância	10000000
TR 04T2 (51) - 69 Kv	7157	TR 04T2 (51) - 230 kV	2147
TR 04T2 (51V) - 69 kV	7157	Distância	10000000
LT 02C1	1426	TR 04T1 - 69 kV	2653
LT 02C1	1484	TR 04T2 (51) - 69 Kv	2801
TR 04T1 - 69 kV	2653	TR 04T1 - 230 kV	796
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	2653	Distância	10000000
TR 04T2 (51) - 69 Kv	2801	TR 04T2 (51) - 230 kV	840
TR 04T2 (51V) - 69 kV	840	Distância	10000000

Fonte: Própria do Autor (2023).

Com todos os dados declarados, deve-se solicitar que a coordenação seja realizada pelo programa. Os resultados entregues são: valores de *time dial* e as

curvas estipuladas para cada relé passível de modificação e os pontos de testes com os tempos atualizados de acordo com as novas configurações dos relés. Na tela principal do programa é apresentado o coordenograma com todos os relés declarados. Com o intuito de facilitar a visualização, é possível a selecionar quais relés devem ser apresentados no coordenograma. Quando relés com níveis de tensão distintos devem ser apresentados no mesmo coordenograma, deve ser realizada uma transformação de base, a qual pode ser feita por meio das RTCs.

Após a execução do algoritmo, foram obtidos os ajustes apresentados na Tabela 11 para os transformadores 04T1 e 04T2.

Tabela 11 - Ajustes Sugeridos pelo Programa.

Objeto	TD 51-1	Curva 51-1	Time Delay 50-1
TR 04T1 - 230 kV	0,28	Normal Inversa	0,05
TR 04T1 (51V) - 230 kV	0,26	Muito Inversa	-
TR 04T1 - 69 kV	0,21	Normal Inversa	-
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	0,32	Extremamente Inversa	-
TR 04T2 (51) - 230 kV	0,28	Normal Inversa	0,05
TR 04T2 (51V) - 230 kV	0,26	Muito Inversa	-
TR 04T2 (51) - 69 Kv	0,22	Normal Inversa	-
TR 04T2 (51V) - 69 kV	0,28	Muito Inversa	-

Fonte: Própria do Autor (2023).

A Tabela 12 apresenta os pontos de testes com os respectivos tempos de atuação obtidos. Como é possível observar, foi obtida coordenação para todos os pontos de testes de, no mínimo, 300 ms.

Tabela 12 - Pontos de Teste com os Ajustes Fornecidos pelo Algoritmo.

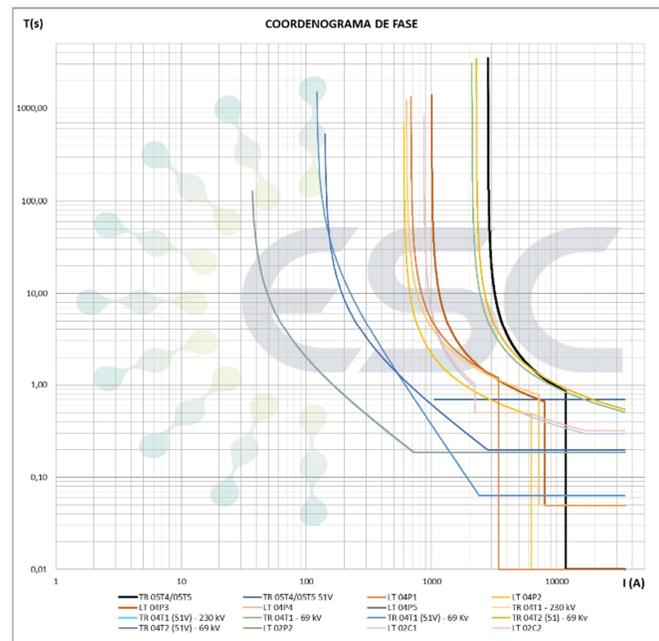
Relé Principal	Corrente de teste	Tempo	Relé Backup	Corrente de Teste	Tempo	Intervalo
TR 05T4/05T5 51V	2605	0,7	TR 04T1 (51V) - 230 kV	74	3,342105263	<b>2,642105263</b>
TR 05T4/05T5 51V	2605	0,7	TR 04T2 (51V) - 230 kV	88	2,463738195	<b>1,763738195</b>
TR 04T1 (51V) - 230 kV	74	3,342105263	TR 04T1 (51V) - 69 Kv	248	7,710028872	<b>4,367923609</b>
TR 04T2 (51V) - 230 kV	88	2,463738195	TR 04T2 (51V) - 69 kV	294	3,416411864	<b>0,952673669</b>
TR 05T4/05T5 51V	2605	0,7	TR 04T1 (51V) - 230 kV	163	1	<b>0,3</b>
TR 05T4/05T5 51V	2605	0,7	TR 04T2 (51V) - 230 kV	163	1,008774694	<b>0,308774694</b>
TR 04T1 (51V) - 230 kV	163	1	TR 04T1 (51V) - 69 Kv	542	1,3	<b>0,3</b>
TR 04T2 (51V) - 230 kV	163	1,008774694	TR 04T2 (51V) - 69 kV	542	1,308774694	<b>0,3</b>
TR 05T4/05T5	12332	0,01	TR 04T1 (51V) - 230 kV	75	3,256410256	<b>3,246410256</b>
TR 05T4/05T5	12332	0,01	TR 04T2 (51V) - 230 kV	88	2,463738195	<b>2,453738195</b>
TR 04T1 (51V) - 230 kV	75	3,256410256	TR 04T1 (51V) - 69 Kv	248	7,710028872	<b>4,453618616</b>

