

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDRO HENRIQUE PESCKE

**ESTUDO DE PROTEÇÃO, COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE APLICADO EM
ESTUDO DE CASO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 23 KV PARTICULAR**

SÃO LEOPOLDO
2022/2

PEDRO HENRIQUE PESCKE

**ESTUDO DE PROTEÇÃO, COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE APLICADO EM
ESTUDO DE CASO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 23 KV PARTICULAR**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica, pelo Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade do
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. Paulo Ricardo Pereira

São Leopoldo

2022/2

AGRADECIMENTOS

Gostaria de registrar os meus sinceros agradecimentos às pessoas que contribuíram positivamente na minha formação pessoal e profissional e que me fizeram chegar até aqui. Imensuravelmente aos meus pais, Vivian Wallauer Pescke e Luis Henrique Pescke, por todo amor, carinho, incentivo e apoio durante a vida e especialmente durante essa jornada, sem vocês não chegaria em lugar algum. À minha irmã, que esteve acompanhando de perto todo este processo e que contribuiu de modo impar para a formação da pessoa que me tornei.

Um grande agradecimento aos meus amigos, que fizeram parte desse processo e que acreditam em mim, compartilhando energias para seguir sempre em frente apesar de quaisquer adversidades.

Não menos importante, especialmente ao meu orientador, Dr. Paulo Ricardo Pereira, por toda a atenção, disponibilidade e dedicação para com o meu trabalho e aprendizado.

RESUMO

Em redes de distribuição de energia elétrica em média tensão, tanto públicas como particulares, um grande e recorrente problema é relacionado às faltas e interrupções, fato esse que impacta desde setores industriais, de produção até na continuidade do fornecimento às instalações residenciais, as quais afetam diretamente na vida de todos os tipos de consumidores. Neste documento será abordado o estudo de proteção e seletividade de uma rede particular em MT de uma indústria localizada na cidade de Tupandi/ RS, tendo o intuito de avaliar as proteções existentes, e eventualmente implementá-la, uma vez que aplicadas as premissas de projeto que serão abordadas na bibliografia deste trabalho. Com os dados de impedância equivalente da rede em p.u. no ponto de entrega da concessionária será possível desenvolver os cálculos de curto circuito para cada ponto da rede que está sendo estudada, permitindo que sejam dimensionados os elos fusíveis e avaliada a possibilidade/ necessidade de implementação de religador automático e/ou disjuntor de média tensão para a rede em questão. Para tais análises e dimensionamentos foi utilizado do auxílio computacional com o software Elplek de forma a complementar e validar os cálculos realizados de maneira manual. Como resultado deste estudo e análise de simulações e cálculos foram sugeridas uma série de melhorias no que tange a proteção da rede avaliada, visando tornar o fornecimento de energia elétrica mais seguro e ininterrupto nos demais pontos da rede da indústria estudada.

Palavras-chave: Proteção, seletividade, elo-fusível, religador, Elplek, curto-circuito.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Componentes da corrente de curto circuito	16
Figura 2 - Tipos de curto circuito	17
Figura 3 - Componentes simétricas.....	19
Figura 4 – Sistema radial simples	22
Figura 5 - Sistema radial multi-aterrado	23
Figura 6 - Diagrama de sequência positiva para curto circuito trifásico	24
Figura 7 - Diagrama para cálculo de curto circuito bifásico.....	25
Figura 8 – Diagrama para calculo do curto circuito fase-terra.....	25
Figura 9 - Diagrama para cálculo do curto circuito fase-terra mínimo	26
Figura 10 - Curvas de operação dos elos tipo K	29
Figura 11 - Curvas de operação do religador.....	31
Figura 12 - Curvas características das funções 51 e 51N.....	32
Figura 13 - Disjuntor de média tensão a vácuo	33
Figura 14 - Exemplo de sistema coordenado.....	35
Figura 15 - Zonas de proteção	36
Figura 16 – Aplicação de religadores em dupla alimentação	46
Figura 17 – Exemplo de seletividade entre relé e elo fusível	49
Figura 18 – Faixa de coordenação entre Religador e elo-fusível.....	50
Figura 19 – Modelagem da rede no Excel.....	54
Figura 20 – Exemplo de modelagem da rede no ELPLEK.....	55
Figura 21 – Exemplo de cálculo de curto circuito no ELPLEK.....	58
Figura 22 – Diagrama da rede modelada no Elplek	64
Figura 23 – Coordenograma FU-15 - FU-SE08.....	70
Figura 24 – Coordenograma FU-15 - FU-SE08 após troca.....	71
Figura 25 – Coordenograma FU-17 - FU-18	72
Figura 26 – Coordenograma FU-17 - FU-18 após troca.....	73
Figura 27 – Coordenograma FU-20 – FU1-SE13.....	73
Figura 28 – Coordenograma FU-20 – FU1-SE13 após troca	74
Figura 29 – Coordenograma FU-21 - FU-SE14.....	75
Figura 30 – Coordenograma FU-21 – FU-SE14 após troca	76
Figura 31 – Verificação elo FU2 (6K)	77

Figura 32 – Verificação elo FU2 (15K)	77
Figura 33 – Coordenograma Relé Principal – FU-20	79
Figura 34 – Localização dos religadores na planta da empresa	80
Figura 35 – Zona de proteção Religador REL-1	83
Figura 36 – Coordenograma Religador REL-1	84
Figura 37 – Sequência de operação dos religadores	85
Figura 38 – Zona de proteção Religador REL-2.....	87
Figura 39 – Coordenograma do Religador REL-2.....	88
Figura 40 – Verificação da curva de dano do condutor 1/0 CA	94
Figura 41 – Verificação da curva de dano do condutor 2 CA	94
Figura 42 – Diagrama da rede modelada no Elplek após implementações	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ocorrências de curto-circuito no setor elétrico	15
Tabela 2 – Correntes nominais e de fusão dos elos tipo K	28
Tabela 3 – Orientações para dimensionamento dos elos tipo K	39
Tabela 4 – Orientação para obter seletividade entre elos tipo K e H	41
Tabela 5 - Orientação para obter seletividade entre elos tipo K.....	41
Tabela 6 – Fator K considerado na coordenação religador – elo fusível.....	42
Tabela 7 – Síntese dos critérios de dimensionamento de elos fusíveis	45
Tabela 8 – Orientação para dimensionamento dos elos em consumidores primários	46
Tabela 9 - Orientação para dimensionamento dos elos em proteção de transformadores	47
Tabela 10 – Orientação da CEMIG para obter coordenação entre elos do tipo K	51
Tabela 11 - Orientação da CEMIG para obter coordenação entre elos do tipo K e H	51
Tabela 12 – Levantamento de impedâncias acumuladas nas barras do circuito	57
Tabela 13 – Relação de subestações da planta.....	63
Tabela 14 – Relação de trechos de rede existentes	65
Tabela 15 – Relação de dispositivos de proteção existentes	66
Tabela 16 – Valores de impedância dos condutores da rede	67
Tabela 17 – Valores de impedância dos condutores da rede	68
Tabela 18 – Valores de impedância dos condutores da rede	69
Tabela 19 – Relação de elos substituídos.....	78
Tabela 20 – Classificação das VTCDs	89
Tabela 21 – Análise de afundamento de tensão para curto-circuito monofásico	90
Tabela 22 – Estratificação das VTCDs.....	91
Tabela 23 – Fator de ponderação das VTCDs.....	92
Tabela 24 – Avaliação das subestações com capacidade superior a 300 kVA.....	92
Tabela 25 – Relação de dispositivos de proteção após implementações e avaliações	97
Tabela 26 – Resumo das modificações sugeridas no sistema de proteção.....	98

LISTA DE SIGLAS

FU	Elo fusível
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
CC	Curto Circuito
<i>Trip</i>	Disparo de abertura do relé/ disjuntor
<i>Inrush</i>	Corrente de magnetização de transformador
VTCD	Variação de tensão de curta duração

LISTA DE ANEXOS

Anexo I – Coordenograma Disjuntor Entrada – FU2	106
Anexo II – Coordenograma FU5 – FU-SE10	106
Anexo III – Coordenograma FU6 – FU-SE01	107
Anexo IV – Coordenograma FU7 – FU-SE02.....	107
Anexo V – Coordenograma FU8 – FU1-SE03.....	108
Anexo VI – Coordenograma FU10 – FU1-SE11.....	108
Anexo VII – Coordenograma FU10 – FU2-SE11.....	109
Anexo VIII – Coordenograma FU12 – DJMT-SE15.....	109
Anexo IX – Coordenograma FU11 – FU-SE12.....	110
Anexo X – Coordenograma DJMT – Entrada – DJMT-SE07.....	110
Anexo XI – Coordenograma FU16 – FU-SE09.....	111
Anexo XII – Coordenograma FU17 – FU19	111
Anexo XIII – Coordenograma FU18 – FU-SE04.....	112
Anexo XIV – Coordenograma FU20 – FU2-SE13	112

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Objetivos	12
1.2	Delimitações do projeto	13
1.3	Estrutura do trabalho	13
2	Fundamentação teórica	14
2.1	Sistema elétrico de potência	14
2.2	Faltas.....	15
2.3	Corrente de curto circuito	16
2.3.1	Componentes simétricas	17
2.3.2	Teorema de Fortescue	18
2.3.3	Sistema trifásico de sequência positiva, negativa e zero	18
2.4	Corrente de <i>Inrush</i>	19
2.4.1	<i>Inrush</i> do transformador	20
2.4.2	Método simplificado 1	20
2.4.3	Método simplificado 2.....	20
2.4.4	Método completo	21
2.5	Topologia do sistema elétrico radial	21
2.5.1	Radial simples	21
2.5.2	Radial multi-aterrado	22
2.6	Cálculo das correntes de curto-circuito	23
2.6.1	Curto circuito trifásico	23
2.6.2	Curto circuito bifásico	24
2.6.3	Curto circuito fase-terra	25
2.6.4	Curto circuito fase-terra mínimo	26
2.7	Proteção de sistemas elétricos de potência	27
2.7.1	Chave fusível.....	27

