

FACULDADE DOCTUM

Tadeu Pereira de Souza

**Estudo de Proteção e Coordenação em Redes de Distribuição em
Alimentadores com Característica Mista**

Juiz de Fora
2019

Tadeu Pereira De Souza

**Estudo de Proteção e Coordenação em Redes de Distribuição em
Alimentadores com Característica Mista**

Monografia de Conclusão de Curso,
apresentado ao curso de Engenharia
Elétrica, Faculdade Doctum de Juiz de
Fora, como requisito parcial à obtenção
do título de Bacharel Engenharia Elétrica.

Orientação: Prof. MSc. Mozart Ferreira
Braga Júnior

Juiz de Fora
2019

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca Faculdade Doctum/JF

Souza, Tadeu.

Estudo de Proteção e Coordenação em Redes de
Distribuição em Alimentadores com Característica Mista/ Tadeu
Pereira de Souza - 2019

78 folhas.

Monografia (Curso de Engenharia Elétrica) –
Faculdade Doctum Juiz de Fora.

1. Curto Circuito 2. Proteção

I. Estudo de Proteção e Coordenação em Redes de
Distribuição em Alimentadores com Característica Mista. II
Faculdade Doctum Juiz de Fora.

rede de ensino
DOCTUM

FACULDADE DOCTUM DE JUIZ DE FORA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

FORMULÁRIO 9

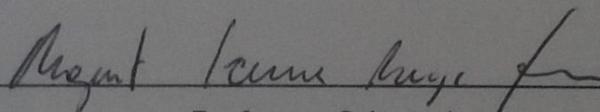
TERMO DE APROVAÇÃO

FOLHA DE APROVAÇÃO

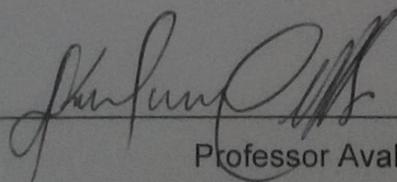
O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado ESTUDO DE PROTEÇAS E COORDENAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM ALIMENTADORES COM CARACTERÍSTICA MISTA, elaborado pelos alunos TADOU PEREIRA DE SOUZA

foi aprovado por todos os membros da Banca Examinadora e aceita pelo curso de ENGENHARIA ELÉTRICA, como requisito parcial da obtenção do título de Bacharel em ENGENHARIA ELÉTRICA.

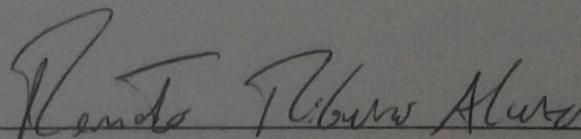
Juiz de Fora, 10 de DEZEMBRO de 2019.



Professor Orientador



Professor Avaliador 1



Professor Avaliador 2

TADEU PEREIRA DE SOUZA

**ESTUDO DE PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM
ALIMENTADORES COM CARACTERÍSTICA MISTA**

Monografia de Conclusão de Curso,
submetida à Faculdade Doctum de Juiz de
Fora, como requisito parcial à obtenção do
título de Bacharel em Engenharia elétrica
e aprovada pela seguinte banca
examinadora.

Prof. M. Eng. Mozart Ferreira Braga Júnior
Orientador (a) e Docente da Faculdade Doctum - Unidade Juiz de Fora

Prof. M. Eng. Renato Ribeiro Aleixo
Docente da Faculdade Doctum - Unidade Juiz de Fora

Esp. Eng. Kelson Marconi Brandao Carvalho

Examinada em: 10 / 12 / 2019.

AGRADECIMENTOS:

Agradeço a Deus, pelo amor incondicional, por todas as bênçãos que me concedeu e me concede diariamente, e pelo dom da vida.

Agradeço a meus pais, Pedro e Maria da Glória, por todo amor, carinho, educação, por sempre acreditarem em mim e no meu potencial. Agradeço pelos ensinamentos que me transformaram na pessoa que sou hoje.

Agradeço minha digníssima esposa Jéssica, por todo apoio, amor, compreensão. Obrigado por supri minha ausência perante ao nosso querido filho Lorenzo durante todos estes anos da graduação.

Agradeço a meus irmãos Tarcísio e Tênisson e Tatiana pela amizade e companheirismo, por toda a confiança que deposita em mim.

Ao meu orientador professor Mozart Ferreira Braga Júnior, pelo auxílio, compreensão e dedicação neste trabalho.

Ao Coordenador do curso Luís Gustavo Schroder e Braga pela compreensão durante esses anos de graduação, pelo carinho com nossa turma e sempre esteve disposto a ajudar.

Às amigas que fiz na faculdade em especial Jean Dias, que me ajudou muito nesta monografia. Aos amigos Cássio Costa, Matheus Mendes, Harisson, Israel e Walter por estarem sempre presentes me auxiliando nos trabalhos acadêmicos e por tornar esses anos de graduação inesquecíveis.

RESUMO

PEREIRA, Tadeu. **Estudo de proteção e coordenação em Redes de Distribuição em alimentadores com característica radial**. 75f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Faculdade Doctum, Juiz de Fora, 2019.

Os sistemas de proteção das redes de distribuição têm como premissa básica a proteção dos equipamentos e instalações, visando garantir a segurança para as pessoas envolvidas direta ou indiretamente. As redes de distribuição estão a todo tempo susceptíveis ao surgimento de falhas em seus componentes, o que ocasiona interrupções no fornecimento de energia aos clientes. De uma maneira simplificada, o curto-circuito pode ser caracterizado pela passagem de corrente elétrica acima do normal em um circuito devido à redução abrupta da impedância, é taxa de falha com maior incidência nos Sistemas de Potência, apesar do defeito ser indesejável os curtos-circuitos ocorrem em pontos aleatórios da rede elétrica e se os mesmos não forem rapidamente eliminados os danos nos equipamentos que integram a rede elétrica poderão ser elevados, o que poderá inviabilizar a continuidade e qualidade no suprimento de energia ao mercado. As sobrecargas e as oscilações de tensões podem afetar os sistemas de proteção da distribuição em função das características dinâmicas das cargas e as condições das instalações. A ideologia de proteção consiste na técnica de selecionar, aplicar, coordenar e ajustar os diversos equipamentos e dispositivos protetores de um sistema elétrico, de modo que se mantenha uma relação tal que, quando do surgimento de uma anomalia no circuito, essa por sua vez, venha ser isolada, sem que as demais partes do sistema sejam afetadas, objetivando em desconectar a parcela mínima quando da ocorrência de alguma falha, com rapidez de modo a reduzir danos aos condutores, população, equipamentos e animais. A pesquisa desta dissertação visa a realização de um estudo de proteção em um alimentador com característica mista, demonstrado através de um caso prático, respeitando as diretrizes e premissas na proteção das redes distribuição, de forma a propiciar mais segurança para pessoas e equipamentos inseridos nesse sistema.

Palavras-chave: curto-circuito, proteção, redes de distribuição e seletividade.

ABSTRACT

The protection systems of distribution networks have as their basic premise the protection of equipment and facilities, aiming to ensure safety for the people directly or indirectly involved. Distribution networks are at all times susceptible to breakdowns in their components, causing power outages to customers. In a simplified manner, the short circuit can be characterized by the passage of above normal electrical current in a circuit due to the abrupt reduction of the impedance, it is a failure rate with higher incidence in the Power Systems, although the short circuit is undesirable. Circuits occur at random points in the electricity grid and if they are not quickly eliminated, damage to the equipment that is part of the electricity grid may be high, which may make the continuity and quality of the energy supply to the market unfeasible. Overloads and voltage fluctuations can affect distribution protection systems due to dynamic load characteristics and installation conditions. Protection ideology is the technique of selecting, applying, coordinating and adjusting the various protective equipment and devices of a electrical system, so that a relationship is maintained such that when an anomaly occurs in the circuit, this in turn will be isolated, without affecting the other parts of the system, aiming to disconnect the minimum portion when it occurs some failure quickly to reduce damage to drivers, people, equipment and animals. The research of this dissertation aims to conduct a protection study in a feeder with mixed characteristics, demonstrated through a practical case, respecting the guidelines and premises in the protection of distribution networks, in order to provide more safety for people and equipment inserted in this system.

KEYWORDS: short circuit, distribution, protection distribution networks, selectivity.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Composição do Sistema Elétrico de Potência	20
Figura 2: Diagrama Unifilar do (SEP)	21
Figura 3: Faixas de Tensão em relação a Referência.....	27
Figura 4: Figura esquemática de uma chave fusível.....	36
Figura 5: Porta Fusível (cartucho)	36
Figura 6: Elemento Ativo (elo Fusível).....	37
Figura 7: Curva característica do elo fusível tipo K (15K)	39
Figura 8: Diferença de tempo de atuação entre elos 15K e 15T	40
Figura 9: Chave Fusível Repetidora 100A.....	41
Figura 10: Religador monofásico V4H.....	41
Figura 11: Religador Trifásico NOVA	42
Figura 12: Seccionalizador Trifásico GN3EB.....	44
Figura 13: Sequência de abertura de um Seccionalizador.....	45
Figura 14: Esquema de medição e proteção adotado para utilização de relés de sobrecorrente.....	48
Figura 15: Esquema típico de divisão de zonas de proteção	51
Figura 16: Princípio de sobreposição de zonas	52
Figura 17: Estatísticas de faltas.....	55
Figura 18: Posição dos elos fusíveis protegidos e protetor	57
Figura 19: Seletividade entre elos fusíveis	58
Figura 20: Coordenação religador versus elo fusível	60
Figura 21: Subestação Lima Duarte	62
Figura 22: Fluxograma do projeto.....	63
Figura 23: Diagrama unifilar do alimentador LAD 07.....	64
Figura 24: Telemetria dos níveis de corrente do religador 193592.....	65
Figura 25: Telemetria dos níveis de corrente do religador 193592.....	66
Figura 26: Diagrama Unifilar da SE até a Vila Conceição de Ibitipoca	67
Figura 27: Coordenograma 1 - Simulação de coordenação à montante do religador 155541.....	68
Figura 28: Coordenograma 2 - Simulação de coordenação à montante do religador 155541	

.....	69
Figura 29: Coordenograma 3 - Simulação de coordenação à jusante do religador 304738.....	70
Figura 30: Coordenograma 4 - Simulação de coordenação à jusante do religador 304695.....	71
Figura 31: Coordenograma 5 - Simulação de coordenação à jusante do religador 304695.....	72

LISTA DE SÍMBOLOS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuição De Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
COD	Centro de Operação da Distribuição
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
DEC	Duração Equivalente por Consumidor
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAI	Faltas de Alta Impedância
FEC	Frequência Equivalente por Consumidor
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
IDEC	Instituto de Defesa do Consumidor
MT	Média Tensão
ND	Norma de Distribuição
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RA	Religamento Automático
RD	Rede de Distribuição
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SE	Subestação de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TMA	Tempo Médio de Atendimento
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tensão Nominal igual ou inferior a 1 Kv	27
Tabela 2 - Faixas de classificação das tensões inferior a 1kV	28
Tabela 3 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.....	29
Tabela 4 - Dados de corrente dos elos fusíveis tipo K e T.....	39
Tabela 5 - Ajustes de Proteção e Correntes de curto circuito dos religadores do LAD 07.....	65
Tabela 6 - Propostas de alterações nos ajustes de proteção dos equipamentos do LAD 07.....	73

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contextualização.....	15
1.2	O Estado da Arte.....	17
1.3	Objetivos do Trabalho	17
1.4	Objetivos Específicos.....	18
1.5	Estrutura do Trabalho.....	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1	O Sistema Elétrico de Potência	19
2.2	O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	21
2.2.1	Indicadores ANEEL	23
2.2.1.1	Indicadores de Continuidade	24
2.2.1.2	Indicadores de Continuidade Individuais.	25
2.2.1.3	Indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras.	26
2.2	Indicadores ANEEL Relacionados a Conformidade.....	27
2.3	Topologias de Redes	29
2.3.1	Configuração das Redes de Distribuição.....	30
3	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO	32
3.1	Terminologia e Definições de Conceitos.....	32
3.1.1	Terminologia de Proteção	33
3.2	Dispositivos de Proteção	34
3.2.1	Chave Fusível	35
3.2.2	Chave Fusível Repetidora	40
3.2.3	Religadores.....	41

3.2.4 Seccionalizador.....	44
3.2.5 Disjuntores e Relés	47
3.3 Funções de um sistema de Proteção	49
3.3.1 Características de Um sistema de Proteção.....	50
3.3.3 Controle e Supervisão	52
3.3.4 Estatísticas de Falta	53
4. CRITÉRIOS PARA APLICAÇÃO E COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO.....	56
4.1 Critérios de aplicação e coordenação de elos fusíveis.....	56
4.1.1 Coordenação entre elos fusíveis	57
4.1.2 Coordenação Utilizando chaves fusíveis repetidoras.....	59
4.1.2.1 Coordenação entre religadores e chave fusível repetidora	59
4.1.3 Coordenação entre religadores e elos fusíveis	60
5. ESTUDO DE CASO	61
5.1 Localização do Estudo	61
5.1.1 O Sistema Elétrico Atual.....	61
5.1.2 Coleta de Dados.....	63
5.2 Simulações e Propostas de Melhoria no LAD 07	66
6 RESULTADOS ESPERADOS.....	74
6.1 Trabalhos Futuros	74
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Nos últimos decênios, têm-se observado uma grande expansão dos sistemas elétricos de potência (SEP) no cenário mundial. Esse crescimento, associado principalmente a um aumento da atividade produtiva, por consequência, trouxe novos desafios aos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esses desafios estão correlacionados, sobretudo com a capacidade de atendimento à demanda crescente de energia e com a continuidade do serviço prestado. Para exemplificar o crescimento da demanda no cenário nacional, tem-se que na última década a expansão do consumo de energia elétrica foi de 3,4% na média anual (EPE, 2019).

Na atualidade, dentre as principais preocupações das concessionárias de energia elétrica no âmbito nacional destacam-se:

- ✓ A continuidade dos serviços de energia elétrica.
- ✓ A qualidade do produto.

Não obstante apenas à energia não distribuída, contudo às exigências dos consumidores e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador. Dada a importância e necessidade de melhoria dos índices de qualidade e continuidade das concessionárias do setor, a ANEEL publicou e vem periodicamente revisando os Procedimentos de Energia Elétrica no Setor Elétrico Nacional, o (PRODIST, 2017).

Constam neste documento, as definições dos indicadores de continuidade para os grupos de consumidores individuais e coletivos. Os indicadores coletivos mais relevantes para os sistemas são: DEC (Duração média equivalente de interrupções por consumidores), e FEC (Frequência Média Equivalente de Interrupções por consumidor), TMA (Tempo Médio de Atendimento). Em relação aos indicadores dos consumidores (individuais) temos, por exemplo: DIC (Duração de interrupção individual por unidade consumidora) ou por ponto de conexão, FIC (frequência de interrupção por individual) ou por ponto de conexão, dentre outros.

Baseado nos indicadores supracitados, que são definidos os padrões mínimos de qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, os quais, quando não cumpridos resultam em penalidades como, por exemplo: o repasse de

compensações financeiras, com “descontos” nas faturas dos clientes, não obstante à perda de faturamento da energia não comercializada (ANEEL, 2018).

Perante o exposto, com o advento da tecnologia as concessionárias vêm intensificando os investimentos em procedimentos focados na proteção/ automação, eficiência energética, e um melhor aproveitamento da informação, de forma a tornar as redes e os sistemas mais eficazes, de forma a aperfeiçoar e aplicar os conceitos de redes inteligentes.

No entanto, apesar dos expressivos e constantes investimentos realizados na proteção/automação dos sistemas de potência, as redes de distribuição estão a todo tempo susceptíveis ao surgimento de falhas nos seus componentes, na maioria das vezes de difícil detecção, em função de suas topologias, comumente aérea. Dentre essas faltas, sobressaem as Faltas de Alta Impedância (FAI), que produzem baixos níveis de corrente elétrica, e em alguns casos pode não ser perceptíveis pelos sistemas de proteção adotados que podem ser: coordenadas ou seletivas que traz por consequência operar fusíveis e relés dos sistemas de proteção empregados (BENNER & RUSSEL, 1997).

É importante salientar que, dentre as causas geralmente associadas às FAI, tem-se o rompimento de condutores caídos ao solo em pontos com alto valor de impedância, o contato com árvores/galhos e vegetações com cabos energizados. Estima-se que entre 33% e 50 % das faltas de alta impedância estejam associadas a condutores energizados caídos no solo (AUCOIN et al.,1996). Esse tipo de evento traz sérios riscos de vida à segurança da população, animais e até mesmo dos próprios funcionários das empresas que atuam no setor energético devido a características da corrente de baixa amplitude.

Com base nessa introdução, esta dissertação visa reforçar a necessidade de contribuir e disseminar as melhores práticas nos sistemas de distribuição objetivando a segurança da população e instalações, também elucidar os possíveis impactos desta localização nos índices relacionados à qualidade e continuidade dos serviços prestados pelas concessionárias, tanto no que se referem à frequência das interrupções, quanto no tempo total de atendimento aos consumidores, tipificando a contingência operativa existente expondo ações de curto prazo que resultarão melhorias para o desempenho operativo das Redes de Distribuição.

1.2 O Estado da Arte

Os sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil apresentam uma característica predominantemente aérea, cujo traçado das redes se estendem por regiões urbanas, industriais e rurais integrando uma transcendente área de cobertura. Pertinente a isso, as redes de distribuição estão sujeitas as falhas originadas por condições climáticas severas como ventos e descargas atmosféricas, dentre os acidentes envolvendo as estruturas de sustentação das redes, essas falhas podem decorrer de forma temporária, ou podem ser tipicados como faltas permantes (LEME et al., 2013).

A monografia de (Braga, 2011), aborda o conceito de que os sistemas de proteção em redes de distribuição têm por finalidade atender demandas de operação e manutenção, com essência na redução dos indicadores de qualidade e continuidade dos serviços ofertados por parte das concessionárias de energia elétrica. Ratifica e atende, igualmente, a proposição do processo de automação no (SEP), que determina um processo contínuo de ascensão, onde se pretende chegar ao nível mais elevado de inteligência do sistema, atribuindo velocidade e flexibilidade no restabelecimento e continuidade no fornecimento de energia.

Segundo (Farias, 2017) a precisa identificação destas falhas é essencial, pois defeitos temporários podem ocasionar sobretensões e sobrecorrentes no (SEP), ou até podem progredir para faltas permantes. Independentemente se as faltas são temporárias ou permantes sua detecção é mais facilmente qualificada quando a resistência de contato é baixa e, por consequência, a corrente de falha apresenta um valor elevado. No entanto, em curtos circuitos envolvendo superfície de contato com alta resistência há uma intermitência da corrente de falta geralmente vinculada a presença de um arco elétrico. Sendo assim, mesmo que por alguns instantes a intensidade da corrente seja superior que o ajuste da proteção associada, o evento de amplitude pode não durar tempo suficiente para sensibilizar, por exemplo, os ajustes de proteção de sobre correntes existentes.

1.3 Objetivos do trabalho

O presente trabalho tem por objetivo a realização de um estudo de proteção demonstrado através de um caso prático, tendo como premissas as metodologias empregadas nos sistemas proteção e controle de redes distribuição delineando um

desempenho eficaz no SEP, com o propósito da otimização dos equipamentos empregados na proteção, controle e supervisão.

O estudo de caso foi realizado com base em dados reais de um alimentador de Distribuição de Energia Elétrica que atende a região do parque Estadual de Ibitipoca, o município de Olaria e comunidades ao entorno da região.

1.4 Objetivos Específicos

- ✓ Realizar levantamento em campo dos circuitos trifásicos e monofásicos para preparar o caso prático
- ✓ Analisar o equilíbrio de cargas instaladas no circuito para evitar evitando atuação indevida dos equipamentos de proteção, por consequência melhorar os indicadores de qualidade e continuidade.
- ✓ Simular em software específico o circuito objeto do caso prático, projetando o sistema de proteção conforme as filosofias de seletividade e coordenação do SEP.

1.5 Estrutura do trabalho

O presente trabalho foi estruturado em seis capítulos, incluindo a introdução. O Capítulo 2 aborda as definições sobre os sistemas elétricos de potência e os conceitos relacionados aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, são apresentados nesse tópico, alguns conceitos sobre topologias de redes de distribuição.

O capítulo 3 apresenta os principais equipamentos de proteção utilizados no SEP com suas respectivas características construtivas, bem como alguns exemplos sobre a utilização destes equipamentos nas redes de distribuição, contudo os critérios sobre coordenação e seletividade entre eles.

No Capítulo 4 contempla o estudo de caso, onde serão demonstradas as simulações utilizando um software específico de proteção seguindo os critérios e premissas da Norma Técnica de Distribuição ND 4.15 Cemig (2017).

No capítulo 5 estão as conclusões do estudo relativo ao sistema de distribuição, e por fim no capítulo 6 estão as propostas de trabalhos futuros.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 O Sistema Elétrico de Potência

O SEP, em sua essência, compreende o agrupamento de todas as instalações e equipamentos destinado a geração a transmissão e distribuição de energia elétrica. Os sistemas de geração de energia elétrica no Brasil possuem a característica de produção de energia elétrica hidrotérmica de imenso porte, com uma grande predominância de usinas hidrelétricas e com vários proprietários. O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) é o órgão responsável pela coordenação e controle das instalações de Geração e Transmissão de energia elétrica no SIN (Sistema Interligado Nacional), e também pelo planejamento e operação dos sistemas isolados no país.