Relé Principal	Corrente de teste	Tempo	Relé Backup	Corrente de Teste	Tempo	Intervalo
TR 04T2 (51V) - 230 kV	88	2,463738195	TR 04T2 (51V) - 69 kV	294	3,416411864	0,952673669
TR 05T4/05T5	12332	0,01	TR 04T1 (51V) - 230 kV	163	1	0,99
TR 05T4/05T5	12332	0,01	TR 04T2 (51V) - 230 kV	163	1,008774694	0,998774694
TR 04T1 - 69 kV	7022	1,200354888	TR 04T1 - 230 kV	2107	1,598207038	0,39785215
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	7022	0,063208925	Distância	10000000	10000000	9999999,937
TR 04T2 (51) - 69 Kv	8312	1,161862136	TR 04T2 (51) - 230 kV	2494	1,491360368	0,329498232
TR 04T2 (51V) - 69 kV	8312	0,197792266	Distância	10000000	10000000	9999999,802
TR 04T1 - 69 kV	8177	1,064263548	TR 04T1 - 230 kV	2453	1,417277503	0,353013955
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	8177	0,063208925	Distância	10000000	10000000	9999999,937
TR 04T2 (51) - 69 Kv	9430	1,057245686	TR 04T2 (51) - 230 kV	2829	1,357245686	0,3
TR 04T2 (51V) - 69 kV	9430	0,197792266	Distância	10000000	10000000	9999999,802
Distância	10000	1	TR 04T1 - 69 kV	4607	1,852123528	0,852123528
Distância	10000	1	TR 04T2 (51) - 69 Kv	5453	1,730832054	0,730832054
TR 04T1 - 69 kV	4607	1,852123528	TR 04T1 - 230 kV	1382	2,46662295	0,614499422
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	4607	0,063208925	Distância	10000000	10000000	9999999,937
TR 04T2 (51) - 69 Kv	5453	1,730832054	TR 04T2 (51) - 230 kV	1636	2,22180924	0,490977186
TR 04T2 (51V) - 69 kV	5453	0,197792266	Distância	10000000	100000000	99999999,8
Distância	10000	1	TR 04T1 - 69 kV	6408	1,3	0,3
Distância	10000	1	TR 04T2 (51) - 69 Kv	7256	1,3	0,3
TR 04T1 - 69 kV	6408	1,3	TR 04T1 - 230 kV	1923	1,730665082	0,430665082
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	6408	0,063208925	Distância	10000000	100000000	99999999,94
TR 04T2 (51) - 69 Kv	7157	1,315793748	TR 04T2 (51) - 230 kV	2147	1,689227928	0,373434179
TR 04T2 (51V) - 69 kV	7157	0,197792266	Distância	10000000	100000000	99999999,8
LT 02C1	1426	1,807080068	TR 04T1 - 69 kV	2653	6,259441911	4,452361843
LT 02C1	1484	1,673224053	TR 04T2 (51) - 69 Kv	2801	7,382738697	5,709514644
TR 04T1 - 69 kV	2653	6,259441911	TR 04T1 - 230 kV	796	8,330943967	2,071502055
TR 04T1 (51V) - 69 Kv	2653	0,063208925	Distância	10000000	100000000	99999999,94
TR 04T2 (51) - 69 Kv	2801	7,382738697	TR 04T2 (51) - 230 kV	840	9,49414331	2,111404614
TR 04T2 (51V) - 69 kV	840	0,75161061	Distância	10000000	100000000	99999999,25
TR 04T2 (51) - 230 kV	2829	1,357245686	Distância	10000000	100000000	99999998,64

Fonte: Própria do Autor (2023).

Devido à característica em anel do sistema, a coordenação do sistema deve ser visualizada por meio dos pontos de testes, pois os coordenogramas não apresentam informações relevantes para essa validação devido ao cruzamento das curvas. No entanto, o coordenograma do sistema é apresentado na Figura 51.

