

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDERSON MARCOS WITKOVSKI

**ANÁLISE TÉCNICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE  
RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE ALIMENTADORES DE  
DISTRIBUIÇÃO COM SISTEMA *SELF HEALING***

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2019

ANDERSON MARCOS WITKOVSKI

**ANÁLISE TÉCNICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE  
RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE ALIMENTADORES DE  
DISTRIBUIÇÃO COM SISTEMA *SELF HEALING***

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Campus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Vasques de Oliveira

Coorientador: Prof. Dr. Eloi Rufato Junior

PATO BRANCO

2019

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado “ANÁLISE TÉCNICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM SISTEMA SELF HEALING”, do acadêmico “Anderson Marcos Witkovski” foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **222** de 2019.

Fizeram parte da banca os professores:

**Ricardo Vasques de Oliveira**

**Alexandre Batista de Jesus Soares**

**César Augusto Portolann**

**A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de  
Engenharia Elétrica**

## DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho à minha filha, Luiza, que nascerá em breve e à minha esposa Carolini Agostini Duracenski Witkovski, que esteve ao meu lado nessa jornada da graduação, auxiliando, ouvindo, aconselhando e compartilhando cada etapa realizada, até a finalização.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus familiares pelo apoio, compreensão e acolhimento nos momentos mais difíceis. Aos amigos que estiveram sempre presentes compartilhando conhecimento, horas de estudo e momentos de descontração.

À UTFPR, pela estrutura excepcional disponibilizada para o nosso desenvolvimento, pelo corpo docente qualificado e profissionais contratados competentes que fazem da universidade uma das melhores do país.

Ao professor Ricardo Vasques de Oliveira pela orientação e compreensão das condições possíveis para o desenvolvimento desse trabalho.

Ao professor Eloi Rufato Junior pela coorientação e apoio no desenvolvimento do trabalho.

Ao colega Antonio Cesar Ibeiro da Silva pela disponibilidade de tempo e grande auxílio no desenvolvimento das simulações.

À Companhia Paranaense de Energia Copel pela disponibilidade dos dados e materiais necessários para o desenvolvimento da pesquisa.

Ao Julio Shigeaki Omori pela inspiração e disponibilização de material para pesquisa.

Ao Paulo Moreira de Souza, pelo apoio dado na maior parte do período da graduação.

Aos professores César Augusto Portolann e Alexandre Batista de Jesus Soares pela contribuição dada durante a defesa do trabalho.

## EPÍGRAFE

*As science began to solve one insoluble problem after another, many became convinced that humanity could overcome each and every problem that afflicts it by acquiring and applying new knowledge. (HARARI, Yuval Noah, 2018).*

À medida que a ciência começou a resolver um problema insolúvel atrás de outro, muitos se convenceram de que a humanidade poderia superar todo e cada um dos problemas que a aflige adquirindo e aplicando novos conhecimentos. (HARARI, Yuval Noah, 2018).

## RESUMO

WITKOVSKI, Anderson Marcos. **Análise Técnica para Implementação de Reconfiguração Automática de Alimentadores de Distribuição com Sistema *Self Healing***. 2019. 73 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2019.

O presente trabalho tem o objetivo de avaliar uma técnica de reconfiguração automática de alimentadores de distribuição denominada *Self-Healing* através da substituição hipotética de equipamentos de manobra e seccionamento convencionais por religadores automáticos configurados com a lógica *Loop-Scheme* em alimentadores urbanos de distribuição. São comparados os sistemas de reconfiguração de alimentadores da forma convencional, através de equipes de manutenção que operam equipamentos manualmente, com a reconfiguração automática, após a substituição dos equipamentos. A demonstração é realizada em dois alimentadores de distribuição urbanos reais, seccionados em trechos com determinado número de consumidores, nos quais são simuladas faltas e demonstradas as etapas realizadas no sistema para a recomposição dos alimentadores e o isolamento do trecho em falta. São desenvolvidas as etapas de análises de fluxo de potência, curto-circuito, coordenação entre os religadores instalados em série e ao final são demonstrados os valores de redução do indicador DEC obtidos para o sistema em análise após a implantação do sistema de reconfiguração.

**Palavras-chave:** Reconfiguração automática, *Loop Scheme*, *Self Healing*, alimentadores de distribuição, redes inteligentes.

## ABSTRACT

WITKOVSKI, Anderson Marcos. **Technical Analysis for Implementation of Automatic Reconfiguration of Distribution Feeder with Self Healing System.** 2018. 73 f. Graduation Conclusion Work (Graduation in Electric Engineering) – Electrical Engineering, Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, 2019.

The present work has the objective of evaluating a technique of automatic reconfiguration of distribution feeders called Self-Healing through the hypothetical substitution of conventional switching and disconnection equipment by automatic reclosers configured with Loop-Scheme logic in urban distribution feeders. Feeder reconfiguration systems are compared in the conventional way, through maintenance teams that operate equipment manually, with automatic reconfiguration, after equipment replacement. The demonstration is performed in two real urban distribution feeders, sectioned with a number of consumers, in which faults are simulated and the steps performed in the system for the replenishment of the feeders and the isolation of the missing section are demonstrated. The steps of analysis of power flow, short circuit, coordination between reclosers installed in series and at the end are demonstrated the reduction values of the DEC indicator obtained for the system under analysis after the implementation of the reconfiguration system.

**Keywords:** Automatic reconfiguration, Scheme Loop, Self Healing, distribution feeders, smart grids.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema implantado pela Elektro.....	16
Figura 2 – Curva característica da corrente de curto circuito .....	19
Figura 3 – Chave seccionadora unipolar.....	21
Figura 4 – Chave a óleo tripolar .....	22
Figura 5 – Chave tripolar isolada a SF6 .....	23
Figura 6 – Religador automático tripolar .....	24
Figura 7 – Características internas do religador.....	24
Figura 8 – Alimentação do religador.....	25
Figura 9 – Controle eletrônico do religador .....	26
Figura 10 – Curva de sequência de atuação do religador.....	27
Figura 11 – Representação de alimentador para cálculo do DEC.....	29
Figura 12 – Ilustração de um sistema de reconfiguração Loop Scheme.....	30
Figura 13 – Exemplo de atuação do Loop Scheme.....	32
Figura 14 – Primeiro sistema Loop Scheme implantado pela Copel.....	33
Figura 15 – Tela de configuração do sistema Loop Scheme .....	34
Figura 16 – Identificação dos terminais do religador .....	37
Figura 17 – a) Montagem para configuração Feeder ou MID e b) configuração TIE.....	38
Figura 18 – Etapas realizadas.....	39
Figura 19 – Diagrama unifilar completo dos alimentadores A (azul) e B (vermelho).....	40
Figura 20 – Diagrama simplificado dos alimentadores A e B .....	41
Figura 21 – Curva do alimentador A em um sábado .....	43
Figura 22 – Curva do Alimentador B em um sábado.....	43
Figura 23 – Análise do fluxo pelo alimentador B .....	45
Figura 24 – Análise do fluxo pelo alimentador A .....	46
Figura 25 – Diagrama simplificado dos alimentadores com religadores .....	46

Figura 26 – Valores de curtos-circuitos pelo alimentador A via RA 00726.....	47
Figura 27 – Valores de curtos-circuitos pelo alimentador A via RA 00728.....	48
Figura 28 – Valores de curtos-circuitos pelo alimentador A via RA 00812.....	48
Figura 29 – Curvas de coordenação entre 5 religadores automáticos .....	49
Figura 30 – Representação final da configuração dos religadores.....	50
Figura 31 – Curvas de coordenação entre 4 religadores automáticos .....	51
Figura 32 – Configuração inicial do Loop Scheme .....	52
Figura 33 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 1 ..	53
Figura 34 – Restabelecimento dos trechos 2 e 3 após falta no trecho 1 .....	53
Figura 35 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 2 ..	54
Figura 36 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 3 ..	55
Figura 37 – Restabelecimento do trecho 3 após falta no trecho 2 .....	55
Figura 38 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 4 ..	56
Figura 39 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 5 ..	56
Figura 40 – Restabelecimento do trecho 4 após falta no trecho 5 .....	57
Figura 41 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 6 ..	57
Figura 42 – Restabelecimento do circuito após falta no trecho 6.....	58
Figura 43 – Faltas simuladas nos alimentadores A e B .....	60

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de interrupção em alimentador para cálculo do DEC .....	29
Tabela 2 – Características dos alimentadores A e B.....	41
Tabela 3 – Características das chaves dos alimentadores A e B.....	42
Tabela 4 – Fluxo de potência nos alimentadores A e B em condições normais.....	44
Tabela 5 – Fluxo de potência no sistema alimentado pelo alimentador B.....	45
Tabela 6 – Fluxo de potência no sistema alimentado pelo alimentador A.....	46
Tabela 7 – Tempos de Recomposição com Reconfiguração Automática .....	59
Tabela 8 – DEC calculado para as faltas em cada trecho.....	59
Tabela 9 – Tempos para isolamento do trecho em falta .....	61
Tabela 10 – Interrupção no trecho 1 com reconfiguração manual .....	62
Tabela 11 – Interrupção no trecho 2 com reconfiguração manual .....	62
Tabela 12 – Interrupção no trecho 3 com reconfiguração manual .....	63
Tabela 13 – Interrupção no trecho 4 com reconfiguração manual .....	63
Tabela 14 – Interrupção no trecho 5 com reconfiguração manual .....	64
Tabela 15 – Interrupção no trecho 6 com reconfiguração manual .....	64
Tabela 16 – Comparação do DEC com reconfiguração manual e automática.....	65

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COD	Centro de Operação da Distribuição
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DEC	Duração Equivalente de interrupção
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
FEC	Frequência Equivalente de interrupção
GISPLAN	Gerenciamento Informatizado do Sistema de Planejamento
MIT	Manual de Instruções Técnicas
PRE	Plano de Restabelecimento de Energia
PCP	Planejamento e Controle da Proteção
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RA	Religador Automático
REI	Redes Elétricas Inteligentes
SCADA	Sistema Supervisório de Aquisição de Dados

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	10
1.1	OBJETIVO GERAL.....	12
1.2	OBJETIVO ESPECÍFICO .....	12
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	12
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	13
2.1	ESTADO DA ARTE SOBRE O ASSUNTO.....	13
2.2	CONCEITOS BÁSICOS de proteção de sistemas de distribuição .....	17
2.3	FILOSOFIA DA PROTEÇÃO .....	19
2.3.1	Proteção Coordenada.....	20
2.3.2	Proteção Seletiva.....	20
2.3.3	Proteção Mista.....	20
2.4	EQUIPAMENTOS DE MANOBRA E SECCIONAMENTO.....	21
2.4.1	Chave Seccionadora Unipolar .....	21
2.4.2	Chave a Óleo Tripolar.....	22
2.4.3	Chave a Gás.....	22
2.5	RELIGADOR AUTOMÁTICO.....	23
2.5.1	Ajuste de Tempos de Atuação do Religador .....	27
2.6	DEMONSTRAÇÃO DE CÁLCULO DO INDICADOR DEC .....	28
3.	ABORDAGEM DO SISTEMA DE RECONFIGURAÇÃO ADOTADO.....	30
3.1	SISTEMA LOOP SCHEME.....	30
3.1.1	Configuração Do Controle <i>Loop Scheme</i> .....	34
3.1.2	Montagem Das Estruturas .....	37
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	39
4.1	CARACTERÍSTICAS DOS ALIMENTADORES ESTUDADOS .....	40
4.2	ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	44

4.3	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO E COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES .....	47
4.4	SIMULAÇÃO DE RECOMPOSIÇÃO COM RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA.....	52
4.5	ANÁLISE DO DEC COM RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA.....	58
4.6	ANÁLISE DAS FALTAS SEM A RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA .....	60
4.7	ANÁLISE DO DEC SEM RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA .....	62
4.8	COMPARAÇÃO DO DEC PARA AS DUAS TOPOLOGIAS .....	65
5.	CONCLUSÕES.....	67
6.	REFERÊNCIAS .....	69
	ANEXOS .....	71

## 1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico é caracterizado pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No Brasil, a exploração dos serviços relacionados à energia elétrica é realizada por regimes de concessão, permissão ou autorização de empresas públicas e privadas e regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL é uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Foi criada para regular o setor elétrico brasileiro no ano de 1997, tendo como principais atribuições regular, fiscalizar, implementar políticas e diretrizes, estabelecer tarifas, dirimir as divergências, promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal (ANEEL, 2018).

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição, entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os PRODIST disciplinam o relacionamento entre os agentes setoriais dos sistemas elétricos de distribuição, incluindo redes e linhas de distribuição em tensão inferior a 230kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT).

O Módulo 8 do PRODIST estabelece os procedimentos relativos à qualidade do produto, qualidade do serviço e a qualidade do tratamento de reclamações. A Seção 8.2 (Qualidade do Serviço) define os conjuntos de unidades consumidoras, estabelece as definições, os limites e os procedimentos relacionados aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento.

A continuidade do atendimento é monitorada através do controle das interrupções, do cálculo e da divulgação dos indicadores de continuidade de serviço. Os índices de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC) são os indicadores que representam a continuidade do fornecimento de energia em um conjunto de unidades consumidoras. As concessionárias têm a responsabilidade de cumprir as metas estabelecidas pela ANEEL, implantando melhorias nas instalações a fim de reduzir a quantidade de interrupções de fornecimento indesejadas nas instalações.

As interrupções no fornecimento de energia podem ser programadas ou não programadas. A interrupção programada é realizada para alteração da rede (melhoria ou ampliação) ou manutenção (corretiva ou preventiva). A interrupção não programada pode ser provocada pelas seguintes causas: meio ambiente (poluição, corrosão, incêndio, inundação, erosão, vegetação, descargas atmosféricas, animais, ventos); terceiros (vandalismo, roubo, objeto na rede, ligação clandestina, interferência de terceiros); falha operacional (erro de operação, serviço mal executado, acidente de trabalho); próprias do sistema (subtensão, sobrecarga, desligamento para manutenção emergencial, desligamento por segurança, falha de material ou equipamento, atuação do sistema de proteção) ou ainda para alívio de carga.

A ocorrência de uma falta no sistema provoca a interrupção temporária no fornecimento de energia através da atuação de mecanismos de proteção. Para minimizar o número de consumidores afetados, as concessionárias instalam equipamentos de manobra e seccionamento ao longo da rede, delimitando trechos com um número de consumidores atendidos. Esses equipamentos podem ser automatizados e telecomandados a distância ou operados manualmente. Os equipamentos de operação manual são geralmente manobrados por equipes de manutenção, orientadas pelos Centros de Operação da Distribuição (COD) que determinam as manobras a serem realizadas pelas equipes através de planos de recomposição do sistema e análises das condições da rede que possibilitem manobras em equipamentos.

O tempo para o restabelecimento do sistema depende do local da ocorrência da falta, dos dispositivos de proteção e manobras instalados na rede, das equipes de manutenção disponíveis para localização dos defeitos e das tecnologias de automação em equipamentos instaladas pelas concessionárias ao longo da rede.

Para reestabelecer as condições normais de fornecimento mais rapidamente, as concessionárias têm investido em novas tecnologias e automatização de equipamentos. Dentre as técnicas de automatização, está o sistema de reconfiguração automática denominado *Self Healing* (no português, auto cura) que consiste em reestabelecer automaticamente o fornecimento de energia para trechos dos alimentadores não afetados por uma falta, sem a interferência do operador. Nesse trabalho, será avaliada uma técnica de reconfiguração automática aplicada a dois



alimentadores reais e comparada a recomposição do sistema sem a reconfiguração automática e com a reconfiguração automática.

### 1.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar uma metodologia de reconfiguração automática de redes de distribuição baseada no conceito *Self Healing*. Demonstrar a contribuição na redução do indicador DEC em alimentadores de distribuição, através do uso de um sistema de reconfiguração automática com a lógica *Loop Scheme*.

### 1.2 OBJETIVO ESPECÍFICO

Comparar um sistema de reconfiguração automática de rede de distribuição com a reconfiguração manual, através da substituição hipotética de chaves de manobras convencionais por religadores automáticos em dois alimentadores de distribuição reais a fim de demonstrar a redução do DEC nos alimentadores após a substituição dos equipamentos.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho foi dividido em 5 Capítulos. No capítulo 1 descreve-se a introdução do trabalho e os objetivos gerais e específicos. O capítulo 2 estabelece a fundamentação teórica e conceitos necessários para a compreensão do trabalho, tais como a filosofia da proteção, descrição de equipamentos de manobra existentes que serão hipoteticamente substituídos por religadores automáticos, o detalhamento do funcionamento do religador automático e demonstra-se o cálculo do DEC em alimentadores após a ocorrência de faltas. No capítulo 3 a abordagem do sistema de reconfiguração automática adotado é detalhado. No capítulo 4 são demonstradas as características dos dois alimentadores estudados, as análises dos fluxos de potência,

as análises dos níveis de curto-circuito e coordenação dos religadores instalados em série, as etapas de atuação dos sistemas de reconfiguração automática e manual e a comparação do DEC obtido em cada alimentador com e sem reconfiguração automática. No capítulo 5 descreve-se as conclusões obtidas no desenvolvimento do trabalho e sugere-se trabalhos futuros.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esse capítulo apresenta uma revisão da literatura sobre reconfiguração automática de redes de distribuição no contexto de redes elétricas inteligentes, conceitos básicos de filosofia de proteção de redes de distribuição, descrição do funcionamento do religador automático e da lógica *Loop Scheme* e uma abordagem para o cálculo do indicador DEC.

### 2.1 ESTADO DA ARTE SOBRE O ASSUNTO

O conceito de Redes Elétricas Inteligentes ou “*Smart Grids*”, vem sendo explorado com maior ênfase nos últimos anos. A evolução tecnológica permitiu o desenvolvimento de ferramentas computacionais, novos materiais e equipamentos, recursos de simulação, supervisão e controle e o aprimoramento de tecnologias existentes visando melhorar as condições de fornecimento de energia em termos de eficiência e confiabilidade.

O crescimento das fontes de geração distribuída, inseridas nas redes de distribuição tem provocado uma alteração no cenário vigente, permitindo uma maior interatividade entre os consumidores, agora também fornecedores, e as concessionárias de energia. Porém, há muitos desafios a serem enfrentados para que os sistemas sejam plenamente inteligentes e autônomos, requerendo pesquisas e desenvolvimentos adicionais.

Na transição do modelo convencional para as redes inteligentes, as concessionárias têm investido na automatização gradativa de equipamentos com a instalação de chaves seccionadoras automatizadas e religadores automáticos. A disseminação da automação em alimentadores de distribuição permitiu uma maior

flexibilidade da operação e manutenção dos sistemas de distribuição e permitiu o avanço das tecnologias aplicadas às chaves automáticas e religadores, dispendo de sensores de tensão e corrente, mecanismos de acionamento por controle microprocessado, interrupção da corrente de curto-circuito sob vácuo e isolamento elétrica sólida (CUNHA, 2011).

A operação dos sistemas de distribuição é caracterizada pela forma radial, onde o fluxo de potência é direcionado da fonte (subestação) para as cargas ao longo dos alimentadores. Essa característica é necessária para evitar problemas de coordenação da proteção e reduzir os níveis das correntes de curto circuito. Porém, a radialidade da rede não garante alternativas de fornecimento de energia na ocorrência de sobrecargas ou situações de contingências, sendo necessárias manobras no circuito para remanejamento de cargas, isolamento de defeitos e ilhamento de barras (GUIMARÃES, 2005).