O SEP no âmbito nacional adota-se um modelo que visa à formação de um sistema interligado, sendo possível o aproveitamento e consumo da energia convertida pelos grupos geradores em qualquer ponto desse sistema interligado. O SIN é composto pelas empresas das regiões, Nordeste, Centro Oeste, Sul, Sudeste e parte da região Norte, são responsáveis por atender mais de 98% da demanda de energia elétrica no país. Somente 1,7% da geração de eletricidade localizadas em pequenos sistemas isolados que se encontram fora do SIN, sobretudo na região Amazônica.

É de responsabilidade dos sistemas de transmissão à transferência da energia gerada, geralmente, por linhas aéreas no qual a energia é conduzida em níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV que compõe a Rede Básica de responsabilidade do (ONS). Sendo que essa energia transportada chega aos sistemas de distribuição através das subestações (SE) abaixadoras.

A ANEEL classifica as linhas de transmissão de acordo com o nível de tensão de sua operação, mensuradas em (kV). Para cada nível de tensão existe um código que representam todo um conjunto de linhas de transmissão de mesma classe.

- ✓ Grupo A1 - Tensão de fornecimento igual ou superior à 230 kV.
- ✓ Grupo A2 - Tensão de fornecimento de 88 a 138 kV.
- ✓ Grupo A3 - Tensão de fornecimento de 69 kV.

Segundo a ABRADÉE, no grupo A1 encontram-se 77 concessionárias dos serviços públicos de transmissão, e são responsáveis pela gestão de mais de 100

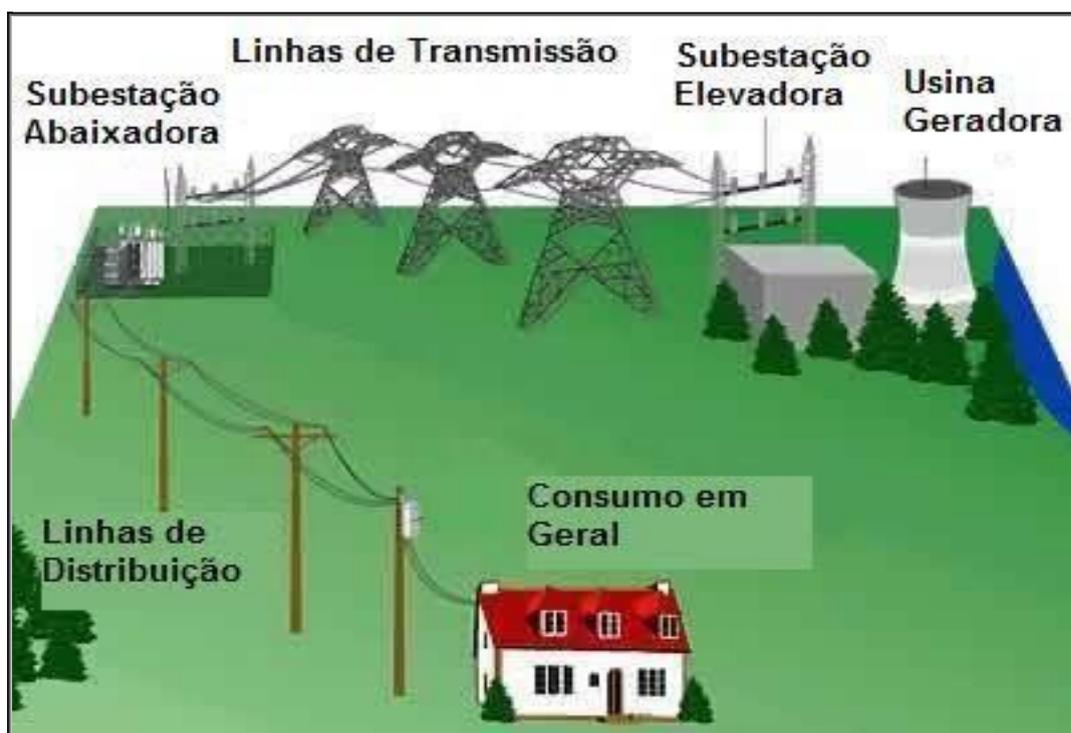
mil km de linhas. Algumas empresas transmissoras do mesmo modo operam instalações com tensão inferior a 230 kV, que são denominadas Demais Instalações de Transmissão (DIT).

As subestações de transmissão são aquelas localizadas nos pontos de conexão com usinas geradoras, com alguns consumidores de grande porte e empresas de distribuição de energia. A principal função das subestações transmissoras junto aos pontos de conexão com as geradoras é a de elevar os níveis de tensão da energia elétrica, reduzindo a corrente elétrica circulante nos condutores com o intuito de reduzir consideravelmente as perdas elétricas inerentes ao transporte de energia.

Nos pontos de conexão com consumidores ou concessionárias de distribuição, a função das subestações de transmissão é a de reduzir os níveis de tensão permitindo assim que tanto as empresas distribuidoras, quanto os consumidores possam usufruir da energia dentro dos níveis pré-estabelecidos pela agência reguladora. O transformador é o equipamento responsável pela elevação ou redução dos níveis de tensão nas SE, sendo estas: elevadoras ou abaixadoras.

A Figura 1 ilustra toda a estrutura do (SEP), desde a geração de energia até os grandes centros de consumo.

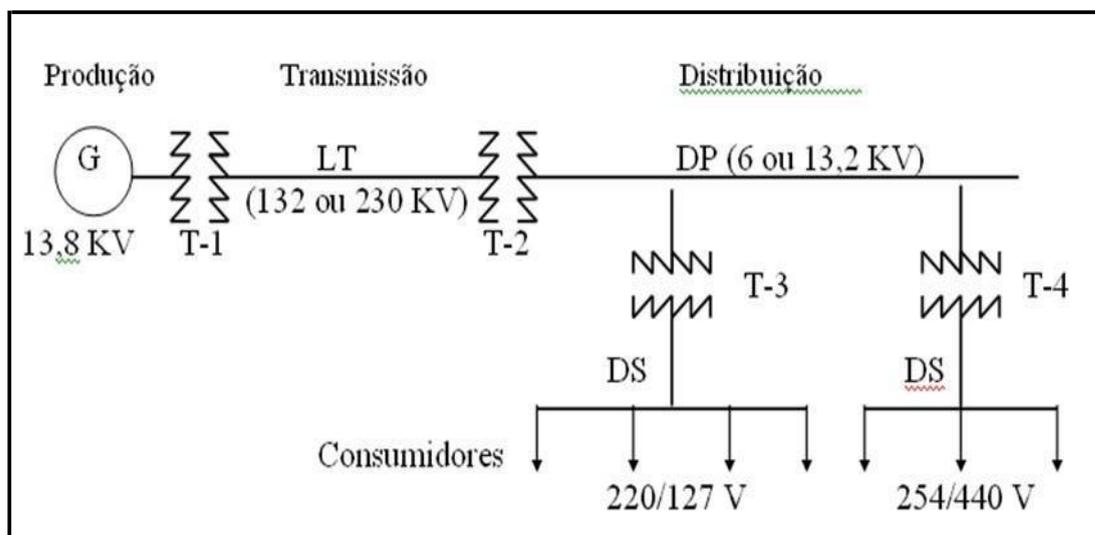
Figura 1: Composição do Sistema Elétrico de Potência



Fonte: IDEC (2018)

A Figura 2 apresenta os processos de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia propriamente dita

Figura 2: Diagrama Unifilar do (SEP)



Fonte: Próprio autor (2019)

A fronteira entre a rede básica e o Sistema de Distribuição é delimitada pelas subestações de distribuição. A partir deste ponto o sistema de distribuição pode ser subdividido em função da tensão de operação adotada pelas concessionárias de energia, em redes de alimentação primária em Média Tensão (MT), ou em redes secundárias em Baixa Tensão (BT). Sendo que a operação e manutenção deste sistema são de responsabilidade das permissionárias de energia.

2.2 O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica são responsáveis pelo fornecimento de energia aos grandes centros urbanos e as áreas rurais atendendo desde os clientes residenciais, comerciais e até mesmo as grandes indústrias. Estes sistemas são constituídos por Subestações (SEs), alimentadores ou Redes de Distribuição (RDs), transformadores, equipamentos de manobra, equipamentos de proteção, dentre outros.

No Brasil, as primeiras (RDs) tiveram início durante o império sob diligência do Imperador Dom Pedro II, em 1879 no estado do Rio de Janeiro transcorreu a primeira ligação da estação de energia elétrica. Foi prestigiada por Estação Central de Campos. Por conseguinte, a cidade de Campos foi primeira a desfrutar de iluminação pública por meio de energia elétrica. Em 1883 foi inaugurada a primeira usina hidrelétrica de pequeno porte do país localizada em Minas Gerias na cidade

de Diamantina. Esta central foi pioneira do setor em utilizar uma hidrelétrica para geração de energia no cenário nacional (VOLPE; AVARENGA, 2008).

Até o ano de 1910, foram construídas mais 13 centrais elétricas na federação, propiciando o fornecimento de energia elétrica às principais cidades da região sudeste. Não obstante a esses avanços, segundo Carvalho (2014), até o ano de 1940 a predominante fonte de energia do Brasil era a lenha, que representava mais de 75% do potencial energético do Brasil.

O marco de investimentos e modernizações no setor ocorreu a partir de 1950, por intermédio das empresas públicas, o que culminou no desenvolvimento de tecnologia nacional nos ramos de engenharia e viabilizaram que o Brasil antes substancialmente exportador de produtos agrícolas, gradualmente converteu-se em um país industrializado facultando em notáveis transformações sociais.

Seguindo um modelo estatizado até o ano de 1980, os governos federais e estaduais eram responsáveis pela supremacia da produção e distribuição de energia elétrica. Embora mantivessem os custos reduzidos e promovessem o desenvolvimento econômico, existia uma série de problemas relacionados.

De acordo com (Goldemberg; Lucom, 2007), algumas dificuldades encontradas no período pelo setor foram: Tarifas sinteticamente baixas com o intuito de regular a inflação, e também a utilização das empresas de energia elétrica para lograr benefícios políticos, independentemente da não obtenção do retorno financeiro.

Diante de um cenário ineficaz do gerenciamento do setor elétrico, o governo iniciou um processo de desverticalização da geração, transmissão e distribuição de energia, seguindo práticas de privatização de empresas públicas e aderiu à criação de agências reguladoras independentes. Para manter o pleno funcionamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, foi necessária a realização de profundos investimentos no setor, fiscalização, uma estruturação política e também nas áreas de engenharia. Contudo, indispensável não considerar a interferência jurídica na condução do processo, que culminou em uma série de regulamentações para syndicar o controle do setor elétrico nacional, (SILVA, 2017).

Segundo (Salgado, 2003), após serem concretizadas as primeiras privatizações do setor, o que culminou em alguns problemas de legitimidade, especialmente quanto à arbitragem de contestações, o projeto de criação da Aneel foi enviado pelo Executivo Federal ao congresso nacional ao término do ano de

1995. À vista disso, independentemente de o projeto ter sido de autoria do poder Executivo, o poder Legislativo foi o responsável por levar para a agenda a discussão do grau de autonomia desejável para as novas entidades reguladoras (PACHECO, 2004).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi criada pela lei N°9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo decreto N° 2.335, de 6 de outubro de 1997 onde foi aprovada sua estrutura regimental. A agência esculpida como uma autarquia sob-regime especial e está vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME), seu principal objetivo é o de regular, fiscalizar, a transmissão da geração distribuição e comercialização da energia elétrica, em equivalência com as políticas e diretrizes do governo Federal, e também garantir a segurança de todos os envolvidos que atuam no setor de distribuição de energia elétrica (PRADO, 2006).

A ANEEL por intermédio das normas elaboradas no PRODIST (Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica módulo 8) fiscaliza os serviços prestados pelas distribuidoras de energia por através dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Diante do controle das interrupções do fornecimento de energia, do cálculo e divulgação dos indicadores de continuidade do serviço, as concessionárias, a ANEEL, inclusive os consumidores são capazes de avaliar o desempenho do sistema elétrico, (LEME et al., 2013).

2.2.1 Indicadores ANEEL

Os indicadores estabelecidos pela ANEEL com o intuito de mensurar a eficiência das distribuidoras de energia elétrica subdividem em: Indicadores de Continuidade e Indicadores de Conformidade. Os indicadores de continuidade estão relacionados com a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, enquanto os de conformidade expressam a qualidade do produto entregue aos consumidores.

A ANEEL define o conceito de interrupção como descontinuidade parcial ou total do fornecimento de energia elétrica a uma determinada unidade consumidora, provocada por falha de dimensionamento ou dos componentes do sistema. Considera-se que há interrupção sempre que a tensão de fornecimento seja igual ou inferior a 70% (setenta por cento) da tensão nominal. Dentro do conceito de interrupção a ANEEL segmenta-os no Módulo 8 do PRODIST em (ANEEL, 2017).

- ✓ Interrupção momentânea de tensão: Toda interrupção no SEP com duração menor ou igual a 3 (três) segundos.

- ✓ Interrupção temporária de tensão: Toda interrupção no SEP superior a 3 (três) segundos e inferior a 3 (três) minutos.
- ✓ Interrupção de longa duração: Toda interrupção no SEP com duração maior ou igual a 3 (três) minutos.
- ✓ Interrupção de Emergência: Desligamento manual de equipamentos ou nas linhas quando não há tempo hábil para comunicação com o Centro de Operação da Distribuição (COD), realizado para evitar danos aos sistemas e risco para a integridade física de pessoas, para as instalações e para o meio ambiente.
- ✓ Interrupção de fornecimento de caráter sistêmico: Interrupção de fornecimento de energia elétrica, que cause elevada concentração de chamadas junto à central de tele atendimento da distribuidora, e que caracterize o respectivo dia ou período como atípico.
- ✓ Interrupção do fornecimento: Desligamento temporário da energia elétrica para manutenção da rede elétrica, e em situações de casos específicos ou de força maior.
- ✓ Interrupção em situação de emergência: Interrupção motivada por caso fortuito ou de força maior, a ser comprovada documentalmente pela distribuidora.
- ✓ Interrupção não programada: Interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores motivada por desligamentos não programados de componentes do sistema elétrico.
- ✓ Interrupção programada: Interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para realização de intervenções no SEP da distribuidora ou transmissora. As apurações dos indicadores de continuidade individuais devem considerar, obrigatoriamente, as interrupções de longa duração registradas pelo sistema de medição ininterrupta.

2.2.1.1 Indicadores de Continuidade

A ANEEL exige que todas as permissoras de energia certifiquem o processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade, baseando-se nas normas da Organização Internacional para Normalização (*International Organization for Standardization*) ISO 9000.

Há critérios diferenciados na apuração dos indicadores para as concessionárias que suprem cargas localizadas em sistemas elétricos isolados, ou seja, não conectados ao SIN, no que tange as definições de limites dos indicadores individuais e coletivos, diante das particularidades relacionadas ao difícil acesso e dispersão dos consumidores, conforme metodologia estabelecida pela Agência.

2.2.1.2 Indicadores de Continuidade Individuais

Os indicadores individuais são auditados pela agência reguladora para todas as unidades consumidoras expressos como: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) expresso em horas e centésimos da hora.

- ✓ Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) expresso em número de interrupções.
- ✓ Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) expresso em horas e centésimos da hora.

A ANEEL calcula os indicadores DIC, o FIC e o DMIC conforme as Equações 1, 2 e 3.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

$$FIC = n \quad (2)$$

$$DMIC = \max[t(i)] \quad (3)$$

Onde, i é o índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, que varia de 1 a n ; n o número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; $t(i)$ o tempo de duração da interrupção i da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração.

A expressão $\max[t(i)]$ corresponde ao valor da máxima duração de interrupção contínua i , no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

Os limites dos indicadores DIC e FIC são apurados em períodos mensais, trimestrais e anuais. O indicador DMIC apenas para períodos mensais.

O indicador de Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico (DICRI) representa o valor expresso em horas e centésimos de hora, em que a unidade consumidora ou ponto de conexão teve seu fornecimento de energia interrompido em dia crítico, calculado através da Equação 4:

$$DICRI = t_{crítico} \quad (4)$$

Onde: $t_{crítico}$, expressa a duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

O limite do indicador DICRI é definido para cada interrupção em dia crítico. O evento considerado como dia crítico é definido como aquele no qual a quantidade de ocorrências emergenciais em um conjunto elétrico ultrapasse determinado limite, estabelecido como a média mais três desvios padrões, dos valores diários verificados nos últimos dois anos em relação ao ano precedente.

2.2.1.3 Indicadores de Continuidade dos Conjuntos de Unidades Consumidoras

A continuidade do fornecimento de energia elétrica é fiscalizada pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras denominadas “Conjuntos Elétricos”.

A ANEEL estabelece limites para os indicadores associados a cada conjunto, sendo que os conjuntos elétricos podem ter abrangências variadas. Amplos conjuntos podem englobar mais de um município, concomitantemente alguns municípios podem possuir mais de um conjunto.

Os indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras são apurados por agrupamento de Unidades Consumidoras (UCs) e permitem uma visão setorizada para cada conjunto.

- DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de hora, calculada através da Eq. 5:

$$Dec = \sum_{n=1}^{Cc} Dic(i)/Cc \quad (5)$$

- FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções, calculada através da Eq. 6:

$$Fec = \sum_{n=1}^{Cc} Fic(i)/Cc \quad (6)$$

Onde, i é índice de unidades consumidoras em BT ou MT faturadas do conjunto, n é o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa ou média tensão.

2.2.2 Indicadores ANEEL Relacionados À Conformidade

Os indicadores de conformidade são responsáveis por aferir e mensurar a qualidade do produto. A conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão são utilizadas como parâmetros de qualidade onde são gerados os indicadores. A continuidade do fornecimento é avaliada pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos. Existem limites para indicadores associados a cada conjunto, que podem ser consultados a seguir. Ressalta-se que o conjunto elétrico pode ter abrangência variada. Conjuntos grandes podem abranger mais de um município, ao mesmo tempo que alguns municípios podem possuir mais de um conjunto.

Os limites dos indicadores DIC e FIC são definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. O limite do indicador DMIC é definido para períodos mensais. O limite do indicador DICRI é definido para cada interrupção em dia crítico. O assunto está regulamentado no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST.

Os indicadores de tensão em regime permanente são apurados trimestralmente, a partir de medições amostrais realizadas pelas distribuidoras em unidades consumidoras contempladas por meio de sorteio dentro de sua área de concessão. As faixas de valores de tensão no fornecimento de energia elétrica permitidas são apresentadas a Tabela 1.

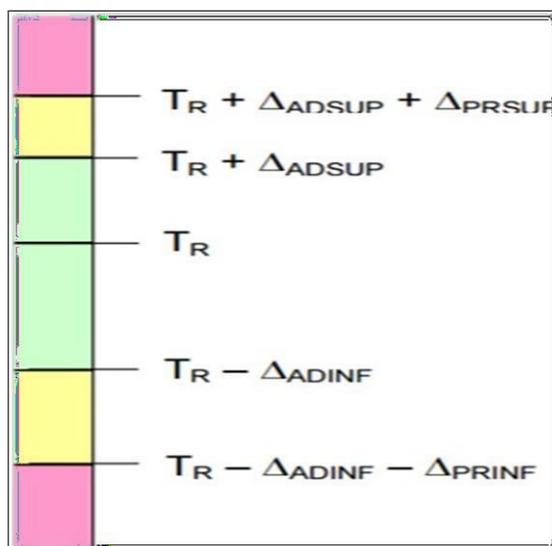
Tabela 1: Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: PRODIST (2017)

A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada de acordo com as faixas em torno da tensão de referência (TR), conforme ilustrada na Figura 3.

Figura 3: Faixas de Tensão em relação a Referência



Fonte: ANEEL (2017).

Na Figura 3 a $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ correspondem respectivamente à variação máxima permitida em relação a TR superior e inferior sem violar a zona de tensão adequada. A Δ_{PRSUP} e Δ_{PRINF} correspondem respectivamente a variação máxima permitida em relação ao limite da tensão superior e inferior sem violar a zona de tensão precária.

De acordo com o (Prodist, 2017), para cada unidade consumidora, a tensão é coletada ao longo de uma semana, baseados nesses valores aferidos de tensão que são apurados os indicadores de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC), que expressam o percentual do tempo no qual a unidade consumidora sofreu com extrapolação dos valores de referência e permaneceu com a TR nas faixas de tensão precária e crítica.

A Tabela 2 apresenta as faixas de classificação das tensões em regime permanente, tomando por base uma referência de tensão da linha de valor nominal de 220V.

Tabela 2 - Faixas de classificação das tensões inferior a 1kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: PRODIST (2017).

A ANEEL estabelece limites para os indicadores de tensão em regime permanente. Esses limites são de 3% (Duração relativa da transgressão de tensão precária máxima DRP_M) para o DRP, e 0,5% (Duração relativa da transgressão de tensão crítica máxima DRC_M) para o DRC. Quando há transgressão desses limites, a concessionária de energia tem um prazo de 90 dias para regularizar os níveis de

tensão nas incidências de violação do DRP, e no caso de violação do DRC o prazo para correção das tensões é de 15 dias.