2.7.2	Chave fusível religadora.....	29
2.7.3	Religador.....	30
2.7.4	Relés de sobrecorrente.....	31
2.7.5	Disjuntor.....	33
2.8	Coordenação e seletividade.....	34
2.9	Filosofias de proteção.....	36
2.9.1	Critérios de projeto recomendados pela CPFL.....	37
2.9.2	Critérios de projeto recomendados pela CEMIG.....	43
2.10	Trabalhos relacionados.....	51
3	Metodologia.....	53
3.1	Seleção da rede a ser estudada e coleta de dados.....	53
3.2	Modelagem da rede.....	54
3.3	Estudo de curto circuito.....	56
3.3.1	Valores calculados.....	56
3.3.2	Valores simulados (ELPLEK).....	58
3.4	Definição da filosofia de proteção adotada.....	58
3.5	Elos fusíveis.....	59
3.6	Disjuntores de MT.....	60
3.7	Avaliação final e recomendações.....	60
4	Estudo de caso.....	62
4.1	Características da rede.....	62
4.2	Organização dos dados.....	65
4.3	Análise de curto circuito.....	66
4.4	Avaliação da proteção existente.....	68
4.4.1	Coordenação FU-15 e FU-SE08.....	70
4.4.2	Coordenação FU-17 e FU-18.....	72
4.4.3	Coordenação FU-20 e FU1-SE13.....	73

4.4.4	Coordenação FU-21 e FU-SE14	75
4.4.5	Avaliação do elo FU2 (6K).....	76
4.5	Ajuste do Relé Principal	78
4.6	Implementação de religadores	79
4.6.1	Religador 01 (REL-01).....	80
4.6.2	Religador 02 (REL-02).....	85
4.7	Avaliação da variação de tensão nas subestações	88
4.8	Avaliação da curva de dano dos condutores.....	93
5	Análise dos resultados.....	96
5.1	Dispositivos de proteção	96
5.2	Implementação de disjuntores de MT nas subestações.....	97
5.3	Montagem sugerida para a rede estudada.....	98
5.4	Considerações Finais e Recomendações	100
6	Conclusão.....	101
7	Referências.....	104
8	Anexos.....	106

1 INTRODUÇÃO

É notória a importância da energia elétrica nos dias atuais, influenciando diretamente em todos setores da sociedade, provendo segurança, conforto e principalmente permitindo o desenvolvimento, sendo um serviço imprescindível no que diz respeito à qualidade de vida (CONTECO, 2019).

Temos observado o exponencial crescimento do consumo de energia e conseqüentemente do setor elétrico. Diante dessa demanda se torna necessário um sistema elétrico cada vez mais robusto, confiável e seguro, permitindo que a indústria e economia siga progredindo cada vez mais. Para tornar isso possível são necessárias implementações constantes nos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica garantindo condições de fornecimento mais seguro e contínuo da energia elétrica.

As faltas em regime permanente representam um dos principais problemas na distribuição de energia elétrica. Para isso se dá a importância de uma precisão e assertividade nos estudos de proteção e seletividade nas redes de média tensão, garantindo que não haja o desligue desnecessários de trechos da rede, ao mesmo passo que protege os trechos afetados pela causa da falta, evitando assim esse tipo de problema de continuidade do fornecimento.

Essa necessidade de uma proteção efetiva motivou o desenvolvimento deste trabalho, reavaliando a proteção existente e sugerindo possíveis implementações no sistema de proteção do caso estudado.

1.1 Objetivos

Estudar as metodologias, premissas e filosofias de proteção utilizadas pelas normas vigentes em análise de caso, aplicando em rede particular de MT (23 kV) com intuito de avaliar as proteções existentes, visando propor melhorias no sistema atual, quando aplicáveis.

Em específico:

- Avaliar as causas das faltas na rede que está sendo estudada;
- Realizar o levantamento dos métodos de proteção atualmente utilizados;
- Recalcular os parâmetros elétricos de impedância equivalente e correntes de curto-circuito em todos os pontos da rede existente;

- Implementar a rede estudada e realizar as simulações com o auxílio computacional utilizando do software Elplek;
- Reavaliar o dimensionamento dos cabos existentes utilizados nos principais ramais da rede;
- Avaliar os resultados das simulações e propor melhorias no sistema de proteção, incrementando e/ou substituindo elos fusíveis/ religadores e/ou disjuntores, quando for viável.

1.2 Delimitações do projeto

O presente trabalho se limita às proteções para sobrecorrente e faltas de alta impedância na rede de distribuição estudada, avaliando as proteções existentes, recalculando os elos fusíveis e propondo implementações que possam torná-la mais segura. Não serão avaliados critérios como paralelismo dos geradores, proteções direcionais, proteções de sub e sobretensão, assim como dimensionamento de postes e acessórios da rede existente.

1.3 Estrutura do trabalho

O trabalho está estruturado conforme os capítulos que seguem:

- 2 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA;
- 3 – METODOLOGIA;
- 4 – ESTUDO DE CASO;
- 5 – ANÁLISE DOS RESULTADOS;
- 6 – CONCLUSÃO;
- 7 – REFERÊNCIAS;
- 8 – ANEXOS.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para a melhor compreensão dos estudos que serão apresentadas neste trabalho, foi necessário o desenvolvimento de pesquisas de conceitos e teorias que suportassem e evidenciassem tais análises.

Baseado em normativas e estudos já existentes nesta área de pesquisa, foram consideradas teorias apresentadas nos seguintes subcapítulos deste trabalho.

2.1 Sistema elétrico de potência

À nível de análises envolvendo o sistema elétrico de potência, é importante que possamos desmembrá-lo devido a sua vasta dimensão e complexibilidade (COMASSETO, 2008). Sendo então dividido em três grandes setores: Geração, Transmissão e Distribuição. Estes três setores, apesar de analisados individualmente, são totalmente dependentes uns dos outros, por isso torna essa análise mais complexa. Uma vez tendo falhas no setor de geração, os dois setores subsequentes serão impactados, motivo este que justifica a alta sensibilidade do setor de distribuição, uma vez que é afetado por falhas na geração e transmissão.

O sistema de geração é responsável pela conversão de energia (energia potencial, solar, térmica etc.) em energia elétrica (ABRADEE, 2019). No cenário atual, a geração de energia é representada por 56% proveniente de Usinas Hidrelétricas, 24,5% de Usinas Termelétricas, 11,9% Usinas eólicas, 3% PCHs, 2,7% Usinas fotovoltaicas e 1,5% provem de outros tipos de geração. Totalizando Potência fiscalizada de 183.077.590,67 kW (SGC, 2022).

Na geração a energia é produzida em média ou baixa tensão, a qual é elevada através de transformadores elevadores, a fim de reduzir a corrente e consequentemente o custo na transmissão da mesma.

A transmissão é encarregada de transportar a energia entregue pelo sistema de geração até as ramificações da distribuição, o qual já contempla outro setor. Por padrão, este setor é caracterizado pela operação das linhas de Alta Tensão (tensão nominal superior ou igual a 230 kV) (ANEEL, 2019).

Recebendo a energia em AT, a distribuição é responsável por rebaixar a tensão para padrões de média tensão e se encarrega de operar as redes e suas ramificações até os pontos de entrega de cada UC do sistema elétrico de potência. Este setor é subdividido em 3 blocos: Subtransmissão; distribuição primária e distribuição

secundária. Cada uma com seus respectivos níveis de tensão (34,5 – 138 kv; 13,8 – 34,5 kV e 220 – 380 V).

O enfoque fica para o sistema de distribuição neste trabalho, onde serão realizadas análises e estudo de proteção e seletividade das redes em questão.

2.2 Faltas

Faltas são definidas por condições que fogem da normalidade em um sistema elétrico, interrompendo a entrega/fornecimento da energia no mesmo. Fenômeno acidental que pode ser tanto transitório quanto permanente e geralmente iniciado por um curto circuito na rede, conceito este que será dissertado a seguir.

Elas são decorrentes de intervenções acidentais na rede de distribuição, que por ser exposta ao ambiente está mais susceptível a esse tipo de problema, decorrentes de fenômenos naturais (queda de galhos, vento, chuva etc.), elétricos e falhas humanas, como manutenção precária por exemplo.

Estes distúrbios impactam diretamente nos níveis de tensão e corrente da rede e conseqüentemente no que tange os indicadores de qualidade de energia. PRODIST é o conjunto de documentos que compõem os “Procedimentos de distribuição de Energia Elétrica” e em seus módulos, em específico módulo 8, são encontradas referências quanto a esses indicadores de qualidade de energia.

É importante que o fornecimento de energia seja contínuo e de qualidade, para isso cada empresa responsável pela distribuição de energia tem banco de dados para monitoramento de incidências deste tipo, visando implementar um sistema cada vez mais confiável. A obtenção e tratamento destes dados é realizada pela empresa responsável por cada trecho da rede de distribuição que foi concedida.

Conforme comenta (KINDERMANN, 1997), tais eventos ocorrem em sua grande maioria nas linhas de transmissão, ficando apenas um pequeno percentual das faltas associadas ao setor de geração e às subestações de energia.

Tabela 1 – Ocorrências de curto-circuito no setor elétrico

Setor do Sistema Elétrico	Curto-Circuito
Geração	06%
Subestação	05%
Linhas de Transmissão	89%

Fonte: (KINDERMANN, 1997).

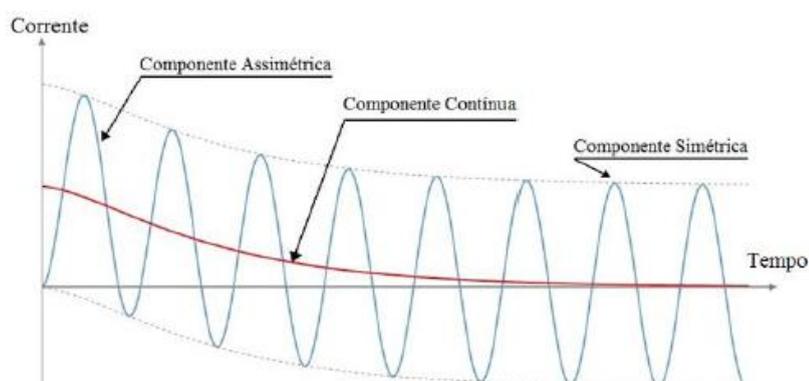
Os impactos da falta de energia para os mais variados setores podem ser imensuráveis, uma vez que não há uma previsibilidade para a ocorrência de faltas na rede elétrica e todos os setores sociais, econômicos e produtivos são impactados por tais eventos. Portanto, torna-se imprescindível sistemas de detecção e localização de falhas nas redes de distribuição, visto que reduzem eventos com significativo impacto financeiro e de custos operacionais em casos de interrupções na rede, fazendo assim, com que pequenos investimentos nessa área tenham retorno significativo (ZAMBONI, 2013).