Figura 51 - Coordenograma do Sistema de Proteção Avaliado.



Fonte: Própria do autor (2023).

Como é possível observar na Tabela 12, o programa forneceu valores que garantiram a coordenação completa de um sistema complexo que possui característica em anel e elementos de sobrecorrente controlado por tensão. Isso mostra que o programa apresenta robustez suficiente para aplicação em casos reais e reduz consideravelmente as horas de trabalho gastas no processo de coordenação.

Além disso, se utilizada com o auxílio de monitoramento do sistema em tempo real, é possível a realização de um método que altere os ajustes dos IEDs do sistema a depender da configuração real do sistema elétrico.

## 7 CONCLUSÃO

Neste trabalho são desenvolvidos algoritmos que auxiliam a execução de estudos de coordenação e seletividade da proteção, estabelecendo uma nova metodologia para tratar problemas de coordenação de relés de sobrecorrente, direcionais ou não. Esses algoritmos simplificam a graduação e a coordenação do sistema, reduzindo horas de trabalho do engenheiro.

A metodologia para o levantamento de curtos-circuitos utiliza o modo de declaração dos circuitos no ANAFAS e o modo *batch* disponível no *software* para identificar os valores máximos e mínimos de correntes passantes pelos IEDs de interesse. Isso permite a realização da graduação do sistema. Além disso, são levantados os pontos de teste necessários para a coordenação do sistema.

A coordenação automática da proteção é realizada levando em consideração os pontos de testes e os intervalos de coordenação solicitados. Utilizam-se métodos de otimização com função objetivo que busca a minimização da soma dos tempos de atuação dos relés principais nos pontos de teste, buscando os melhores ajustes dos relés.

O algoritmo desenvolvido altera, no processo de coordenação, as curvas dos elementos de tempo inverso, os *Time Dial* e a temporização dos elementos de tempo definido. As curvas utilizadas são as da IEC (Normal Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa) e os *TD* possuem um *range* definido que varia de IED para IED.

Com a exposição dos programas desenvolvidos e dos resultados obtidos, é possível destacar as seguintes vantagens do método proposto:

- O programa apresenta uma interface amigável e simplifica o tratamento do problema;
- Os resultados obtidos no levantamento de curtos-circuitos facilitam o processo de graduação;
- Os resultados apresentados na coordenação automática permitem uma análise mais fácil para o engenheiro;
- Todas as curvas são apresentadas no final da execução do algoritmo;
- A coordenação não está restrita a elementos não direcionais.

Como mencionado ao longo do trabalho, é possível utilizar a metodologia de automatização desenvolvida para facilitar a coordenação do sistema em tempo real. Essa análise pode ser abordada em trabalhos futuros visando uma maior confiabilidade do sistema elétrico. Além disso, acrescentar elementos fusíveis à análise e permitir a variação dos relés eletromecânicos durante a coordenação são contribuições que podem ser incorporadas ao programa desenvolvido.

## REFERÊNCIAS

- ABB. **Transformer Protection RET670: Technical Reference Manual**. 2010. Disponível em: <<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRK504086-UEN&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- ALSTOM. **Network Protection & Automation Guide: Protective Relays, Measurement & Control**. ed. 2011.
- AMRAEE, T. Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 27, no. 3, pp. 1415-1422, julho. 2012. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6180204>>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- BEASLEY, D.; BULL, D. R.; MARTIN, R. R. An Overview of Genetic Algorithms: part 1 – Fundamentals. **University Computing**, v. 15, n. 2, pág. 58-69. 1993. Disponível em: <<http://mat.uab.cat/~alseda/MasterOpt/Beasley93GA1.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 4. ed. CRC Press, 2014.
- BOUCHEKARA, H. R. E.; ZELLAGUI, M.; ABIDO, M. A. Coordination of Directional Overcurrent Relays Using the Backtracking Search Algorithm. **Journal of Electrical Systems**, vol. 12, no. 2, pp. 387-405. 2016. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/303751403\\_Coordination\\_of\\_Directional\\_Overcurrent\\_Relays\\_Using\\_the\\_Backtracking\\_Search\\_Algorithm](https://www.researchgate.net/publication/303751403_Coordination_of_Directional_Overcurrent_Relays_Using_the_Backtracking_Search_Algorithm)>. Acesso em: 10. ago. 2023.
- BRAHMA, S. M.; GIRGIS, A. A. Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 19, no. 1. 2004. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1256357>> Acesso em: 10 ago. 2023.
- BROWN, K. A.; PARKER, J. M. A personal computer approach to overcurrent protective device coordination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 3, no. 2, pp. 509-513. 1988. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4287>> Acesso em: 10 ago. 2023.
- CEPEL, ANAFAS – **Programa de Análise de Falhas Simultâneas: Manual de Processamento “Batch”**. Versão 7.6. 2022.
- FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- ENA, Energy Networks Association. **OTS Functional Design and Data Exchange Requirements Report**. 2020.