Caso não haja a regularização no prazo, a distribuidora deve compensar financeiramente o consumidor. A compensação é automática, e deverá ser paga até que a distribuidora regularize a tensão fornecida ao consumidor. A agência reguladora define a interrupção como descontinuidade parcial, ou total do fornecimento de energia elétrica a uma determinada unidade consumidora, ocasionada por falha de dimensionamento ou dos componentes do sistema.

Os fenômenos transitórios como os afundamentos de tensão, de acordo com o (Prodist, 2017), são caracterizados como variações de tensão de curta duração (VTCDs), apresentando valores de tensão que variam na faixa entre 0,1 pu e 0,9 pu em relação à tensão de referência, e podendo ser classificados em afundamentos momentâneos ou temporários.

A Tabela 3 apresenta a classificação das VTCDs.

Tabela 3 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.

	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u.
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u.

Fonte: ANEEL - PRODIST (2017).

De acordo com (Queiroz, 2016), os distúrbios que impactam negativamente na Qualidade de Energia Elétrica (QEE) geralmente são provenientes de operações de entrada e/ou saída de grandes blocos de cargas, faltas temporárias ou permanentes, presença de cargas não lineares no SEP, ou até mesmo agentes externos como descargas atmosféricas.

Dentre esses distúrbios, um dos mais frequentes está relacionado com as VTCDs, mais precisamente aos afundamentos de tensão, que correspondem a 87% das ocorrências relacionadas à QEE.

Portanto, cada dia mais se faz necessário o uso de dispositivos responsáveis por preservar os níveis da tensão de fornecimento de energia elétrica em patamares adequados, com o intuito de evitar o mau funcionamento ou desligamento dos equipamentos dos consumidores durante a ocorrência das variações de tensão.

2.3 Topologias de Redes

As redes de distribuição primária provêm das (SEs) de distribuição, em regra elas podem ser do tipo aéreo (RDA), ou subterrâneo (RDS), sendo que as primeiras de uso mais difundido por apresentarem um menor custo, e as redes subterrâneas, cuja aplicação se destina às áreas com maior densidade de carga, por exemplo: zona central de uma metrópole, ou onde há restrições paisagísticas. De uma SE de distribuição derivam vários subsistemas, denominados alimentadores principais ou redes do tipo tronco. Desses alimentadores, partem diversos circuitos que são chamados de derivações, ramificações, *taps*, dentre outros. São separados da rede principal por dispositivos de proteção, em sua maioria por fusíveis.

2.3.1 Configuração das Redes de Distribuição

A configuração dos sistemas de distribuição basicamente apresenta-se em dois modelos de ligação:

✓ Sistema de redes com o primário a 3 dois condutores:

Essa configuração de rede é muito empregada em zonas urbanas, sendo que o condutor neutro de BT é contínuo e Multiaterrado comum ao circuito primário e secundário, também é conectado ao aterramento da SE, esse tipo de sistema é muito aplicado na rede urbana onde se concentra uma elevada densidade de carga, sendo assim possui vários alimentadores de pequenas e médias extensões.

Independentemente da demanda por carga ou por sua extensão, quando o sistema de distribuição estiver em operação normal todos os trechos deverão ter alguma forma de proteção. A maioria dos alimentadores possui alguma flexibilidade quanto à transferência de carga, os vários arranjos possíveis devem ser considerados no projeto de proteção, de modo que não haja nenhuma condição sem proteção.

✓ Sistema de redes com o primário a 2 dois condutores:

Esse sistema é muito utilizado para atender às pequenas localidades ou clientes em zonas rurais, por apresentarem baixa densidade de carga e com isso possui poucos alimentadores de média ou alta extensão, em sua maioria radial, ou seja, sem opção de recurso. Por sua própria condição esse sistema está muito mais

susceptível às ações da natureza com maior rigor do que a rede urbana, independentemente da extensão, todos os trechos deverão ter alguma forma de proteção (BRAGA, 2011).

As redes aéreas são construídas utilizando-se postes, de concreto, em zonas urbanas, ou de madeira tratada, em áreas rurais. Comportam vários componentes, por exemplo, transformadores, dispositivos de manobra ou de proteção. Suporta em seu topo a cruzeta, usualmente de madeira, fibra ou metálicas, com cerca 2,4 metros de comprimento, na qual são fixados os isoladores de pino ou de disco. Utilizam-se condutores de alumínio com alma de aço (CAA), ou sem alma de aço (CA), nus ou protegidos.

As tensões nominais básicas de linha existentes em redes de distribuição são: 11,4 kV, 13,8 kV, 22 kV e 34,5 kV para a rede primária e 380/220V, 220/127V e 240/120V para a rede secundária. Os transformadores na rede de distribuição em sua maioria são trifásicos e possuem conexões no lado AT em delta e no lado BT em estrela com o neutro aterrado.

Apesar do sistema de distribuição ser normalmente operado de forma radial, estes oferecem inúmeras possibilidades de alteração da topologia da rede através de dispositivos de seccionamento. As reconfigurações podem ser feitas através de abertura e fechamento de equipamentos manuais ou automatizados instalados ao longo do sistema. A alteração da topologia de rede deve ser feita mantendo-se sempre a configuração radial, no caso de sistemas sem geração distribuída, buscando atingir objetivos sendo: A redução das perdas de potência ativa, melhor distribuição de clientes, melhor distribuição de cargas, melhores níveis de tensão ao longo da rede, reestabelecer o fornecimento de energia elétrica em caso de defeitos que exijam manutenção corretiva e isolar um determinado trecho de rede para manutenção preventiva.

Dentro dos critérios e premissas para realização das transferências dos equipamentos via modo remoto, está à garantia da coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção envolvidos na reconfiguração após a realização do chaveamento e, por conseguinte a alteração de topologia. Segundo (Ramos, 2014), a garantia da coordenação e seletividade entre os equipamentos de proteção é de extrema importância para uma correta operação, pois reconfiguração na rede de média tensão é algo rotineiro no dia a dia de uma distribuidora de energia elétrica. Falhas neste sistema podem acarretar em acidentes, operações indevidas, erro de interpretação por parte do operador do sistema, queda nos indicadores de qualidade, avaria de equipamentos, dentre outros possíveis problemas.

3. DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

Os dispositivos de proteção que integram o SEP são equipamentos essenciais, pois as redes de distribuição aéreas que em sua maioria compõem as redes de distribuição ficam expostas a falhas que podem ter origem através de: incidência de pipas, descargas atmosféricas, galhos de árvores tocando os condutores, falhas de isolamento, rompimento de condutores, colisões de veículos, instabilidades sistêmicas, dentre outros. Segundo (Ramos, 2014), estes dispositivos possuem duas funções básicas:

- ✓ Efetuar a proteção dos equipamentos instalados no sistema elétrico, que em regra possuem alto valor agregado. Além disso, a confiabilidade exigida e as consequências no caso de uma anomalia ou interrupção no fornecimento de energia evidencia a importância de se manter o sistema operando o maior tempo possível;
- ✓ Resguardar de possíveis acidentes a população, e profissionais que operam os sistemas, animais, patrimônio público e privado. É importante enfatizar que em detrimento dos equipamentos integram os sistemas de distribuição, a vida de uma pessoa ou animal possui um valor irreparável, o que também pode ocorrer com um patrimônio público e ou privado.

3.1 Terminologia e Definições de Conceitos

Neste tópico, serão abordados os principais termos e conceitos inerentes ao Sistema de Proteção de Sistemas Elétricos, no que compete aos Sistemas de Distribuição. A principal finalidade de um sistema de proteção é a de isolar a menor parcela possível do sistema, submetido à intercorrências que o faça operar fora dos limites estabelecidos, consecutivamente têm que propiciar informações relevantes para os operadores do sistema com o intuito de facilitar a identificações de falhas/defeitos.

A ideologia de proteção consiste na técnica de selecionar, aplicar, coordenar e ajustar os diversos equipamentos e dispositivos protetores de um sistema elétrico, de modo que se fixe uma relação tal que, quando do surgimento de uma anomalia no circuito, essa por sua vez, venha ser isolada, sem que as demais sejam afetadas.

Com o foco principal em desconectar a parcela mínima do sistema quando da ocorrência de alguma falha, em um tempo ínfimo com o propósito de reduzir danos aos condutores, população, equipamentos e animais (BRAGA, 2011).

3.1.1 Terminologia de Proteção

Objetivando maior clareza e domínio do assunto, serão definidos a seguir os principais termos aplicados nesse estudo:

- ✓ **Bloqueio** – É a condição em que o dispositivo de proteção permanece, uma vez efetuado uma ou mais operações de abertura e fechamento de seus contatos (ciclo de operação), não os fechando novamente.
- ✓ **Capacidade Nominal:** É o valor da corrente que um componente ou equipamento do circuito podem conduzir sem que o acréscimo de temperatura provoque danos aos equipamentos ou a outros elementos vizinhos.
- ✓ **Capacidade de interrupção:** ou de abertura: É a maior corrente que um equipamento pode interromper sem que este sofra danos.
- ✓ **Característica de Operação:** Trata-se da curva de tempo *versus* corrente em que um religador, relé ou outro dispositivo de proteção irá atuar.
- ✓ **Curto circuito:** Ligação acidental, ou também pode ocorrer de forma intencional entre distintos pontos de um circuito, por meio de baixa impedância.
- ✓ **Coordenação:** Ato ou efeito de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série segundo determinada ordem, de forma a atuarem em uma sequência de operação preestabelecida.
- ✓ **Corrente de Curto Circuito:** Termo utilizado para uma corrente resultante de um curto circuito.
- ✓ **Defeito:** Termo utilizado para descrever uma alteração física prejudicial, que não impeça necessariamente o funcionamento do sistema ou equipamento. Por exemplo: isolador trincado, transformador com pequeno vazamento de óleo, cabo com espiras rompidas, postes em mau estado, etc.

- ✓ **Derivação de distribuição:** É a ligação feita em qualquer ponto de uma rede de distribuição para ramal de alimentador, transformador ou ponto de entrega das UCs.
- ✓ **Equipamento Protetor:** São aqueles instalados à jusante da fonte.
- ✓ **Equipamento Protegido:** São equipamentos de proteção instalados do lado da fonte.
- ✓ **Falta:** É caracterizada por todo fenômeno acidental que impede o funcionamento de um sistema ou equipamento do SEP.
- ✓ **Faixa ou intervalo de coordenação:** É o intervalo de valores de correntes que determina a região, onde a coordenação está assegurada.
- ✓ **Sequência de operação:** Sucessão de desligamentos e religamentos de um equipamento com a intenção de eliminar faltas de natureza transitória, a fim de assegurar a continuidade do serviço. Se a falta persistir a interrupção do fornecimento deverá ser feita pelo equipamento mais próximo do ponto defeituoso.
- ✓ **Proteção Coordenada:** É a proteção que foi projetada e ajustada com a intenção de permitir o restabelecimento automático para faltas momentâneas, e seletivas para faltas sustentadas.
- ✓ **Proteção seletiva:** é aquela projetada e ajustada que na ocorrência de qualquer tipo de falta, o equipamento protetor atue antes do dispositivo protegido, isolando o trecho defeituoso.
- ✓ **Seletividade:** É a Capacidade do equipamento de proteção mais próximo da falta se antecipar, sempre, a atuação do equipamento de retaguarda, independente da natureza da falta ser transitória ou permanente.
- ✓ **Zona de Proteção:** É delimitada pelo trecho da rede, protegida por um dispositivo de proteção, sendo calculada a partir do curto-circuito.

3.2 Dispositivos de Proteção

Neste segmento serão apresentados os principais equipamentos de proteção empregados nos sistemas de distribuição de energia bem como suas características construtivas.

Os dispositivos de proteção normalmente utilizados nos sistemas de distribuição são: As chaves fusíveis, chaves fusíveis repetidoras, religadores (eletromecânicos ou digitais), seccionadores. Sendo que todos os dispositivos possuem características próprias de aplicação, operação e ajustes, sendo que um correto ajuste se torna imprescindível para manter a segurança do sistema e dos equipamentos submetidos às correntes de curto-circuito. Segundo (Ramos, 2014), quanto mais rápida for à atuação da proteção, haverá uma redução aos danos causados aos equipamentos do sistema.

De acordo com (Caminha, 2012), os relés e os fusíveis em sua maioria compõem os circuitos de proteção, incorporados impreterivelmente aos disjuntores ou religadores, que são os componentes responsáveis por desconectar o circuito defeituoso da fonte que está sendo alimentada.

3.2.1 Chave Fusível

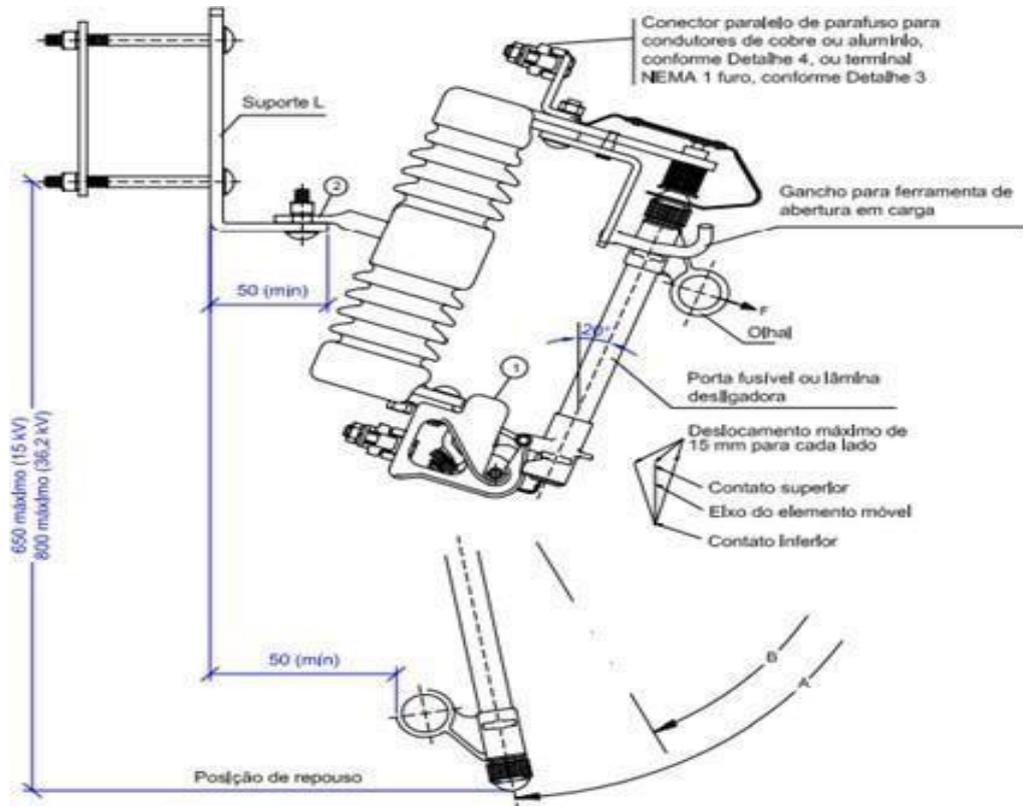
As chaves fusíveis são dispositivos passivos e eletromecânicos de proteção utilizados em larga escala na proteção, Têm como função a proteção dos circuitos primários contra sobre correntes provenientes dos curtos-circuitos, sobrecargas, entre outros. É utilizada nas redes de distribuição urbana e rural, também empregadas em pequenas subestações sendo elas de propriedade da concessionária ou do próprio consumidor. Intitulada também como corta circuito, a chave fusível bem como todo dispositivo de proteção poderá ser submetida a operar em condições de falha, nessa circunstância é essencial que o equipamento opere rapidamente e que sua capacidade de interrupção de corrente de defeito seja compatível com o sistema de sua alocação.

A atuação de uma chave fusível ocorre quando há incidência de perturbação à jusante do ponto do circuito onde está localizada, há um acréscimo significativo no valor de corrente elétrica, superior ao valor nominal do elemento fusível ocasionando a queima deste componente. De acordo com (Vaz, 2017), esta sobre corrente faz com que o elemento fusível se funda em função do efeito térmico provocando a interrupção do fornecimento de energia aos consumidores ligados a jusantedela.

Dentre as principais causas de atuação destas chaves se destacam as descargas atmosféricas e os curtos-circuitos na rede, provenientes de galhos de árvores que tocam nos condutores se incinerando rapidamente.

A Figura 4 ilustra as especificações técnicas de uma chave fusível do tipo C.

Figura 4: Figura esquemática de uma chave fusível



Fonte: CELG (2015).

Características construtivas: Tensão Nominal, Corrente Nominal, Nível Básico de Isolamento (NBI) e Capacidade de Interrupção da corrente de curto circuito (I_{cc}).

Na Figura 5 apresenta o porta fusível também conhecido por cartucho.

Figura 5- Porta Fusível (cartucho)



Fonte: Instrução Técnica, IO-OM-OP- 035a (CEMIG, 2007)

Porta-fusível: É revestido internamente por uma fibra óssea ou vulcanizada. A queima dessa parte do revestimento dá origem à geração de gases desoinizantes, principalmente hidrogênio e monóxido de carbono.

Elo-fusível: É a parte responsável pela sensibilidade do conjunto, ou seja, define a relação de tempo *versus* corrente de atuação.

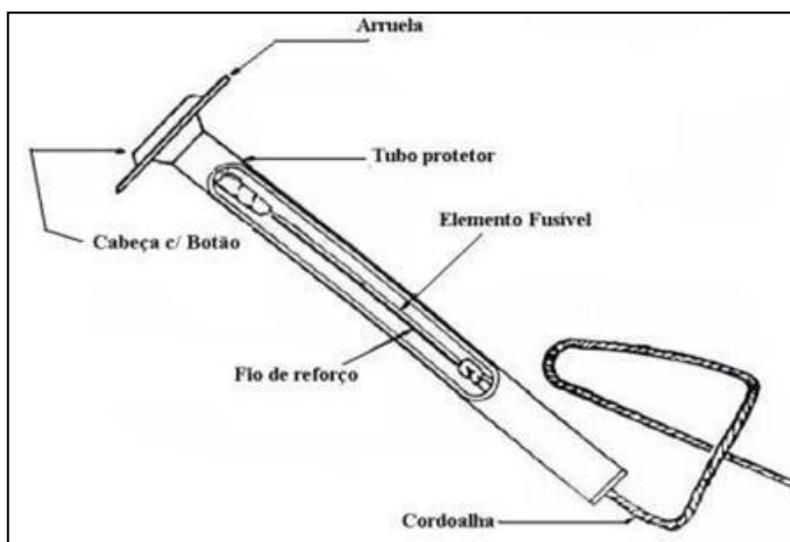
O elo fusível é o componente principal de uma chave fusível, sendo o dispositivo responsável por interromper o circuito elétrico caso uma sobre corrente o percorra. A queima do elo fusível não necessariamente garante que haja a interrupção da corrente elétrica, pois, nos sistemas de média tensão o arco elétrico continua fluindo entre os terminais do elo fusível devido ao ambiente fortemente ionizado.

Conforme (Mamede Filho; Mamede, 2011), para que seja garantida a interrupção da corrente elétrica, o elo fusível possui um tubo encobrindo o elemento ativo que na presença de um arco elétrico ocorre à fusão deste elemento produzindo uma substância, que quando aquecida libera gases desionizantes aumentando a atividade de extinção do arco.

De forma sucinta, quando a corrente atinge a intensidade máxima tolerável pelo elo fusível, o calor gerado derrete o elemento ativo, o qual libera a abertura do porta fusível interrompendo a fluidez da corrente elétrica pelo circuito.

A Figura 6 ilustra os seis componentes que integram o elo fusível.

Figura 6- Elemento Ativo (elo Fusível).



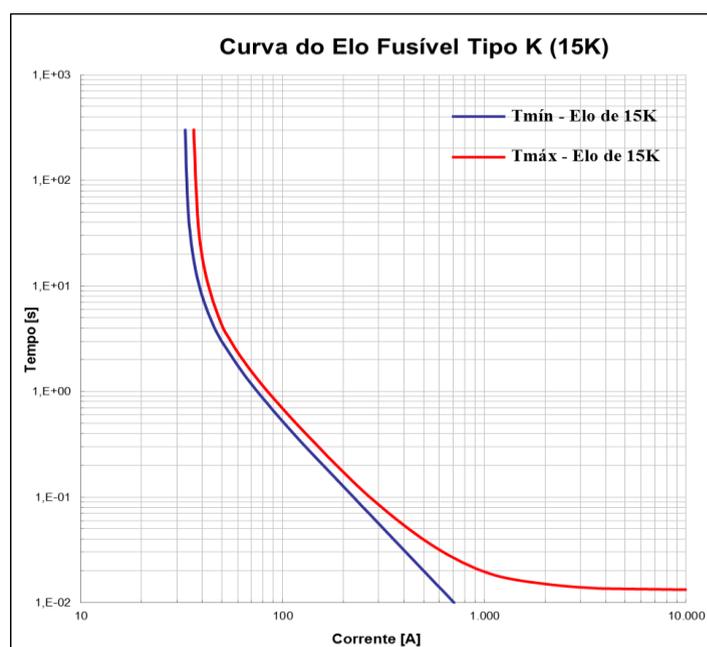
Fonte: COMASSETTO (2008).