2.3 Corrente de curto circuito

Compreendendo o conceito das faltas, é sabido que a maioria destes eventos são gerados por curto-circuitos. Estes por sua vez são definidos por situações onde dois ou mais pontos distintos energizados e não equipotencializados são conectados entre si, por meio de impedância muito baixa ou nula. Isso acarreta em severas alterações no sistema elétrico, como elevação abrupta de corrente e afundamento de tensão. Essas correntes elevadas são chamadas correntes de curto circuito.

Para estudo das correntes de curto-circuito é importante compreender que existem correntes de falta simétricas e assimétricas (KINDERMANN, 1997). As correntes de curto circuito possuem comportamento dividido em parte transitória (assimétrica) e de regime permanente (simétrica), conforme se observa na figura 1.

Figura 1 - Componentes da corrente de curto circuito



Fonte: (ZANETTA JR, 2008)

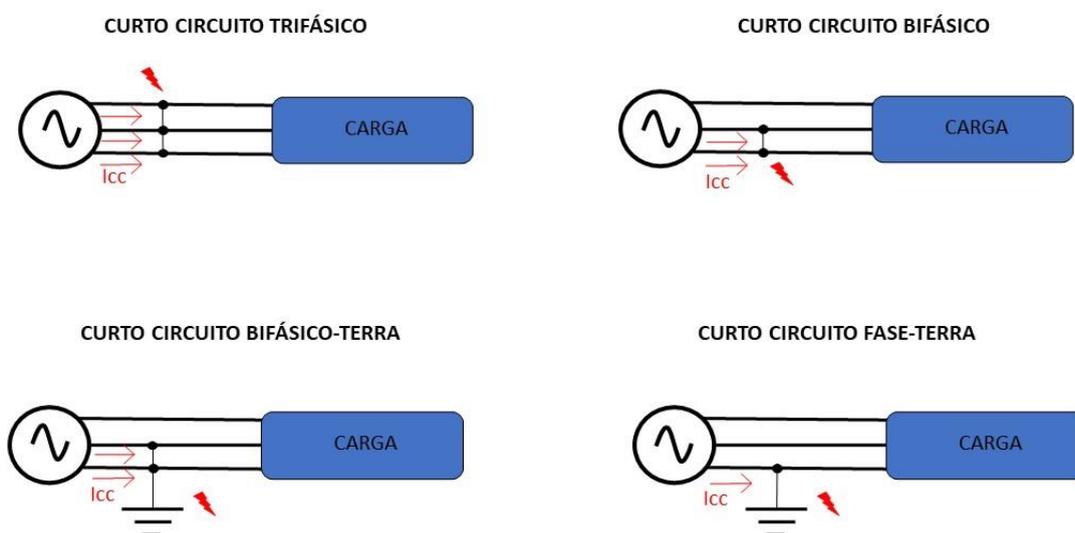
Ao ocorrer o curto circuito, os geradores da rede enxergam essa redução abrupta na impedância da linha e entregam corrente extremamente elevada tentando

manter a tensão nos níveis normais, por se tratar de uma falha, os equipamentos de proteção se encarregarão de isolar o trecho da rede no qual ocorreu o defeito (KINDERMANN, 1997).

Essa corrente inicialmente passa por um período subtransitório, onde se reduz rapidamente em magnitude, partindo para o período transitório (assimétrica) onde essa redução de magnitude acontece um pouco mais devagar e por fim estabiliza em regime permanente (simétrica) e tem seu valor estacionário até que haja a abertura de chave e/ou disjuntor de proteção.

Um curto circuito na rede de distribuição pode ser trifásico, de onde parte o diagrama de sequência positiva, bifásico, bifásico-terra e também monofásico-terra. Os diagramas para tais tipos de faltas podem ser observados na figura 2, respectivamente.

Figura 2 - Tipos de curto circuito



Fonte: Elaborado pelo autor.

2.3.1 Componentes simétricas

Para estudar as correntes de curto circuito se tornou necessário alguma ferramenta analítica capaz de modelar o sistema elétrico de potência, uma vez que em situações de falha, são gerados desbalanceamentos que dificultam e impossibilitam a análise destes eventos (KINDERMANN, 1997). Diante dessa demanda, em 1915 Charles LeGeyt Fortescue desenvolveu uma ferramenta capaz de modelar o sistema de fases desequilibradas em respectivas fases simétricas e

equilibradas, facilitando assim o estudo das correntes de curto circuito em sistemas elétricos de potência.

2.3.2 Teorema de Fortescue

O teorema de Fortescue consiste em modelar um sistema trifásico desequilibrado qualquer em três sistemas equilibrados distintos, chamando-os de componentes simétricas do sistema original. Estes são os fasores de sequência positiva, sequência negativa e sequência zero do sistema elétrico de potência e é através dos mesmos que se pode realizar o estudo das correntes de curto circuito.

A obtenção das componentes simétricas é obtida através da matriz de transformação de Fortescue:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Onde:

$$a = 1 \angle 0^\circ = 1 \angle 120^\circ$$

$$a^2 = 1 \angle -120^\circ$$

Com a matriz transformação, são obtidas as três componentes simétricas pela equação:

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix}$$

Ou então:

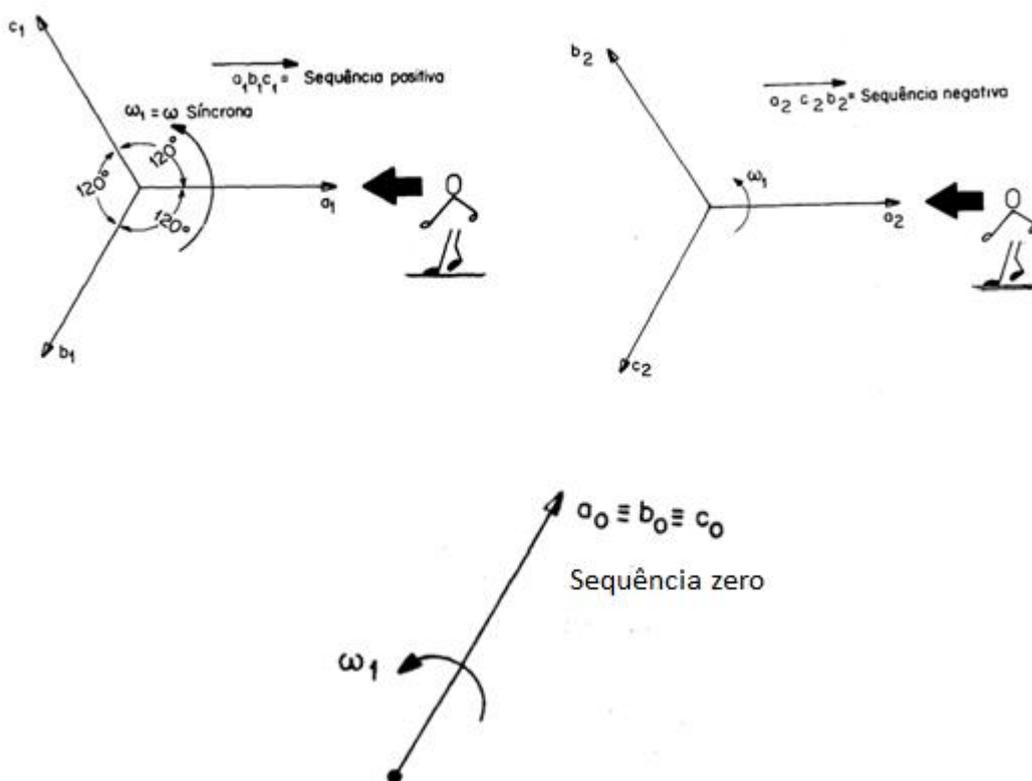
$$\begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix}$$

Como as componentes simétricas são decomposições partindo do sistema trifásico desequilibrado, se sobrepostas estas componentes realizando a soma vetorial, chegamos novamente no sistema original.

2.3.3 Sistema trifásico de sequência positiva, negativa e zero

O sistema de sequência positiva consiste em três fasores defasados em 120° entre si, com mesma magnitude e sequência de fase do sistema original. Já o sistema de sequência negativa é composto por 3 fasores também defasados em 120° entre si, com mesma magnitude do sistema original, porém tem sequência de fase invertida com o sistema original. Por fim, o sistema de sequência zero é composto por três fasores de módulo igual, em fase entre si e com sentido de rotação idêntico ao do sistema original (desbalanceado) e conseqüentemente ao sistema de sequência positiva.

Figura 3 - Componentes simétricas



Fonte: (KINDERMANN, 1997).

2.4 Corrente de *Inrush*

Inrush, derivado do termo “surto” em inglês é um evento conhecido pela rápida elevação de corrente ocasionada nas situações onde há a energização de transformadores. Observa-se juntamente com este fenômeno, o afundamento de tensão em grande parte dos casos. Este evento, apesar de transitório, deve ser levado

em consideração no estudo de proteção de redes, uma vez que pode ocasionar a atuação dos dispositivos por sobrecorrente (CPFL, 2016).

Para tornar a proteção efetiva, são consideradas orientações, vistas nas filosofias de proteção de cada distribuidora, a fim de “contornar” essa corrente e os dispositivos não serem sensibilizados por essa corrente.

Segundo o que é estabelecido no GED 2912 pode-se obter o valor da corrente de *Inrush* por diferentes métodos simplificados, os quais serão descritos abaixo.

2.4.1 *Inrush* do transformador

É apresentado na normativa o método utilizado na revista “O setor Elétrico” (MARDEGAN, 2010) para cálculo da corrente de *Inrush* em transformadores isolados à óleo, alimentados com fonte ideal e com potência de até 1 MVA.

$$I_{inrush} = 10 \cdot I_n$$

Ou seja, a corrente corresponde a 10x a corrente nominal do transformador. Todavia, é necessário realizar a correção deste valor para o local de instalação do transformador e para isso é considerado o valor de curto circuito trifásico no ponto desejado.

$$I_{inrush\ real} = \frac{1}{\frac{1}{I_{CC3\phi}} + \frac{1}{I_{inrush}}}$$

2.4.2 Método simplificado 1

Este método consiste no cálculo de I_{inrush} corrigido para cada transformador da rede, do início do alimentador até o ponto de estudo, somando tais correntes acumuladas.