A instalação de equipamentos automatizados, como os religadores microprocessados, flexibilizam a operação do sistema e coordenação da proteção devido às diversas funcionalidades incorporadas no módulo de controle do dispositivo. Ramos cita o desenvolvimento de um sistema de ajuste da proteção, no qual os dispositivos se auto ajustam, conforme as informações recebidas do sistema supervisor. Os dispositivos são ajustados em função da máxima corrente de carga e da mínima corrente de curto circuito. O autor destaca que os equipamentos de proteção devem se ajustar à alteração ocorrida na topologia do circuito e às variações de carga. A coordenação entre religadores automatizados limita a quantidade de equipamentos que podem ser instalados em série em um circuito (RAMOS, 2014, apud LIM et al., 2006).

A restrição para reconfiguração de redes é destacada por Ferreira, que descreve a necessidade de avaliar o fluxo de potência dos circuitos, para que os limites de carregamento e queda de tensão não sejam ultrapassados (FERREIRA, 2010).

Os operadores de sistemas de distribuição geralmente estabelecem um Plano de Restabelecimento de Energia (PRE). Um PRE, segundo Camillo (2013) deve atender aos seguintes objetivos:

- Minimizar o número de consumidores sem energia;
- Minimizar o número de manobras em equipamentos (para evitar o desgaste prematuro do equipamento e diminuir o tempo para execução do PRE);

- Minimizar as perdas resistivas por efeito Joule.

O PRE também deverá obedecer algumas restrições de operação, como:

- Manter a radialidade da rede, ou seja, uma única fonte alimentando cada circuito;
- Não sobrecarregar os elementos da rede e de subestações, como barramentos, cabos e transformadores;
- Manter os níveis de tensão dentro dos intervalos exigidos;
- Ser executado em tempo real, em um curto intervalo de tempo.

Em Hokama (2016), o autor descreveu um sistema de *Self Healing* implantado pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), em parceria com a companhia *Eaton Power Systems*, na cidade de Campinas no estado de São Paulo. O sistema é uma solução avançada de rede inteligente e consiste em restabelecer o circuito isolando um trecho em falta, minimizando o número de consumidores atingidos.

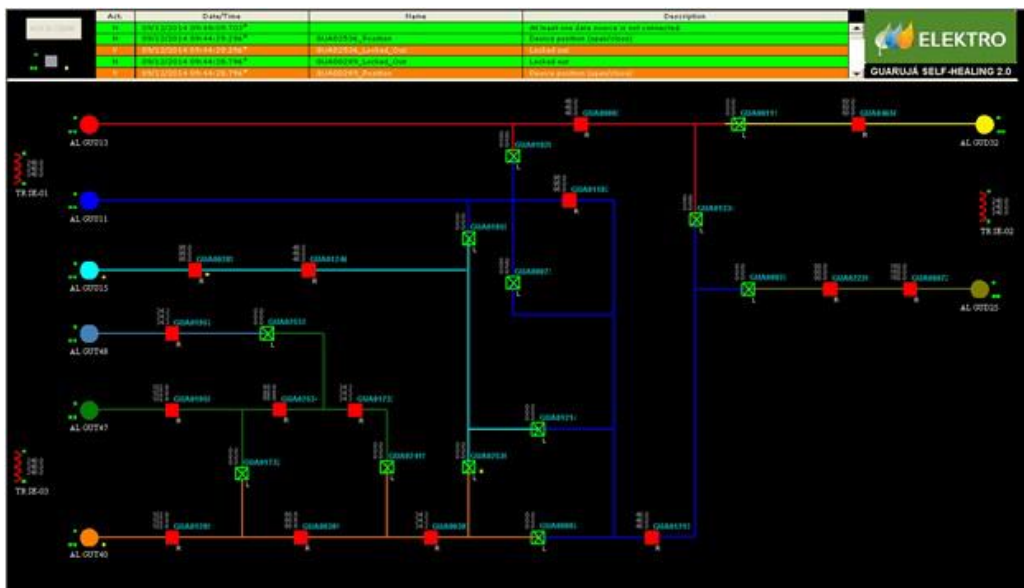
O sistema implantado pela CPFL previu uma arquitetura intermediária em virtude do sistema de comunicação instalado. Foi utilizada uma rede *Mesh*, localizada na mesma rede do Sistema de Supervisão e Controle (SCADA). O projeto previu a instalação do sistema interagindo com quatro alimentadores e oito religadores de distribuição de fabricantes distintos. A área de instalação se concentrou em uma região de importantes centros comerciais e outros centros consumidores de grande consumo. Os autores descreveram eventos onde o sistema de reconfiguração atuou e foram atingidos tempos de resposta entre 30 e 40 segundos para recomposição da rede (HOKAMA, 2016).

Um projeto de um sistema de automação inteligente de redes instalado, desenvolvido pela concessionária Elektro na cidade de Guarujá no estado de São Paulo, contemplou 43 religadores, 3 subestações e 85 km de rede *mesh* de fibra óptica para o sistema de comunicação dos religadores. O sistema foi baseado em três pilares: localização, isolamento e recomposição. O autor destaca a necessidade de seccionar os troncos dos alimentadores em segmentos menores, instalando religadores intermediários nos segmentos, reduzindo o número de consumidores atingidos (ROVER, 2016).

Em um alimentador com um trecho com 5000 consumidores, podem ser instalados mais religadores no segmento, dividindo o trecho em segmentos de 1000

consumidores, por exemplo. Porém, um número maior de religadores instalados, resulta no aumento da complexidade do sistema, necessitando de um sistema de comunicação de alta disponibilidade e baixa latência para garantir um correto funcionamento. O trabalho desenvolvido pela Elektro enfatiza a importância do sistema de comunicação desenvolvido, o qual permite aumentar o número de religadores a serem instalados no sistema, aumentando a possibilidade de manobras e a consequente redução do número de consumidores afetados por falhas ocorridas no sistema (ROVER, 2016).

A Figura 1 representa o diagrama unifilar do sistema implantado pela Elektro. Os alimentadores são representados por cores diferentes. Observa-se as diversas opções de manobras entre os alimentadores representados nas cores verdes (equipamentos configurados para operar normalmente abertos) e cores vermelhas (equipamentos configurados para operar normalmente fechados).



**Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema implantado pela Elektro**  
**Fonte: ROVER (2016)**

Em Roth (2012) descreve-se formas de maximizar a proteção de alimentadores de distribuição com a utilização de sistemas de *Self Healing*. O autor destaca os sistemas de controle acoplados a religadores e o desafio de segmentar alimentadores em trechos menores, para maximizar as zonas de proteção dos religadores instalados no trecho. Destaca também o desafio de fazer a coordenação da proteção de vários equipamentos instalados em série. A lógica do sistema de coordenação é detalhada, indicando a sequência das rotinas do algoritmo do controle para a coordenação adequada entre os dispositivos.

Os religadores que operam nos sistemas de auto cura possuem mais do que um grupo de ajuste de proteção. Devido à necessidade de alimentar o circuito em diferentes configurações, grupos de ajustes diferentes são configurados, de acordo com estudos previamente realizados nas topologias dos alimentadores existentes. Ao inverter o fluxo do alimentador, os grupos de proteção devem ser alterados para uma atuação adequada da proteção na nova configuração. O autor destaca a importância da realização de estudos de fluxos de potência e simulações para verificação das violações dos níveis de tensão em todos os grupos de ajustes a serem utilizados no religador.

Destaca-se no artigo, a possibilidade de os religadores serem configurados no “modo chave”, onde a função de proteção não é ativada e os dispositivos são utilizados para abertura e fechamento remotamente pelos operadores dos centros de operação. Também podem atuar como seccionalizadores, realizando manobras sob o comando do religador à montante, após o número de aberturas pré-determinadas (ROTH, 2012).

## 2.2 CONCEITOS BÁSICOS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A seguir são descritas as definições típicas utilizadas na proteção de sistemas de distribuição em média tensão, de acordo com o Manual de Instruções Técnicas (MIT 162503) da Copel:

a) Zona de Proteção: Corresponde ao trecho protegido pelo equipamento de proteção. A zona de proteção deve considerar os trechos que serão acrescentados à zona protegida na realização de manobras no circuito.

b) Proteção Principal: Corresponde ao primeiro equipamento localizado à montante do local da falta.

c) Proteção de Retaguarda: Corresponde ao primeiro equipamento localizado à montante do equipamento de proteção principal. A proteção de retaguarda tem a função de desligar o trecho com defeito em caso de falha na atuação da proteção principal.

d) Resistência de Falta ( $R_f$ ): Corresponde ao valor adotado nos estudos de proteção para cálculos das correntes de curto-circuito fase-terra mínima.

e) Seletividade: Corresponde ao critério onde a proteção deve somente isolar a parte do sistema atingida pelo defeito, mantendo a continuidade do serviço das demais partes.

f) Sensibilidade: A proteção deve ser suficientemente sensível a defeitos que possam ocorrer durante a operação do sistema. Corresponde à capacidade do equipamento de proteção de detectar um defeito na zona de proteção.

g) SEF (Faltas Sensíveis à terra): Corresponde a uma curva de tempo definido com a finalidade de atuar nos curtos-circuitos fase-terra de baixo valor, reduzindo o tempo de ocorrência de uma falta.

h) Corrente de Magnetização (*Inrush*): É a corrente transitória que surge quando da energização de transformadores. A corrente *Inrush* pode atingir valores de 8 a 12 vezes a corrente nominal do transformador. Isto dependerá da posição da tensão senoidal no instante do fechamento do disjuntor.

i) Corrente de Curto Circuito Simétrica: Corresponde à parte da corrente de curto circuito que é simétrica em relação ao eixo do tempo.

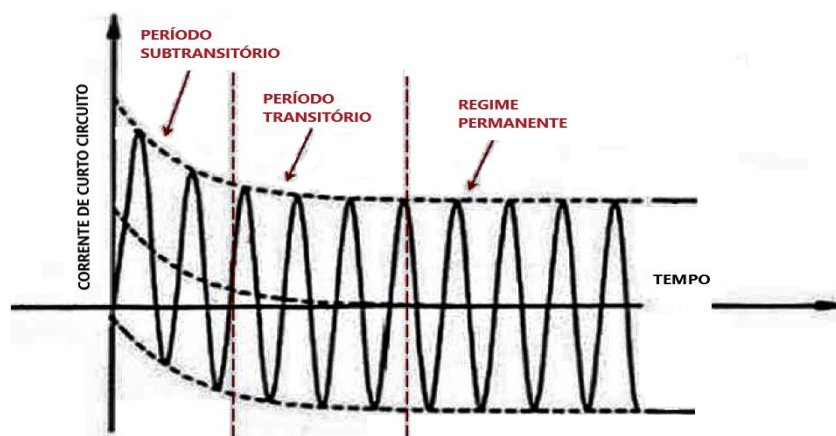
j) Corrente de Curto Circuito Assimétrica: Corresponde ao somatório da componente simétrica com a componente contínua (DC) da corrente de curto circuito. A componente DC é a energia magnética indutiva existente no circuito elétrico do gerador síncrono antes do defeito, a qual mudará para a nova condição do circuito após o defeito. A mudança ocorre de modo contínuo. A componente contínua do circuito é decrescente e aparece devido à propriedade do fluxo magnético não poder variar bruscamente, condicionando as correntes de curto circuito trifásicas a partirem do zero.

k) Período Subtransitório: Corresponde ao período inicial da corrente de curto circuito do gerador. As bobinas de fase do estator (armadura), as bobinas do enrolamento amortecedor contribuem para o surgimento do período subtransitório. Porém, o enrolamento amortecedor é o principal responsável pelo período subtransitório.

l) Período Transitório: Corresponde ao período imediatamente posterior ao período subtransitório. O principal responsável pela manutenção do período transitório é o enrolamento de campo do rotor do gerador síncrono. É caracterizado por um decaimento mais suave e com período maior do que o período subtransitório.

m) Período de Regime Permanente: Corresponde ao período final do curto circuito. Não há decaimento como nos períodos anteriores e a corrente de curto circuito permanece constante. A proteção do equipamento geralmente atua antes desse período.

A curva característica das correntes de curto-circuito em relação ao tempo dos períodos subtransitório, transitório e regime permanente, está representada na Figura 2.



**Figura 2 – Curva característica da corrente de curto circuito**  
 Fonte: Adaptado de Copel (2018)

### 2.3 FILOSOFIA DA PROTEÇÃO

A filosofia da proteção é a técnica de selecionar, coordenar e aplicar vários equipamentos e dispositivos protetores a um sistema elétrico, de forma que guardem entre si uma relação tal que, em havendo uma determinada anormalidade no sistema, possa isolar o defeito sem que outras partes do sistema sejam afetadas. A finalidade da proteção é isolar a menor parte possível do sistema no caso de alguma falta, ou isolar o curto-circuito tão próximo quanto possível de sua origem, em um tempo mínimo a fim de reduzir os danos a condutores e equipamentos.



### 2.3.1 Proteção Coordenada

A proteção coordenada garante uma maior continuidade no fornecimento de energia elétrica considerando que a maior parte das faltas ocorridas no sistema são de origem transitória. A coordenação ocorre entre os religadores e os elos fusíveis e entre os religadores instalados em série no circuito.

Características da proteção coordenada:

- Interrupções de curta duração, afetando um número maior de clientes;
- Diminuição de interrupções duradouras no trecho protegido;
- Baixo custo operacional do sistema;
- A coordenação é aplicada em alimentadores que possuem religadores coordenados com os demais equipamentos de proteção existentes no alimentador.

### 2.3.2 Proteção Seletiva

A proteção seletiva garante ao sistema minimizar o impacto no alimentador na ocorrência de faltas, desligando o menor trecho com defeito independente da origem da interrupção, transitória ou permanente.

Características da proteção seletiva:

- Aumento no número de interrupções duradouras no trecho protegido;
- Maior custo operacional;
- Aplicada em alimentadores protegidos com religadores operando apenas com a curva lenta, seletiva com os demais equipamentos de proteção existentes no alimentador.

### 2.3.3 Proteção Mista

A proteção mista é a aplicação das proteções coordenadas e seletivas, levando em consideração as características dos circuitos. Os equipamentos de proteção devem interromper as correntes de curto-circuito trifásicas, bifásicas, fase-terra e fase-terra mínimas previstas nos pontos de instalação. Os valores das

correntes variam de acordo com as características do circuito, como comprimento do trecho e impedância do condutor.

## 2.4 EQUIPAMENTOS DE MANOBRA E SECCIONAMENTO

Os equipamentos de manobra e seccionamento são instalados em redes de distribuição para serem operados quando houver a necessidade de intervenção nos circuitos em situações emergenciais, manutenção e reparos ou remanejamento de cargas entre circuitos. As chaves podem ser de operação manual ou automatizadas, operadas por telecomandado.

### 2.4.1 Chave Seccionadora Unipolar

A chave seccionadora unipolar, também denominada “chave faca” é um dispositivo de seccionamento instalado em trechos de alimentadores de distribuição para realização de manobras e seccionamento, sem a função de proteção. São operadas manualmente pelo profissional com uso de um bastão isolado para a tensão específica, denominado “vara de manobras”. Geralmente, a manobra desse tipo de chave é realizada sem carga no circuito, devido ao risco de formação de arcos elétricos na abertura ou fechamento. A ilustração de uma chave seccionadora unipolar, composta por um mecanismo de abertura, dois isoladores nas extremidades e contatos para conexões, está representada na Figura 3.



**Figura 3 – Chave seccionadora unipolar**  
**Fonte: Delmar (2019)**

### 2.4.2 Chave a Óleo Tripolar

A chave a óleo tripolar é um dispositivo de manobra e seccionamento instalado em trechos de alimentadores de distribuição, onde os contatos de abertura estão mergulhados em óleo isolante. A abertura ou fechamento da chave é realizado através de uma alavanca que aciona simultaneamente os 3 contatos internos e permite a abertura ou fechamento do equipamento com carga no circuito. A Figura 4 representa uma chave a óleo tripolar com operação manual.

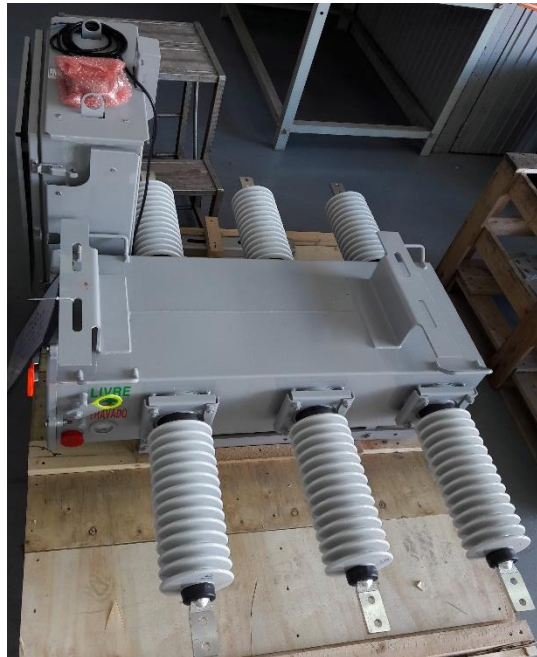


**Figura 4 – Chave a óleo tripolar**  
**Fonte: Autoria própria**

### 2.4.3 Chave a Gás

A chave a gás tripolar é um equipamento de manobra e seccionamento que usa o gás SF<sub>6</sub> (Hexafluoreto de Enxofre) como meio isolante e extintor do arco. Pode operar sob carga e possui dois tipos de mecanismo de operação: manual e motorizada/remota. O mecanismo de fechamento atua de forma rápida e independente, combinado com o mecanismo motorizado de abertura. As chaves a gás automatizadas recebem um comando para abertura ou fechamento com velocidade

de operação dentro de 1 segundo após receberem o comando de operação. A Figura 5 ilustra uma chave tripolar com isolamento a SF<sub>6</sub>.



**Figura 5 – Chave tripolar isolada a SF<sub>6</sub>**  
Fonte: Autoria própria

## 2.5 RELIGADOR AUTOMÁTICO

O religador automático tripolar é um equipamento de proteção projetado para interromper a passagem de energia elétrica momentaneamente, e realimentar o circuito após uma temporização pré-ajustada. Ao identificar um defeito na linha, o mecanismo de temporização dispara, de acordo com a curva de disparo do equipamento. A interrupção momentânea reduz as possibilidades de danos ao sistema e evita a ruptura de elos fusíveis entre o local do defeito e o religador. Sua principal função é proteger o circuito à jusante de faltas temporárias, evitando que os fusíveis do sistema se fundam para esse tipo de falta.

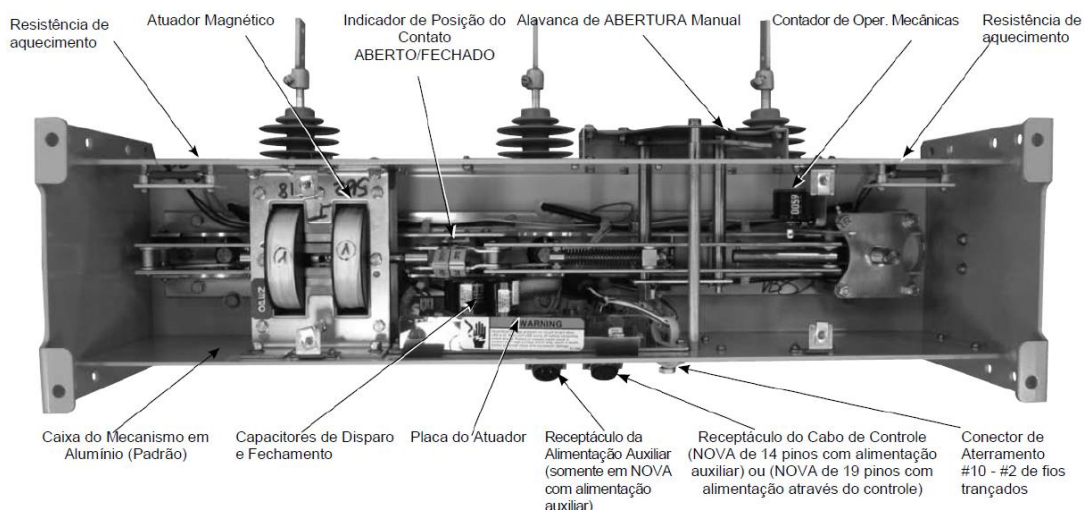
É composto de um mecanismo de abertura e fechamento baseado em um atuador magnético, um mecanismo de interrupção a vácuo e controlado por um controle eletrônico com circuito microprocessado. O controle eletrônico obtém as informações de medições de corrente a partir dos transformadores de corrente tipo bucha, montados internamente. O circuito eletrônico controla as funções de disparo e religamento do mecanismo do religador, onde são usados circuitos impressos

constituídos de componentes estáticos. A Figura 6 representa um religador modelo NOVA, da fabricante *Cooper Power Systems*.