Cada elo fusível possui uma curva de corrente *versus* tempo particular, o qual seu tempo de abertura estão associadas a um determinado valor de corrente. São classificados em três tipos principais: os elos tipo K de atuação rápida; os tipos T de atuação lenta, e; os tipos H que são elos de alto surto, sendo estes ideais para proteção de transformadores (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

- ✓ **Tipo K:** São elos fusíveis que apresentam tempo de atuação da curva tempo *versus* corrente do tipo rápida, sendo utilizados geralmente na proteção de ramais de alimentadores em redes aéreas de distribuição de energia. Dentro do grupo K, existem os chamados elos fusíveis preferenciais e os elos não preferenciais, estes indicam ao usuário que somente há coordenação entre os elos fusíveis dentro de um mesmo grupo.
 - Os elos fusíveis chamados preferenciais possuem as seguintes correntes nominais: 6 – 10 – 15 – 25 – 40 – 65 – 100 – 140 – 200 Amperes (A). Os elos fusíveis chamados de não preferenciais possuem as seguintes correntes nominais: 8 – 12 – 20 – 30 – 50 – 80 A.
- ✓ **Tipo T:** Estes elos fusíveis apresentam tempo de atuação da curva tempo *versus* corrente do tipo lenta, sendo os valores nominais de corrente de atuação iguais ao tipo K. O fusível tipo T também é utilizado na proteção de ramais de alimentadores em redes aéreas de distribuição de energia.
- ✓ **Tipo H:** São denominados fusíveis de alto surto, pois apresentam tempo da curva tempo *versus* corrente do tipo lenta e são empregados somente na proteção de transformadores de distribuição. A característica de atuação lenta faz-se necessária devido ao fenômeno da corrente de surto ou corrente de *inrush*, que ocorre durante a energização do transformador de distribuição.

A Figura 7 apresenta as curvas de atuação para distintos valores de corrente de curto-circuito, onde a curva inferior representa o limite mínimo de fusão e a curva superior indica o limite máximo de fusão.

Figura 7- Curva característica do elo fusível tipo K (15K).



Fonte: RAMOS (2014)

A garantia de atuação do elemento fusível só se dará caso o limite superior de corrente seja superada. A Tabela 4 apresenta os valores de corrente nominais e admissíveis dos elos do tipo T e K.

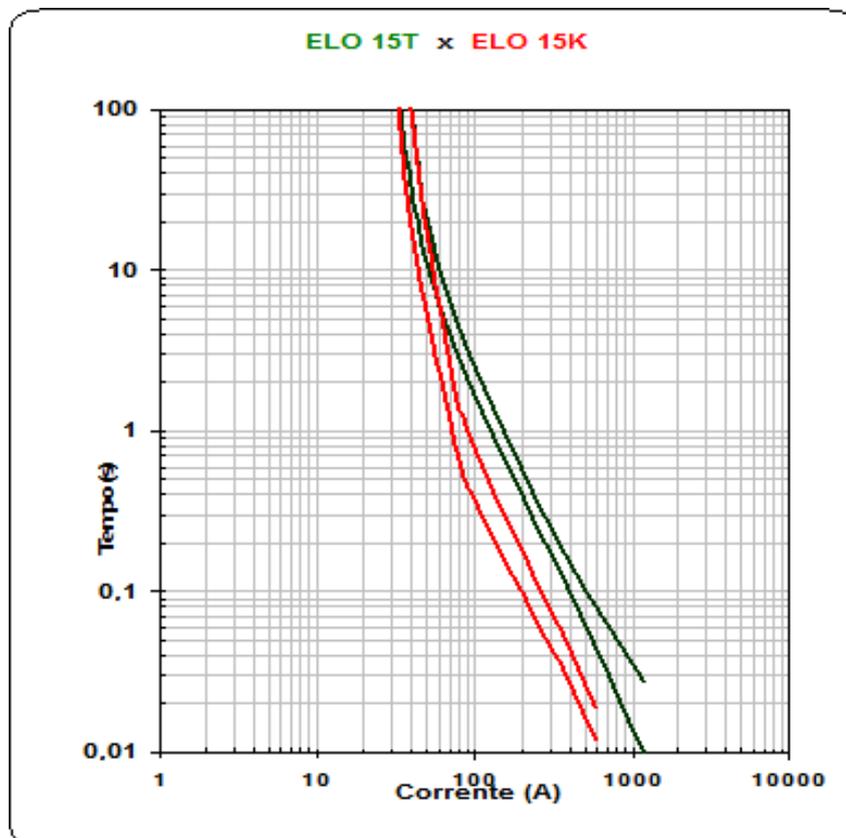
Tabela 4 - Dados de corrente dos elos fusíveis tipo K e T.

Elo fusível do Tipo (T ou K)	Corrente Nominal (A)	Corrente Admissível (A)	Corrente de Fusão (A)
6	6	9	12
8	8	12	16
10	10	15	20
12	12	18	24
15	15	22,5	30
20	20	30	40
25	25	37,5	50
30	30	45	60
40	40	60	80
50	50	75	100
65	65	97,5	130
80	80	120	160
100	100	150	200
140	140	210	280
200	200	300	400

Fonte Adaptada de CODI (1982)

Na Figura 8 está explicitado o coordenograma comparando as curvas de atuação de elos tipo T e K.

Figura 8 – Diferença de tempo de atuação entre elos 15K e 15T



Fonte: Instrução Técnica, IO-OM-OP- 035a (CEMIG, 2007)

3.2.2 Chave Fusível Repetidora

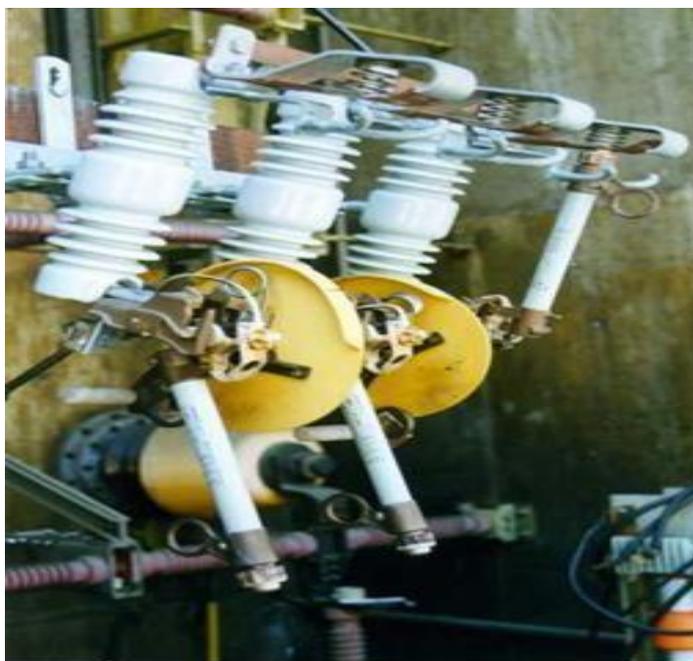
É um dispositivo de proteção contra sobre corrente que opera de forma monofásica, possui três operações de abertura, é composta por três chaves fusíveis com base tipo C (chave fusível para alimentador), são equipadas com porta-fusíveis com capacidade nominal de 100 A.

Possui as seguintes características Elétricas:

- ✓ Tensão nominal: 13,8 e 22 kV
- ✓ Elo fusível máximo a ser utilizado: 40 T
- ✓ Capacidade máxima de interrupção: 2 kA assimétricos (1,4 kA simétricos)
- ✓ Tensão suportável de impulso atmosférico: 110 kV
- ✓ Tensão suportável de 60 Hz, 1 min: 38 kV

Na Figura 9 está ilustrada a chave fusível repetidora, sendo que o conjunto é montado lado a lado numa mesma estrutura, sendo interligadas eletricamente e mecanicamente.

Figura 9 - Chave Fusível Repetidora 100A



Fonte: Instrução Técnica, IO-OM-OP- 035a (CEMIG, 2007)

Dentre os benefícios almejados com a aplicação da chave repetidora em detrimento às chaves fusíveis convencionais, pode-se destacar.

- ✓ Melhoria na continuidade do serviço;
- ✓ Maior satisfação dos clientes, em função da redução do número de interrupções do sistema.
- ✓ Redução do número de deslocamentos para atendimento e restabelecimento do sistema, resultando na redução dos custos operacionais, sobretudo com as equipes que realizam esses atendimentos.

3.2.3 Religadores

Os religadores são dispositivos sofisticados e com alto valor agregado se comparado às chaves fusíveis. Atualmente as concessionárias de energia elétrica estão intensificando a instalação destes equipamentos, pois estes oferecem amplos recursos de proteção, medição, automação e controle, sendo um dispositivo de extrema importância na evolução do SEP.

Nas últimas décadas os religadores sofreram uma grande evolução do ponto de vista de medição, telecomunicação, automação e controle, sendo que atualmente o controle e supervisão destes equipamentos em sua maioria estão automatizados.

De acordo com (Ramos, 2014), o uso destes equipamentos permite minimizar as interrupções de energia elétrica em função de defeitos transitórios, uma que o equipamento possui três religamentos automáticos, sendo possível parametrizar o intervalo de tempo entre os ciclos de religamento de forma que o circuito permaneça ligado após o defeito transitório. O fato da energia não permanecer interrompida após a ocorrência de defeitos transitórios é suma importância para as permissoras de energia elétrica, contudo para os clientes que cada vez mais exigem um fornecimento de energia elétrica ininterrupta.

Podem ser adotados tanto para a proteção da saída de alimentadores, como para a proteção de linhas, ao longo do alimentador. Da mesma forma que os disjuntores, os religadores possuem unidades para proteção de fase e terra independentes. Possuem curvas de atuação com características tempo *versus* corrente, do tipo extremamente inversa, muito inversa ou normal inversa para fase e terra, exceto as unidades de terra dos religadores hidráulicos do fabricante McGraw-Edison tipo W, R e KF que possuem curvas de tempo definido (BRAGA, 2011).

Os religados podem ser classificados quanto ao número de fases:

- **Monofásicos:** Do tipo E, V4H e 4E.

A Figura 10 mostra um religador monofásico da marca Cooper do tipo V4 H, sendo que seu controle de atuação é do tipo hidráulico.

Figura 10 – Religador Monofásico V4H



Fonte: Braga (2011)

- **Trifásicos:** Tipos V6H, KF, KFE, KFME, W, VWV, VWVE, BRUSH, NOVA (COOPER), VR3 e OVR (ABB), LUPA (TAVRIDA), SCHNEIDER, U27 (NULEC), KFr e VWVr (RETROFIT), OSM (NOJA POWER) e OSM (TAVRIDA), dentre outros.

Na Figura 11 apresenta-se a vista frontal de um religador micro processado Cooper do tipo trifásico.

Figura 11- Religador Trifásico NOVA



Fonte: Instrução Técnica, IO-OM-OP- 035a (CEMIG, 2007)

Os religados também podem ser classificados quanto ao tipo de controle:

- Controle Hidráulico:
 - ✓ Correntes de pick-up são detectadas por Bobina em Série com a Linha
 - ✓ Limitação em relação à escolha de correntes de ajuste e capacidade de interrupção
- Controle Eletrônico:
 - ✓ As correntes de pick-up são detectadas pelos circuitos eletrônicos.
 - ✓ Maior flexibilidade nas opções de ajustes de proteção e dos tipos de curvas de tempo *versus* corrente.

Independentemente dos princípios construtivos ou do sistema de controle, o princípio de funcionamento dos religadores está diretamente associado com a corrente de falta, tendo seu comportamento de atuação descrito pelas curvas de atuação do equipamento, as quais são plotadas em um gráfico “tempo *versus*

corrente”. Normalmente quanto maior for a corrente de falta, menor será o tempo de atuação deste dispositivo.

Segundo Ramos (2014), O religador possui um sistema de temporização, o qual pode ser ajustado em operações rápidas e operações lentas:

- ✓ Operações rápidas: reduzem a possibilidade de danos ao sistema protegido e ao mesmo tempo evita a queima de elos fusíveis à jusante do equipamento.
- ✓ Operações lentas: Oportunizam maior tempo para extinguir defeitos permanentes queimando os elos fusíveis entre o local do defeito e o religador.

Comumente os religadores possuem três religamentos automáticos, sendo possível então realizar várias tentativas de recomposição do sistema elétrico, com o intuito de evitar interrupção de energia no circuito protegido. Pode-se optar por realizar várias combinações em relação às operações de um religador, dentre elas:

Adotando como critério de proteção quatro operações:

- ✓ 3 atuações rápidas e 1 atuação lenta.
- ✓ 2 atuações rápidas e 2 atuações lentas.
- ✓ 1 atuação rápida e 3 atuações lentas.
- ✓ Todas atuações lentas.
- ✓ Todas atuações rápidas.

Nos casos em que for adotado um número menor de operações, deve-se combinar ou não, as operações rápidas e lentas de acordo com a quantidade de operações a serem adotadas.

3.2.4 Seccionalizador

O Seccionalizador automático se localiza a jusante de um dispositivo de proteção, como por exemplo, adiante de um religador. Possui a função de desligar o restante do circuito, em sua frente, quando sente que o dispositivo de proteção a sua retaguarda foi aberto. Seu funcionamento é através de um elemento sensível a sobre corrente e um mecanismo de contagem de aberturas do mecanismo que está em sua retaguarda.

O Seccionalizador não é capaz de interromper correntes de curto-circuito, no entanto pode interromper correntes até a sua capacidade nominal. Este

equipamento pode ser fechado mesmo em condições de curto-circuito. Apesar de ser considerado um equipamento de proteção automático, é sempre instalado após outro equipamento de proteção automático (relogador ou disjuntor).

Os Seccionalizadores podem ser classificados quanto ao número de fases:

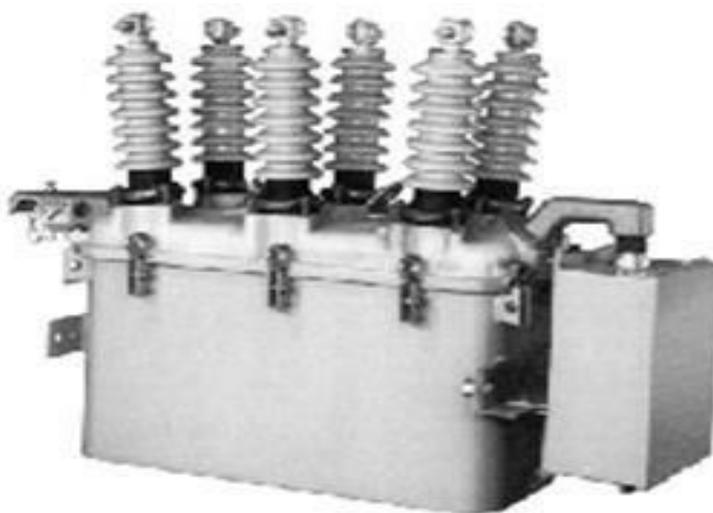
- Monofásicos: Tipos GH e Cartucho (Auto-link).
- Trifásicos: GN3, GN3E, GN3EB e GN3VE

Podem ser classificados quanto ao tipo de controle:

- Controle Hidráulico: GN3 e GH
- Controle Eletrônico: GN3E, GN3EB e GN3VE. O Cartucho (Auto-link) também pode ser considerado como controle eletrônico.

A Figura 12 mostra um Seccionizador trifásico modelo GN3EB, com controle do tipo eletrônico.

Figura 12 – Seccionizador Trifásico GN3EB



Fonte: Instrução Técnica, IO-OM-OP- 035a (CEMIG, 2007)

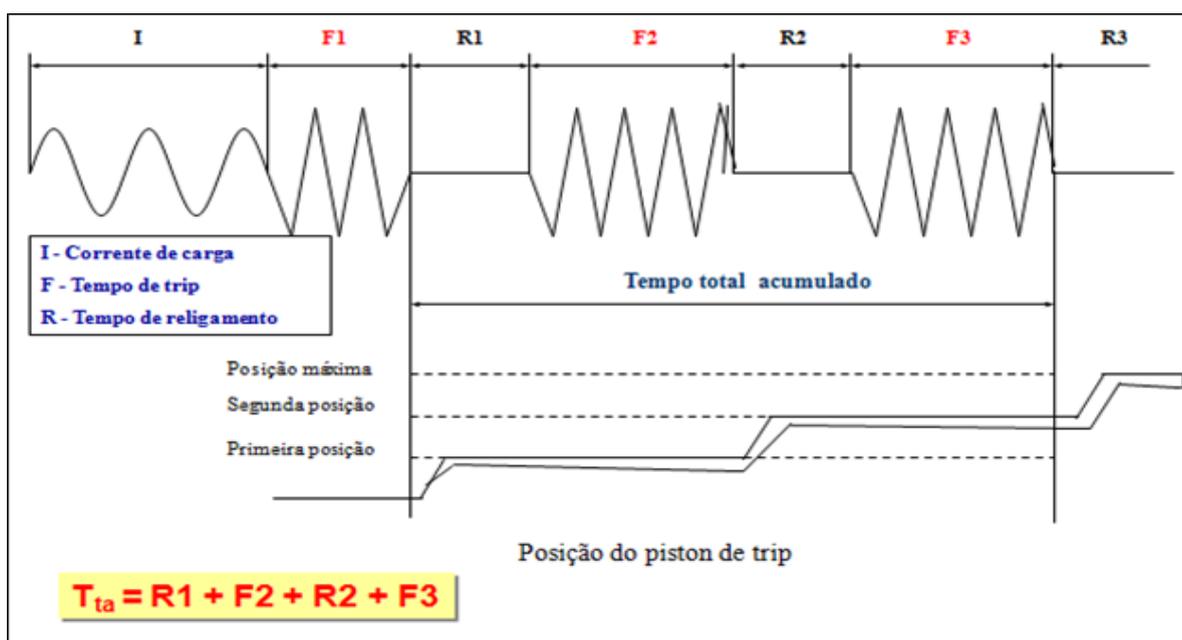
O Seccionizador é constituído basicamente de um elemento sensor de sobrecorrente e de um mecanismo para contagem de desligamentos do equipamento de retaguarda. Quando ocorre um defeito à jusante do circuito do Seccionizador o sensor de sobre corrente é sensibilizado, ficando preparado para contagem de religamentos do equipamento de retaguarda, sendo que a abertura do Seccionizador para isolamento do trecho defeituoso, somente irá ocorrer caso o equipamento de retaguarda atue (CODI, 1982).

O princípio de funcionamento de um Seccionizador pode ser resumido nas seguintes etapas:

1. Quando circula pelo Seccionizador uma corrente de curto-circuito, o sensor de corrente é sensibilizado e o equipamento se prepara para iniciar a contagem.
2. Esta corrente também sensibiliza o equipamento à montante, que efetua a abertura do circuito. O Seccionizador é sensibilizado após a abertura do equipamento de retaguarda devido à queda da corrente para valores abaixo do seu valor de disparo e inicia a contagem para a operação do equipamento.
3. Após um determinado tempo, o equipamento de retaguarda fecha o circuito. Se o defeito persistir, o processo se repete até que o Seccionizador acumule a quantidade de contagem ajustada. Então, durante o tempo em que o equipamento de retaguarda estiver aberto, o Seccionizador abre os seus contatos principais. Quando o equipamento de retaguarda religa, o trecho com defeito permanece isolado e o restante do circuito a montante do Seccionizador normalizado.

Na Figura 13 estão contemplados todos os ciclos de operação entre o Seccionizador e o religador.

Figura13–Sequência de abertura de um Seccionizador.



De acordo com a sequência de operação nota-se que SA, após a realização da contagem de aberturas feitas pelo religador, o Seccionalizador seus contatos antes do penúltimo religamento, sem tensão e isolando o trecho com defeito.

Segundo o (Ledesma, 2012), dentre as principais vantagens dos seccionalizadores percebe-se a facilidade de aplicação nas seguintes condições:

- ✓ Os pontos nos circuitos onde a corrente é elevada para a utilização de elos fusíveis;
- ✓ Onde não há coordenação da proteção com elos fusíveis;
- ✓ Derivações extensas e com elevado número de faltas;
- ✓ Nos circuitos onde há a possibilidade religamentos automáticos, contudo os clientes não suportam longas interrupções de energia.

Para se lograr um maior êxito na utilização deste equipamento alguns critérios são adotados para um melhor funcionamento:

- ✓ O ajuste da corrente de acionamento de neutro segue os mesmos critérios adotados para o ajuste da corrente de fase, pode-se parametrizar em 80% do valor de corrente da proteção de terra do equipamento de retaguarda (religador e ou disjuntor);
- ✓ Tempo de memória: este tempo é importante, pois deve registrar a quantidade de contagens relativa à falta de tensão, devido ao equipamento de retaguarda. O ajuste do tempo de memória deve considerar o ciclo de religamentos do dispositivo à montante para que o Seccionalizador possa isolar o trecho defeituoso nos casos de defeitos à jusante dele.

3.2.5 Disjuntores e Relés

Os disjuntores são dispositivos empregados na proteção de sistemas elétricos de potência, tem a função de desacoplar o circuito na ocorrência de uma sobre corrente, sobretudo à função de chave liga e desliga.