2.4.3 Método simplificado 2

Assim como no método 1, este também considera a corrente de *Inrush* acumulada de cada transformador a jusante da chave estudada, porém este considera a somatória das potências de cada transformador para então calcular apenas uma corrente de *Inrush* equivalente, para então corrigir com o valor da corrente de curto circuito trifásico no local de instalação.

$$I_{inrush} = 10 \cdot \frac{\sum s}{\sqrt{3} \cdot V_{ff}}$$

E então:

$$I_{inrush\ real} = \frac{1}{\frac{1}{I_{CC3\phi}} + \frac{1}{I_{inrush}}}$$

2.4.4 Método completo

Para um cálculo mais preciso são consideradas impedâncias de *Inrush* de cada equipamento da rede, da origem do alimentador até o ponto de instalação do equipamento onde se deseja calcular, utilizando a impedância equivalente até tal local.

Este método consiste na maneira mais real de se obter um valor de corrente de *Inrush*, todavia para seu desenvolvimento, se dá por necessário o uso de softwares.

Com a impedância equivalente do circuito, é empregada a seguinte equação:

$$I_{inrush\ real} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3} \cdot Z_{eq}}$$

Onde V_{ff} é a tensão de alimentação do ramal e Z_{eq} é a impedância equivalente do ponto de instalação onde se deseja calcular a corrente de *Inrush*.

2.5 Topologia do sistema elétrico radial

Redes de distribuição de energia elétrica possuem diferentes topologias, podendo ser radial ou em anel, se diferenciando pela complexidade, confiabilidade e custo de execução em cada situação. O sistema de distribuição radial é o mais simples e menos custoso para ser implementado, sendo hoje a tipologia mais utilizada nas redes, todavia é menos eficiente quando comparado com a topologia anel (KINDERMANN, 1997).

O sistema radial pode ser: a) Radial simples; b) Radial multi aterrado. Sendo discutido a seguir as particularidades de cada caso.

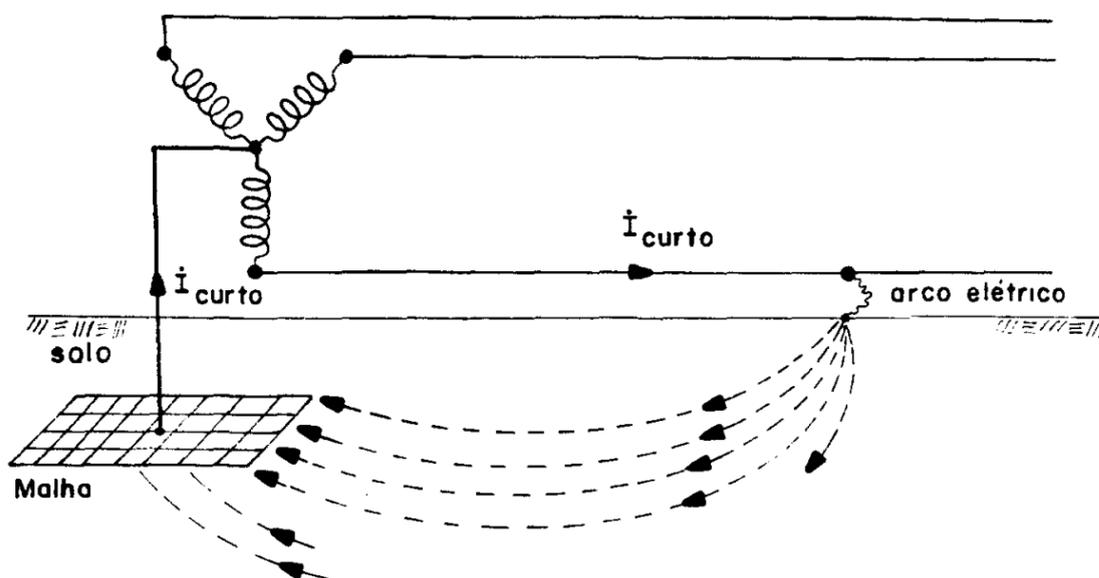
2.5.1 Radial simples

É composto por apenas três condutores, um para cada fase, ramificando e distribuindo a energia até os consumidores finais por apenas um caminho,

simplificando o fluxo de energia na rede e facilitando o estudo e a alocação dos dispositivos de proteção.

Um problema encontrado nessa topologia está na baixa sensibilidade à corrente de curto circuito, devido ao fato de que a corrente de falta monofásico-terra retorna pelo solo, uma vez que não há outro caminho neste sistema.

Figura 4 – Sistema radial simples

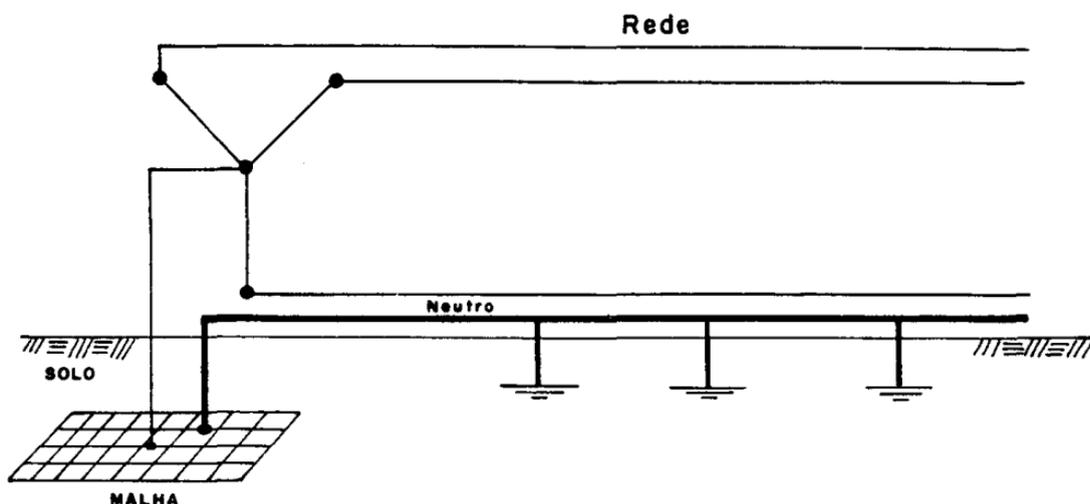


Fonte: (KINDERMANN, 1997)

2.5.2 Radial multi-aterrado

A fim de aumentar a sensibilidade da proteção à corrente de curto circuito, o sistema multi-aterrado possui 4 fios, três fases e um neutro multi aterrado, desse modo a corrente de curto monofásico-terra, segue retornando pelo solo, porém temos diversos caminhos de retorno, aumentando a sensibilidade da proteção (KINDERMANN, 1997). É importante lembrar, que apesar de não haver condutor neutro na rede compacta de distribuição de energia, podemos considerá-la um rede multi-aterrada, uma vez que o condutor mensageiro possui vários pontos de aterramento ao longo do sistema.

Figura 5 - Sistema radial multi-aterrado



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

No sistema radial, o cálculo das correntes de curto-circuito é mais simples de ser realizado, podendo ser avaliado através da impedância acumulada da rede até o ponto do defeito, aplicando então no circuito equivalente de Thévenin, conforme veremos a seguir.

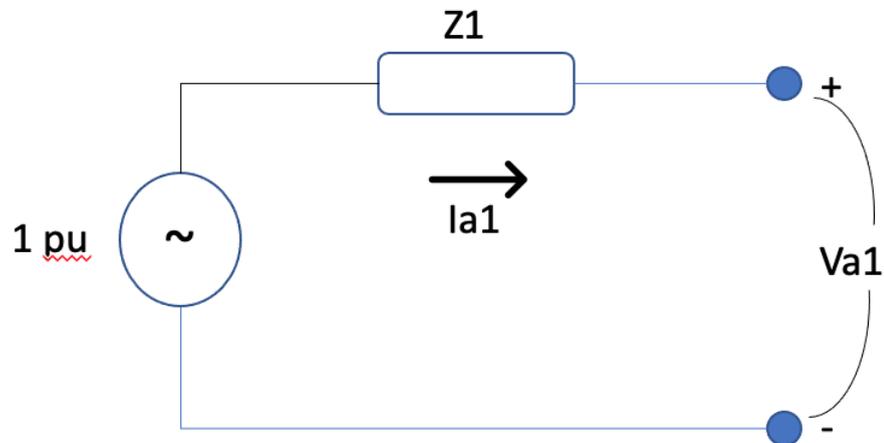
2.6 Cálculo das correntes de curto-circuito

Como vimos anteriormente, o curto circuito pode ser trifásico, bifásico, bifásico terra e monofásico-terra. A seguir veremos a metodologia para cálculo da corrente de curto circuito em redes de distribuição para cada uma das situações acima.

2.6.1 Curto circuito trifásico

É sabido que através da impedância acumulada do circuito elétrico, desde a geração até o ponto do defeito, é possível realizar o equivalente de Thévenin, podendo assim, obter o módulo das correntes de curto circuito em cada ponto do sistema. No caso do curto circuito trifásico, as correntes são balanceadas e por isso é apenas considerada a componente de sequência positiva (KINDERMANN, 1997).