**Figura 6 – Religador automático tripolar**  
**Fonte: Cooper Power Systems (2018)**

O religador tem três módulos de interrupção de polímero sólido, um transformador de corrente encapsulado e um invólucro padrão de alumínio para o mecanismo. Pode operar na faixa de temperatura de  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$ . A Figura 7 representa o mecanismo interno de um religador.

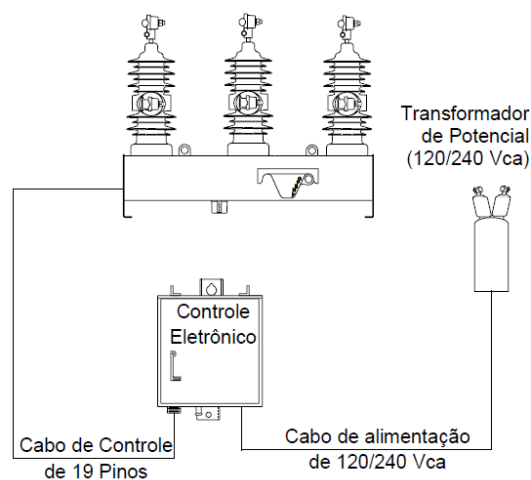


**Figura 7 – Características internas do religador**  
**Fonte: Cooper Power Systems (2018)**

Para abrir os contatos principais, a bobina de abertura é energizada com corrente elétrica que produz um campo elétrico. O campo elétrico, concentrado no

centro da bobina, movimenta o conjunto do êmbolo na direção de abertura. Enquanto o êmbolo se move, a densidade magnética do campo aumenta à medida que o entreferro diminui, devido à diferença na permeabilidade relativa do espaço livre (ar) e do núcleo de ferro. Os campos magnéticos garantem o travamento do equipamento na posição aberta.

O mecanismo do religador tipo NOVA com interface para energização através de um módulo de controle é equipado com um conversor CC-CC, circuito de interface e um cabo de 19 pinos blindado. A interface de alimentação através do controle inclui um receptáculo de 19 pinos no religador e aquecedores internos para controle da umidade. São alimentados a partir da fonte de corrente contínua ou alternada. A alimentação do controle em CA pode ser feita instalando transformadores de potencial na estrutura à montante do religador, como em áreas rurais onde não se dispõe de rede de baixa tensão. Em áreas urbanas, a alimentação do controle é feita pelo circuito de baixa tensão existente. O sistema para energização e ligação do controle eletrônico do religador está representado na Figura 8.



**Figura 8 – Alimentação do religador**  
**Fonte: Cooper Power Systems (2018)**

A placa do conversor CC-CC converte a tensão das baterias do controle de 24 V para 53 V para carregar os capacitores de disparo/fechamento do mecanismo do religador. A placa também aloja os circuitos do monitoramento de tensão e de condicionamento que protegem a bateria de falhas e proveem operações de disparo/fechamento sem alimentação em CA. Na ausência de tensão CA, a bateria do controle provê as operações de disparo/fechamento.

A figura 9 representa o controle eletrônico do religador. O modelo é o Form6, da Cooper Power Systems.



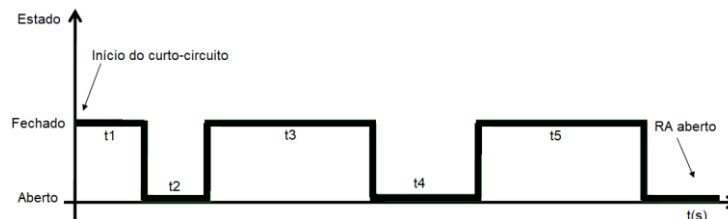
**Figura 9 – Controle eletrônico do religador**  
**Fonte: Autoria própria**

O controle eletrônico é instalado na mesma estrutura do religador e proporciona o ajuste das sequências de operação, operações até bloqueio e temporizações de religamento e restabelecimento. Os ajustes podem ser aplicados remotamente ou através da porta serial. A interface permite a operação local, bloqueando a opção “Remoto HABILITADO”. O controle pode armazenar vários grupos de ajustes de operação e atuar em situações de fornecimento normal ou de contingência. É composto pelas funções de proteção:

- Sobrecorrente (50/51 – fase, 50/51N – Neutro e SEF);
- Sobrecorrente direcional de fase (67) e neutro (67N);
- Sobretensão (59) e subtensão (27) com temporização (62);
- Religamento automático (79).

### 2.5.1 Ajuste de Tempos de Atuação do Religador

O religador pode ser configurado para operar com duas curvas típicas de atuação. Curva rápida e curva lenta. A curva rápida é configurada para salvaguardar os elos fusíveis à jusante dos defeitos transitórios em um sistema de distribuição. A curva lenta é configurada para que o tempo de fusão do elo fusível seja maior do que o ajuste de tempo de abertura do religador, onde deseja-se que ocorra a fusão do elo fusível e conseqüentemente a abertura do equipamento de proteção isolando o trecho com defeito, sem a atuação do religador. A Figura 10 representa uma curva típica de seqüência de atuação do religador.



**Figura 10 – Curva de seqüência de atuação do religador**  
**Fonte: Autoria Própria**

Onde:

t1: tempo de atuação da curva rápida do religador;

t2: tempo do primeiro religamento;

t3: tempo de atuação da curva lenta do religador;

t4: tempo do segundo religamento;

t5: tempo de atuação da curva lenta do religador.

De acordo com as características do circuito, o religador pode ser configurado para atuar com curvas rápidas e lentas ou somente com curvas lentas. Em circuitos urbanos, onde a variação de carga é mais frequente e o número de religadores instalados em série é maior, geralmente se utilizam apenas curvas lentas. Nesta configuração, deseja-se que os elos fusíveis atuem antes da primeira operação do religador, evitando a geração de falhas momentâneas (inferiores a três minutos) no trecho protegido pelo religador à montante dos elos.



## 2.6 DEMONSTRAÇÃO DE CÁLCULO DO INDICADOR DEC

Os índices de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC) são os indicadores que representam a continuidade do fornecimento de energia para um conjunto de unidades consumidoras. Toda vez que o sistema de proteção atuar, suspendendo o fornecimento de energia de determinado circuito por um período superior a três minutos, os indicadores FEC e DEC serão computados. Este tópico abordará a demonstração do cálculo do indicador DEC, indicador onde o sistema de reconfiguração automática incidirá diretamente.

O período de apuração do indicador é definido como o intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções de fornecimento de energia elétrica aos consumidores de um determinado conjunto. Os indicadores são apurados mensalmente, trimestralmente e anualmente (ANEEL, 2018). O cálculo para apuração do DEC é definido, conforme Portaria DNEEE nº 046, de 17/04/78, como:

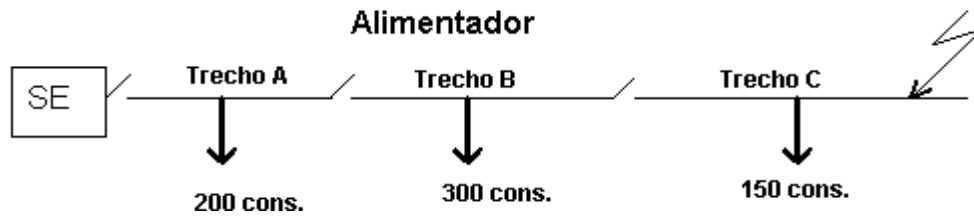
$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) * t(i)}{Cs}, \quad (1)$$

onde:

- DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, expresso em horas e centésimos de hora;
- N = Número de interrupções no período de observação;
- I = Contador do número de interrupções, variando de 1 a n;
- Ca(i) = Número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);
- t(i) = Tempo de duração da interrupção (i), em horas;
- Cs = Número total de consumidores do conjunto considerado.

Com exceção de falhas internas relacionadas às instalações dos consumidores, que não afetem os demais consumidores de um circuito, todas as demais interrupções são registradas e repassadas pelas concessionárias para a agência reguladora ANEEL.

A seguir serão demonstradas as formas de cálculo para o DEC de um circuito hipotético, representado na Figura 11.



**Figura 11 – Representação de alimentador para cálculo do DEC**  
**Fonte: ANEEL (2018)**

No exemplo da Figura 11, uma falta ocorre no trecho C, no tronco do alimentador. Em um primeiro momento, todos os consumidores do alimentador permanecem sem o fornecimento de energia. Em seguida, manobras nas chaves entre os trechos A e B e entre os trechos B e C são realizadas, isolando o trecho C e restabelecendo o fornecimento para o restante do alimentador. A duração da interrupção e o número de consumidores afetados nos diferentes trechos do alimentador estão representados na Tabela 1.

**Tabela 1 – Dados de interrupção em alimentador para cálculo do DEC**

TRECHO	INÍCIO (h)	TÉRMINO (h)	DURAÇÃO (h)	CONSUMIDORES ATINGIDOS	CONSUMIDORES DO CONJUNTO
A	11:00	11:05	00:05	200	650
B	11:00	11:15	00:15	300	650
C	11:00	11:55	00:55	150	650

**Fonte: Adaptado de ANEEL (2018)**

Observa-se na Tabela 1, que o tempo de reestabelecimento do trecho A é de 5 minutos e 200 consumidores são afetados por esse período. No trecho B, a duração da interrupção é de 15 minutos e 300 consumidores são afetados durante esse período. No trecho C, a duração da interrupção é de 55 minutos, tempo necessário para conserto do defeito, e são afetados 150 consumidores durante esse período.

Com os dados da Tabela 1, o cálculo do DEC equivalente para a falta exemplificada na Figura 11, utilizando a Equação 1, é dado por:

$$DEC = \frac{200 * \left(\frac{5}{60}\right) + 300 * \left(\frac{15}{60}\right) + 150 * \left(\frac{55}{60}\right)}{650} =$$

$$DEC = 0,35 \text{ horas}$$

Portanto, o DEC resultante do alimentador para o exemplo da Figura 11 foi de 0,35 horas. Para cada falta o indicador é somado e acumulado em registros mensais, trimestrais e anuais.

### 3. ABORDAGEM DO SISTEMA DE RECONFIGURAÇÃO ADOTADO

Nessa seção será abordado o sistema de reconfiguração com a lógica *Loop Scheme*, sistema adotado para a simulação da reconfiguração automática.

#### 3.1 SISTEMA LOOP SCHEME

O sistema *Loop Scheme*, esquema de fechamento em laço, é o nome atribuído para a lógica incorporada ao controle eletrônico dos religadores de trecho em alimentadores de distribuição. Através do ajuste dos parâmetros de proteção e configuração de ajustes de atuação, a aplicação tem a função de gerenciar as funções de recuperação automática do circuito, quando ativada. Permite isolar o defeito pela atuação dos mecanismos de proteção e aumenta a confiabilidade do sistema de distribuição. O isolamento do trecho em falta ocorre sem a necessidade de comunicação entre os religadores, com tempos de atuação menores de um minuto. A Figura 12 ilustra o diagrama de um sistema de reconfiguração *Self Healing* com a lógica *Loop Scheme*. Os religadores podem ser ajustados como *Feeder*, *MID* e *TIE*.

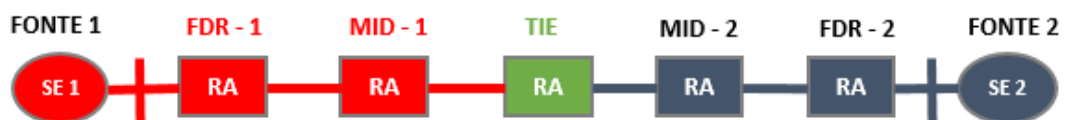


Figura 12 – Ilustração de um sistema de reconfiguração *Loop Scheme*  
Fonte: Autoria própria

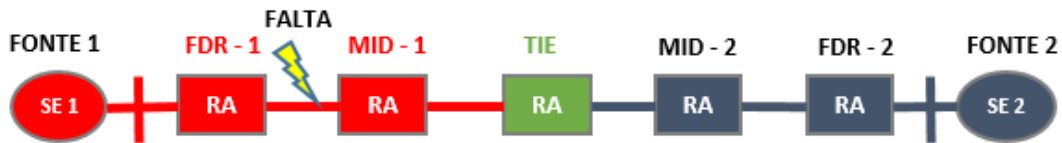
O significado das siglas representadas na Figura 12 são descritos na sequência. *Feeder (FDR)* significa seccionizador “alimentador”. Geralmente o religador ajustado com esta configuração está mais próximo do religador da subestação. Possui a função de proteção do sistema de distribuição, abrindo o circuito em caso de sobrecorrente e a função de isolar a rede, abrindo o religador conforme os ajustes do sistema de reconfiguração ativos, caso ocorra falta de tensão em seu circuito fonte. Monitora somente o lado fonte do religador. Nesta configuração, o religador não altera os ajustes de proteção pois não considera a inversão no sentido do fluxo de alimentação do circuito.

A sigla *MID (middle)*, significa seccionizador “intermediário”. Geralmente é configurado para atuar entre o *TIE* e o *Feeder*. Monitora somente o lado fonte do religador. De forma semelhante ao *FDR*, sua atuação principal é a de proteção de sobrecorrente do circuito principal, quando ocorrer uma falta à sua jusante. Possui uma função adicional, quando configurado para atuar pela lógica *Loop Scheme*, de modificar os seus ajustes de proteção, de forma a coordenar-se com a nova configuração da rede de distribuição. Na atuação nesta configuração, quando o lado fonte do religador detectar a ausência de tensão, em um primeiro momento, o religador permanecerá fechado. Durante determinado tempo irá alterar o ajuste de proteção para a configuração para atuar com alimentação pelo lado carga. Se após o fechamento do religador *TIE* a falta permanecer no lado fonte do religador *MID*, o religador irá a bloqueio, isolando o trecho em falta. A alteração no grupo de ajuste é necessária para que ocorra a coordenação com a nova configuração da rede de distribuição.

A sigla *TIE* se refere ao religador de conexão configurado para atuar na posição normalmente aberto. O *TIE* é o principal responsável pelo sistema de reconfiguração *Loop Scheme*, interligando os dois circuitos e monitorando as tensões tanto do lado fonte quanto do lado carga. A atuação depende da correta montagem em estruturas ao longo da rede, para que ocorra a coordenação do sistema de proteção. Sua atuação inicia quando ocorre a ausência de tensão em um dos lados do religador, fonte ou carga, dependendo do lado e dos ajustes implantados. Após a detecção de ausência de tensão ativa-se uma temporização que determina a troca do grupo de ajustes do religador *TIE* conforme a configuração e fecha seus contatos, restabelecendo a rede de distribuição. Os ajustes do *Loop Scheme* utilizados neste

religador são diferentes dos ajustes do *Feeder* e *MID*, principalmente por monitorar ambos os lados do religador.

A Figura 13 representa um exemplo de atuação do sistema de reconfiguração após a ocorrência de uma falta.



**Figura 13 – Exemplo de atuação do *Loop Scheme***  
**Fonte: Autoria própria**

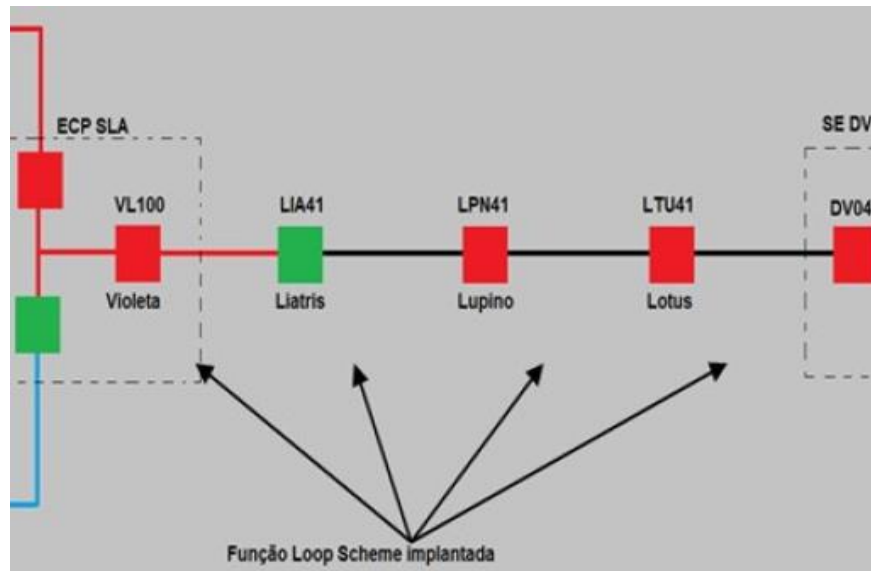
Na ocorrência de uma falta entre FDR-1 e MID-1, a atuação do sistema irá ocorrer da seguinte forma: FDR-1 irá realizar as tentativas de religamento configuradas (duas ou três) e irá a bloqueio. Ao detectar ausência de tensão no lado fonte, MID-1 permanece fechado, inicia uma contagem de tempo e fará a troca dos ajustes de proteção para ser alimentado pela fonte 2. Ao detectar ausência de tensão no lado da fonte 1, TIE irá iniciar a contagem de tempo no mesmo instante em que MID-1 inicia a contagem de tempo e em seguida realizará o fechamento. Permanecendo a falta, MID-1 irá abrir. O trecho em falta será isolado entre FDR-1 e MID-1.

Se uma falta ocorrer entre MID-1 e TIE, o religador MID – 1 irá a bloqueio. O religador TIE irá fazer uma tentativa de fechamento com alimentação pelo lado da fonte 2. Se a falta for permanente, TIE permanecerá aberto. O trecho desenergizado se limitará ao trecho em falta, entre MID-1 e TIE.

A configuração de sistemas de reconfiguração automática com esse sistema é recente. Alguns trabalhos relacionados ao tema foram encontrados na bibliografia, publicados principalmente em seminários e congressos. Em Omori et al. (2018), os autores apresentaram o primeiro sistema de recuperação automática com a lógica *Loop Scheme* implantado pela companhia Copel Distribuição. O sistema teste foi implantado em março de 2016 entre as subestações dos municípios paranaenses de Realeza e Dois Vizinhos.

O circuito utilizado como teste foi um alimentador operado na tensão 34,5 kV com atendimento a 3000 consumidores em áreas rurais. No sistema implantado foram utilizados cinco religadores automáticos, seccionando o trecho em quatro

partes. A Figura 14 ilustra o sistema *Loop Scheme* implantado pela Companhia Paranaense de Energia.