Segundo (Braga, 2011), um dos equipamentos de proteção mais aplicados nas saídas dos alimentadores é o disjuntor comandado por relés de sobre corrente de fase (50/51), e de neutro (50N/51N) com religamento automático feito

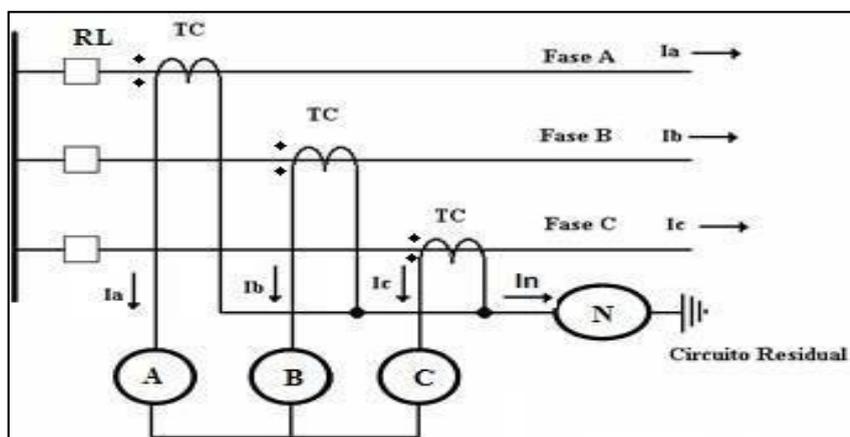
através de relé de religamento (tempo entre uma abertura e um fechamento automático de um equipamento de proteção). Os relés de sobre corrente são equipamentos que respondem a uma corrente acima de seu ajuste. Semelhante aos religadores, os relés de sobre corrente também possuem funções individualizadas para proteção do sistema, sendo para defeitos entre fases (funções 50/51) e para defeitos envolvendo fase-terra (funções 50N/51N).

Todos os segmentos que integram o SEP são, em via de regra, protegidos por relés de sobrecorrente, sendo esta uma proteção mínima a ser utilizada no sistema. Atualmente existe uma grande variedade de relés que desempenham essa função de proteção. A proteção com relé de sobrecorrente é a mais econômica dentre todas as proteções usadas nos sistemas elétricos, sendo esta também a que mais necessita de reajustes ao longo do tempo, pois os sistemas de distribuição sofrem constantes modificações em suas topologias (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Este tipo de proteção pode ser aplicado em redes de média tensão, linhas de transmissão, geradores, motores, reatores e capacitores. A característica clássica do relé de sobrecorrente está associada aos tempos de operação inversamente proporcionais às correntes de curto-circuito. De acordo com (Ramos, 2014), na atualidade os relés utilizados em grande escala são os relés digitais, sendo que a corrente nominal de operação é de 5 A, fazendo assim com que seja necessária a utilização de transformadores de corrente para a correta leitura dos valores primários de corrente.

A Figura 14 apresenta o esquema de ligação para medição e proteção usada em disjuntores com proteção por relé de sobrecorrente.

Figura 14 - Esquema de medição e proteção adotado para utilização de relés de sobrecorrente



Fonte: COMASSETTO (2008).

Nota-se a existência de TCs nas fases ABC e de relés nas fases ABC e no neutro, permitindo assim a efetivação das proteções de fase e de neutro.

A função temporizada dos relés de sobre corrente possuem características inversas de atuação, ou seja, quanto maior for a corrente, menor será o tempo de atuação do relé. As curvas características de tempo inverso podem ser geralmente classificadas em 5 tipos:

- ✓ Normal inversa;
- ✓ Muito inversa;
- ✓ Extremamente inversa;
- ✓ Inversa curta;
- ✓ Inversa longa.

Para que o sistema de proteção seja eficaz, recomenda-se obedecer aos seguintes requisitos:

- ✓ A tensão nominal do disjuntor deve ser no mínimo igual à do sistema em operação.
- ✓ A capacidade de corrente do disjuntor deve ser superior a corrente máxima que possa fluir pelo circuito, calculada pelo planejamento em longo prazo vislumbrando um crescimento vegetativo.
- ✓ A capacidade de interrupção do disjuntor deve ser no mínimo igual à máxima corrente de curto circuito no ponto de instalação do disjuntor.
- ✓ Os níveis de isolamento do disjuntor e do sistema devem ser compatíveis.

3.3 Funções de um sistema de Proteção

Uma das primordiais metas das concessionárias de energia elétrica é assegurar a continuidade do serviço e conformidade do produto, preservando equipamentos e instalações que compõe o SEP, também proporcionar segurança para as pessoas envolvidas direta ou indiretamente com ele. Não obstante os sistemas estão a todos os momentos susceptíveis a anomalias e perturbações na sua operação. De acordo com (Vinicius, 2011), dentre as possíveis intercorrências nos sistemas, destacam-se:

- ✓ Descargas atmosféricas;
- ✓ Curtos circuitos ocasionados por árvores;

- ✓ Isoladores danificados;
- ✓ Surtos de manobras;
- ✓ Umidade excessiva nos isoladores de geradores e transformadores.

Esses possíveis defeitos acarretam indesejáveis efeitos no SEP, dentre eles destacam-se:

- ✓ Avarias aos equipamentos próximos à falta;
- ✓ Atenuação na margem de estabilidade;
- ✓ Efeito cascata;
- ✓ Potenciais explosões;

A principal finalidade de um sistema de proteção é isolar a menor parcela possível do sistema, submetido à intercorrências que o faça operar fora dos limites estabelecidos, preservando assim o restante do sistema em operação normal. Obrigatoriamente, conceder informações relevantes para os operadores do sistema com o intuito de facilitar a identificações de possíveis falhas ou defeitos.

3.3.1 Características de Um sistema de Proteção

Para que um sistema de proteção seja eficiente, devem-se atender os seguintes parâmetros:

Velocidade: É o parâmetro que associa o tempo de resposta versus agilidade em que uma intercorrência chegue até a unidade de controle do sistema.

Seletividade: Está associada ao ajuste do dispositivo de proteção, têm como principal finalidade a exclusão do circuito somente o elemento em falta do sistema, deixando os demais elementos ligados ao sistema.

Sensibilidade: É aptidão que um sistema tem de identificar uma situação de funcionamento anormal em que extrapole os níveis normais ou a detecção do patamar em que a operação deve atuar.

Segurança: É a capacidade de o sistema não atuar para defeitos que ocorrem fora de sua zona de proteção.

Confiabilidade: É a expectativa de que o sistema irá operar exclusive para a condição o qual foi projetado.

3.3.2 Zonas de Proteção

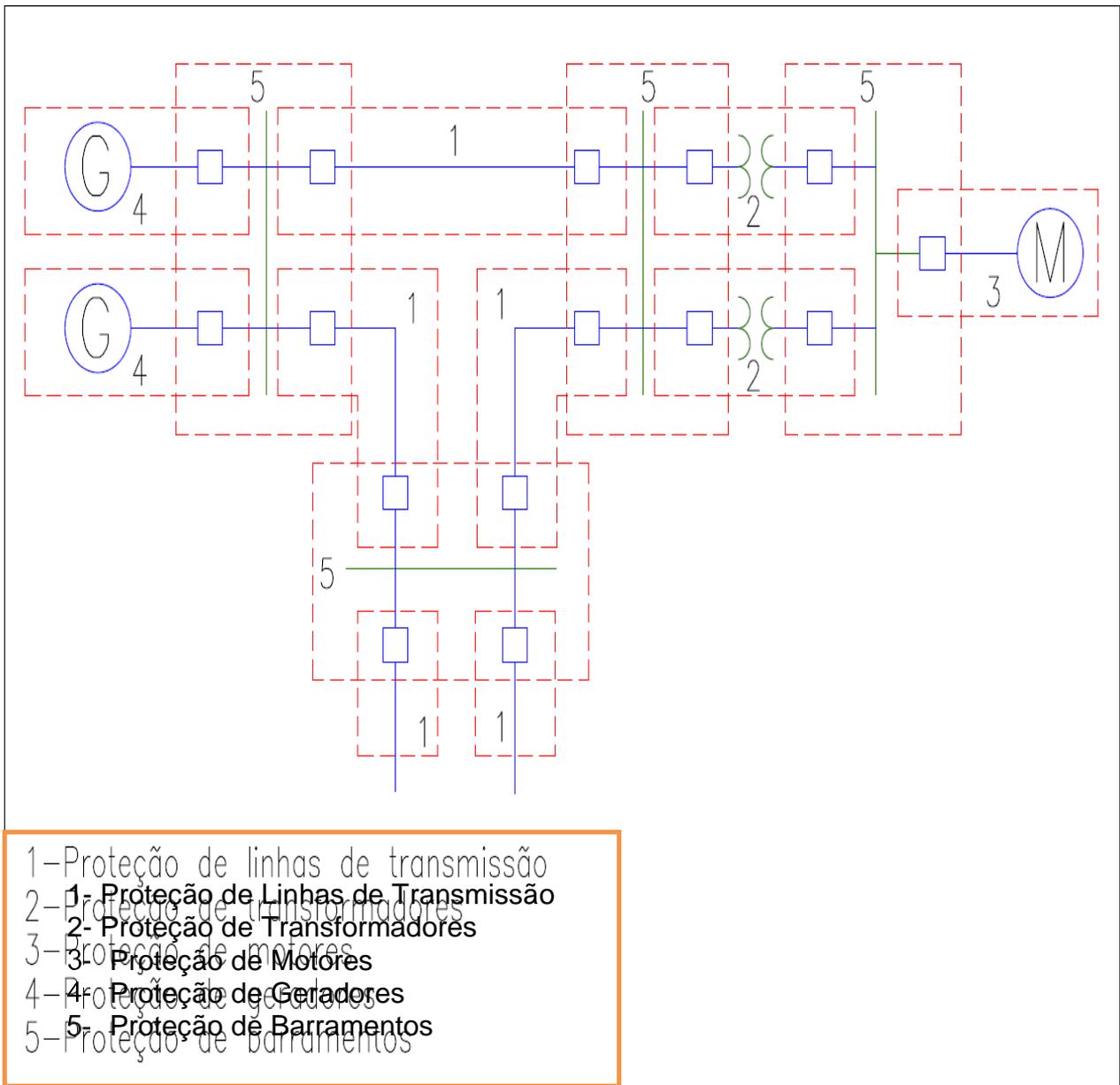
Em virtude da extensão e complexidade dos SEPs, esses sistemas são divididos em zonas de proteção, normalmente os relés recebem sinais de vários TCs, que delimitam estas zonas. Os disjuntores são os responsáveis em isolar o

defeito, desconectando todos os equipamentos dentro de determinada zona de proteção.

Segundo (Goes, 2013), em função da importância do sistema a ser protegido, geralmente as zonas de proteção são sobrepostas evitando que algum elemento fique desprotegido. Os principais elementos devem ser incluídos em pelo menos duas zonas de proteção.

A Figura 15 ilustra um esquema contemplando a proteção de cinco elementos amplamente aplicados no SEP.

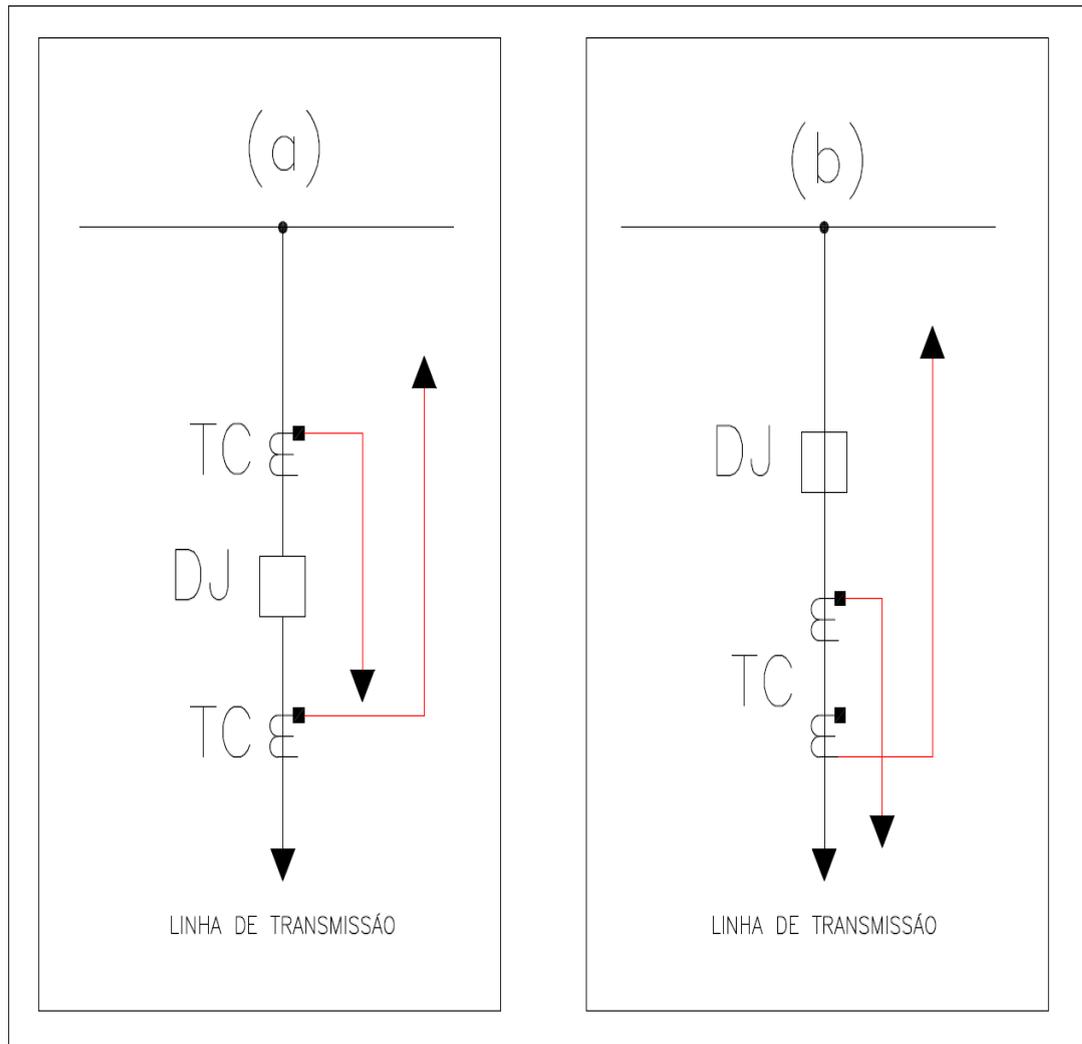
Figura 15 – Esquema típico de divisão de zonas de proteção.



Fonte: GOES (2013)

A correta seleção dos TCs proporciona a sobreposição e o alcance de zonas de proteção, por exemplo, instalando-se um TC em cada lado de um disjuntor (DJ), conforme Figura 16 (a). No entanto, em algumas situações, podem ser utilizados apenas um TC com vários enrolamentos secundários, como mostrado na Figura 16 (b).

Figura 16 – Princípio de sobreposição de zonas



Fonte: GOES (2013)

3.3.3 Controle e Supervisão

Os sistemas de potência necessitam de uma série de controles para atuar junto com o sistema de proteção. Segundo a ANEEL, a implementação de sistemas de monitoramento de telecontrole, teleproteção de sistemas de geração, transmissão e distribuição tem importância fundamental na eficiência e eficácia operativa das concessionárias de energia elétrica. Um acompanhamento confiável e

um rápido diagnóstico, vinculados a custos de automação atrativos, tem sido argumento fundamental na expansão desses sistemas.

Um sistema de controle convencional constitui-se de um grande número de subsistemas construídos a partir de dispositivos eletromecânicos. Esses subsistemas exercem funções como chaveamento, alarme, registro de perturbação e medição, sendo todos conectados através de fios.

Esta arquitetura foi inicialmente concebida para realizar a operação de forma local na própria subestação. De acordo com (Goes, 2013) esse modelo de controle e supervisão das SEs traz algumas desvantagens, dentre elas:

- ✓ Baixo uso de redundâncias, fazendo com que a perda de um componente acarreta o detrimento de todo o sistema;
- ✓ Excesso de componentes, como por exemplo, fios para a realização de funções simples;
- ✓ Inviabilidade do uso de padrões, uma vez que o projeto desses sistemas é individualizado;
- ✓ Em função do elevado número de componentes, a manutenção de determinados elementos pode afetar outra parte do sistema.

Em detrimento a estes modelos de supervisão, as empresas do setor elétrico estão investindo em modernos sistemas, como por exemplo, o SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Estes sistemas são capazes de transferir grande quantidade de dados em tempo real, com “links” óticos a altas taxas de transmissão e segurança. Os Sistemas de Controle Digital exercem, localmente, desde funções clássicas de controle até sofisticadas funções automáticas de tratamento de dados para a automação de tarefas, que exijam a presença frequente de operadores nas subestações e facilitam o controle local em emergência, com aprimoramento e/ou simplificação de tarefas manuais ou automáticas dos CODs.

3.3.4 Estatísticas de Falta

O curto-circuito é taxa de falha com maior incidência no SEP, podem se localizar nas diferentes partes do sistema de distribuição, tais como, em transformadores, isoladores, ou nos condutores da rede. Os cabos abrangem uma vasta área, principalmente devido à presença das derivações, típico dos sistemas de distribuição. Segundo (Farias, 2017), o curto-circuito resulta em circulação de correntes elevadas nos componentes energizados, gerando drásticos distúrbios de

tensão acarretando danos irreparáveis aos sistemas e também aos equipamentos dos consumidores.

As sobrecargas e as oscilações de tensões também são exemplos de ocorrências que podem afetar os sistemas de distribuição, podem ter origem através de descarga atmosférica, manobras nos sistemas, dentre outras; em alguns casos podem ter correlação aos curtos circuitos. Essas anomalias descritas podem gerar dois tipos de eventos no SEP classificadas por:

Faltas temporárias: São aquelas que, após a operação de um equipamento de proteção, como por exemplo, de um religador ou relé a falta é eliminada. Em alguns casos, a falta é eliminada antes mesmo da operação do sistema de proteção como, por exemplo, no contato de galhos de árvores com a rede em função de fortes a ventos. As causas mais comuns de defeitos transitórios são:

- ✓ Descargas atmosféricas
- ✓ Sobretensões de manobra
- ✓ Contatos momentâneos entre condutores
- ✓ Abertura de arco elétrico
- ✓ Materiais sem isolação adequada

Faltas permanentes: São aquelas em que é necessária a intervenção das equipes de manutenção para a correção do defeito antes de se normalizar o equipamento operado. Eventualmente, uma falta temporária pode evoluir para uma do tipo permanente caso não haja uma operação adequada dos equipamentos de proteção.

Dentre as possíveis causas desse tipo de falha, destacam-se:

- ✓ Acidentes de trânsito, que envolvam os postes de energia;
- ✓ Descargas atmosféricas;
- ✓ Quebra de isoladores e cruzetas;
- ✓ Quedas de árvores ou de galhos sobre as redes;
- ✓ Incidência de animais nas estruturas.

Os curtos-circuitos permanentes e transitórios podem ser classificados por:

- ✓ Curtos monofásicos: Onde há o contato entre uma das fases e a terra;
- ✓ Curtos bifásicos: É originado pelo contato entre duas fases;
- ✓ Curtos bifásicos à terra: É o contato entre duas fases e terra;
- ✓ Curtos trifásicos: É provocado pelo contato simultâneo das três fases, com ou sem o envolvimento da terra.

Na Figura 17 estão estratificados os dados percentuais relativos as faltas permanentes e transitórias.

Figura 17 - Estatísticas de faltas

		Permanentes	Transitórias
Trifásicas	2%	95%	5%
Bifásicas	11%	70%	30%
Fase/Terra	79%	20%	80%
Outros	8%		

Fonte: CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA, Instrução Técnica, IO-OM-OP-035 a. (2007)

Os valores apresentados nessa figura podem variar em função das características do alimentador (urbano ou rural), do tipo de rede (aérea ou subterrânea) e do tipo de cabo (nus ou protegidos). Segundo (Matos, 2009), esses fenômenos são intrínsecos para o funcionamento dos sistemas de potência, independente se todo o projeto e as instalações tenham sido construídos atendendo efetivamente as normas e as diretrizes recomendadas.

Em função das possibilidades de faltas, os sistemas de distribuição contam com equipamentos de proteção instalados na subestação e ao longo do alimentador. Têm a função de detectar a ocorrência de um curto-circuito, seja transitório ou permanente, e promover a desconexão do equipamento ou do trecho do circuito que estiver submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites operacionais previstos.

4. CRITÉRIOS PARA APLICAÇÃO E COORDENAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção são equipamentos de suma importância na operação dos sistemas de distribuição de energia, sendo que estes garantem a segurança do sistema e da população. Apesar desta importância real dos dispositivos, os critérios de aplicação e de coordenação são essenciais para uma correta e confiável operação destes integrados aos sistemas de distribuição pois, sem critérios de proteção bem definidos e coerentes, os dispositivos de proteção ficam ociosos nestes sistemas (RAMOS, 2014).

Os critérios de aplicação e coordenação dos dispositivos de proteção se diferem de acordo com cada equipamento, sendo apresentados neste estudo os critérios relacionados aos religadores e as chaves fusíveis. Neste trabalho foram utilizados os critérios recomendados pela bibliografia, tanto nas verificações dos ajustes implementados quanto nas propostas de reajustes da proteção, após realizadas as simulações no software específico de proteção.

Apesar de serem utilizados os critérios técnicos sugeridos em bibliografias, é importante enfatizar que muitos destes critérios podem ser adaptados à realidade e a tecnologia disponível em cada sistema.