Figura 6 - Diagrama de sequência positiva para curto circuito trifásico



Fonte: Elaborado pelo autor

Observando a malha da figura 6, se chega na seguinte equação para o módulo da corrente de curto-circuito trifásico:

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{|Z1|} I_{base}$$

2.6.2 Curto circuito bifásico

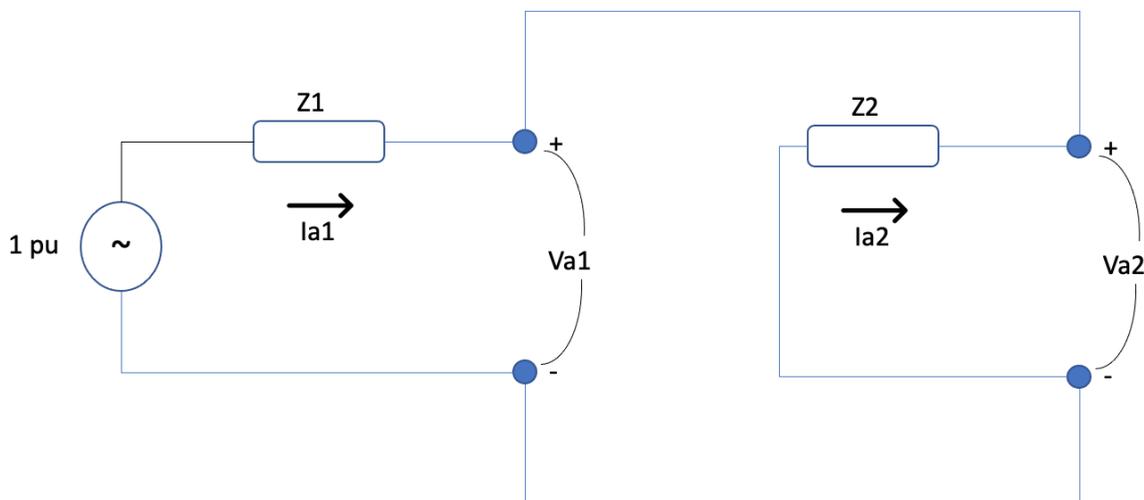
Em sistemas de distribuição os valores de impedância de sequência positiva e de sequência negativa são considerados iguais, uma vez que a geração está longe do ponto de análise. No curto circuito bifásico, diferente do caso anterior, são considerados ambas componentes de sequência positiva e sequência negativa para a análise de corrente, conectando os modelos em paralelo.

Neste caso, como as impedâncias são iguais, obtemos que as correntes de cada modelo são:

$$I_{a2} = -I_{a2}$$

Como podemos observar na malha:

Figura 7 - Diagrama para cálculo de curto circuito bifásico



Fonte: Elaborado pelo autor

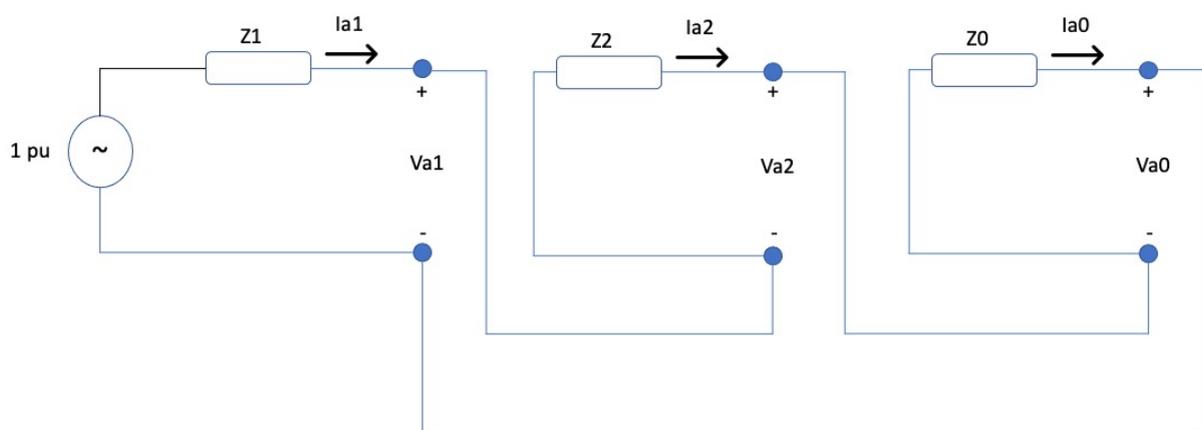
E desta maneira, aplicando o teorema de Fortescue, é possível obter a seguinte igualdade:

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3\phi}$$

2.6.3 Curto circuito fase-terra

Já na situação de curto monofásico-terra, segundo (KINDERMANN, 1997), o modelo de sequência zero também é considerado para o cálculo da corrente, porém desta vez os três modelos são ligados em série para realizar a análise de malha.

Figura 8 – Diagrama para cálculo do curto circuito fase-terra



Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando a afirmação mencionada anteriormente, igualando as impedâncias de sequência positiva e sequência negativa, observamos a seguinte igualdade:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{2Z_1 + Z_0}$$

Aplicando a matriz transformação de Fortescue, tem-se:

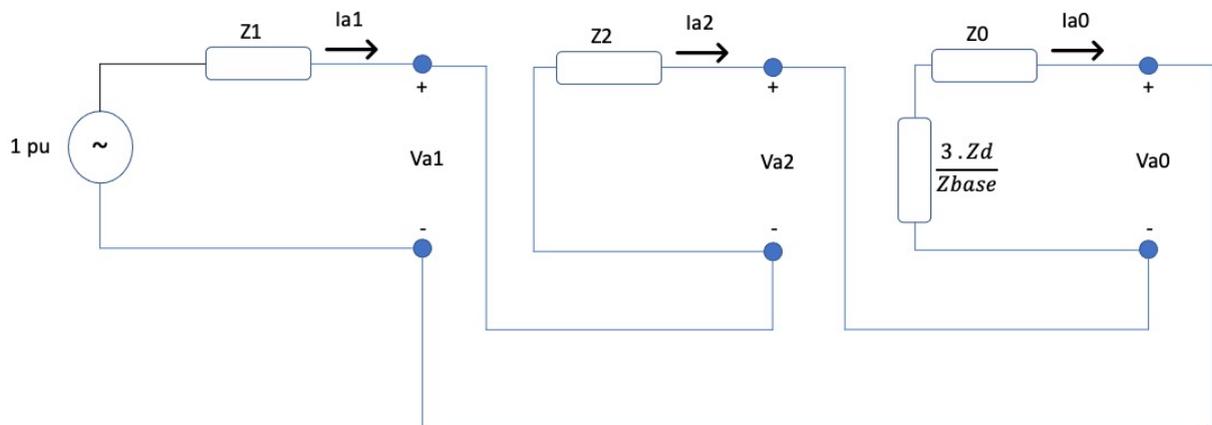
$$I_{cc1\phi-terra} = \frac{3}{|2Z_1 + Z_0|} I_{base}$$

2.6.4 Curto circuito fase-terra mínimo

O valor da corrente de curto fase-terra mínimo é definido levando em consideração também o valor de impedância no local do defeito, fato esse que dificulta na obtenção de valores precisos, uma vez que este valor de impedância depende de condições específicas do solo de cada local onde há a falha (KINDERMANN, 1997).

Nessa condição de curto circuito, o módulo da corrente é obtido através da ligação da impedância de defeito em série com o modelo de sequência zero do sistema elétrico, conforme figura abaixo.

Figura 9 - Diagrama para cálculo do curto circuito fase-terra mínimo



Fonte: Elaborado pelo autor

Pela dificuldade de se estimar um valor para a impedância de defeito (Z_d), hoje são utilizados valores especificados pela filosofia de proteção de cada concessionária, variando para diferentes regiões do país.

Analisando a malha acima, e relacionando com a situação de curto circuito fase-terra, verifica-se que a corrente fase-terra mínima respeita a seguinte igualdade.

$$I_{cc1\phi-terra\ min} = \frac{3}{\left| 2Z_1 + Z_0 + \frac{3Z_d}{Z_{base}} \right|} I_{base}$$

2.7 Proteção de sistemas elétricos de potência

Segundo (COMASSETO, 2008), a proteção das redes de distribuição é essencial visando manter a integridade do sistema elétrico em si, juntamente à dos operadores da rede, técnicos eletricitas e pessoas próximas de sua extensão.

Os dispositivos de proteção devem ser alocados na rede de modo a isolar os trechos que apresentem defeito, garantindo a operação contínua e segura do restante da rede. Dito isso, a correta aplicação dos dispositivos impacta diretamente nos índices de qualidade de energia, mais especificamente no que tange à continuidade, reduzindo então o custo de operação das redes em questão (CPFL, 2016).

Para realizar a proteção de redes de distribuição, os dispositivos mais comumente utilizados são chaves fusíveis, religadores, relés e disjuntores, todos com função de desacoplar o trecho com defeito do restante da rede, garantindo assim, a segurança da mesma.

2.7.1 Chave fusível

Chaves Fusíveis são os dispositivos mais utilizados em redes de distribuição, devido à sua simplicidade e baixo custo (CPFL, 2016).

A operação deste dispositivo consiste em romper o elo fusível instalado quando submetido à uma corrente acima do tolerável por cada elo. A corrente que flui pelo sistema eleva a temperatura no elo e ao passo que esta temperatura passa do limite tolerável/ projetado no elo, o mesmo se rompe interrompendo o fluxo de energia no trecho protegido (COMASSETO, 2008).

O elo é o equipamento responsável pela operação da chave fusível e este pode ser classificado como tipo K, H e T. Cada um com suas respectivas curvas e características de operação.

Os elos do tipo H são geralmente utilizados para a proteção de transformadores de menor potência, enquanto os elos tipo K e T são utilizados para ramais de redes de distribuição, assim como transformadores de potência mais elevada, lembrando que os elos tipo K tem atuação rápida e elos do tipo T tem ação lenta. Em nosso

estado, os elos utilizados são do tipo K e são construídos para romper com corrente igual a 2x sua corrente nominal, ao passo que permitem sobrecarga de até 1,5x dessa corrente, conforme afirma (COMASSETO, 2008).