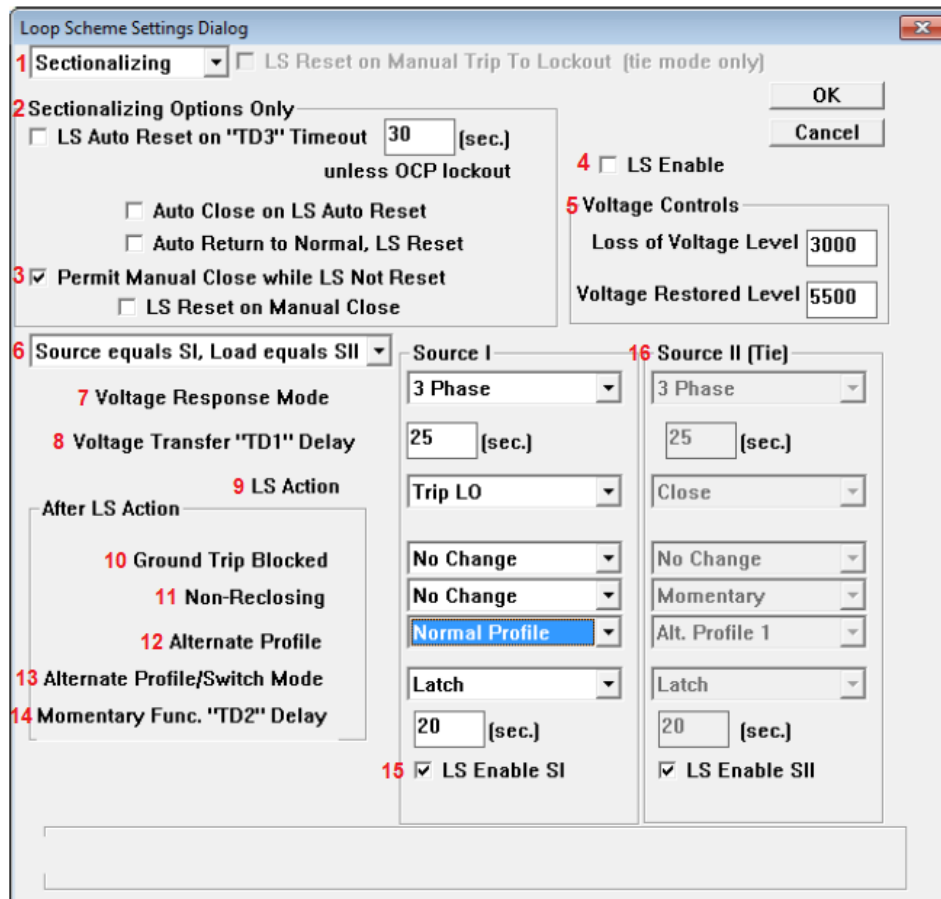
**Figura 14 – Primeiro sistema *Loop Scheme* implantado pela Copel**  
**Fonte: Omori; Helebrando; Garcia (2018)**

As etapas de instalação do sistema ocorreram primeiramente pelos estudos de proteção, para identificar a coordenação de proteção e grupos de ajustes alternativos dos religadores implantados. Na sequência, foram realizados testes em laboratório para validar a lógica de operação, treinamento de profissionais para operação do novo sistema e instalação física dos religadores em campo. No sistema instalado, foi utilizado um sistema de comunicação para permitir a operação remota dos religadores pelo operador, bem como verificar as condições de operação do equipamento. Na etapa final, o sistema foi cadastrado no supervisório SCADA da Subestação da Companhia.

Os autores descreveram os resultados obtidos com a implantação do sistema, o qual atuou 26 vezes durante um ano com defeitos distintos em locais distintos, melhorando os indicadores de qualidade da concessionária. Destacaram a implantação em curso de novos sistemas e ressaltaram os benefícios proporcionados, tais como a redução de custos para localização dos defeitos e melhoria do planejamento da distribuição de energia advindos da automação de sistemas de distribuição (OMORI; HELEBRANDO; GARCIA, 2018).

### 3.1.1 Configuração Do Controle *Loop Scheme*

A configuração dos ajustes do *Loop Scheme* (LS) é realizada pelo aplicativo *Proview*®, desenvolvido pela fabricante dos equipamentos. A Figura 15 representa a tela de configuração do sistema.



**Figura 15 – Tela de configuração do sistema *Loop Scheme***  
 Fonte: Adaptado de *Cooper Power Systems* (2018)

As características de cada função, numeradas de 1 a 14 na Figura 14 são detalhadas a seguir:

1. Seleciona a configuração do religador. *Sectionalizing* corresponde ao modo *Feeder* ou *MID*. *Tie* corresponde ao modo TIE.
2. Selecionada apenas quando a configuração for *Feeder* ou *MID*. Esta função determina o tempo que o sistema *loop scheme* levará para reinicializar após a reconfiguração ocorrer. A reinicialização do sistema consiste em zerar os ajustes de tempo de atuação após uma

reconfiguração, para uma próxima atuação em uma nova ocorrência de falha no circuito.

**3.** Seleccionada quando se deseja permitir a operação manual do religador quando o sistema não se reinicializar após a reconfiguração automática. Se o comando de fechamento não ocorrer, por exemplo, a ativação desta função permite o fechamento através de operação remota.

**4.** Seleccionada para ativar a função *loop scheme*. Para realização de manobras para manutenções no circuito, o operador pode desativar a função LS e reativá-la após as execuções dos serviços.

**5.** Determina os valores de tensão para que o sistema de reconfiguração atue. O valor menor se refere ao mínimo valor de referência ajustado para que o sistema identifique a ausência de tensão e o valor maior se refere ao valor mínimo de tensão de referência necessário para que o sistema identifique o restabelecimento da tensão no circuito.

**6.** Identifica qual configuração se refere ao lado fonte do religador e qual configuração se refere ao lado carga. Geralmente SI é configurado como lado fonte e SII é configurado como lado carga.

**7.** Modo de operação de fases do religador. Geralmente é trifásico.

**8.** Ajuste de tempo para que o sistema *loop scheme* inicie a atuação.

**9.** Função que determina a ação do religador quando o sistema LS atuar. *Trip LO* é selecionada na configuração como *Feeder* e significa que o religador irá a bloqueio (*lockout*) quando a tensão da fonte for menor do que o valor ajustado no item 5. Na configuração como MID, onde o religador não abre por ausência de tensão no lado fonte, este item é selecionado no modo “*No Action*” onde nenhuma ação de abertura ou fechamento é realizada.

**10.** Ativação da proteção do neutro. Possui três opções de ajuste. *No change*: não altera o estado da variável na atuação do LS. *Momentary*: altera momentaneamente o estado da variável durante o tempo ajustado.



*Latch*: altera o estado da variável até o momento de rearme da função *loop scheme*.

**11.** Configuração para atuação do religador como disjuntor, sem tentativas de religamento. Tem as mesmas funcionalidades do item da configuração 10.

**12.** Configura o perfil de atuação do religador. Normalmente os ajustes são: Normal, Alternativo 1 ou Alternativo 2. Cada ajuste corresponde a uma configuração dos ajustes de proteção do religador. No momento em que houver uma alteração no fluxo, inserção ou retirada de carga durante as etapas de reconfiguração, os ajustes são alterados conforme a configuração do LS.

**13.** Seleciona as configurações do religador para alteração dos grupos de ajuste. Possui três ajustes: *No change*: garante que não haverá alteração no grupo de ajustes com a atuação do LS, permanecendo no grupo de ajustes ativo. *Latch*: o grupo de ajustes ativo será modificado para o grupo configurado em 12 e permanecerá neste grupo, independente do ajuste de tempo configurado em 14.

**14.** Determina os tempos ajustados para que os ajustes momentâneos (*Momentary*) fiquem ativos, retornando ao ajuste anterior após este tempo.

**15.** Habilita a função *loop scheme* para o lado fonte (SI).

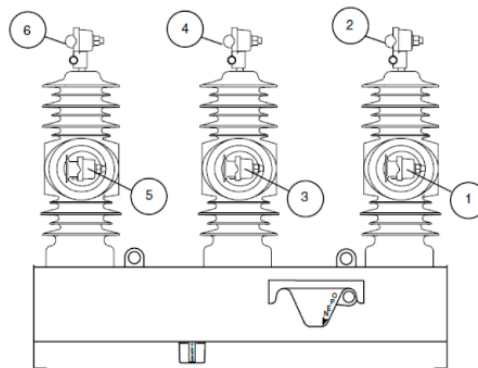
**16.** Função habilitada quando o religador for configurado como TIE. Os ajustes serão realizados da mesma maneira como ajustados para o lado fonte.

As configurações do Loop Scheme são realizadas no aplicativo *Proview®* e a lógica é inserida no controle eletrônico através de porta serial, geralmente na etapa de testes do equipamento em laboratório. Após instalado em campo, caso necessite de alguma alteração, a transferência da lógica é realizada com computador portátil no local de instalação do equipamento. A comunicação do computador portátil com o controle do religador em campo é feita via rádio.

O operador pode bloquear temporariamente a função LS dos equipamentos quando necessitar realizar manobras para manutenção da rede, por exemplo. Neste caso, ao detectar a ausência de tensão os religadores não irão efetuar nenhuma ação, até que o operador reabilite a função LS dos equipamentos.

### 3.1.2 Montagem Das Estruturas

Para o funcionamento correto do sistema *Self Healing*, a montagem do religador na rede deve seguir as normas técnicas da concessionária. No modelo para operação como *Self-Healing*, o religador é equipado de um sensor interno de tensão. O sensor, localizado nos terminais do lado fonte, tem a função de detectar a ausência de tensão no terminal e sinalizar ao controle eletrônico do equipamento. Para que opere corretamente, a montagem na estrutura deve ocorrer conforme a sequência de identificação dos terminais, representada na Figura 16.

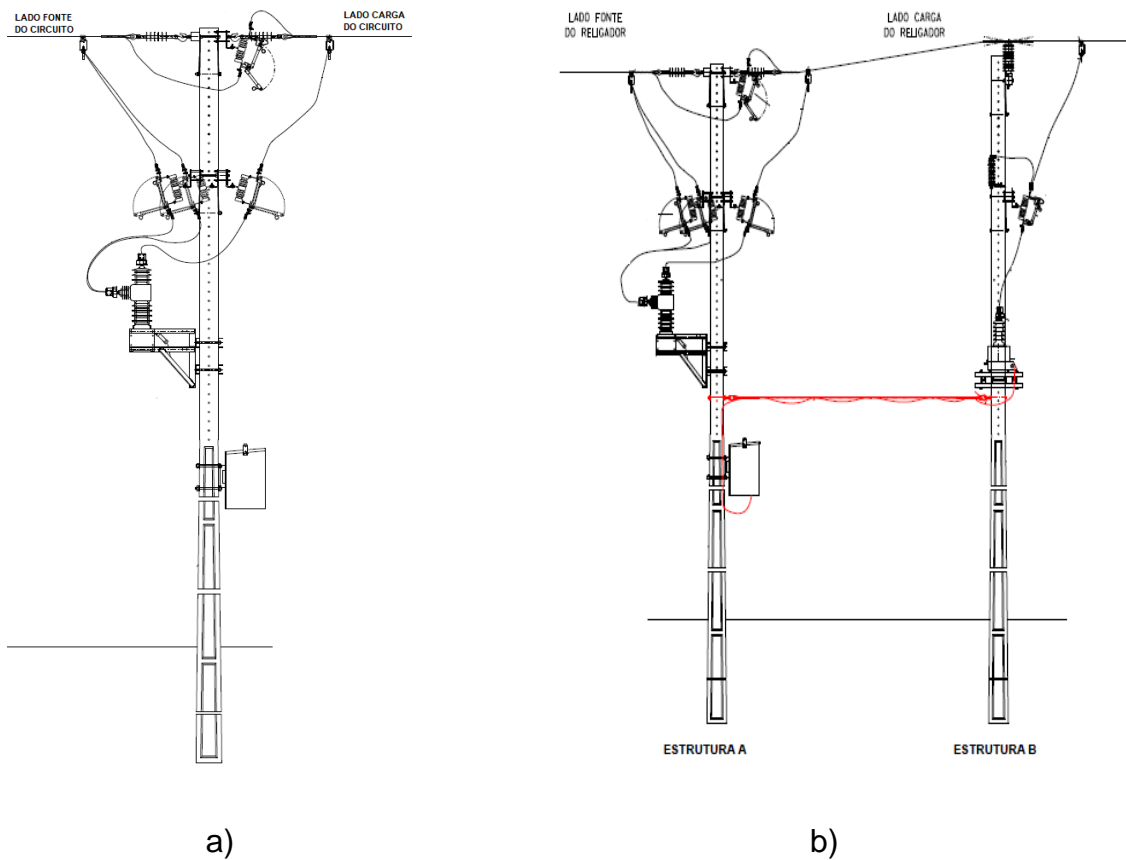


**Figura 16 – Identificação dos terminais do religador**  
**Fonte: Cooper Power Systems (2018)**

Os terminais de entrada 1, 3 e 5 devem ser conectados ao lado fonte. Os terminais de saída 2, 4 e 6 devem ser conectados ao lado carga. A montagem invertida não prejudica a atuação da proteção de sobrecorrente. Porém, o sensor interno de tensão não monitora o lado fonte quando o religador estiver na posição aberto se as buchas horizontais estiverem conectadas à carga.

A Figura 17 a) representa a montagem para os religadores configurados para atuarem como *Feeder* ou *MID*. Nessa montagem, as buchas horizontais devem ser conectadas ao lado fonte e as buchas verticais devem ser conectadas ao lado carga.

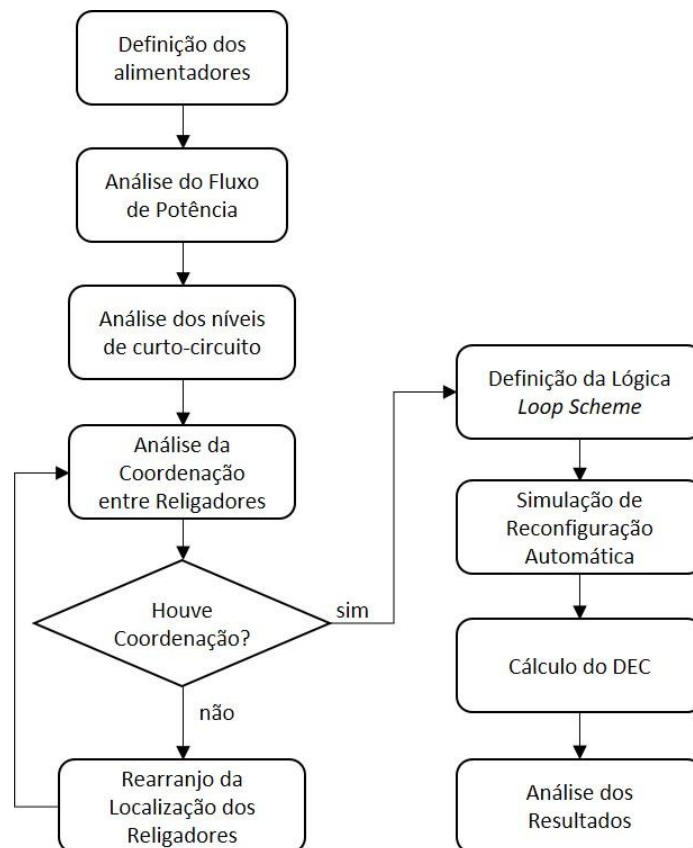
A Figura 17 b) representa a montagem do religador na rede configurado como TIE. Nessa configuração, o lado fonte da rede pode ser qualquer um dos lados do religador NA. O sensor interno irá sinalizar ao sistema de controle a ausência de tensão no lado fonte do religador. No lado carga, para a configuração TIE, a referência de tensão para o sistema de controle será fornecida pelo transformador de potencial. Portanto, o transformador de potencial deverá ser conectado no mesmo lado em que as buchas 2, 4 e 6 estiverem conectadas, no lado carga do religador.



**Figura 17 – a) Montagem para configuração Feeder ou MID e b) configuração TIE**  
 Fonte: Copel Distribuição (2018)

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

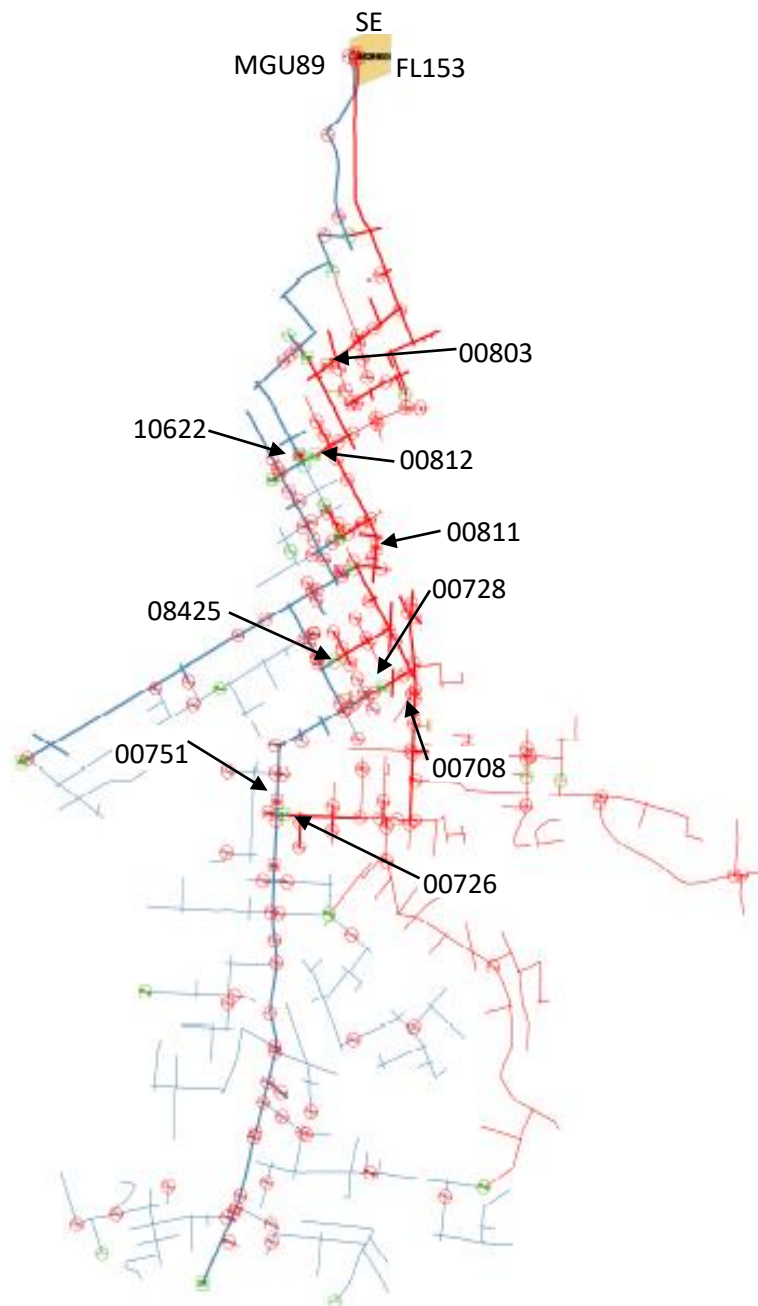
Neste capítulo são apresentadas as análises referentes à implantação hipotética de um sistema de reconfiguração do tipo self-healing em um sistema de distribuição real. Inicialmente, são descritas as características dos alimentadores escolhidos para a simulação do sistema de reconfiguração. Em seguida são demonstradas as etapas para a verificação do fluxo de potência nos alimentadores, a coordenação entre os religadores instalados em série e ilustradas as possibilidades de reconfiguração do sistema com simulação de faltas nos trechos. O capítulo é finalizado com a demonstração do DEC obtido com a implantação hipotética do sistema de reconfiguração automática e a comparação entre os tempos de recomposição sem reconfiguração automática e com reconfiguração automática. O fluxograma da Figura 18 representa as etapas referentes à análise de implantação do sistema de reconfiguração desenvolvidas neste capítulo.