4.1 Critérios de aplicação e coordenação de elos fusíveis

Nas concessionárias de energia elétrica é rotineiro a utilização de chaves fusíveis em redes de média tensão para proteção de ramais de distribuição, pois este dispositivo possui baixo custo de instalação e fácil manuseio quando necessário. Alguns critérios técnicos básicos e aceitos para aplicação de elos fusíveis podem ser encontrados em (Mamede Filho; Mamede, 2011) e na ND 4.15 Cemig (2010) conforme descritos abaixo:

- ✓ A corrente nominal da chave fusível deve ser igual a pelo menos 150% da corrente nominal do elo fusível que será utilizado na proteção do ramal de distribuição.
- ✓ A corrente nominal do elo fusível deve ser igual ou superior a 150% da corrente máxima de carga no ponto de alocação da chave.
- ✓ Caso seja possível, prever o elo fusível para suportar transferências de cargas, nos casos onde o sistema não for radial

- ✓ Assegurar que a corrente nominal do elo fusível seja igual ou inferior a 25% da corrente de curto-circuito fase-terra mínima possível no final do trecho para uma impedância de contato de pelo menos 40 Ω.
- ✓ Conhecer as correntes de curto-circuito trifásica, bifásica e fase-terra ao longo do ramal estudado;
- ✓ Conhecer a corrente de carga ao longo do alimentador de média tensão.

$$I_{elo} \geq 1,5 \times I_{carga} \quad (7)$$

Onde:

I_{elo} = corrente nominal do elo fusível [A];

I_{carga} = corrente máxima no ponto do elo[A];

$$I_{elo} \leq 0,25 \times I_{ftmin} \quad (8)$$

Onde:

I_{elo} = corrente nominal do elo fusível [A];

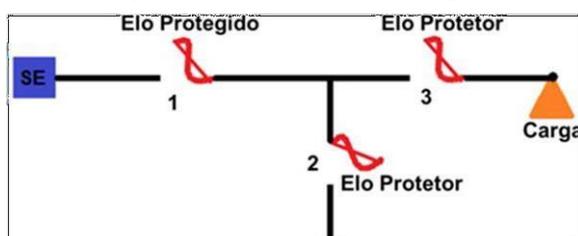
I_{ftmin} = corrente de curto circuito fase-terra mínimo [A].

4.1.1 Coordenação entre elos fusíveis

Os elos fusíveis são muito empregados nas redes aéreas de distribuição, por esta razão, é fundamental a aplicação de critérios mínimos de coordenação e seletividade, a fim de garantir a interrupção do menor número de clientes possível. Para um melhor entendimento quanto à disposição dos elos fusíveis, é importante compreender os conceitos de elo protetor e elo fusível protegido.

A 18 apresenta a posição do elo fusível protegido e protetor, sendo possível ter a percepção de que a função do elo protetor é proteger o elo protegido de possíveis falhas na rede de média tensão a jusante deste.

Figura 18 posição dos elos fusíveis protegidos e protetor



Fonte: Adaptada de MAMEDE FILHO e MAMEDE (2011).

A seguir serão apresentados alguns critérios sucintos adotados para coordenação entre elos fusíveis.

- ✓ Não utilizar elos fusíveis tipo H na proteção de ramais de média tensão.
- ✓ Na existência de inúmeras chaves fusíveis em série, a coordenação entre os elos torna-se bastante complicada, sendo recomendado não utilizar um número superior a três elos fusíveis em série.
- ✓ Na coordenação elo fusível-elos fusíveis, o elo protetor deve atuar para toda a faixa de correntes de curto em sua zona de proteção em um intervalo de tempo suficiente para evitar a fusão ou mesmo danificação do elo fusível protegido.
- ✓ A coordenação estará garantida quando o tempo total de interrupção do elo protetor não ultrapassar 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido conforme a Equação 9:

$$T_{máxpt} \leq 0,75 \times T_{mínpg} \quad (9)$$

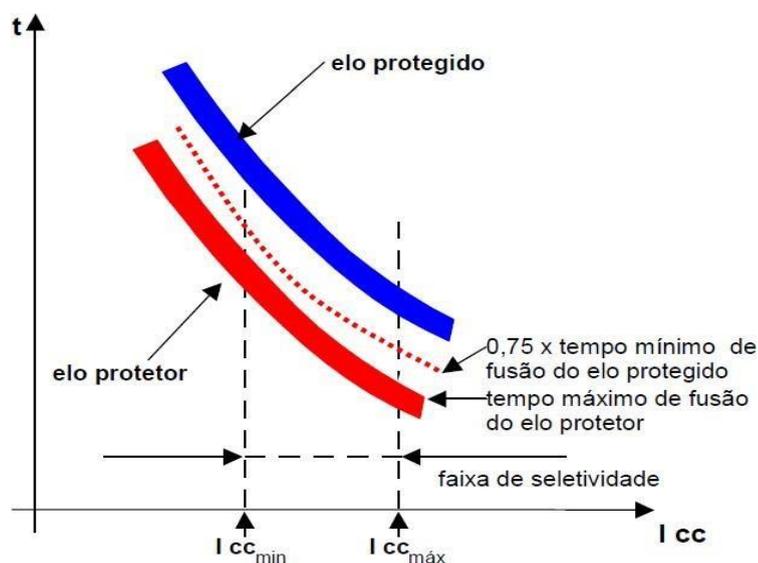
Onde:

$T_{máxpt}$ = tempo máximo de fusão do elo protetor [s]

$T_{mínpg}$ = tempo mínimo corrente de curto circuito fase-terra mínima [A].

O fator de redução 75% garante eventuais alterações da curva tempo x corrente do elo protegido que podem ser provocadas por elevadas temperaturas ambiente ou aquecimento devido às faltas de curta duração. A Figura 18 mostra o esboço dessa coordenação

Figura 19 - Seletividade entre elos fusíveis



Fonte: ND 4.15 Cemig (2010)

4.1.2 Coordenação Utilizando chaves fusíveis repetidoras

As chaves fusíveis repetidoras podem ser instaladas em locais onde a filosofia de proteção adotada é seletiva ou coordenada. No entanto, segundo a N.D 4.15 Cemig (2010), quando for adotada a filosofia de proteção coordenada, deve ser levado em consideração que podem ocorrer até quatro religamentos automáticos (RAs), ou seja, 2 RAs no religador e 2 RAs na chave repetidora, dependendo do ajuste do religador á montante do elo fusível adotado.

Na utilização de chaves fusíveis repetidoras de três operações nos sistemas de distribuição, devem ser considerados para a sua coordenação e seletividade com outros equipamentos de proteção, os itens listados a seguir:

4.1.2.1 Coordenação entre religadores e chave fusível repetidora

Para um curto-circuito qualquer na zona de proteção da chave fusível repetidora onde a corrente de curto sensibilize o elo fusível da respectiva chave, bem como a proteção de fase do religador á montante, a coordenação ficará garantida quando o tempo máximo de interrupção de uma unidade da chave fusível repetidora for 0,2 segundos inferiores ao tempo da curva temporizada de fase do religador e ainda menor ou igual a 75% do tempo de disparo de fase na curva temporizada do religador. Deve-se escolher o menor elo fusível possível com o propósito de se garantir o máximo de seletividade com a curva temporizada da proteção de terra do religador.

4.1.3 Coordenação entre religadores e elos fusíveis

Nesta proposta de coordenação o elo fusível deve, em condições ideais, suportar, sem danificação, todas as operações rápidas do religador na investida de se extinguir as faltas transitórias. Na ocorrência de faltas permanentes o religador deve dar tempo suficiente ao elo fusível para que este possa fundir, o que evitará a fusão parcial do elo e muito possivelmente problemas de descoordenação.

É prudente ajustar o religador para duas operações na curva rápida, e também duas operações em curva temporizada (lenta) para se obter a coordenação entre o religador e o elo fusível.

Para se lograr maior êxito devem-se observar as seguintes regras:

1. Para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo fusível, o tempo mínimo do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida. Esta regra define o ponto de máxima corrente de defeito que garante a coordenação: entre o ponto de interseção da curva de tempo mínimo de fusão do elo com a curva rápida do religador.

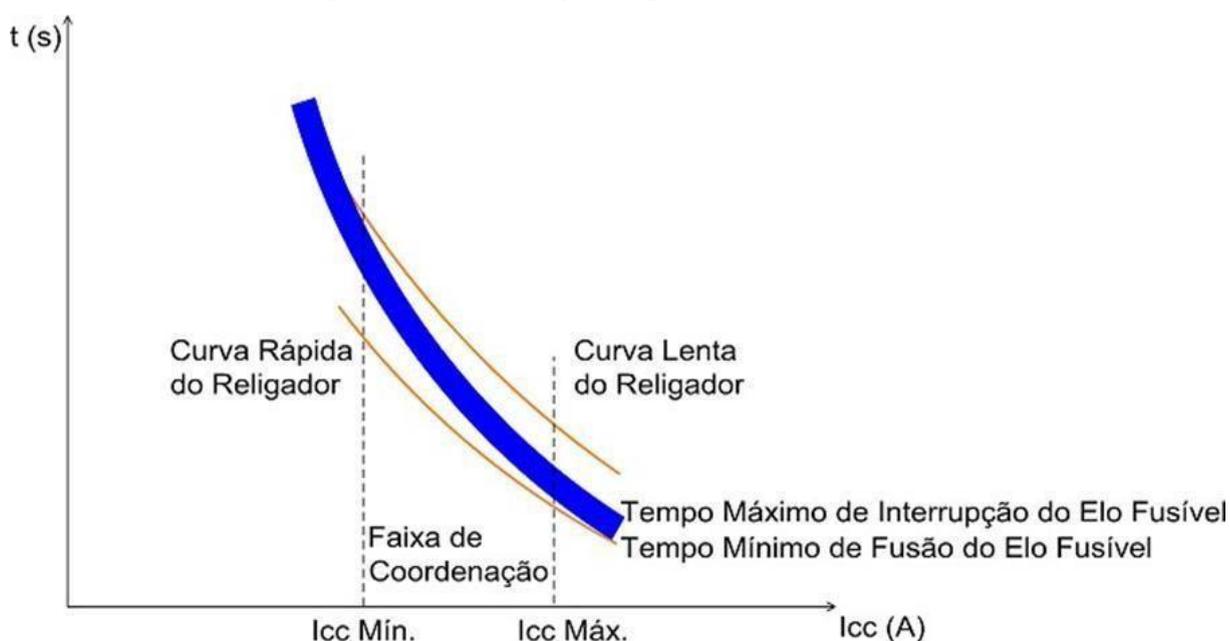
Para valores de corrente de falta maiores que a corrente máxima de coordenação, não há coordenação, mas fica assegurada a seletividade com a fusão do elo fusível.

2. Para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo fusível, o tempo total de interrupção do elo deve ser menor que o tempo de abertura do religador na curva temporizada.

Esta regra define o ponto de mínima corrente de defeito que garante a coordenação: ponto de interseção da curva de tempo total de interrupção do elo com a curva temporizada do religador

Na figura 19, temos um esboço da coordenação do religador *versus* elo fusível.

Figura 20 – coordenação religador *versus* elo fusível.



Fonte: ND 4.15 Cemig (2010)

5. ESTUDO DE CASO

5.1 Localização do Estudo

O estudo de caso tem como objetivo apresentar o sistema elétrico, a proteção e coordenação de um alimentador de distribuição com característica mista, localizado na região de Lima Duarte MG. O estudo foi desenvolvido com o propósito de melhorar o desempenho do alimentador através de ajustes de coordenação da proteção, com propostas para reajustes de alguns equipamentos, por exemplo, a substituição de elos fusíveis, alteração nos ajustes de alguns religadores e a eliminação de chaves fusíveis através da instalação de lâminas by-pass.

Este sistema elétrico é responsável por fornecer energia elétrica à 3.622 clientes, localizados na região do Parque Estadual das Serras de Ibitipoca, compreendendo a sede municipal de Olaria, as localidades de São Domingos, Souza, Capitães, São José dos Lopes, Conceição de Ibitipoca, São Sebastião da Boa Vista e zona rural. O caso abordou sobre um breve estudo realizado em campo visando melhorar o equilíbrio de corrente elétrica das cargas ligadas no circuito do religador (193592) localizado na localidade de Conceição do Ibitipoca, responsável pela proteção e fornecimento de energia de toda região do Parque Estadual das Serras de Ibitipoca.

Por fim, este estudo apontou propostas na alteração de fases em determinadas derivações monofásicas, e alguns dados sobre as alterações em derivações já implementadas em campo. O estudo de caso baseou-se em critérios e normas para proteção de sobrecorrente do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig, além das premissas para elaboração de estudo de proteção e coordenação nos alimentadores de distribuição (ND 4.15 – Proteção de Sistemas de Distribuição, 2015).

5.1.1 O Sistema Elétrico Atual

A subestação Lima Duarte (SE LAD) é a estação responsável pelo fornecimento de energia a 4.876 clientes para a região objeto do estudo de caso. Em números gerais, possui consumidores distribuídos da seguinte forma: 2.893 são consumidores distribuídos, 1.982 clientes tipicamente rurais e 1 consumidor atendido em média tensão.

Esta SE é caracterizada como abaixadora, ou seja, o lado primário do transformador é suprido por um alimentador de distribuição com uma tensão nominal de 22 kV e o secundário abaixa a tensão nominal para 13,8 kV. O alimentador de distribuição, objeto deste estudo de caso, denominado LAD 07 (circuito derivado a partir da Subestação Lima Duarte – LAD) localizado na cidade de Lima Duarte MG, cuja tensão nominal de saída é de 13,8 kV.

A Figura 21 da subestação Lima Duarte (SE LAD) bem como os principais equipamentos desta instalação.

Figura 21 - Subestação Lima Duarte



Fonte: Próprio Autor (2019)

Os principais equipamentos que compõe esta SE são: um transformador abaixador principal cuja potência nominal é de 5 MVA, um transformador auxiliar abaixador de 1,5 MVA, um banco de regulação de tensão e quatro religadores trifásicos telecomandados, instalados em um barramento onde derivam 3 alimentadores denominados: LAD 05, LAD 06 e LAD 07.

Atualmente, o alimentador LAD 07 é responsável por atender 3.620 clientes estratificados em: 1.498 consumidores rurais, 2.121 clientes urbanos atendidos em BT e 1 consumidor primário ligado em MT. Quanto a topologia, o alimentador possui extensão total de 654 km de comprimento, sendo que 628 km referentes ao comprimento dos ramais e 26 km de linha tronco. Quanto ao tipo de rede, 650 km

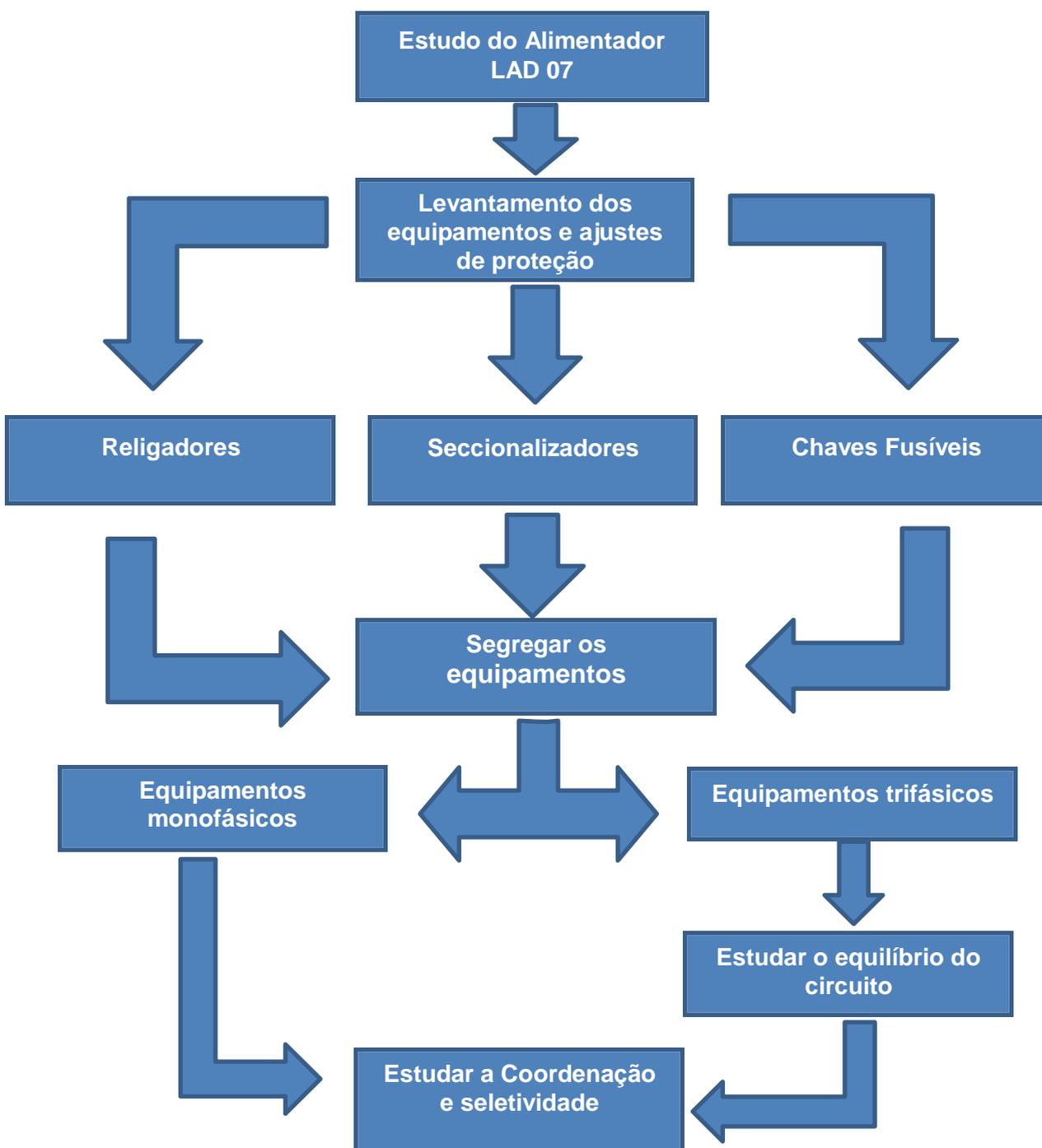
são constituídos de redes aéreas (RDA) convencional, apenas 3,88 km de redes protegidas (RDP) e 0,12 km de rede aérea isolada de MT.

5.1.2 Coleta de Dados

Com objetivo de nortear a realização do estudo de caso foi desenvolvido um fluxograma para retratar as etapas de elaboração e execução do projeto.

A Figura 22 apresenta este fluxograma:

Figura 22 - Fluxograma do projeto

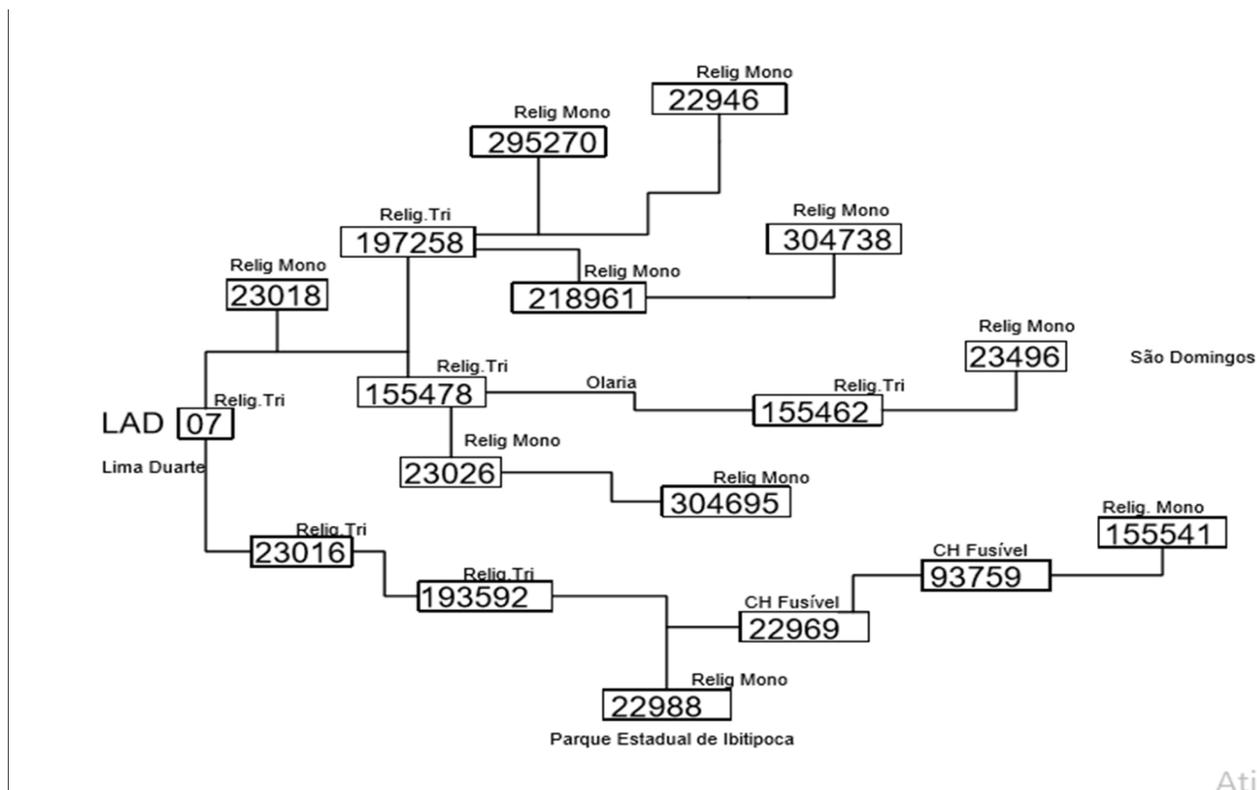


Fonte: Próprio Autor (2019)

O estudo de proteção do alimentador LAD 07 iniciou a partir do levantamento em campo dos equipamentos de proteção estratificando-os por tipo e fases (trifásicos e monofásicos), possibilitando confeccionar o diagrama unifilar com todos os equipamentos instalados em campo.