KAWAHARA, K.; SASAKI, H.; SUGIHARA H. An application of rule based system to the coordination of directional overcurrent relays. **Sixth International Conference on Developments in Power System Protection**, no. 434, pp. 58-61. 1997.

Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/608134>> Acesso em: 10 ago. 2023.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Volume 1**. 2. ed. Florianópolis: UFSC, 2005.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Volume 2**. UFSC, 2006.

LASDON, L. S.; FOX, R. L.; RATNER, M. W. Nonlinear Optimization Using The Generalized Reduced Gradient Method. **Revue française d'automatique, informatique, recherche opérationnelle**. Recherche opérationnelle, vol 8, no. V3, p. 73-103. 1974. Disponível em: <[http://www.numdam.org/item?id=RO\\_1974\\_\\_8\\_3\\_73\\_0](http://www.numdam.org/item?id=RO_1974__8_3_73_0)> Acesso em: 10 ago. 2023.

LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos**. 3. ed. Rio de Janeiro: Editora Ciência Moderna Ltda., 2012.

MAEZONO, P. K. **Proteção de Sistemas Elétricos de Transmissão de Energia Elétrica**. 4. ed. Virtus. 2012.

MARDEGAN, C. S. **Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais**. São Paulo: Atitude Editorial Ltda. 2012.

MARTÍNEZ, J. M.; SANTOS, S. A. **Métodos Computacionais de Otimização**. Campinas: Departamento de Matemática Aplicada, IMECC-UNICAMP, 1998.

MASON, C. R. **The Art & Science of Protective Relaying**. General Electric Company, 1956.

MENDONÇA, F. D. et al. Automatização da Análise de Sensibilidade e Coordenação de Relés 51 e 67 em Estudos Conduzidos em ANAFAS®. **XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. 2022.

NEGRÃO, D. L. A. Metodologia Para a Coordenação e Seletividade da Proteção Direcional de Sobrecorrente em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado em Ciências, Programas de Engenharia Elétrica – **Universidade de São Paulo**. São Carlos, p. 147. 2015.

NOGHABI, A. S.; SADEH, J.; MASHHADI, H. R. Considering Different Network Topologies in Optimal Overcurrent Relay Coordination Using a Hybrid GA. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 24, no. 4, pp. 1857-1863. 2009. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5235753>>. Acesso em: 10 ago. 2023.

PEREIRA, D. N. et al. Análise dos Aspectos do Controle de Conversores Empregados em Fontes Renováveis que Desafiam os Sistemas de Proteção das

Redes Elétricas. **XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. 2022.

SACOMAN, M. A. R. **Otimização de Projetos Utilizando GRG, Solver e Excel**. Cobenge, 2012. Disponível em: <<http://www.abenge.org.br/cobenge/arquivos/7/artigos/103911.pdf>>. Acesso em: 01 nov. 2020.

SATO, F; FREITAS, W. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica**. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

SCHNEIDER. **Parametrizando a função de sobrecorrente de fase nos relés SEPAM, SÉRIE 20, 40 E 80**. Boletim Técnico - PMC. 2008. il. color. Disponível em: <[https://www.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER\\_ELECTRIC/content/live/FAQS/283000/FA283915/pt\\_BR/PARAM%2050-51.pdf](https://www.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/283000/FA283915/pt_BR/PARAM%2050-51.pdf)>. Acesso em: 12 set. 2020.

Siemens. **Siprotec 5 Overcurrent Protection 7SJ82/7SJ85**. 2019. Disponível em: <<https://www.se.com/br/pt/faqs/FA283915/>>. Acesso em: 10 ago. 2023.

Siemens. **Siprotec 5 Transformer differential Protection 7UT82, 7UT85, 7UT86, 7UT87**. 2023. Disponível em: <<https://support.industry.siemens.com/cs/document/109742405/siprotec-5-7ut82-85-86-87-transformer-differential-protection-manual?dti=0&pnid=25304&lc=en-BR>>. Acesso em: 10 set. 2023.

SILVA, E. C. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Guia Prático de Ajustes**. 1. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 2014.

TELUKUNTA, V.; PRADHAN, J.; AGRAWAL, A.; SINGH, M.; SRIVANI, S. G. Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8233582>> Acesso em: 10 ago. 2023.

ZEINELDIN, H. H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. Optimal Coordination of Overcurrent Relays Using a Modified Particle Swarm Optimization. **Electric Power Systems Research**. Vol. 76, pp. 988-995, 2006. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779605002701>> Acesso em: 10 ago. 2023.