**Figura 18 – Etapas realizadas**  
**Fonte: Autoria própria**

#### 4.1 CARACTERÍSTICAS DOS ALIMENTADORES ESTUDADOS

Os alimentadores estudados estão representados no diagrama unifilar da Figura 19. Para preservação dos dados de consumidores, os alimentadores reais do município de Pato Branco escolhidos foram nomeados como Alimentador A, representado em azul na figura e Alimentador B, representado em vermelho na figura.



**Figura 19 – Diagrama unifilar completo dos alimentadores A (azul) e B (vermelho)**  
Fonte: Adaptado de Copel Distribuição (2018)

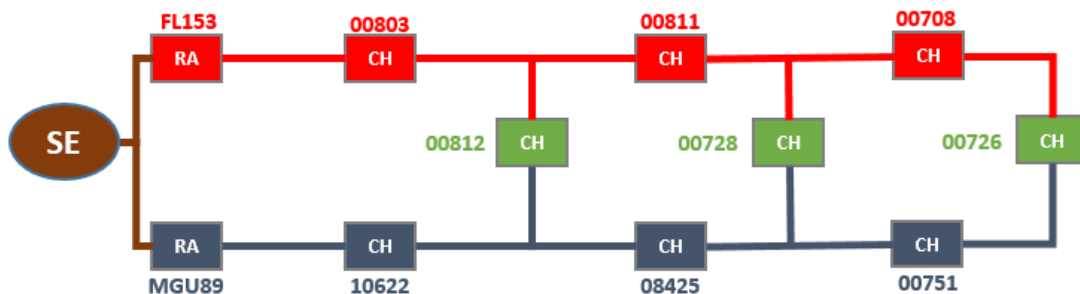
As siglas MGU89 e FL153 são utilizadas para identificar o religador fonte dos alimentadores A e B, respectivamente, instalados no barramento da subestação. Os critérios adotados para a escolha dos dois alimentadores se basearam na quantidade de consumidores atendidos e por estarem localizados na área central do município. Desse modo, é possível avaliar o impacto no DEC de um sistema de reconfiguração automática para um grande número de consumidores envolvidos. Esses alimentadores de distribuição, com tensão de operação de 13,8 kV, atendem aproximadamente 13.500 consumidores, ou seja, 35% do total de consumidores do município. A Tabela 2 apresenta os dados dos dois alimentadores estudados.

**Tabela 2 – Características dos alimentadores A e B**

Características	Alimentador A (MGU89)	Alimentador B (FL153)
Tensão de Operação (kV)	13,8	13,8
Potência (kVA)	5640	4375
Corrente de carga (A)	236	183
Comprimento (km)	33	23
Nº de Consumidores	7700	5831
Nº de Transformadores	222	174
Nº de Chaves	121	101

Fonte: Autoria própria

Para simplificar a visualização e análise dos circuitos o diagrama unifilar dos alimentadores foi redesenhado, sendo representando apenas pelo tronco e pelas principais chaves de manobra do tronco. O diagrama simplificado dos alimentadores está representado na Figura 20.



**Figura 20 – Diagrama simplificado dos alimentadores A e B**

Fonte: Autoria própria

Para análise e comparação das formas de reconfiguração dos alimentadores, as chaves de operação manual ou telecomandadas dos dois circuitos serão substituídas por religadores automáticos. A Tabela 3 representa as características de cada chave dos alimentadores que serão substituídas.

**Tabela 3 – Características das chaves dos alimentadores A e B**

CHAVE	ALIMENTADOR	POSIÇÃO DE OPERAÇÃO	SIGLA	CARACTERÍSTICA	TIPO DE OPERAÇÃO
00803	B	NF	CO	Chave a Óleo	Manual
00811	B	NF	GA	Chave a Gás	Automática
00708	B	NF	SU	Chave Seccionadora	Manual
00812	A e B	NA	CO	Chave a Óleo	Manual
00728	A e B	NA	GA	Chave a Gás	Automática
00726	A e B	NA	GA	Chave a Gás	Automática
10622	A	NF	GM	Chave a Gás	Manual
08425	A	NF	CO	Chave a Óleo	Manual
00751	A	NF	GA	Chave a Gás	Automática

**Fonte: Autoria própria**

Das nove chaves a serem substituídas por religadores nos dois circuitos, cinco podem ser operadas apenas manualmente e quatro podem ser operadas por telecomando pelo operador do COD.

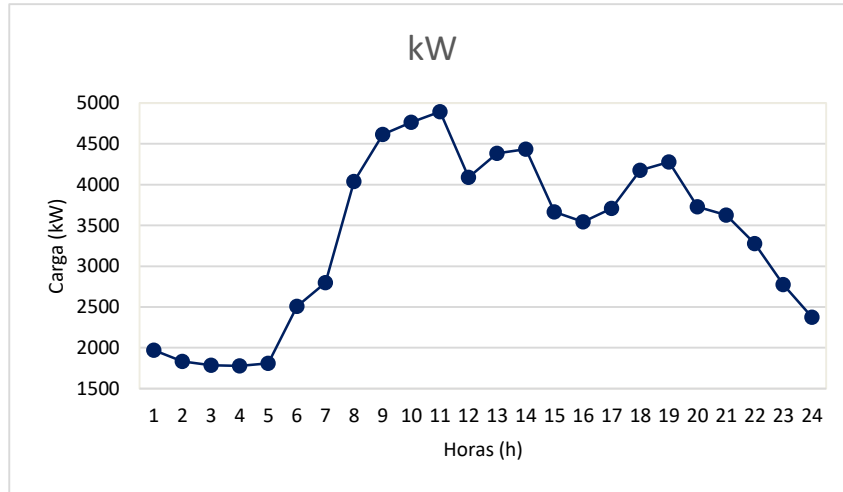
Para determinar o horário para realização da análise de fluxo de potência, foram analisadas as curvas de carga típicas de cada um dos alimentadores, extraídas da base de dados da concessionária pelo aplicativo GISPLAN.

A análise é necessária para verificar a viabilidade de realização das manobras para o fluxo de potência nos circuitos no momento da ocorrência da falta. É necessário verificar se um alimentador tem condições de assumir a transferência de carga de outro alimentador em regime de contingência, sem interferir na qualidade no fornecimento, mantendo os níveis de tensão adequados e o carregamento dos cabos dentro dos limites aceitáveis.

As curvas de carga são classificadas em dia útil, sábado e domingo. Observando a carga nos três períodos, foi verificado que o dia mais crítico, onde há

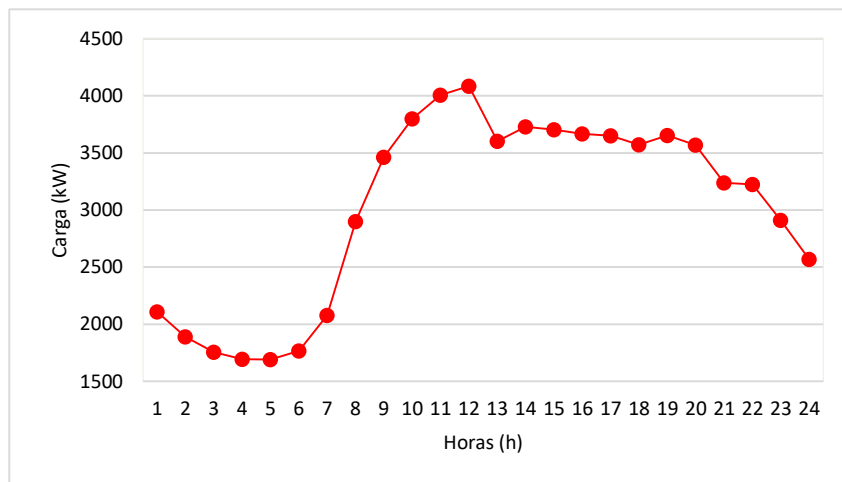
maior demanda nos dois alimentadores, ocorre no sábado pela manhã, em torno das 11 horas.

A Figura 21 representa a curva de carga do alimentador A em um sábado.



**Figura 21 – Curva do alimentador A em um sábado**  
**Fonte: Adaptado de Copel Distribuição (2018)**

A Figura 22 representa a curva de carga típica do alimentador B em um sábado.



**Figura 22 – Curva do Alimentador B em um sábado**  
**Fonte: Adaptado de Copel Distribuição (2018)**

Foram levantados os dados de fluxo de potência, para verificar se um circuito alimentador suporta a carga de outro alimentador. A sequência de manobras realizadas para análise do fluxo são descritos na seção 4.2.



## 4.2 ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA

Antes de simular as manobras para reconfiguração do sistema após a ocorrência de uma falta, foram analisados os dados de fluxo de potência do circuito. A análise de fluxo é necessária para verificar os limites de carregamento, queda de tensão e perdas nos alimentadores ao realizar manobras de reconfiguração e transferência de cargas entre os alimentadores. A queda de tensão máxima se refere ao ponto mais crítico do alimentador, geralmente nas extremidades ou em trechos com cabos de bitolas menores. As análises de fluxo de potência foram realizadas no aplicativo GISPLAN. Inicialmente, foram analisados os fluxos nos dois alimentadores na condição normal de operação, considerando o mesmo período das curvas representadas nas Figuras 21 e 22. Os dados estão representados na Tabela 4.

**Tabela 4 – Fluxo de potência nos alimentadores A e B em condições normais**

<b>Alimentador</b>	<b>Fluxo (kVA)</b>	<b>Carregamento (%)</b>	<b>Queda de Tensão (%)</b>	<b>Perdas (%)</b>
A	3647	48	2,54	1,2716
B	4074	41	1,57	0,8234

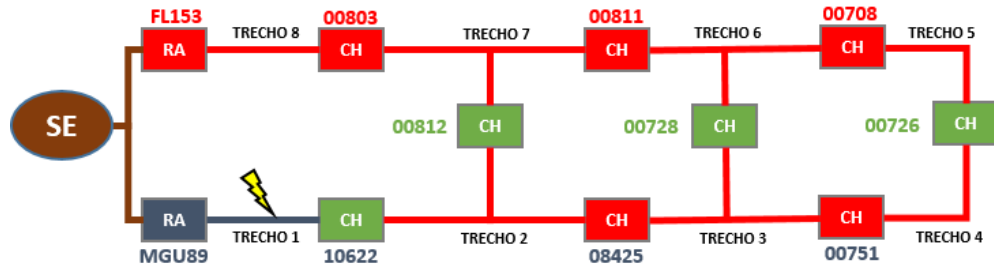
Fonte: A autoria própria

Em condições normais, os alimentadores possuem características semelhantes de carregamento. Pela extensão maior e um número maior de consumidores, o alimentador A apresenta um valor maior de queda de tensão, carregamento e perdas. Apesar de ter menor extensão, o alimentador B apresenta um fluxo de potência cerca de 10% maior do que o alimentador A.

Foram simuladas manobras nos alimentadores considerando faltas nos circuitos representados na Figura 18. As manobras são detalhadas na sequência. Os dados de fluxo, carregamento, queda de tensão máxima e perdas em cada alimentador foram agrupados em Tabelas.

As análises de fluxo de potência foram realizadas considerando a alimentação de todo o circuito por apenas uma das fontes. Foi verificado que o cenário mais desfavorável para alimentação de todo o circuito através de apenas uma das fontes é observado para faltas ocorridas no trecho 1 e no trecho 8.

A primeira simulação do fluxo de potência foi realizada com a configuração representada na Figura 23. Para isolar uma falta ocorrida no trecho 1, a chave 10622 foi aberta e o restante do circuito foi alimentado pelo alimentador B.



**Figura 23 – Análise do fluxo pelo alimentador B**  
Fonte: Autoria própria

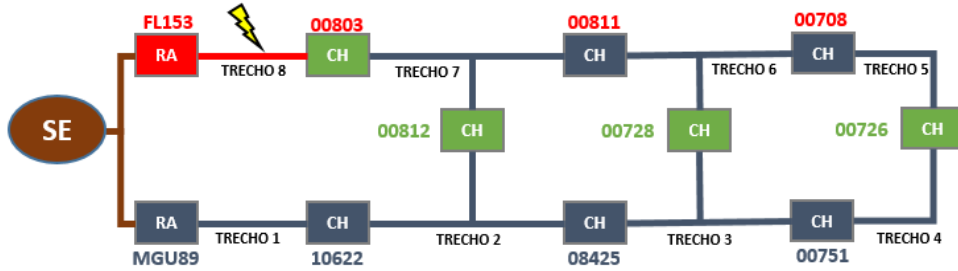
Foi simulada a alimentação de todo o circuito pelo fechamento das chaves NA 00812, 00728 e 00726, representadas em verde na Figura 23. Primeiramente, foi fechada a chave 00726 e simulado o fluxo. Em seguida, a chave 00726 retornou à posição NA, a chave 00728 foi fechada e simulado o fluxo. Na sequência, a chave 00728 retornou ao estado NA, a chave 00812 foi fechada e o fluxo simulado. Os dados da análise do fluxo de potência para a manobra representada na Figura 23 estão representados na Tabela 5.

**Tabela 5 – Fluxo de potência no sistema alimentado pelo alimentador B**

Chave fechada	Fluxo (kVA)	Carregamento (%)	Queda de Tensão (%)	Perdas (%)
00726	7294	73	4,07	2,1278
00728	7271	73	3,75	1,9292
00812	7235	72	3,25	1,5947

Fonte: Autoria própria

Na sequência, foi simulado o fluxo de potência para uma falta ocorrida no trecho 8. A chave 00803 foi aberta e o restante do circuito foi alimentado pelo alimentador A, conforme, representado na Figura 24.



**Figura 24 – Análise do fluxo pelo alimentador A**  
 Fonte: Autoria própria

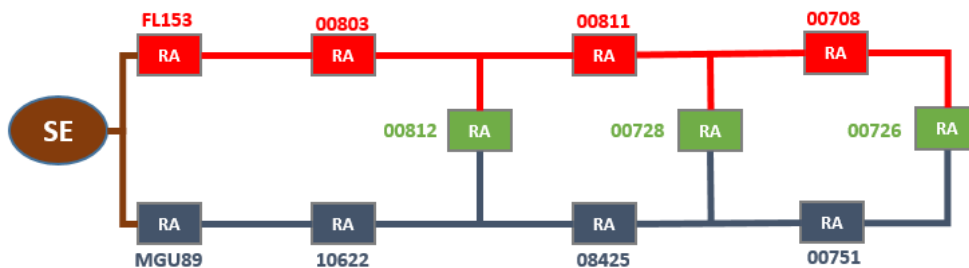
Primeiramente, foi fechada a chave 00726 e simulado o fluxo. Em seguida, a chave 00726 retornou à posição NA, a chave 00728 foi fechada e simulado o fluxo. Posteriormente, a chave 00728 retornou ao estado NA, a chave 00812 foi fechada e o fluxo simulado. Os valores para cada configuração são representados na Tabela 6.

**Tabela 6 – Fluxo de potência no sistema alimentado pelo alimentador A**

Chave fechada	Fluxo (kVA)	Carregamento (%)	Queda de Tensão (%)	Perdas (%)
00726	6773	89	4,24	2,6858
00728	6745	88	3,91	2,3837
00812	6689	87	3,33	1,7849

Fonte: Autoria própria

Analisando os dados das Tabelas 5 e 6, observa-se que não há restrições para atendimento de todo o circuito através de uma única fonte, caso seja necessário alimentar o sistema pelo alimentador A ou B. Na configuração do sistema de reconfiguração automática, essas manobras podem ser consideradas na operação dos religadores. Verificadas as possibilidades de reconfiguração pela análise do fluxo de potência, as chaves da Figura 18 foram hipoteticamente substituídas por religadores automáticos. A Figura 25 representa a nova configuração.



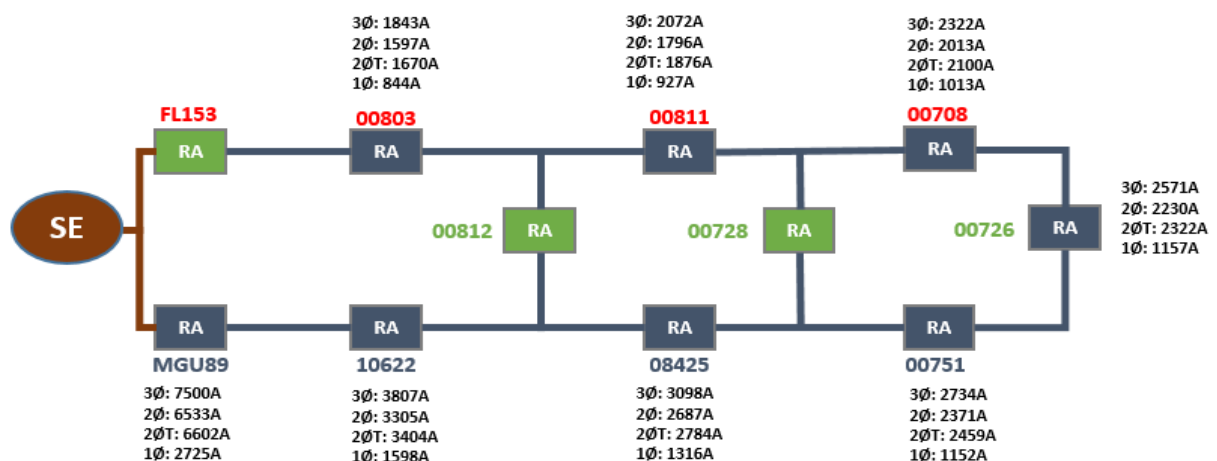
**Figura 25 – Diagrama simplificado dos alimentadores com religadores**  
 Fonte: Autoria própria

### 4.3 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO E COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADORES

Essa seção aborda as análises dos níveis de curto-circuito nos alimentadores e a coordenação entre os religadores. Para determinação dos níveis de curto-circuito, foi utilizado o aplicativo NIX. O aplicativo *NIX* é um Sistema Inteligente para Estudos de Proteção. Foi elaborado pela Companhia *Proteasy Informática & Engenharia*. O aplicativo é utilizado pelas principais concessionárias brasileiras, como Copel, Cemig, Eletropaulo, Enel, entre outras. O aplicativo é alimentado com um arquivo de texto com a topologia do alimentador a ser estudado, os equipamentos de proteção e valores de corrente de carga e de curto-circuito. O aplicativo permite a visualização de curvas dos dispositivos de proteção, dos cabos e transformadores no plano Tempo x Corrente e geração de relatórios de curto-circuito do alimentador em estudo (PEREIRA, 2007).

Os diagramas com os dados técnicos dos alimentadores foram importados para o aplicativo e foram realizadas manobras de abertura e fechamento nas chaves de ambos os alimentadores para simulação dos níveis de curto-circuito em cada ponto. Foram registrados os níveis de curto considerando o alimentador A como fonte e, posteriormente, considerando o alimentador B como fonte.

As etapas para determinação dos níveis de curto-circuito trifásico, fase-fase, fase-fase-terra e fase-terra se deram inicialmente pela abertura do alimentador B (RA FL153). Os circuitos foram alimentados através do alimentador A pelo fechamento do RA 00726. Foram registrados os valores dos curtos-circuitos simétricos em cada religador, conforme indica a Figura 26.



**Figura 26 – Valores de curtos-circuitos pelo alimentador A via RA 00726**  
 Fonte: Autoria própria

De modo semelhante, foram registrados os valores de curtos-circuitos nos alimentadores considerando o alimentador B sendo alimentado pelo alimentador A por meio do fechamento do RA 00728, conforme a Figura 27.