A Figura 23 retrata o diagrama unifilar do alimentador LAD 07 com seus principais equipamentos de proteção.

Figura 23 – Diagrama unifilar do alimentador LAD 07



Fonte: Próprio Autor (2019)

Através do Sistema Georreferenciado Gemini foi obtido os valores de demanda instalada, as correntes de curto circuito monofásicos, bifásicos e trifásicos em todos os pontos do alimentador que foram utilizados para verificar a coordenação e seletividade entre os equipamentos de proteção.

Pelo diagrama unifilar é possível observar que o alimentador possui várias ramificações, neste estudo foi abordado inicialmente os equipamentos de proteção que compõe o sistema de distribuição responsáveis pelo fornecimento de energia para o Parque Estadual de Ibitipoca. Foi confeccionada uma tabela com os valores

de ajustes de proteção e alguns dados sobre as correntes de curto circuito a jusante destes equipamentos. A tabela 5 estratifica estes valores:

Tabela 5: Ajustes de Proteção e Correntes de curto circuito dos religadores do LAD 07

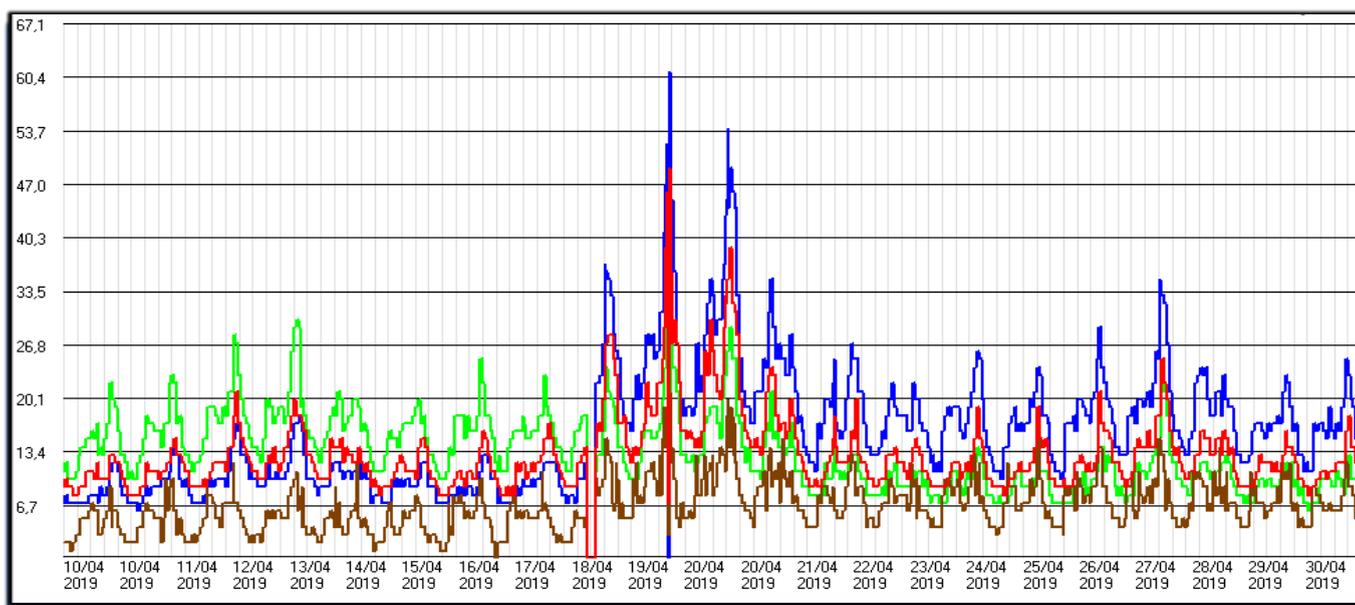
	Religadores				
	SE LAD	23016 (Tri)	193592 (Tri)	22988 (Mono)	155541 (Mono)
Pick up de fase [A]	120	80	60	50	30
Pick up de neutro [A]	50	30	20	Não	Não
Curvas rápidas [s]	Não	1	Não	2 (A)	2 (A)
Curvas lentas [s]	3	3	3	2 (B)	2 (B)
Tempo definido [s]	1 Lenta	1 Rápida e 1 Lenta	1 Lenta	Não possui	Não possui
Icc Trifásico [A]	419	328	160	Não possui	Não possui
Icc Monof Máx [A]	419	284	73	104	101
Icc Monof Mín [A]	153	127	110	70	68
Icc Máx Final do Circuito	68	80	80	80	92
Icc Mín Final do Circuito	51	58	58	58	64

Fonte: Próprio Autor (2019)

Utilizando dados do software SCADA foi possível obter o relatório das medições de corrente do religador 193592 entre 01.04.2019 e 21.05.2019, com objetivo de analisar o equilíbrio de corrente de carga entre as fases.

A Figura 24 apresenta uma amostra das medições de corrente, onde observou-se um desequilíbrio acentuado nos níveis de corrente, principalmente na fase azul do equipamento, justificado pela presença maciça de visitantes durante o feriado de Semana Santa. Foi verificado também que entre os dias 17 e 22 de abril houve um aumento significativo na demanda de carga.

Figura 24 – Telemetria dos níveis de corrente do religador 193592



Fonte: Próprio autor (2019)

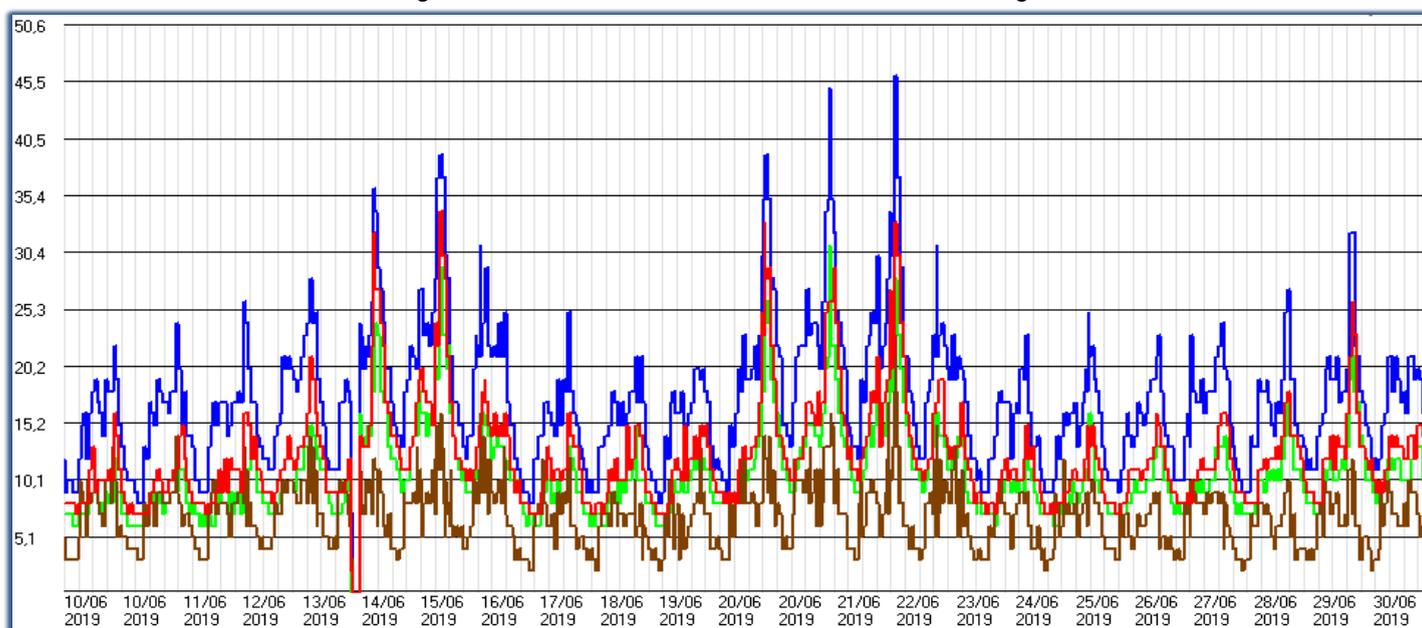
Eixo Y indica Corrente (A); Eixo X, indica o intervalo de medições entre os dias 10 à 30.04.2019.

Nos sistemas de distribuição de energia elétricos simétricos e equilibrados as correntes são iguais nas três fases, em módulo. Nesse caso ideal a tensão elétrica possui o mesmo valor, idêntica à tensão de referência da fonte, no entanto, em sistemas reais, prevalece o desequilíbrio de cargas elétricas. Este desequilíbrio entre as fases é originado predominantemente pelas cargas monofásicas existentes no circuito que são de potências diferentes entre si (GARCIA, 2007).

Conforme demonstrada pela tabela 5, o ajuste de proteção do religador 193592 para *pick up* de fase está ajustado em 60 A e a proteção de neutro está ajustado em 20 A, sendo assim nos casos em que o desequilíbrio das cargas atingir esse valor, o equipamento poderá atuar de forma indevida prejudicando a qualidade do serviço, por isso a importância de se efetuar o equilíbrio de fases preliminarmente ao estudo de proteção.

Após análise destes dados, este estudo de caso promoveu a retirada de carga da fase azul e transferida para a fase verde para reduzir o desequilíbrio entre as fases e redução da corrente de desequilíbrio. Foram alterados de fase a derivação monofásica de número 153703 e um Trafo monofásico 36173 de 10 kVA de potência. A figura 25 apresenta uma redução nos níveis de desequilíbrio após as alterações no circuito do religador entre os dias 10 a 30 de junho de 2019.

Figura 25 – Telemetria dos níveis de corrente do religador 193592



Fonte: Próprio autor (2019)

Eixo Y indica Corrente (A); Eixo X, indica o intervalo de medições entre os dias 10 à 30.06.2019.

A continuidade do fornecimento é avaliada pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos. Existem limites para indicadores associados a cada conjunto, com esta alteração houve uma contribuição para redução no Dec acidental no alimentador LAD 07 de 43% em relação ao indicador Dec no mesmo período do ano de 2018.

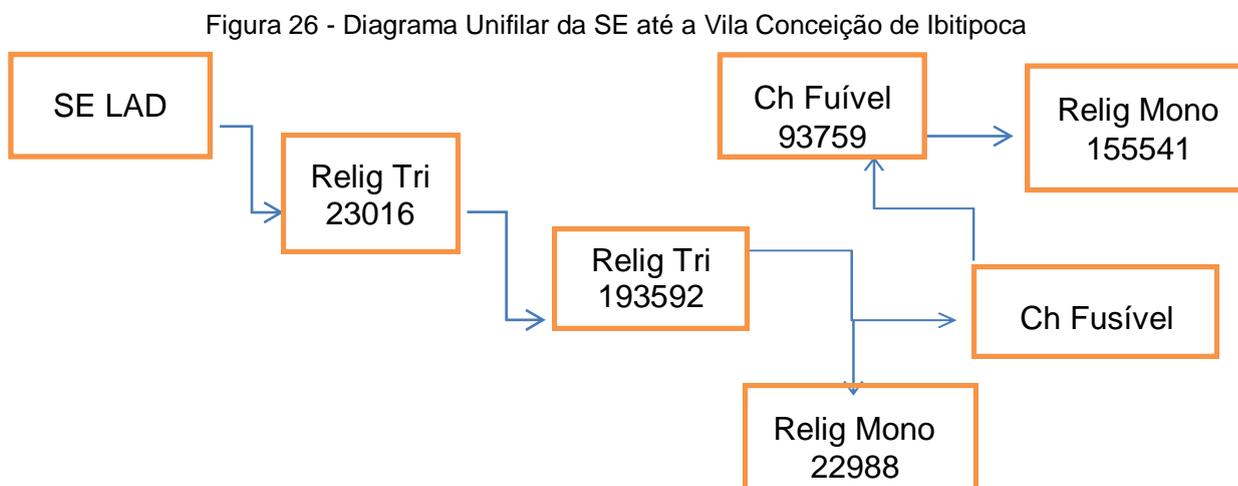
5.2 Simulações e Propostas de Melhoria no LAD 07

Através de um software comercial (NIX) foram realizadas as simulações envolvendo os ajustes de proteção implementados em campo a fim de verificar possíveis falhas de coordenação e seletividade entre os equipamentos de proteção do alimentador LAD 07 objetos deste estudo. Foram adotados para os estudos de coordenação da proteção os níveis de curto circuito fornecidos pelo GEMINI (curto trifásico, curto fase-terra máximo e curto fase-terra mínimo), foi considerada uma impedância de curto circuito de 40Ω à terra.

Caso a modelagem da rede estudada não esteja corretamente ajustada, é possível que ocorra descoordenação entre o religador e os elos fusíveis por atuação indevida das proteções instantâneas. Por este motivo, o correto ajuste do caso base de estudo é fundamental para o sucesso da operação do sistema.

Inicialmente foi estratificado o diagrama unifilar com os equipamentos de rede para definir as simulações que seriam realizadas tendo como ponto de partida a SE Lima Duarte e, por conseguinte os equipamentos jusante desta subestação.

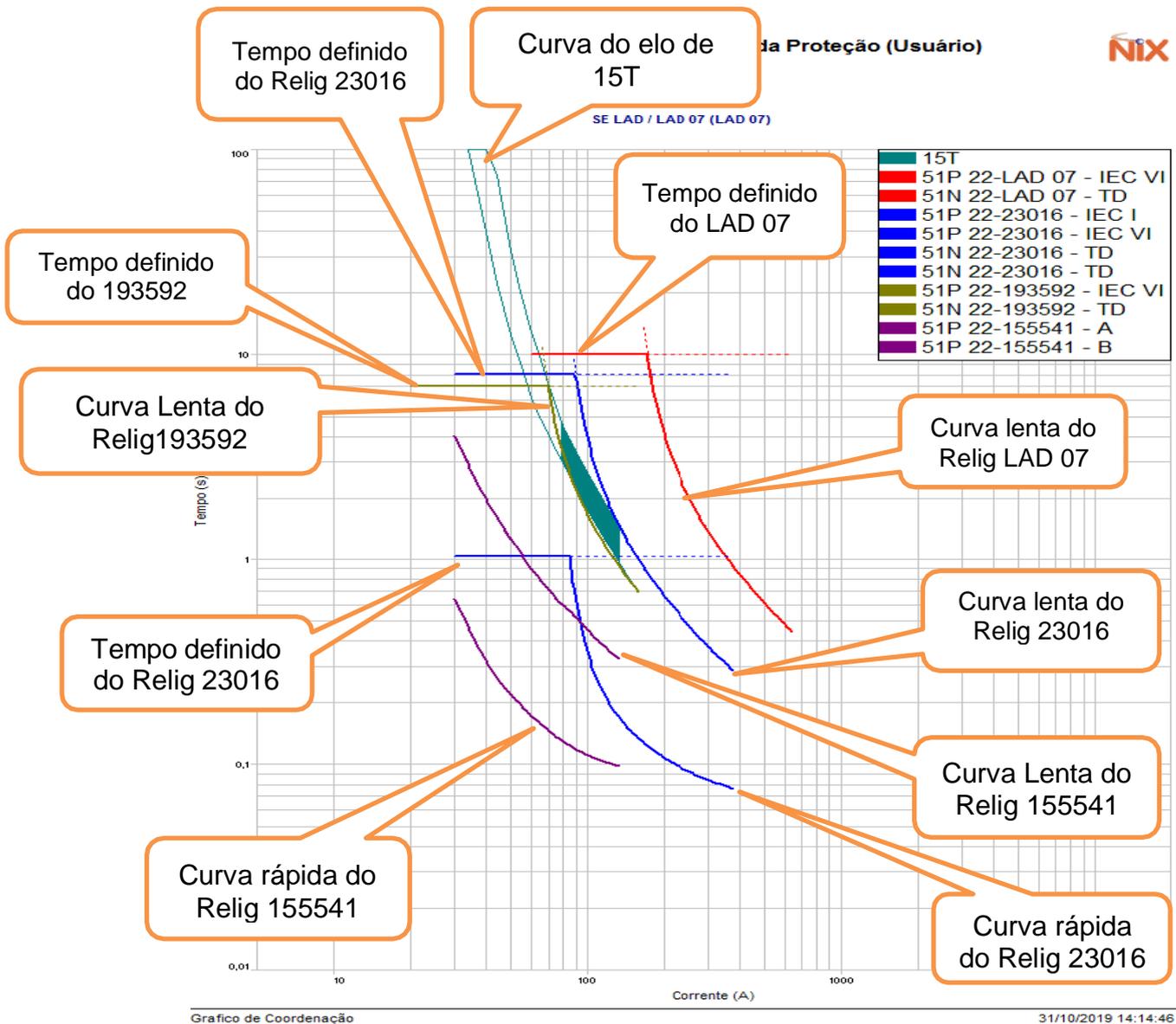
A Figura 26 apresenta em sequência todos os equipamentos de proteção que integram o LAD, tendo como ponto de partida a SE até a Vila Conceição de Ibitipoca.



Em seguida, apresentam-se os coordenogramas apontando os problemas de coordenação dos equipamentos envolvidos após as alterações propostas.

A Figura 27 apresenta o Coordenograma 1 - Esta simulação contemplou todos os equipamentos à montante do Religador 155541, com a situação atual em campo.

Figura 27: Coordenograma 1 - Simulação de coordenação à montante do religador 155541



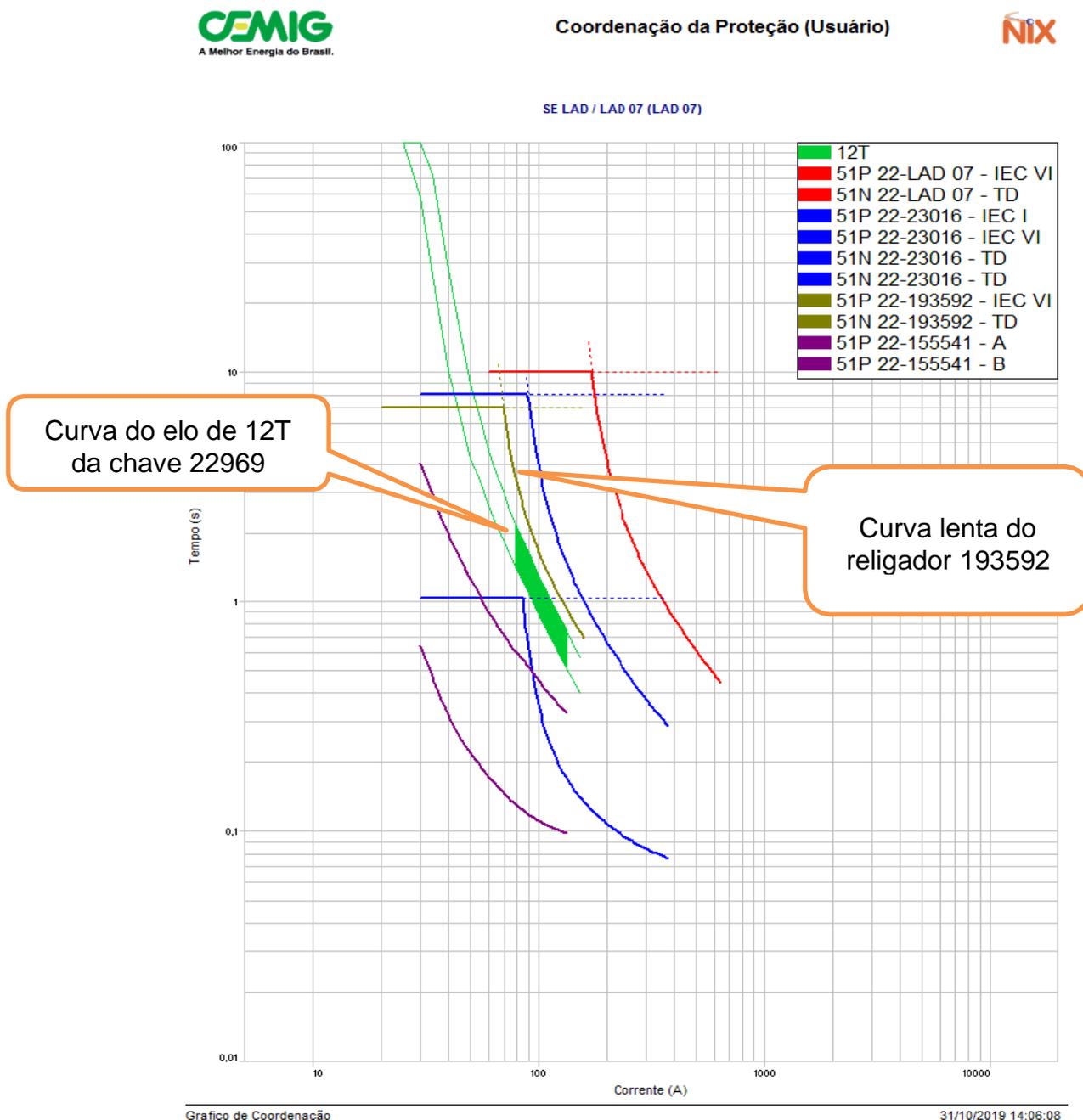
Fonte: Próprio autor (2019)

Observa-se que houve uma descoordenação entre o elo fusível de 15T (curva verde do gráfico), com a curva lenta do religador 193592, ou seja, para curto

circuitos à jusante do elo na faixa de 70 A ou superior, poderá ocorrer a operação indevida do religador, penalizando assim todos os clientes à montante do elo fusível que deveria ter atuado eliminando a falta.