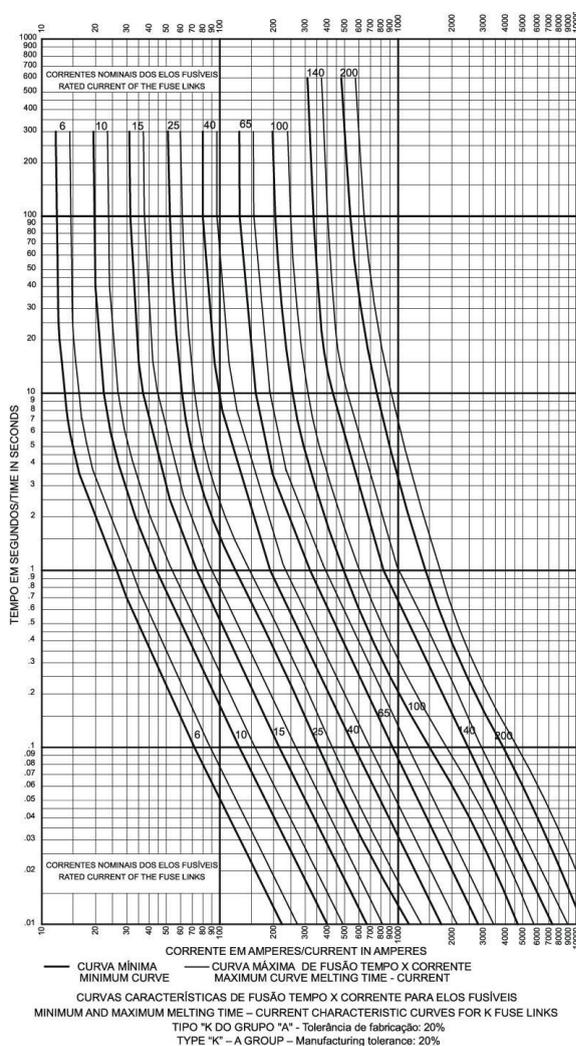
Tabela 2 – Correntes nominais e de fusão dos elos tipo K

Elo fusível	Corrente nominal	Corrente admissível	Corrente fusão
6	6A	9A	12A
10	10A	15A	20A
15	15A	22,5A	30A
20	20A	30A	40A
25	25A	37,5A	50A
30	30A	45A	60A
40	40A	60A	80A
100	100A	150A	200A

Fonte: Extraído de (COMASSETO, 2008). Página 127

Como o elo fusível é um dispositivo feito para operar/ abrir conforme a temperatura aumenta, há uma variabilidade na sua operação, não podendo então ser definido um tempo exato de atuação, como faria um relé, por exemplo. Por conta disso os elos fusíveis possuem faixa de operação definida pelas curvas de tempo mínimo de fusão e curva de tempo máximo de fusão, conforme mostra figura 10.

Figura 10 - Curvas de operação dos elos tipo K



Conforme veremos mais a diante, dependendo da filosofia de proteção de cada concessionária, são indicados e limitados diferentes tipos de elos para cada situação, visando uma proteção sempre coordenada e seletiva.

2.7.2 Chave fusível religadora

Em comparação aos elos fusíveis tradicionais, seu funcionamento é muito semelhante, porém nesse caso são montadas três chaves em uma mesma estrutura. Ao ocorrer a fusão do elo que conduz corrente ao circuito, o dispositivo transfere mecanicamente a condução de corrente para a próxima chave sequencial montada neste conjunto. O mesmo ocorre na queima deste segundo elo, até que se rompa o

último elo, situação em que haverá interrupção permanente do circuito, necessitando a substituição dos elos.

É vantajoso o uso de chaves fusíveis religadoras em situações onde há alto índice de faltas transitórias, evitando a o deslocamento desnecessário de equipes aos locais do defeito.

2.7.3 Religador

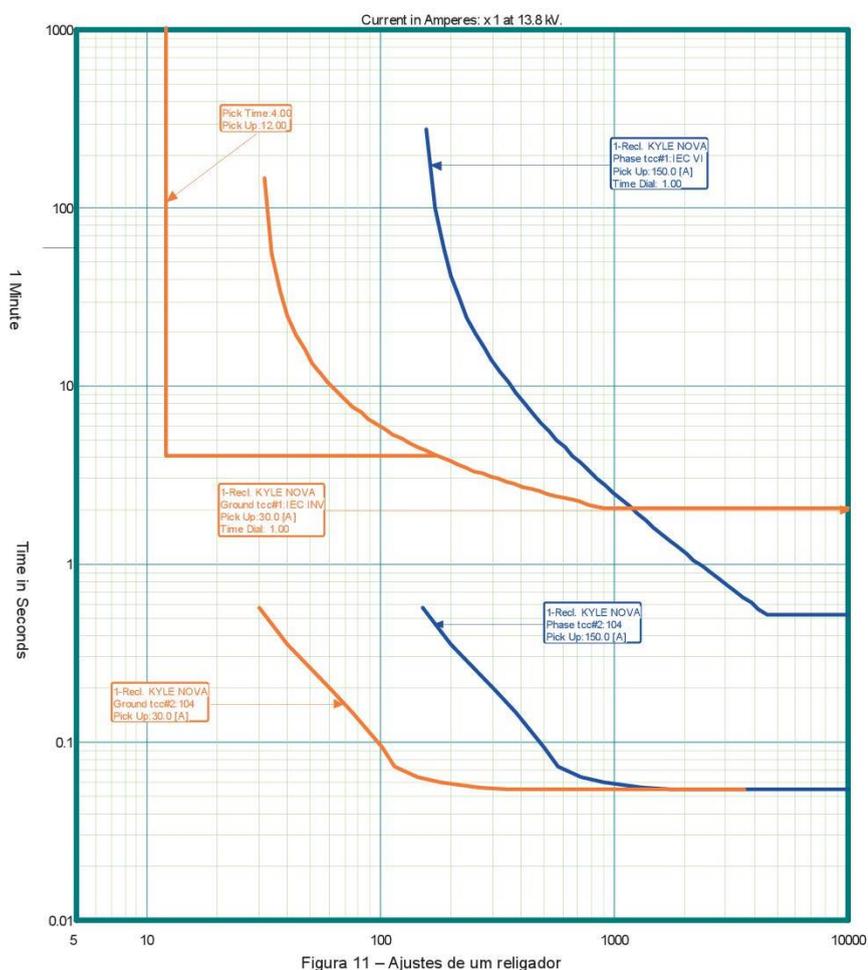
São dispositivos utilizados na proteção de redes de distribuição com o objetivo de atuar nas situações de defeitos transitórios, tanto nos trechos protegidos diretamente quanto trechos a jusante destes equipamentos, sendo assim, aplicados no “início” de ramais alimentadores das redes, longe dos pontos de entrega de energia.

A operação deste equipamento consiste em realizar o seccionamento do trecho, de acordo com a corrente lida em seus TCs e sua programação pré-estabelecida, de acordo com curva Tempo vs Corrente. O mesmo tem curvas rápidas de atuação, visando abrir em situação de defeito transitório, protegendo os elos fusíveis a jusante no trecho protegido e também curvas lentas de atuação, as quais são programadas para extinguir defeitos permanentes na rede, permitindo assim o rompimento dos elos fusíveis dos locais com defeito para posteriormente religar e reestabelecer o fornecimento de energia nos locais onde não houveram falhas (COMASSETO, 2008).

Para a programação de um religador na rede de distribuição, cada equipamento possibilita a escolha de diversas curvas rápidas e lentas de atuação, ficando a critério do projetista e de sua filosofia de proteção.

Na figura 11 observamos as curvas de operação rápida e lenta de um religador, conforme estabelecido por normativa (CEMIG, 2017), a adoção das curvas IEC por exemplo.

Figura 11 - Curvas de operação do religador



Fonte: Extraído de (CPFL, 2016).

Será realizado número definido de tentativas de fechamento após tempo pré-estabelecido pós falha e caso o defeito permaneça o religador fica bloqueado permitindo seu religue apenas de maneira manual, necessitando, o deslocamento da equipe até o equipamento para solução do problema. Geralmente são pré-estabelecidas operações de um religador, podendo ser a combinação de: Uma rápida e três lentas; duas rápidas e duas lentas; todas rápidas e todas lentas, ficando a critério, novamente, do projetista e de sua filosofia de proteção.

2.7.4 Relés de sobrecorrente

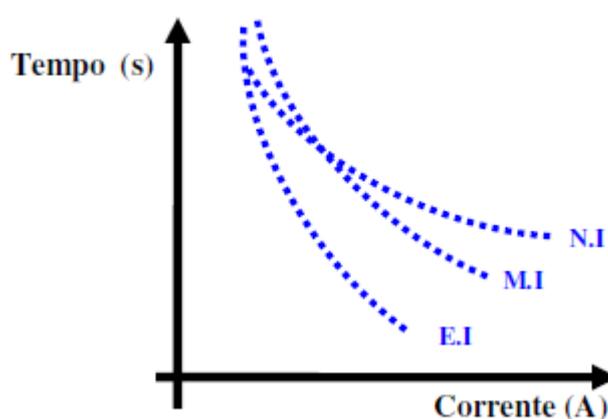
Relés são dispositivos utilizados na proteção de sistemas elétricos de distribuição e tem como função atuar em situações onde há corrente superior ao valor pré-estabelecido em programação, do mesmo modo que no religador. As proteções

por sobrecorrente podem ser para fase, onde o defeito acontece entre duas ou mais fases (curto-circuito trifásico ou bifásico) e também para neutro, no caso de corrente de curto retornando pela terra (curto-circuito fase-terra ou bifásico terra) (COMASSETO, 2008).

Os relés operam em curvas temporizadas 51 e 51N, fase e neutro respectivamente, com valores específicos estabelecidos de corrente e tempo para TRIP. Já na operação pelas funções 50 e 50N, o relé opera com atuação instantânea.

Para as funções 51 e 51N as curvas de Tempo vs Corrente são classificadas conforme sua declividade e categorizadas como: Normalmente inverso (NI); Muito inverso (MI) e Extremamente inverso (EI) (COMASSETO, 2008).

Figura 12 - Curvas características das funções 51 e 51N



Fonte: Extraído de (COMASSETO, 2008) Página 134

O ajuste do dial de tempo para os relés de sobrecorrente temporizados 51 e 51N varia geralmente na faixa de 0,05 até 0,1, sendo obtido através da seguinte igualdade:

$$t(i) = \left(\frac{k \cdot \beta}{i^\alpha - 1} \right) \cdot D$$

Sendo que:

$t(i)$ = tempo de operação [s];

k = múltiplo de tempo;

i = múltiplo da corrente de ajuste;

D = Dial de ajuste;

β e α = constantes especificadas para cada tipo de curva (NI, MI ou EI);

2.7.5 Disjuntor

Os disjuntores na distribuição de energia elétrica são empregados nas subestações protegendo alimentadores do sistema e tem função de desacoplar estes segmentos do restante do sistema, operando como uma chave liga/ desliga, sendo comandado por relés, os quais leem e interpretam sinais de corrente, tensão e frequência e conforme sua programação, mandam sinal de *TRIP* para o disjuntor. Para o religue a operação é semelhante, o relé operando conforme sua parametrização manda sinal de *CLOSE*, para a bobina de fechamento do disjuntor.