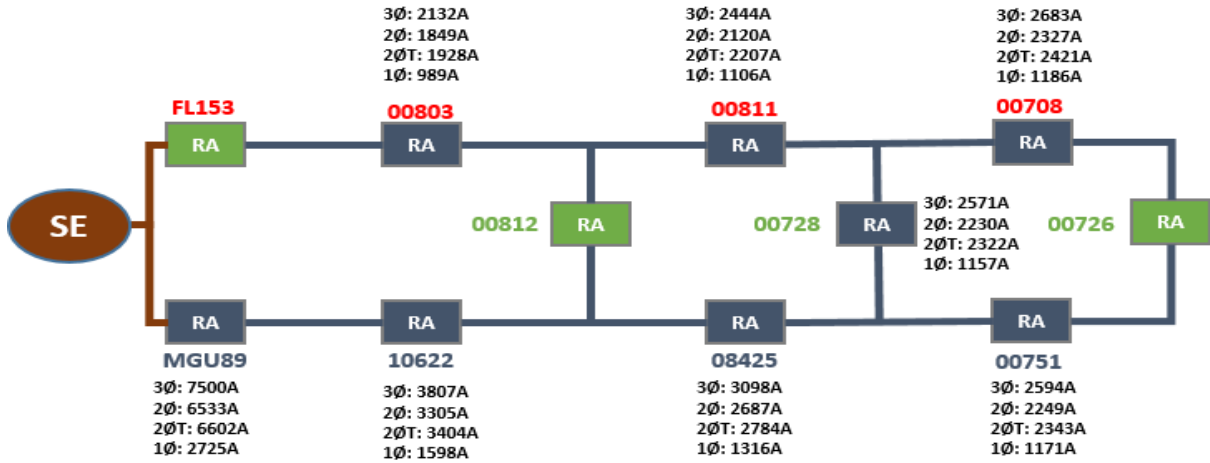


Figura 27 – Valores de curtos-circuitos pelo alimentador A via RA 00728  
 Fonte: Autoria própria

Em seguida, foram registrados os valores de curtos-circuitos nos alimentadores considerando o alimentador B sendo alimentado pelo alimentador A por meio do fechamento do RA 00812. Os valores obtidos estão representados na Figura 28.

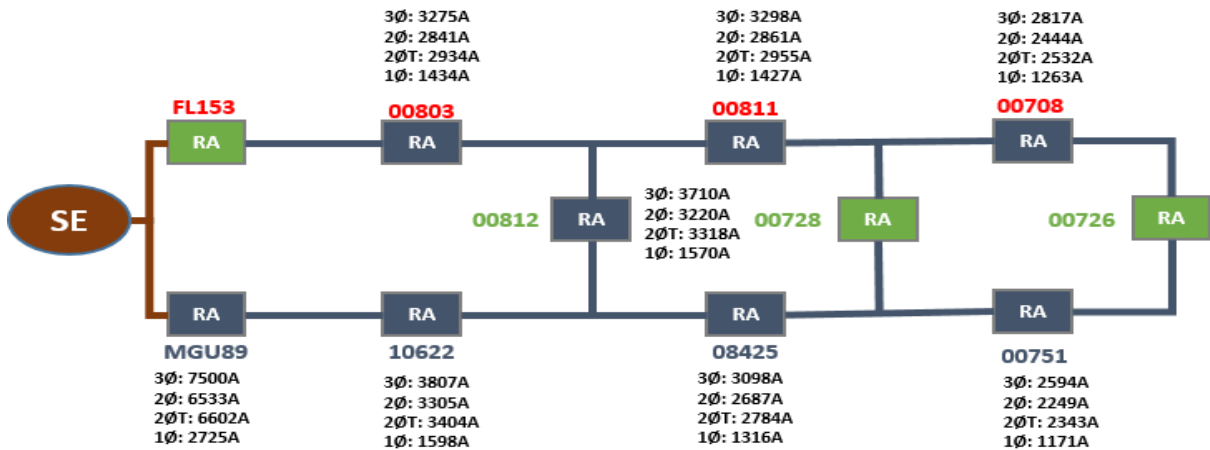
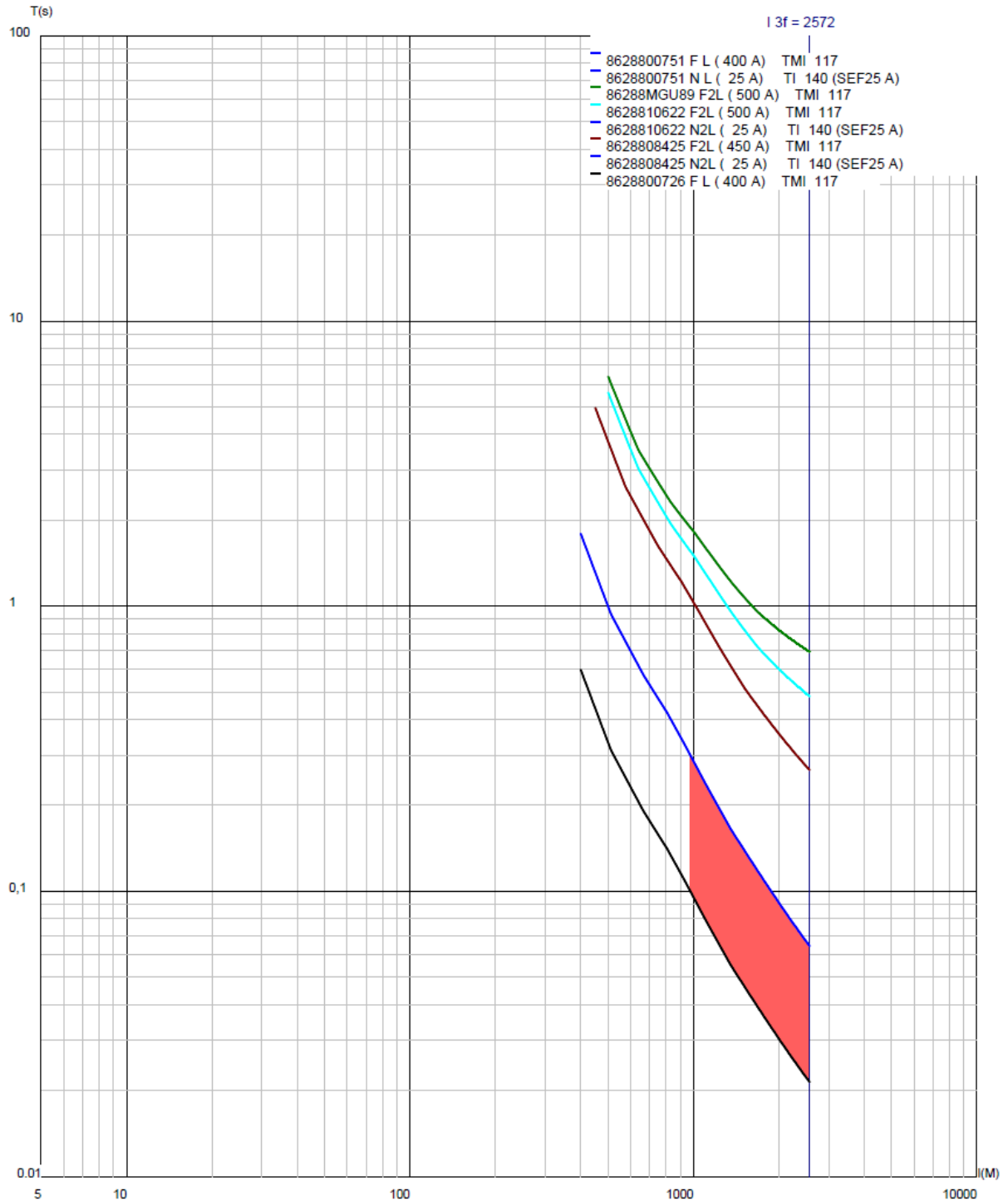


Figura 28 – Valores de curtos-circuitos pelo alimentador A via RA 00812  
 Fonte: Autoria própria

Com os valores de curtos-circuitos obtidos, foi possível verificar se haveria coordenação entre vários religadores em série. A verificação foi realizada no aplicativo PCP (Programa de Coordenação da Proteção). No aplicativo, foram preenchidos os

dados das correntes de curto-circuito trifásico, fase-fase, fase-fase-terra e fase-terra, parametrizados ajustes de tempo para faltas assimétricas e simétricas.

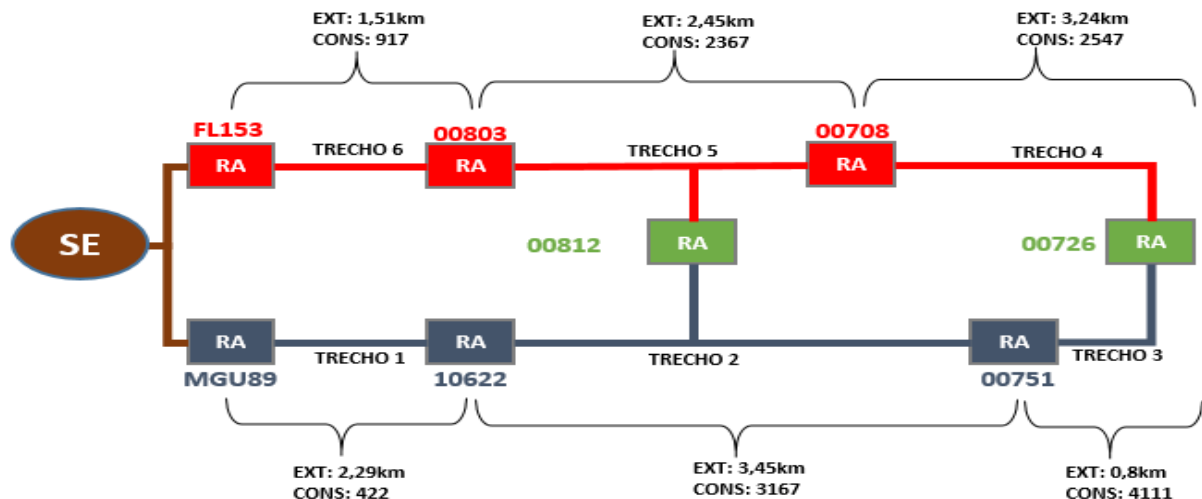
A Figura 26 representa as curvas de coordenação lentas dos 5 religadores (MGU89, 10622, 08425, 00726 e 00751).



**Figura 29 – Curvas de coordenação entre 5 religadores automáticos**  
**Fonte: Autoria própria**

Os tempos de atuação entre uma curva e outra, de acordo com o MIT 162503, da concessionária, devem ser de no mínimo 100 milissegundos. A área em vermelho na Figura 29, indica uma descoordenação entre os RAs 00726 e 08425. Ou seja, para uma reconfiguração automática para alimentar o trecho 4, através do RA 00726, pelo alimentador A, não haveria coordenação da proteção entre os religadores 08425 e 00726.

Devido à impossibilidade de se fazer a reconfiguração automática entre um número maior de religadores em série, foi necessário eliminar um dos religadores intermediários em cada alimentador e uma das opções de religadores na posição NA. Foram retirados da análise de reconfiguração os religadores 00811, 08425 e 00728. Foi verificado que a retirada dos religadores em questão não alterou significativamente a quantidade de consumidores atendidos por trechos. A nova configuração adotada, está representada na Figura 30.

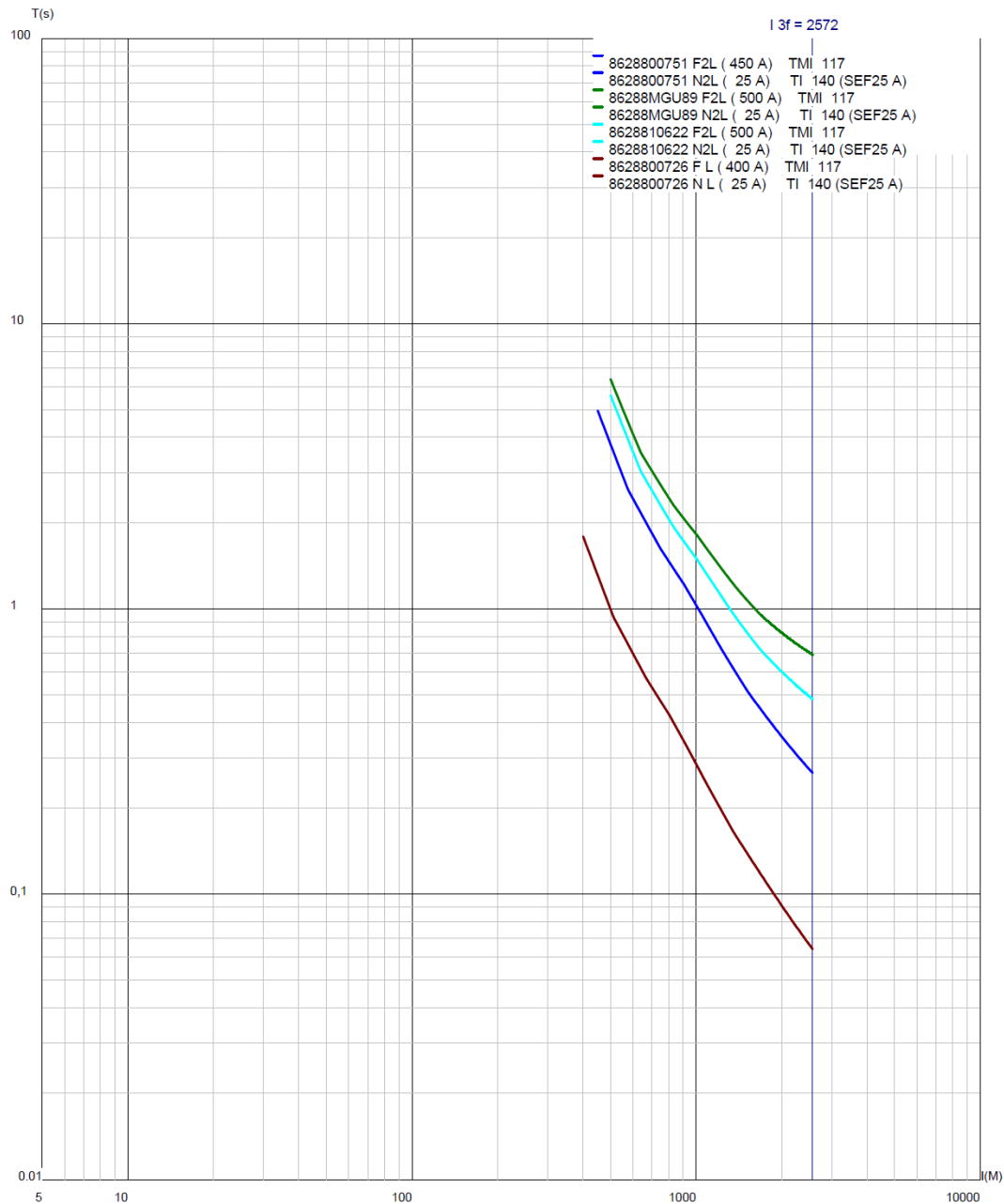


**Figura 30 – Representação final da configuração dos religadores**  
**Fonte: Autoria própria**

Com a alteração, foi possível fazer a coordenação entre os religadores MGU89, 10622, 00751 e 00726. Da mesma forma, é possível realizar a coordenação dos religadores FL153, 00803, 00708 e 00726. A coordenação dos religadores também foi garantida para a reconfiguração dos religadores pelo 00812.

Após a readequação dos trechos, foi realizada uma nova parametrização dos equipamentos no aplicativo PCP e plotadas as curvas de proteção dos religadores.

A Figura 31 representa as curvas de coordenação entre os quatro religadores instalados em série no circuito.



**Figura 31 – Curvas de coordenação entre 4 religadores automáticos**  
**Fonte: Autoria própria**

Observa-se pela Figura 31 que, para o arranjo proposto na Figura 30, a coordenação entre as curvas de proteção dos religadores é obtida.



#### 4.4 SIMULAÇÃO DE RECOMPOSIÇÃO COM RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA

A seguir são descritas as etapas para realização da simulação de reconfiguração automática pelo Sistema Self Healing com a lógica *Loop Scheme*. As configurações das lógicas do sistema *Loop Scheme* são realizadas no aplicativo da fabricante do equipamento *Eatom®*, denominado *Proview®*.

Definidos os pontos de instalação dos religadores, foram verificadas as possibilidades de atuação do sistema *Loop-Scheme*, conforme a lógica detalhada na seção 3.1. A configuração dos equipamentos está ilustrada na Figura 32. Nas figuras a seguir, a cor vermelha representa o Alimentador B, a cor azul o Alimentador A, as simbologias em verde representam os religadores na posição NA e a cor cinza representa o trecho desenergizado pela ocorrência da falta.

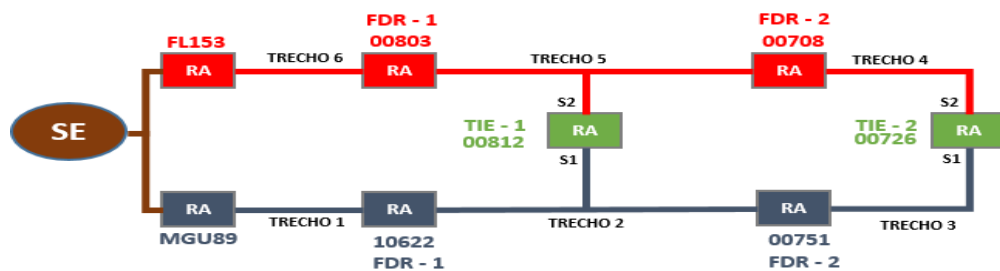


Figura 32 – Configuração inicial do *Loop Scheme*  
Fonte: Autoria própria

O religador 00803, foi configurado como *Feeder*, denominado FDR – 1 do alimentador B;

O religador 00708, foi configurado como *Feeder*, denominado FDR – 2 do alimentador B;

O religador 10622, foi configurado como *Feeder*, denominado FDR – 1 do alimentador A;

O religador 00751, foi configurado como *Feeder*, denominado FDR – 2 do alimentador A;

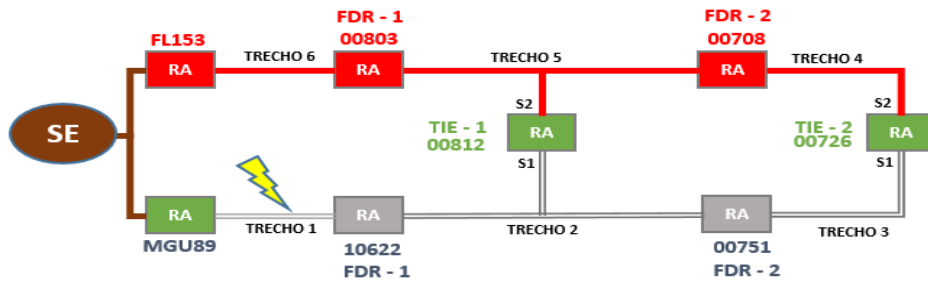
O religador 00812, foi configurado como *TIE*, denominado TIE – 1;

O religador 00726, foi configurado como *TIE*, denominado TIE – 2;

Como demonstrado na seção 3.1, na configuração do religador como *TIE*, é necessário definir qual dos dois alimentadores será a fonte e qual será a carga. Na Figura 32, foi definido que o alimentador A será a fonte principal, indicado como S1 e

o alimentador B será a fonte secundária, indicado como S2. Na ausência de tensão em uma das fontes, o religador irá usar a referência S1 ou S2 para atuar.

A seguir são simuladas faltas nos trechos do alimentador e verificadas as formas de atuação do sistema de reconfiguração. A Figura 33 representa uma falta ocorrida no trecho 1.