No coordenograma 2 demonstra-se a simulação após alteração do elo da chave 22969 de 15 T para 12T.

Figura 28: Coordenograma 2 - Simulação de coordenação à montante do religador 155541

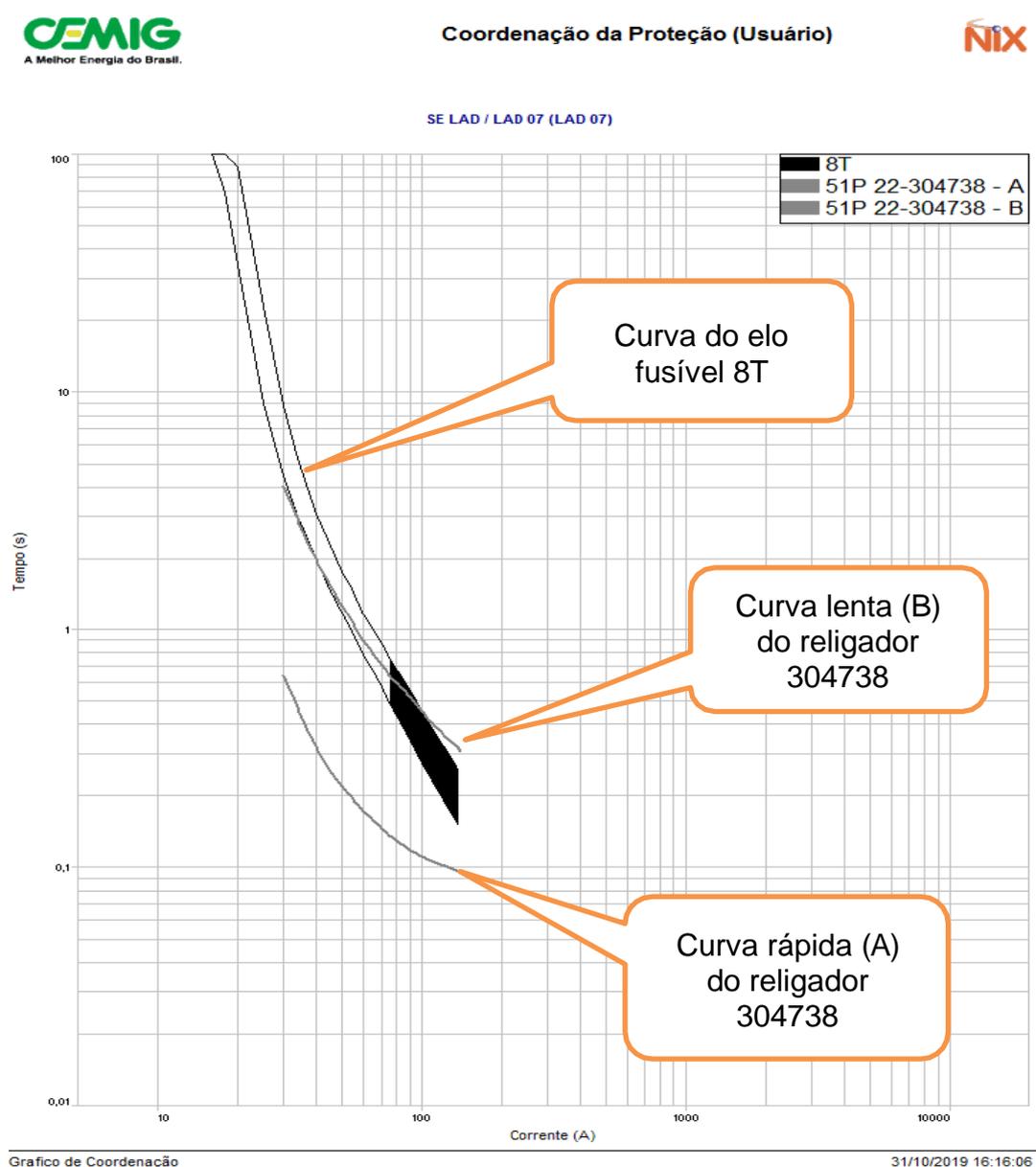


Fonte: Próprio autor (2019)

Analisando os dados disponibilizados pelo software foi possível verificar que o circuito necessitava de correções pontuais na coordenação com a alteração do elo da chave fusível 22969 de 15T para 12T, condicionado a trocar o elo da chave 93759 de 15T para lâmina by-pass de 300 A, pois pelo diagrama unifilar nota-se duas chaves fusíveis em série a montante do religador 155541.

No Coordenograma 3, verifica-se a descoordenação entre o elo de 8T e a curva lenta (B) do religador 304738.

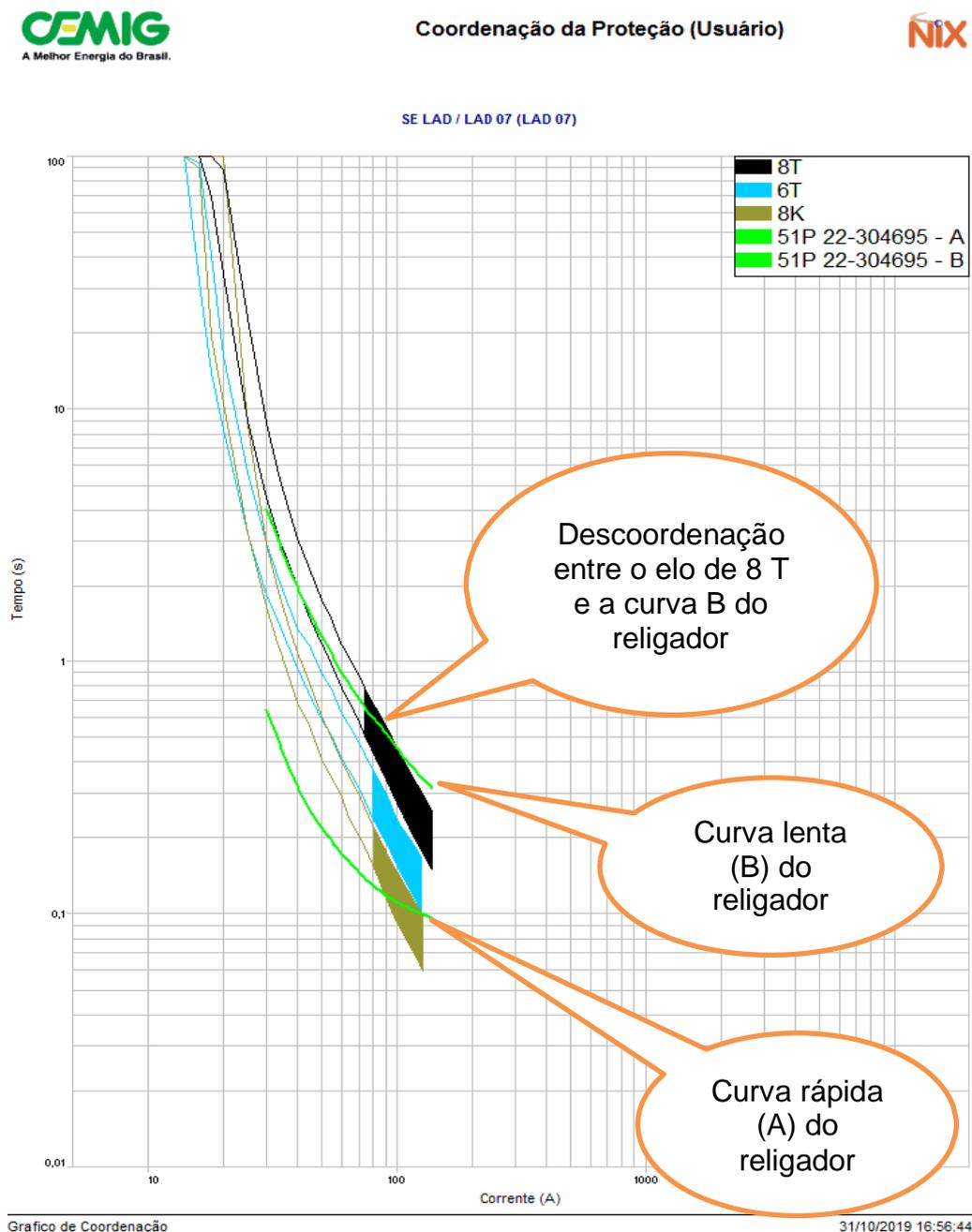
Figura 29: Coordenograma 3 - Simulação de coordenação à jusante do religador 304738



Fonte: Próprio Autor (2019)

Nota-se também pelo coordenograma 4, verifica-se a descoordenação entre o elo de 8T curva lenta (B) do religador 304695.

Figura 30: Coordenograma 4 - Simulação de coordenação à jusante do religador 304695

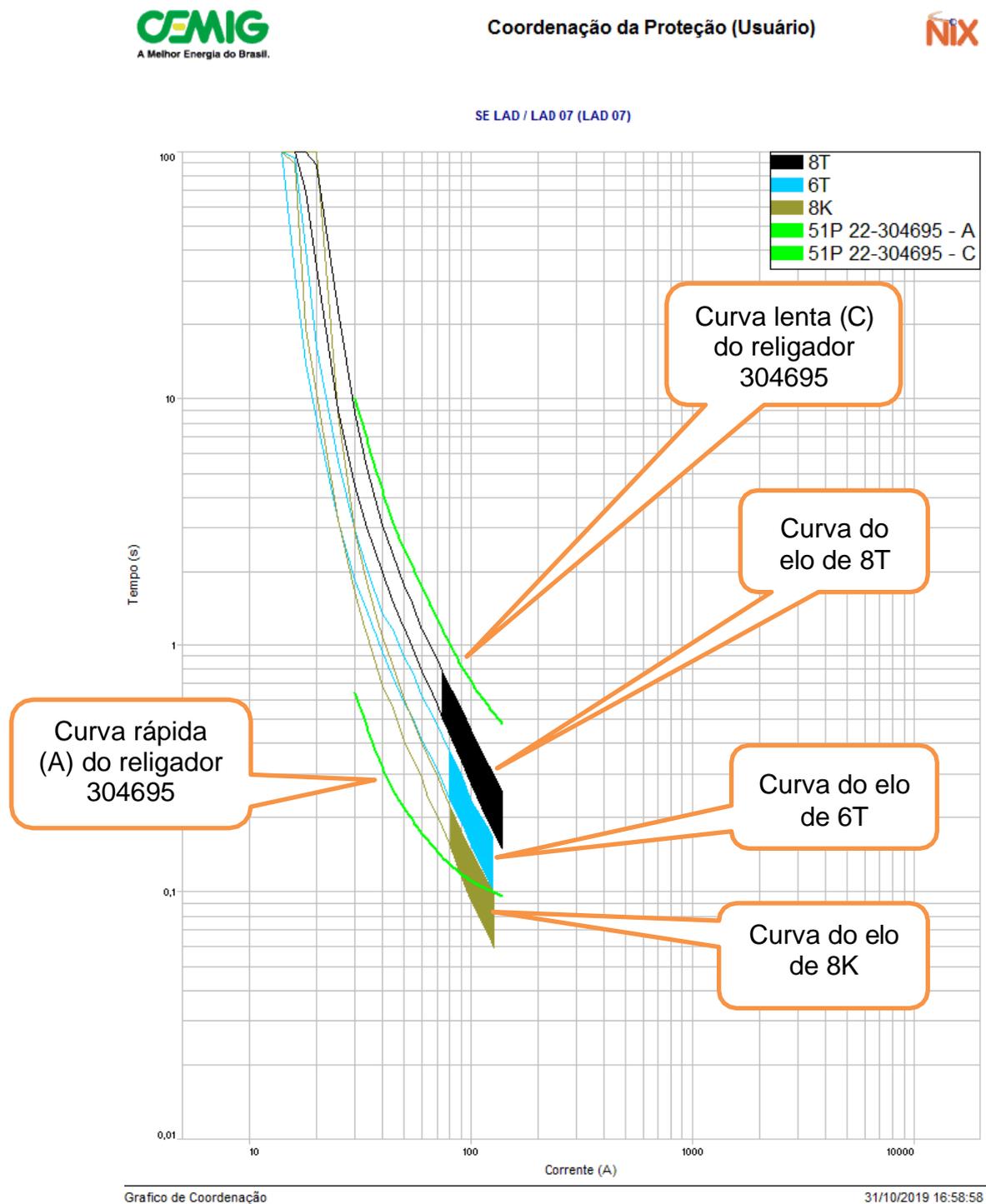


Fonte: Próprio autor (2019)

A solução proposta para os dois casos apresentados foi a alteração da curva Lenta (B), para curva lenta (C) dos religadores 304738 e 304695.

Coordenograma 5. Simulação do elo de 8T com a curva C do religador 304695.

Figura 31: Coordenograma 5 - Simulação de coordenação à jusante do religador 304695



Fonte: Próprio Autor (2019)

Após alteração da curva lenta do religador 304695 a simulação apresentou resultados satisfatórios para o sistema dotado de elos fusíveis de 6 e 8 ambos do modelo (T), um elo de 6 modelo (K) e um religador monofásico ajustado com as curvas 2 (A) e 2 (C), sendo todos coordenados conforme critérios técnicos.

Todas as possíveis alterações estão descritas e organizadas de forma sucinta na Tabela 6, para atender os critérios de coordenação e seletividade (ND 4.15, 2017)

Tabela 6 – Propostas de alterações nos ajustes de proteção dos equipamentos do LAD 07

Subestação	LAD				
Alimentador	LAD 07				
Código da Chave	Fases	Carga (A)	Atual	Proposta	Observações
22-295270	C	4,60	B	C	Alterar curvas
22-304738	A	3,59	B	C	Alterar curvas
04-22969	ABC	5,51	15T	(12T)	Alterar elo fusível
22-304695	C	4,69	B	C	Alterar curvas
04-93759	C	4,90	15T		Substituir elo por Lâmina 300A

Fonte: Próprio Autor (2019)

6. RESULTADOS ESPERADOS

Os estudos de Proteção em Redes de Distribuição de energia elétrica têm como premissa isolar o trecho onde ocorreu uma falha, afim de que a anomalia ocorrida não acarrete danos extremos, como por exemplo: A queima de um Transformador em uma Subestação, a interrupção do fornecimento de energia para um elevado número de clientes, um acidente com a população devido a um condutor energizado rompido ao solo, ou qualquer outro dano de mesma proporção. O que se pretende com o presente trabalho é que a proteção do alimentador em estudo, atinja uma performance de forma eficaz, efetuando o isolamento do curto circuito em um tempo ínfimo respeitando os requisitos pré-estabelecidos. Dentre eles, os mais relevantes são:

A seletividade do circuito de distribuição e a coordenação entre os equipamentos de proteção tornando-os menos susceptíveis aos danos em consequências das falhas ocorridas no sistema.

Um bom estudo de Proteção traz diversos benefícios:

- ✓ Reduz o número de interrupções acidentais;
- ✓ Reduz os custos de manutenção corretivas;
- ✓ Impede que os equipamentos que compõe os sistemas de distribuição sofram desgastes prematuros;
- ✓ Melhora os indicadores de continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica (DEC, FEC, DIC, FIC).
- ✓ Propicia uma maior segurança para o sistema elétrico, profissionais e também para a população

6.1 Trabalhos Futuros

O autor pretende dar continuidade nos estudos práticos através de levantamento em campo das derivações monofásicas, propondo alteração de fases, para mitigar ou reduzir a corrente de neutro dos equipamentos 193592, 23016 e 155478, a níveis satisfatórios, com objetivo de se evitar bloqueios de religadores por desequilíbrio.

Pretende-se ainda, viabilizar a instalação de um religador a jusante da SE LAD e a montante do religador 155478 para reduzir o tamanho do tronco do alimentador, visando melhoria no atendimento a clientes, reduzindo as interrupções acidentais e afundamentos de tensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. **A distribuição de Energia**. Brasília, 2019. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia> Acesso em: 11/03/2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 424/2010. Brasília, DOU, 1 de janeiro de 2011.

AUCOIN, B.M.; BENNER, C.; RUSSEL, D.R, "**High impedance fault detection for industrial power systems**", Proc. Conf. Rec., IEEE Industry Applications Soc. Annu. Meeting, vol. 2, p.1788-1792, 1989

ANEEL. **Áreas de Concessão de Energia Elétrica**. Brasília, 2019. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_4_1.htm Acesso em: 09/03/2019.

BALBINOTTI, Franciele. **O regime jurídico das atividades envolvidas na prestação do serviço público de energia elétrica**. 2011. Monografia (Especialização em Direito Administrativo) – Instituto de Direito Romeu Felipe Bacellar, Curitiba, 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/trabalhos-academicos> Acesso em: 12/03/2019.

BENNER, C.; RUSSEL, D.R., "**Practical High Impedance Fault Detection On Distribution Feeders**", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, No: 3, MAY/JUNE 1997.

BRAGA, Mozart Ferreira JR. **Elaboração de Estudos de Proteção de Redes de Distribuição**. Dissertação (Bacharel em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal De Juiz de Fora, Juiz De Fora, 2011.

BRASIL. Decreto nº 2.335 de 06 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Brasília, 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm Acesso em: 10/03/2019.

BRASIL. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 09/03/2019.

CASTRO, Lisa Biron de Araújo. **Pobreza energética na América Latina: o papel do setor elétrico na promoção do desenvolvimento socioeconômico**. Rio de Janeiro: Centro Internacional Celso Furtado de Políticas para o Desenvolvimento:

Eletrobrás, 2012. 26p. Disponível em: <http://www.centrocelsofurtado.org.br/arquivos/image/201302151031220.Livro%20Monografias%20Premiadas%20Eletrobras%20-%20FINAL.pdf>. Acesso em: 13/03/2019.

CAMINHA, A.C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. São Paulo: Bluncher, 1977. 13ª Reimpressão, 2012.

CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA, Instrução Técnica, IO-OM-OP-035a. **Critérios Técnicos para Elaboração de Estudos de Proteção de Redes de Média Tensão**. Belo Horizonte, 2007.

CEMIG DISTRIBUIÇÃO SA, Norma Técnica de Distribuição, ND 4.15. **Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig** Belo Horizonte, 2017.

CODI. **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. 2.vol. Rio de Janeiro, RJ: Campus/Eletrobrás, 1982. 232p.

COOPER Power Systems. **Manual de Religadores Microprocessados**. Reference data: R289-91-34.

COMASSETTO, L. **Algoritmos Heurísticos de Otimização da Proteção e Manobra em Redes de Distribuição de Energia**. Tese de Doutorado – Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.

CPFL ENERGIA, Norma Técnica Distribuição 2912, versão 1.1. **Proteção de Redes Aéreas de Distribuição – Sobrecorrente**. Campinas, 2003

FANUCCHI, R. Z. **A detecção e a localização de faltas de alta impedância em sistemas de distribuição utilizando transformadas Wavelets e Redes Neurais Artificiais**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2014

FARIAS, P. E.; COSTA, G. B.; MORAIS, A. P.; CARDOSO, G. Jr. Revisão e análise das técnicas para localização de faltas em redes de distribuição de energia elétrica, **International Conference on Electricity Distribution – CIDEL**, Argentina, 2014

GARCIA, D. C. **Avaliação e minimização numérica do desequilíbrio de tensão: estimativa por análise de sensibilidade incremental e soluções analíticas**. 2007. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2007. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/3068>. Acesso em: 20/08/19.

GOES, Alan Ribeiro Gomes Ferreira, **Modernização da Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Dissertação (Bacharel em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio De Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

GOLDEMBERG, José. LUCON, Oswaldo. **Energia e meio ambiente no Brasil. Estudos Avançados** n.21 (59), 2007. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/ea/v21n59/a02v2159.pdf>. Acesso em 18/09/19.

LEME, Daniel Maciel et al. **Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. Dissertação (Bacharel em Engenharia Elétrica) – Faculdade São Francisco Itatiba, São Paulo, SP, 2013. Disponível em: <http://lyceumonline.usf.edu.br/salavirtual/documentos/2587.pdf>. Acesso em 14/04/2019.

LEDESMA, J. J. G. **Uma Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade da Proteção de Sistemas de Distribuição**. Dissertação de Mestrado – Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2011. 605p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Revista de 18 anos – Integração: 18 anos de muitas histórias**. Publicado em 26/08/2016. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes> Acesso em: 13/03/2019.

QUEIROZ, Murilo Bonato. **Análise do bloqueio da operação de religadores automáticos para minimizar as variações de tensão causadas pela desconexão de geradores distribuídos. Monografia** (Bacharel em Engenharia Elétrica). São Carlos, São Paulo, 2016. Disponível em: <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-27012017-174238/>. Acesso em 18/09/2019.

RAMOS, Maicon Jaderson da Silveira et al. **Metodologia para análise da coordenação e seletividade de dispositivos de proteção durante reconfigurações de redes de distribuição**. 2014. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/8546>. Acesso em: 18/08/2019.

VINICIUS, C.D. OLESKOVICZ, M., GIOVANINI, R., **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência dos relés eletromecânicos aos micros processados inteligentes**. 1 ed. São Carlos -SP, Brasil, 2011

VOLPE FILHO, Clovis Alberto; ALVARENGA, Maria Amália Figueiredo Pereira. **Setor Elétrico**. Curitiba: Juruá, 2008.