As especificações destes equipamentos são dadas por sua corrente nominal, que deve ser superior a corrente que passa pelo trecho protegido, capacidade de interrupção de corrente em kA. Além disso, a tensão nominal do disjuntor deve ser compatível com a tensão do sistema protegido e a classe de isolamento também deverá ser condizente com as condições em que será utilizado.

Atualmente estes dispositivos de média mais utilizados nas subestações operam com extinção de arco elétrico em cápsula a vácuo, porém ainda existem modelos de disjuntores PVO (pequeno volume de óleo) e disjuntores a gás SF6 (hexafluoreto de enxofre).

Figura 13 - Disjuntor de média tensão a vácuo



Fonte: (ABB, 2016)

2.8 Coordenação e seletividade

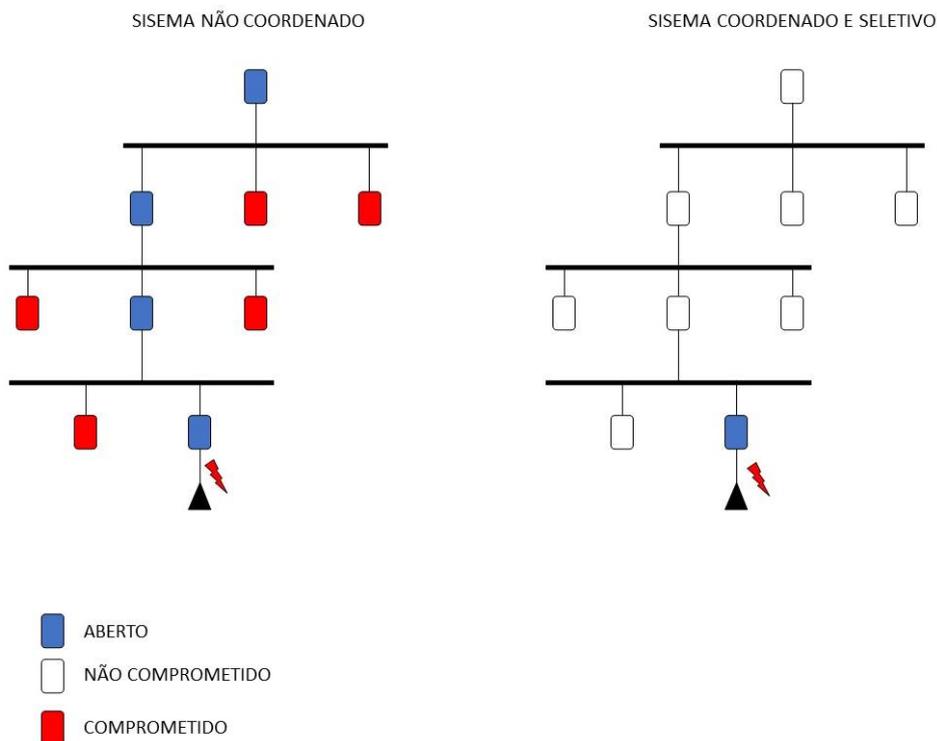
Um sistema coordenado é um sistema em que dois ou mais equipamentos ligados em série possam operar com ordem pré-definida, conforme filosofia de proteção, a fim de reestabelecer de maneira automática o fornecimento em caso de faltas transitórias e mantendo o sistema desligado em caso de defeitos permanentes na rede (CPFL, 2016).

Determinar uma ordem de operação dos dispositivos mencionados acima e empregados na rede de distribuição é uma tarefa que engloba o conhecimento da rede estudada, passando pelo estudo de curto circuito e através da filosofia de proteção adotada, podendo então definir quais os elos utilizados em cada ponto a ser protegido e realizando o ajuste dos equipamentos como religadores e relés, de forma a manter o sistema coordenado, atuando efetivamente para as situações de faltas temporárias e permanentes.

Por definição, seletividade de um sistema elétrico se dá pela capacidade do dispositivo mais próximo ao ponto do defeito de se antecipar, em relação ao dispositivo protegido (retaguarda). Isso faz com que o sistema não tenha trechos comprometidos sem a real necessidade, seccionando seus segmentos com mais eficácia (CPFL, 2016).

A correta coordenação e seletividade do sistema de distribuição é de extrema importância, uma vez que permite o funcionamento do mesmo de forma a minimizar o número de consumidores afetados, desligando apenas os trechos críticos para os diferentes tipos de faltas que podem ocorrer na distribuição. Abaixo vemos uma comparação entre um sistema coordenado e seletivo e outro não coordenado.

Figura 14 - Exemplo de sistema coordenado

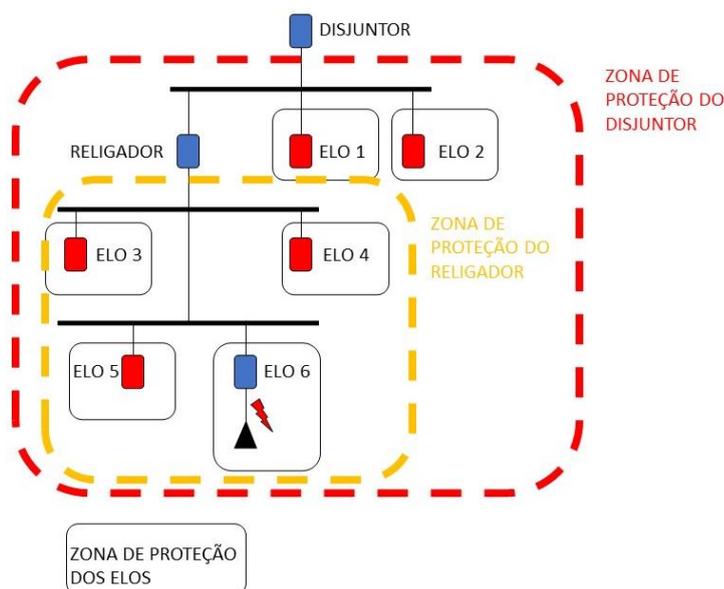


Fonte: Elaborado pelo autor

Relacionado com este tópico, existe o conceito de zonas de proteção, as quais são definidas por seções da rede protegidas por determinado equipamento. Cada trecho da rede de distribuição pode ser protegido por uma ou mais zonas de proteção, aumentando assim a confiabilidade do sistema. Deste modo existem dispositivos de retaguarda e dispositivos de proteção principal, conceitos importantes à medida que avançamos no entendimento dos critérios de coordenação e seletividade.

Como pode-se visualizar na figura abaixo, os elos 3, 4, 5 e 6 tem como proteção de retaguarda o religador. Assim como os elos 1 e 2 tem o disjuntor como sua proteção de retaguarda, no caso de falha em sua operação.

Figura 15 - Zonas de proteção



Fonte: Elaborado pelo autor

Os critérios para coordenação dos equipamentos dispostos nas redes de distribuição dependem da filosofia de proteção adotada por cada projetista, portanto serão discutidos em tópico a seguir e posteriormente exemplificados na metodologia deste trabalho.

2.9 Filosofias de proteção

É sabido que cada rede tem suas características específicas e merece uma análise individualizada, não sendo possível realizar um estudo genérico que seja aplicável para todos os sistemas elétricos. Isso se dá pelo fato de que cada rede tem sua topologia, seus pontos estão vinculados a valores singulares de impedâncias acumuladas na rede e principalmente cada situação possui trechos de rede diferentes nos quais temos cargas mais críticas, as quais devem ser priorizadas.

Com isto, o que existe é uma sequência de procedimentos adotados no estudo de proteção de redes de distribuição, os quais são especificados por cada concessionária local de energia elétrica. Este conjunto consiste no correto dimensionamento e ajuste dos equipamentos de proteção, como elos fusíveis e religadores. A seguir serão abordadas diferentes filosofias de proteção de algumas distribuidoras conhecidas.

2.9.1 Critérios de projeto recomendados pela CPFL

Conforme estabelecido no GED 2912 (CPFL, 2016), proteção contra sobrecorrentes tem como principal intuito a proteção da rede e seus equipamentos e indiretamente garantindo a segurança de pessoas e animais, melhora de indicadores de continuidade e qualidade de energia e redução dos custos de operação.

O grupo tem como premissas duas filosofias de proteção que diferem quanto ao objetivo principal da proteção quanto a faltas transitórias e permanentes. Lembrando que ao definir uma filosofia de proteção para a uma rede, é complexo o processo de transição em caso de mudança, pois tal mudança implica na substituição de equipamentos e na reavaliação de todo o estudo já realizado. As duas filosofias mencionadas em normativa são conhecidas como “Salva Fusível” e “Queima Fusível”, tendo prós e contras em cada situação, ficando à escolha do projetista em seu estudo de proteção.

“Salva fusível” é a filosofia que atua priorizando a operação dos religadores da rede, não sensibilizando os elos-fusíveis localizados perto do local de defeito em primeiro momento e religando o sistema após tempo pré-estabelecido em parametrização. Apenas após os religues estabelecidos, se o defeito for permanente, haverá o rompimento do elo fusível, desacoplando o trecho mais próximo. Esta filosofia tem como objetivo proteger o sistema de falhas transitórias, visando evitar o deslocamento de equipes para realizar a troca dos elos queimados em situação de faltas, sendo bastante útil em redes localizadas em regiões arborizadas, nas quais a ocorrência de faltas transitórias é maior.

Por outro lado, a filosofia “Queima Fusível” garante que os dispositivos de proteção localizados mais próximos ao local do defeito atuem antes do religador, para defeitos permanentes e inclusive temporários. Isso garante que outros trechos da rede não sejam impactados com o defeito, uma vez que não há a atuação do religador, apenas a zona de proteção do elo-fusível em questão é desacoplada do restante da rede. A aplicação dessa metodologia é importante para situações onde “piscas” no fornecimento de energia podem causar danos às instalações, como linhas de produção, por exemplo.

Como foi visto previamente, os dispositivos mais simples utilizados na proteção de redes de distribuição são os elos fusíveis. Segundo GED 2912 da CPFL o dimensionamento destes equipamentos é realizado seguindo os seguintes critérios:

O menor elo que se deve utilizar em redes urbanas é o elo 15K, sendo 10K para redes rurais, salvo em casos onde o uso do elo 6K é imprescindível. Isto evita com que haja queimas desnecessárias no sistema, pois elos menores tem maior sensibilidade a correntes de surto e descargas atmosféricas (CPFL, 2016).