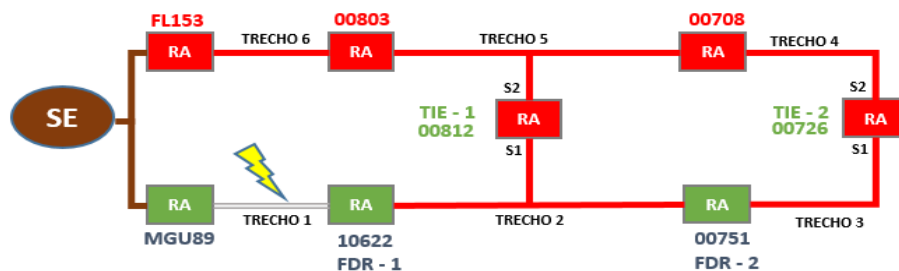


**Figura 33 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 1**  
 Fonte: Autoria própria

Na ocorrência de uma falta no trecho 1, a atuação do sistema de reconfiguração ocorrerá da seguinte forma:

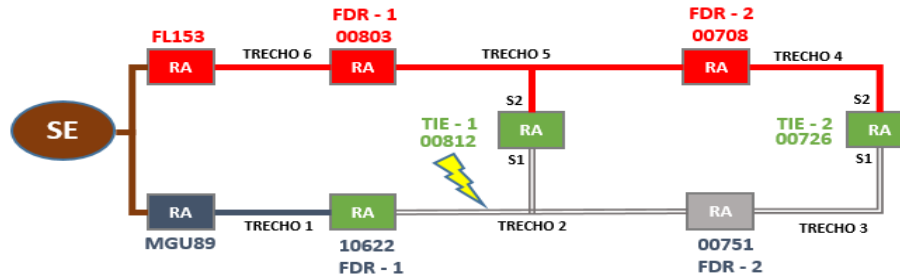
- 1º) Após as duas tentativas de religamento, o RA MGU89 irá a bloqueio (10s);
- 2º) Os relatores RA 10622 e 00751 irão detectar ausência de tensão no lado fonte e, após o tempo determinado (10s) irão abrir;
- 3º) Após 15s de ausência de tensão no lado S1, os relatores TIE-1 e TIE-2 irão fechar, alimentando os trechos 2 e 3. No momento da ausência de tensão, TIE troca o ajuste para a configuração S2 e trabalha por alguns segundos com a função *Non-Reclosing* (sem religamento) ativada.

A Figura 34 ilustra a nova configuração do circuito após a atuação do sistema *Loop-Scheme*. O tempo aproximado de restabelecimento de energia aos consumidores do trecho 2 e trecho 3 será de 35 segundos após o bloqueio do RA MGU89.



**Figura 34 – Restabelecimento dos trechos 2 e 3 após falta no trecho 1**  
 Fonte: Autoria própria

A Figura 35 representa uma falta ocorrida no trecho 2 do alimentador A.



**Figura 35 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 2**  
Fonte: Autoria própria

Na ocorrência de uma falta no trecho 2, a atuação do sistema de reconfiguração ocorrerá da seguinte forma:

1º) Após duas aberturas e uma tentativa de religamento, o RA 10622 irá a bloqueio (5s);

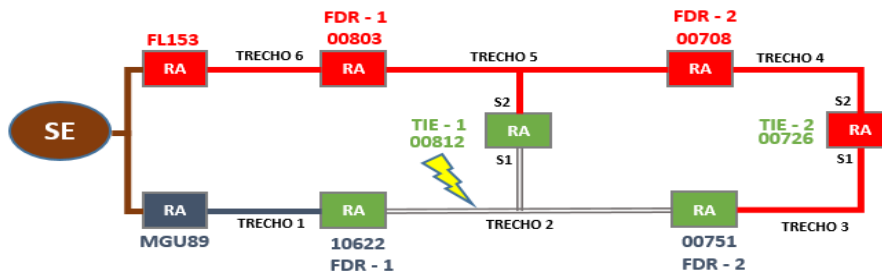
2º) O religador 00751 irá detectar ausência de tensão no lado fonte e, após 10s, irá abrir. Nesse mesmo intervalo, TIE-1 e TIE-2 iniciam a contagem de tempo para fazer uma tentativa de fechamento, alteram o grupo de ajuste para o grupo alternativo S2 (fonte pelo alimentador B) e trabalham por 40 segundos com a função de Não-Religamento ativada;

3º) Após 15s de ausência de tensão no lado S1, os religadores TIE-1 e TIE-2 irão fechar, alimentando os trechos 2 e 3. Como a função de Não-Religamento está ativada em ambos os TIE, o religador 00812 irá perceber a falta e permanecerá aberto. O religador 00726 permanecerá fechado, pois a falta permanente está localizada no trecho 2.

É importante observar que, diferentemente do religador do barramento da subestação, que faz duas tentativas de religamento, o religador atuando como *Feeder* (10622) possui apenas uma tentativa de religamento. A segunda tentativa, se dará pelo religador configurado como normalmente aberto.

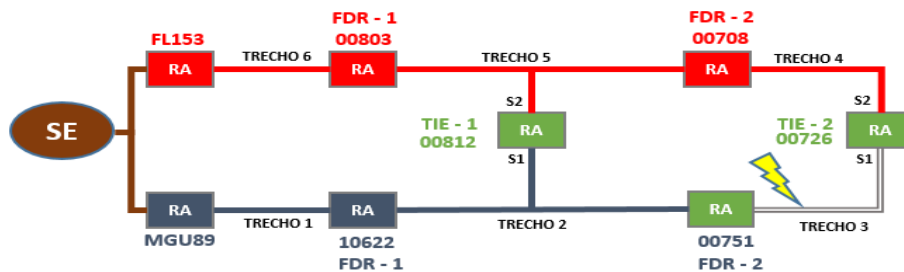
A Figura 36 ilustra a nova configuração do circuito após a atuação do sistema *loop-Scheme*, depois de ocorrida uma falta no trecho 2. O trecho 1 continuará atendendo os consumidores pelo alimentador A, enquanto o trecho 3 alimentará os consumidores pelo alimentador B. O tempo aproximado de restabelecimento de

energia aos consumidores do trecho 3 será de 35 segundos após o bloqueio do RA 10622.



**Figura 37 – Restabelecimento do trecho 3 após falta no trecho 2**  
Fonte: Autoria própria

A Figura 37 representa uma falta ocorrida no trecho 3 do alimentador A.



**Figura 36 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 3**  
Fonte: Autoria própria

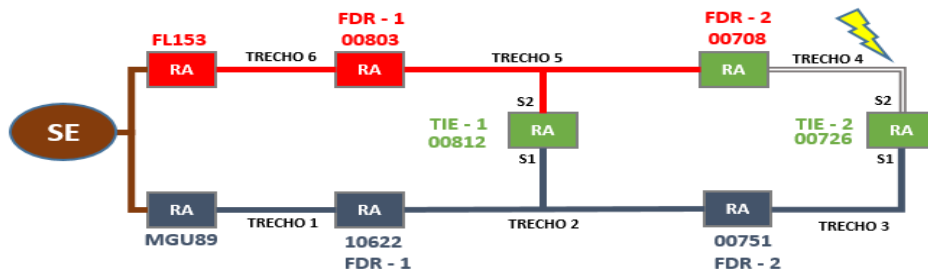
Na ocorrência de uma falta no trecho 3, a atuação do sistema de reconfiguração ocorrerá da seguinte forma:

1º) Após duas aberturas e uma tentativa de religamento, o RA 00751 irá a bloqueio (5s);

2º) O religador 00726 irá detectar ausência de tensão no lado fonte S1 e, após 15s irá fechar. No intervalo de tempo até a tentativa de fechamento, o religador troca o grupo de ajustes para o grupo alternativo S2 e bloqueia a função de religamento. Permanecendo a falta, o religador fará uma tentativa de religamento e irá a bloqueio. O trecho 3 permanecerá desligado até a localização exata da falha e retorno do circuito à configuração normal.

No caso de uma falta ocorrida no trecho 3, a contribuição do sistema de reconfiguração será garantida pelo isolamento da falta no trecho 3, evitando a abertura do religador fonte (MGU89), a qual provocaria o desligamento de todos os consumidores do circuito.

A Figura 38 representa uma falta ocorrida no trecho 4 no alimentador B.



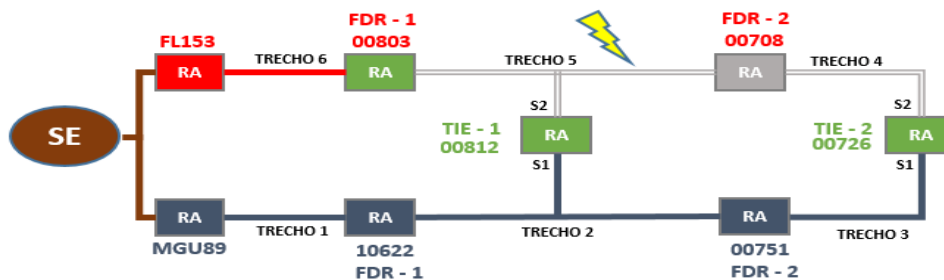
**Figura 38 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 4**  
Fonte: Autoria própria

Na ocorrência de uma falta no trecho 4, a atuação do sistema de reconfiguração ocorrerá de forma semelhante ao da falta no trecho 3:

1º) Após duas aberturas e uma tentativa de religamento, o RA 00708 irá a bloqueio (5s);

2º) O religador 00726 irá detectar ausência de tensão no lado fonte S1 e, após 15s irá fechar. No intervalo de tempo até a tentativa de fechamento, o religador troca o grupo de ajustes para o grupo alternativo S2 e bloqueia a função de religamento. Permanecendo a falta, o religador fará uma tentativa de religamento e irá a bloqueio. O trecho 4 permanecerá desligado até a localização exata da falha e retorno do circuito à configuração normal.

A Figura 39 representa uma falta ocorrida no trecho 5 no alimentador B.



**Figura 39 – Sistema configurado no Loop-Scheme com falta ocorrida no trecho 5**  
Fonte: Autoria própria

Na ocorrência de uma falta no trecho 5, a atuação do sistema de reconfiguração ocorrerá de forma semelhante ao da falta no trecho 2:

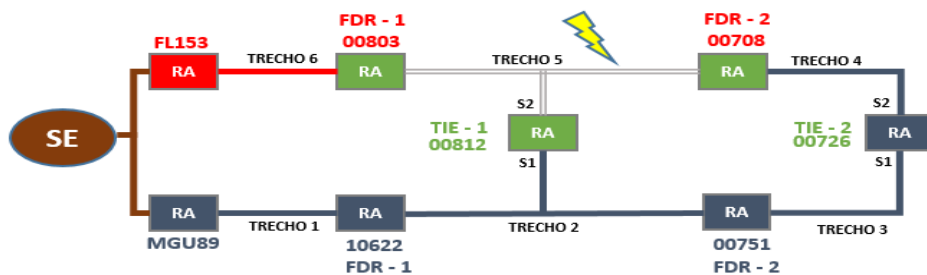
1º) Após duas aberturas e uma tentativa de religamento, o RA 00803 irá a bloqueio (5s);

2º) O religador 00708 irá detectar ausência de tensão no lado fonte e, após 10s, irá abrir. Nesse mesmo intervalo, TIE-1 e TIE-2 iniciam a contagem de tempo para fazer uma tentativa de fechamento. Os religadores alteram o grupo de ajuste

para o grupo alternativo S2 (fonte pelo alimentador A) e trabalham por 40s com a função de Não-Religamento ativada;

3º) Após 15s de ausência de tensão no lado S2, os religadores TIE-1 e TIE-2 irão fechar, alimentando os trechos 4 e 5. Como a função de Não-Religamento está ativada em ambos os TIE, o religador 00812 irá identificar a falta e permanecerá aberto. O religador 00726 permanecerá fechado.

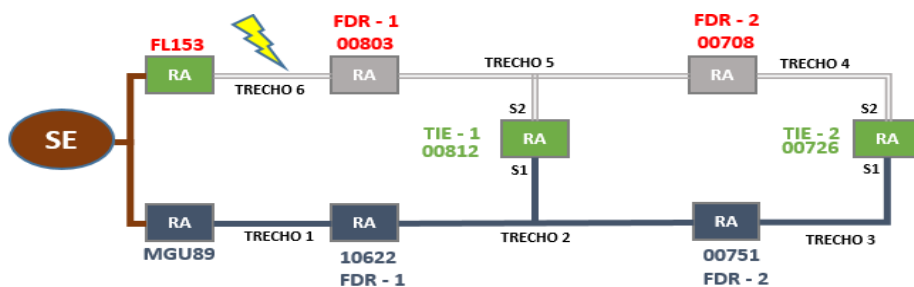
A Figura 40 ilustra a nova configuração do circuito após a atuação do sistema *loop-Scheme* depois de ocorrida uma falta no trecho 5.



**Figura 40 – Restabelecimento do trecho 4 após falta no trecho 5**  
Fonte: Autoria própria

O trecho 6 continuará atendendo os consumidores pelo alimentador B, enquanto o trecho 4 alimentará os consumidores pelo alimentador A. O tempo aproximado de restabelecimento de energia aos consumidores do trecho 5 será de 35 segundos após o bloqueio do RA 00803.

Finalizando a análise, foi simulada uma falta no trecho 6 do alimentador B, representada na Figura 41.



**Figura 41 – Sistema configurado no *Loop-Scheme* com falta ocorrida no trecho 6**  
Fonte: Autoria própria

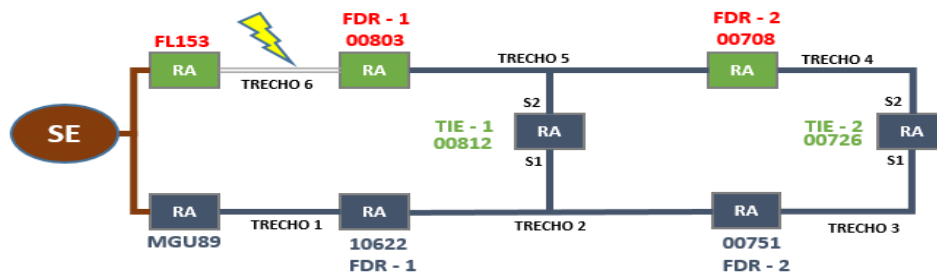
Na ocorrência de uma falta no trecho 6, a atuação do sistema de reconfiguração ocorrerá de forma semelhante ao da falta ocorrida no trecho 1:

1º) Após as duas tentativas de religamento, o RA FL153 irá a bloqueio (10s);

2º) Os religadores RA 00803 e 00708 irão detectar ausência de tensão no lado fonte e, após o tempo de 10 segundos irão abrir;

3º) Após 15 segundos de ausência de tensão no lado S2, os religadores TIE-1 e TIE-2 irão fechar, alimentando os trechos 4 e 5. No momento da ausência de tensão, TIE troca o ajuste para a configuração S1 e trabalha por 40 segundos com a função *Non-Reclosing* (Não-Religamento) ativada.

A Figura 42 ilustra a nova configuração do circuito após a atuação do sistema *loop-Scheme*. O tempo aproximado de restabelecimento de energia aos consumidores do trecho 4 e trecho 5 será de 35 segundos após o bloqueio do RA MGU89.



**Figura 42 – Restabelecimento do circuito após falta no trecho 6**  
Fonte: Autoria própria

Definidos os tempos de reconfiguração para cada religador, foram analisados os índices de DEC resultantes nos alimentadores para cada falta, descritos na seção 3.5.

#### 4.5 ANÁLISE DO DEC COM RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA

Após as simulações com reconfiguração automática, foi analisado o DEC nos dois alimentadores. Como o tempo de restabelecimento de cada trecho foi em torno de 35 segundos, o DEC ficará limitado ao tempo necessário para o conserto do trecho em falta não levando em consideração a duração das manobras dos religadores, pois o indicador é registrado para interrupções acima de 3 minutos.

Foi estabelecido o tempo de uma hora para o conserto do trecho com defeito, considerando que a característica do defeito é a mesma, e posteriormente calculado o DEC obtido em cada alimentador. Os tempos totais de restabelecimento

de cada trecho, considerando a falta ocorrida em cada trecho, foram agrupados na Tabela 7.

**Tabela 7 – Tempos de Recomposição com Reconfiguração Automática**

TRECHO	Tempo de Recomposição (s)	Tempo de Reparo (h)	Consumidores Atingidos	Consumidores do Conjunto
1	35	1	422	7700
2	35	1	3167	7700
3	0	1	4111	7700
4	0	1	2547	5831
5	35	1	2367	5831
6	35	1	917	5831

Fonte: Autoria própria

Para faltas ocorridas nos trechos 3 e 4 não há contribuição do sistema de recomposição, apenas o isolamento da falta e o DEC dos trechos corresponderá ao número de consumidores daquele trecho multiplicado pelo tempo de conserto do defeito, dividido pelo número total de consumidores do alimentador.

Através da Equação 1, representada na seção 2.7, e dos dados da Tabela 7, foram calculados os valores do DEC nos alimentadores para uma falta ocorrida em cada trecho. Os valores estão representados na Tabela 8.

**Tabela 8 – DEC calculado para as faltas em cada trecho**

TRECHO	Número de Consumidores	DEC (h)
1	422	0,05
2	3167	0,42
3	4111	0,53
4	2547	0,44
5	2367	0,4
6	917	0,16

Fonte: Autoria própria

Observa-se pelos valores obtidos que o DEC em cada alimentador estará limitado ao tempo em que as equipes de manutenção levarão para realizar o conserto do defeito em cada trecho, pois a reconfiguração automática ocorre em tempo inferior a três minutos.

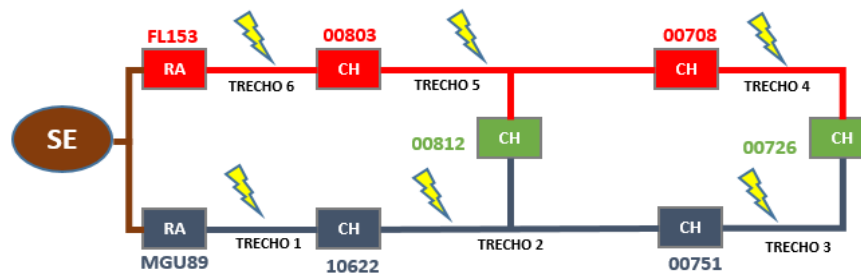


#### 4.6 ANÁLISE DAS FALTAS SEM A RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA

Essa seção abordará as etapas de reconfiguração da rede sem o sistema de reconfiguração automática. Para possibilitar o comparativo entre as duas formas de recomposição, serão consideradas as mesmas faltas simuladas na seção 3.5.

Cabe ressaltar que o tempo de reconfiguração manual varia de acordo com o tipo da falta, a quantidade de equipes disponíveis para localização do defeito, as condições do trânsito para o deslocamento das equipes e a experiência do operador para a tomada de decisão e orientação dos profissionais de campo que realizarão as manobras. Para análise comparativa entre os dois sistemas, foi considerado que as manobras a serem executadas para a reconfiguração manual, são as mesmas que o sistema de reconfiguração automática adotará.

A Figura 43 representa as faltas ocorridas em todos os trechos dos alimentadores A e B.



**Figura 43 – Faltas simuladas nos alimentadores A e B**  
Fonte: Autoria própria

Para qualquer uma das faltas ocorridas no tronco do alimentador, o religador fonte irá abrir e todos os consumidores do conjunto serão afetados até que a falta seja isolada. A sequência a seguir ocorrerá para o isolamento da falta até o restabelecimento total do circuito:

- 1º) Abertura do religador fonte devido à falta;
- 2º) Deslocamento de equipe para percorrer o trecho e localizar o defeito;
- 3º) Manobras para o isolamento da falta;
- 4º) Conserto da rede;
- 5º) Manobras para retorno à configuração normal e restabelecimento completo do circuito.

Os tempos para realização de cada uma das etapas acima foram organizados em uma tabela e estipulados com base na distância do trecho até a

subestação fonte e o tempo de deslocamento no trajeto do alimentador em vias urbanas. O dia da semana e horário, foi considerado o mesmo da simulação do fluxo na seção 4.1. A Tabela 9 representa os tempos obtidos para isolamento de cada falta e restabelecimento do restante do circuito.

**Tabela 9 – Tempos para isolamento do trecho em falta**

Trecho em Falta	Manobras Nas Chaves	Tempo de Deslocamento (min)	Tempo das Manobras (min)	Tempo para Conserto (h)	Total (h)
1	Abre 10622 Abre 00751 Fecha 00726 Fecha 00812	15	10	1	1:25
2	Abre 10622 Fecha MGU89 Abre 00751 Fecha 00726	15	5	1	1:20
3	Abre 00751 Fecha MGU89	15	0	1	1:15
4	Abre 00708 Fecha FL153	16	5	1	1:21
5	Abre 00803 Abre 00708	16	10	1	1:26
6	Abre 00803 Abre 00708 Fecha 00812 Fecha 00726	16	15	1	1:31

**Fonte: Autoria própria**

Os tempos de deslocamento de 15 e 16 minutos foram considerados para percorrer todo o tronco do alimentador A e alimentador B, respectivamente. Foi utilizada a ferramenta de localização via satélite *Google Maps*, conforme ANEXO A e B. Ao tempo considerado nos anexos, de 10 e 11 minutos para cada alimentador, foram acrescentados 5 minutos devido à inspeção visual que é realizada pela equipe ao percorrer o trecho e realizar inspeção visual para verificação de possíveis pontos de defeito.

O tempo de manobras foi definido como 5 minutos para as chaves de operação manual e nulo para as chaves automatizadas, que podem ser operadas remotamente pelo operador do COD. O tempo de operação manual compreende o estacionamento do veículo, sinalização da área, preparo do profissional para munir-se de EPIs e executar a abertura ou fechamento do equipamento.

#### 4.7 ANÁLISE DO DEC SEM RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA

Com os tempos obtidos na Tabela 9, na seção 4.6, os dados dos consumidores e das interrupções foram agrupados em tabelas e foi calculado o DEC para cada falta ocorrida no alimentador A. A Tabela 10 representa os valores utilizados para o cálculo do DEC para a falta ocorrida no trecho 1.

**Tabela 10 – Interrupção no trecho 1 com reconfiguração manual**

Trecho em Falta	Duração da Interrupção (h)	CONSUMIDORES ATINGIDOS	Consumidores do Conjunto
1	1:25	422	7700
2	0:25	3167	7700
3	0:25	4111	7700

Fonte: Autoria própria

Com os dados da Tabela 10, o DEC calculado para a falta no trecho 1 é dado por:

$$DEC = \frac{422 * \left(\frac{25}{60} + 1\right) + (3167 + 4111) * \left(\frac{25}{60}\right)}{7700} = 0,47h$$

O DEC calculado no alimentador A para uma falta ocorrida no trecho 1 foi de 0,47h.

A Tabela 11 representa os valores utilizados para o cálculo do DEC para a falta ocorrida no trecho 2.

**Tabela 11 – Interrupção no trecho 2 com reconfiguração manual**

Trecho em Falta	Duração da Interrupção (h)	CONSUMIDORES ATINGIDOS	Consumidores do Conjunto
1	0:20	422	7700
2	1:20	3167	7700
3	0:20	4111	7700

Fonte: Autoria própria

Com os dados da Tabela 11, o DEC calculado para a falta no trecho 2 é dado por:

$$DEC = \frac{3167 * \left(\frac{20}{60} + 1\right) + (422 + 4111) * \left(\frac{20}{60}\right)}{7700} = 0,74h$$

O DEC calculado no alimentador A para uma falta ocorrida no trecho 2 foi de 0,74h.

A Tabela 12 representa os valores utilizados para o cálculo do DEC para a falta ocorrida no trecho 3.

**Tabela 12 – Interrupção no trecho 3 com reconfiguração manual**

Trecho em Falta	Duração da Interrupção (h)	CONSUMIDORES ATINGIDOS	Consumidores do Conjunto
1	0:15	422	7700
2	0:15	3167	7700
3	1:15	4111	7700

Fonte: Autoria própria

Com os dados da Tabela 12, o DEC calculado para a falta no trecho 3 é dado por:

$$DEC = \frac{4111 * \left(\frac{15}{60} + 1\right) + (3167 + 422) * \left(\frac{15}{60}\right)}{7700} = 0,78h$$

O DEC calculado no alimentador A para uma falta ocorrida no trecho 3 foi de 0,78h.

Da mesma forma que no alimentador A, com os dados da Tabela 8 foi calculado o DEC para as faltas ocorridas em cada trecho do alimentador B. A Tabela 13 representa os valores utilizados para o cálculo do DEC para a falta ocorrida no trecho 4.

**Tabela 13 – Interrupção no trecho 4 com reconfiguração manual**

Trecho em Falta	Duração da Interrupção (h)	CONSUMIDORES ATINGIDOS	Consumidores do Conjunto
4	1:21	2547	5831
5	0:05	2367	5831
6	0:05	917	5831

Fonte: Autoria própria

Com os dados da Tabela 13, o DEC calculado para a falta no trecho 4 é dado por:

$$DEC = \frac{2547 * \left(\frac{21}{60} + 1\right) + (2367 + 917) * \left(\frac{5}{60}\right)}{5831} = 0,63h$$

O DEC calculado no alimentador B para uma falta ocorrida no trecho 4 foi de 0,63h.

A Tabela 14 representa os valores utilizados para o cálculo do DEC para a falta ocorrida no trecho 5.

**Tabela 14 – Interrupção no trecho 5 com reconfiguração manual**

Trecho em Falta	Duração da Interrupção (h)	CONSUMIDORES ATINGIDOS	Consumidores do Conjunto
4	0:10	2547	5831
5	1:26	2367	5831
6	0:10	917	5831

**Fonte: Autoria própria**

Com os dados da Tabela 14, o DEC calculado para a falta no trecho 5 é dado por:

$$DEC = \frac{2367 * \left(\frac{26}{60} + 1\right) + (2547 + 917) * \left(\frac{10}{60}\right)}{5831} = 0,68h$$

O DEC calculado no alimentador B para uma falta ocorrida no trecho 5 foi de 0,68h.

A Tabela 15 representa os valores utilizados para o cálculo do DEC para a falta ocorrida no trecho 6.

**Tabela 15 – Interrupção no trecho 6 com reconfiguração manual**

Trecho em Falta	Duração da Interrupção (h)	CONSUMIDORES ATINGIDOS	Consumidores do Conjunto
4	0:15	2547	5831
5	0:15	2367	5831
6	1:31	917	5831

**Fonte: Autoria própria**

Com os dados da Tabela 15, o DEC calculado para a falta no trecho 6 é dado por:

$$DEC = \frac{917 * \left(\frac{31}{60} + 1\right) + (2547 + 2367) * \left(\frac{15}{60}\right)}{5831} = 0,45h$$

O DEC calculado no alimentador B para uma falta ocorrida no trecho 6 foi de 0,45h.

Com os valores de DEC obtidos para a reconfiguração manual, juntamente com os valores de DEC obtidos na reconfiguração automática, foi possível comparar as duas topologias para as mesmas condições. A comparação é discutida na seção seguinte.

#### 4.8 COMPARAÇÃO DO DEC PARA AS DUAS TOPOLOGIAS

Nessa seção, são comparados os valores do DEC para recomposição do sistema com reconfiguração manual e com reconfiguração automática. Os dados das tabelas da seção anterior foram agrupados em uma única tabela, onde foi calculada a redução percentual do DEC dos alimentadores A e B com a implantação do sistema de reconfiguração automática. A Tabela 16 apresenta os valores obtidos.

**Tabela 16 – Comparação do DEC com reconfiguração manual e automática**

Trecho em Falta	Alimentador	Consumidores por trecho	DEC com Reconfiguração Manual (h)	DEC com Reconfiguração Automática (h)	Redução (%)
1	A	422	0,47	0,05	89,36
2	A	3167	0,74	0,42	43,24
3	A	4111	0,78	0,53	32,05
4	B	2547	0,63	0,44	30,16
5	B	2367	0,68	0,4	41,17
6	B	917	0,45	0,16	64,44

Fonte: Autoria própria

Observa-se pelos dados da Tabela 16 que há uma significativa redução nos valores do DEC após a implantação de um sistema de reconfiguração automática. No Alimentador A, para uma falta ocorrida no trecho 1, o DEC tem uma redução de 89,36%. Para uma falta ocorrida no trecho 2, o DEC tem uma redução de 43,24% e para uma falta ocorrida no trecho 3 o DEC do alimentador tem uma redução de 32,05%. O trecho 3 concentra o maior número de consumidores no Alimentador A, por isso o impacto no DEC nesse trecho é maior para o alimentador A. No alimentador B, para uma falta ocorrida no trecho 4, o DEC tem uma redução de 30,16%. Para uma falta ocorrida no trecho 5, o DEC tem uma redução de 41,17% e para uma falta ocorrida no trecho 6 o DEC do alimentador tem uma redução de 64,44%.

## 5. CONCLUSÕES

Os sistemas de reconfiguração automática garantem um tempo menor para a recomposição do sistema e o isolamento da falta. Esses sistemas vêm sendo cada vez mais utilizados, através da automatização de equipamentos existentes e a substituição por equipamentos microprocessados com maiores funcionalidades. Nesse trabalho foi verificado que o sistema simulado hipoteticamente apresentou uma redução considerável no indicador DEC quando foram substituídos equipamentos de manobras convencionais, como chaves de operação manual, por religadores automáticos. A redução do indicador variou de 32,05% a 89,36%, dependendo do trecho onde a falta foi simulada e do número de consumidores afetados.

Foi demonstrado que o sistema de reconfiguração automática com a lógica *Loop Scheme* permite o isolamento da falta e a recomposição de trechos não atingidos pela falta. Destaca-se que não há a necessidade de comunicação entre os equipamentos, o que simplifica a implantação do sistema e obtém-se resultados a curto prazo considerando apenas os ajustes de proteção do equipamento.

A análise para implantação do sistema de reconfiguração é desenvolvida para cada circuito específico e depende das características dos alimentadores e da alocação dos equipamentos de manobra e seccionamento existentes. Salienta-se que outras análises podem ser exploradas para os mesmos circuitos e outras possibilidades de recomposição podem ser adotadas, respeitando-se os limites de carregamento, queda de tensão e coordenação entre os religadores.

A ANEEL exige das concessionárias a melhoria na qualidade e continuidade do atendimento, e diminuir os indicadores de duração de interrupção, como o DEC, permite às concessionárias cumprirem as exigências do órgão regulador. Os sistemas de reconfiguração automática, como o demonstrado nesse trabalho, contribuem diretamente para a redução no tempo em que o consumidor permanece sem o fornecimento de energia.

Por fim, demonstrou-se nesse trabalho a efetividade do sistema de reconfiguração automática com a lógica *Loop Scheme*, com a exemplificação das etapas necessárias para a análise do sistema e a redução do indicador DEC, apenas substituindo equipamentos convencionais por equipamentos microprocessados.



Para trabalhos futuros, podem ser levantados os custos da concessionária para recompor um sistema da forma convencional, com o cálculo da mão de obra, veículos, equipamentos e ferramental necessários para realização das manobras, bem como a perda de faturamento no período em que a energia deixou de ser fornecida até que o sistema seja restabelecido. Da mesma forma, pode ser feito um levantamento dos custos para a implantação de um sistema de reconfiguração automática e comparada a economia obtida com as duas formas de recomposição.

## 6. REFERÊNCIAS

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Disponível em:  
<[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1\\_Revisao\\_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7)>. Acesso em 27 mai. 2018.

ARTECHE. **Chave Tripolar Sob Carga a SF6**. Manual do Equipamento. Disponível em:  
<<https://www.artech.com/pt/produtos/chaves-sob-carga-at%C3%A9-36kv>>. Acesso em 28 jan. 2019.

CAMILLO, M. H. M. **Avaliação de uma metodologia para restabelecimento de energia baseada em algoritmos evolutivos multi-objetivos no sistema de distribuição de energia da COPEL na cidade de Londrina**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos - USP, 2013. Disponível em:  
<<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-03012014-100203/pt-br.php>>. Acesso em 18 mar. 2018.

COPEL - **Especificação Técnica Para Religadores Automáticos De Rede**. Disponível em :  
<[https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/8A802E4C84805FE18325825D0067C94A/\\$FILE/RA%20TRIF%20REDE%20%202013,8%20e%2034,5%20kV.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/8A802E4C84805FE18325825D0067C94A/$FILE/RA%20TRIF%20REDE%20%202013,8%20e%2034,5%20kV.pdf)>  
> Acesso em 05 set. 2018.

CUNHA, A. P. **Bases Conceituais da Implantação de Redes Elétricas Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia) Escola Politécnica da USP, 2011. Disponível em:  
<<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-05082011-153327/pt-br.php>>. Acesso em 10 ago. 2018.

GUIMARÃES, M. A. de N. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica utilizando Algoritmos de Busca Tabu**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005. Disponível em:  
<<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/261716>>. Acesso em 11 out. 2018.

HOKAMA, W. S. **A experiência da CPFL na Implantação do Self-healingo da cidade de Campinas SP**. Artigo. XXII SENDI. 07 a 10 nov. 2016. Disponível em:  
<<http://www.sendi.org.br/sendi2016/wp-content/uploads/2016/12/3651.pdf>>. Acesso em 10 set. 2018.

LIM, S. I.; CHOI, M. S.; LEE, S. J. **Adaptive Protection Setting and Coordination for Power Distribution Systems**. In: The Eleventh International Middle East Power Systems Conference, 2006. Disponível em:  
<<https://ieeexplore.ieee.org/document/5372371>>. Acesso em 10 out. 2018.

MIT - Manual de Instruções Técnicas 162503. **Proteção de Sobrecorrente para Sistemas de Distribuição**. COPEL p. 8-10, 2018.

Norma Técnica Copel - NTC 858118 - **Montagem De Estruturas De Equipamentos Especiais**. Disponível em:  
<<http://www.copel.com/hpcopel/normas/pesquisa.jsp>>. Acesso em 10 set. 2018.

OMORI, J. S.; HELEBRANDO, A.; GARCIA, F. A. P. **Desmistificando e Aplicando Sistemas de Recuperação Automática de Redes de Distribuição Sem Comunicação Com Ótimos Resultados**. Artigo. XXIII SENDI. 20 a 23 nov. 2018. Disponível em:  
<<https://sendi.org.br/trabalhos-tecnicos.html>>. Acesso em 22 dez. 2018.

PEREIRA, D. R.; **Um Sistema de Software para Execução de Estudo de Coordenação e Seletividade em Sistemas de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Itajubá, 2007. Disponível em:  
<<https://saturno.unifei.edu.br/bim/0032066.pdf>>. Acesso em 08 jan. 2019.

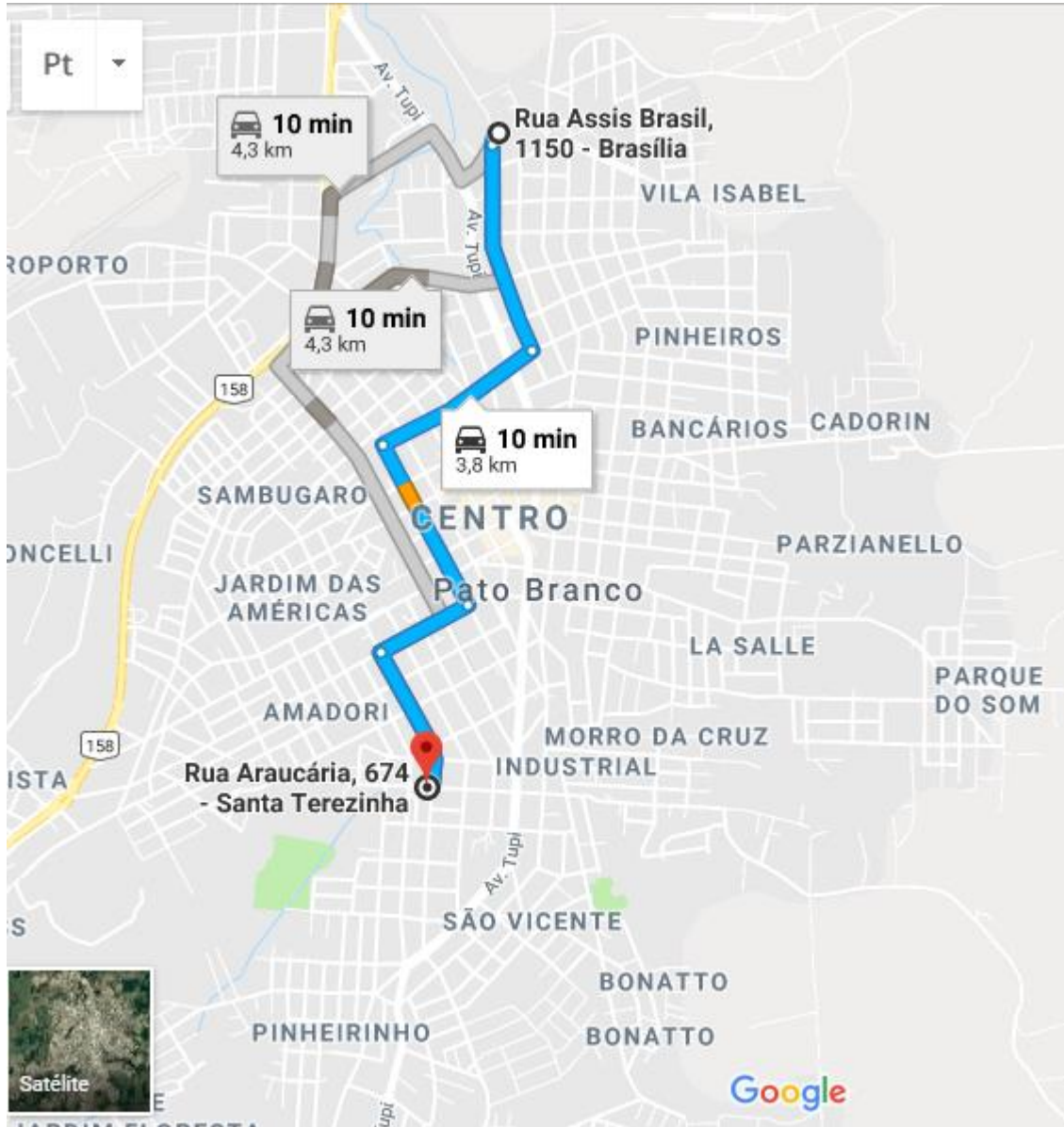
RAMOS, M. J. S. **Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade de Dispositivos de Proteção Durante Reconfigurações de Redes de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Maria, 2014. Disponível em:  
<<https://repositorio.ufsm.br/handle/1/8546>>. Acesso em 11 out. 2018.

ROVER, F. **Automação Inteligente de Redes - Guarujá**. Artigo. XXII SENDI. 07 a 10 nov. 2016. Disponível em:  
<<http://abradee03.org/send2016/wp-content/uploads/2016/12/4010.pdf>>. Acesso em 11 set. 2018.

ROTH, D. P. **Maximizing protection coordination with self-healing technology**. Artigo IEEE. Disponível em:  
<<https://ieeexplore.ieee.org/document/6194568>>. Acesso em 10 mai. 2018.

## ANEXOS

ANEXO A – TEMPO DE DESLOCAMENTO ESTIMADO PARA PERCORRER O ALIMENTADOR A EXTRAÍDO DA FERRAMENTA GOOGLE MAPS



ANEXO B – TEMPO DE DESLOCAMENTO ESTIMADO PARA PERCORRER O ALIMENTADOR A EXTRAÍDO DA FERRAMENTA GOOGLE MAPS