- A corrente nominal do elo fusível deve ser superior à corrente de carga prevista no horizonte de estudo, nos próximos 3 a 5 anos. Lembrando que um sistema de proteção deve ser dimensionado levando em consideração o cenário futuro, após aumento de carga na rede. O fator de crescimento da carga (KF) é calculado de acordo com a seguinte equação:

$$KF = \left(1 + \frac{\%}{100}\right)^n$$

Onde:

% - fator de crescimento percentual anual;

n – Número de anos do horizonte de análise.

Portanto:

$$I_{elo} = KF \cdot I_{carga}$$

- O fusível deve comportar a corrente de magnetização (*Inrush*) na energização do circuito.

$$I_{0,13} > I_{inrush}$$

Sendo:

$I_{0,13}$ = corrente de fusão do elo para $t = 0,13s$.

- A corrente da curva de atuação do elo em $t = 300s$ deve ser inferior ao valor de corrente de curto fase-terra mínimo do trecho onde o elo faz proteção de retaguarda;

$$I_{300} < ICC_{fase-terra\ min}$$

- O elo escolhido deve, além de obedecer aos critérios acima, ser o menor possível que atenda também a seletividade com os outros dispositivos da rede.

Tabela 3 – Orientações para dimensionamento dos elos tipo K

Elo	Corrente de carga máxima (A)	Corrente de curto-circuito Fase-terra mínima (A)	Corrente de <i>inrush</i> máxima $I_{0,13}$ (A)
6K	6	14	60
10K	10	23	110
15K	15	37	190
25K	25	60	315
40K	40	85	510
65K	65	150	800

Fonte: Extraído de GED 2912 (CPFL, 2016), página 19.

Passando para o uso de religadores na rede de distribuição, dispositivos supracitados e com seu funcionamento apresentado, temos hoje dispositivos modernos que possuem relés digitais e permitem uma variada escolha de curvas, incluindo as normatizadas pela IEC 60.255 e ANSI c37.112, além das curvas Kyle (CPFL, 2016).

A normativa estabelece os seguintes critérios para o procedimento ajuste e parametrização:

- O ajuste de pick-up do religador deve obedecer aos seguintes critérios:

Em religadores com bobina série:

$$I_n > KF \cdot I_{carga} \text{ ou } I_{PF} > 2 \cdot KF \cdot I_{carga} \quad (I_{PF} = 2 \cdot I_n)$$

Onde:

I_n = corrente nominal da bobina;

KF = Fator de crescimento da carga;

I_{carga} = Corrente máxima passante no ponto de instalação;

I_{PF} = Corrente de pick-up do religador;

Já em religadores com relés eletrônicos os critérios são os seguintes:

$$I_{PF} > KF \cdot I_{carga}$$

- A corrente de pick-up deve ser menor que a corrente de curto-circuito bifásico do final do trecho onde se quer que o religador faça proteção de retaguarda, considerando o fator de segurança (FS) adotado para ajuste.

$$I_{PF} < \frac{ICC_{2\phi min}}{FS}$$

Onde:

$I_{cc_{2\phi min}}$ = Menor valor de corrente de curto bifásico da zona de proteção do religador.

Como visto no funcionamento deste tipo de equipamento, devem ser ajustadas curvas rápidas e lentas de operação e os critérios tal ajuste são descritos abaixo:

As curvas lentas devem ser selecionadas de modo a: Garantir coordenação e seletividade dos elos instalados à jusante; garantir que não haja operação em menos de 100 ms para corrente de I_{inrush} no ponto de instalação do dispositivo. Podem ser realizados ajustes nas curvas existentes, somando valores de tempo, a fim de evitar a atuação do equipamento nessa condição de I_{inrush} .

Existe uma infinidade de curvas temporizadas de atuação dos religadores, deixando a critério do projetista a escolha da mais adequada para cada situação e é importante que tal escolha permita a correta coordenação com o restante dos dispositivos instalados na rede. Para tal regulação observa-se graficamente as curvas sobrepostas do religador e dos elos fusíveis a jusante, facilitando o processo de seleção e ajuste.

- A corrente de pick-up de terra deve ser ajustada para 5A, quando possível, e em caso de operação exagerada do equipamento, é aconselhado o ajuste da corrente para 10A. Lembrando que se tal ajuste não solucionar o problema, deve-se revisar a rede, tendo então como limite a corrente de pick-up de 10A;
- Possuindo unidade sensível de terra, este ajuste é permitido para 20 A, 30 A ou até valores superiores;
- Os religadores devem realizar no máximo 4 operações, sendo elas temporizadas ou instantâneas;

Em redes situadas em zonas rurais, estas quatro operações devem ser preferencialmente duas rápidas e duas temporizadas, garantindo que efeitos transitórios que são mais comuns nesse tipo de rede ocasionem muitas queimas de elos fusíveis.

É importante atentar para as correntes de *Inrush* pois elas podem representar problemas em nossos estudos de proteção, uma vez que a curva rápida de atuação dos religadores pode ser sensível a estas situações. Para isso, a CPFL sugere a

adição de um tempo definido à curva rápida do religador, de modo a dessensibilizar a proteção da corrente de *Inrush*. Outra alternativa sugerida é a utilização de um tempo mínimo de resposta na faixa dos 100 – 150 ms.

Segundo a normativa, a seletividade entre fusíveis consiste em fazer com que o fusível mais próximo do ponto de falta opere, tanto em faltas transitórias quanto permanentes. Na NBR 7282 é definido que um sistema seletivo deve ter elo protetor com tempo de abertura de no máximo 75% do tempo mínimo do elo protegido, garantindo a operação do elo protetor, isolando apenas a zona de proteção mais próxima ao defeito (ABNT, 2020).

A seguir podemos observar as tabelas adotadas pela CPFL para a seletividade entre elos fusíveis do tipo K e H, e entre elos do tipo K.

Tabela 4 – Orientação para obter seletividade entre elos tipo K e H

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido					
	6K	10K	15K	25K	40K	65K
0,5H	60	100	200	400	700	1000
1H	30	100	200	400	700	1000
2H	15	60	200	400	700	1000
3H	10	80	200	400	700	1000
5H	10	80	200	400	700	1000

Fonte: Extraído de GED 2912 (CPFL, 2016), página 42.

Tabela 5 - Orientação para obter seletividade entre elos tipo K

Elo fusível protetor	Elo fusível protegido				
	10K	15K	25K	40K	65K
6K	70	190	340	600	1100
10K	-	130	320	570	1000
15K	-	-	230	520	1000
25K	-	-	-	310	880
40K	-	-	-	-	520

Fonte: Extraído de GED 2912 (CPFL, 2016), página 42.

Quando adotada a filosofia “Queima Fusível”, a proteção deve garantir a seletividade Relé – Elo Fusível, fazendo com que o relé não atue antes do elo protetor. Esta seletividade é descrita no GED 2912 pela capacidade do elo abrir com tempo de

no máximo 75% do tempo da atuação temporizada do relé. Em situações de curto-circuito bifásico a corrente de falta no local de instalação do elo deve ser comparada à corrente de curto-circuito do final do trecho protegido pelo elo, já considerando o fator de segurança (FS). Já em curto circuito fase-terra, as correntes analisadas para seletividade são as correntes de curto circuito fase-terra mínimo, para o ponto de instalação do elo até o final do trecho protegido pelo mesmo (CPFL, 2016).

Por outro lado, se a filosofia adotada for “Salva fusível”, o sistema é projetado para garantir a coordenação entre relé – elo-fusível, operando no desligue do disjuntor antes do elo, salvando o fusível em situações de defeitos transitórios, queimando o fusível apenas em situações onde o defeito permaneça. Para isso, o relé deve atuar em primeira instância com curva rápida e suas próximas atuações em curva temporizada.

A coordenação Religador – Elo fusível prioriza a atuação rápida do religador antes de queimar o elo, ou seja, permite que o religador realize suas atuações rápidas e funde o elo na operação temporizada do religador. Para realizar tal coordenação deve-se observar na sobreposição da curva de fusão mínima do elo com a curva de atuação rápida do religador, multiplicando-a pelo fator de segurança (K), esta análise nos mostra a maior corrente na qual haverá tal coordenação. Para a menor corrente em que ocorre a coordenação, se avalia a curva de interrupção máxima do elo com a curva de atuação temporizada do religador multiplicada por 0,9.

Os valores do fator K, para a corrente máxima em que existe tal coordenação, estão disponíveis na tabela a seguir:

Tabela 6 – Fator K considerado na coordenação religador – elo fusível

Tempo de religamento	Uma operação rápida	Duas operações rápidas
< 0,5s	1,25	1,8
> 0,5s e < 5,0s	1,25	1,35

Fonte: Extraído de GED 2912 (CPFL, 2016), página 48.

É orientado no GED 2912 que seja priorizado, sempre que possível, duas atuações rápidas seguidas de duas atuações temporizadas do religador, evitando a perda de fusíveis em faltas transitórias.

2.9.2 Critérios de projeto recomendados pela CEMIG

Para a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) a proteção de sobrecorrente do sistema de distribuição visa dar mais confiabilidade e segurança ao mesmo, indiretamente trazendo ganhos operativos advindos de um estudo efetivo e reduzindo o tempo total de reestabelecimento da energia (CEMIG, 2017).

São utilizadas basicamente três diferentes filosofias de proteção, são elas: proteção seletiva, proteção coordenada e proteção mista ou combinada. A proteção seletiva consiste no método de proteção onde apenas o dispositivo protetor (ou seja, o mais próximo do local do defeito) atue, evitando a operação dos dispositivos de retaguarda. Metodologia semelhante à filosofia “queima fusível” revisada da CPFL.

A filosofia de proteção coordenada visa eliminar as falhas transitórias no sistema, para isso os dispositivos de retaguarda, geralmente religadores, devem atuar antecipadamente e apenas depois de suas tentativas de reenergizar a rede, se a falha for permanente, os elos mais próximos ao local de defeito irão romper.

Já na filosofia de proteção mista, utiliza-se das duas metodologias acima, combinando seus benefícios em diferentes situações e avaliando qual método é mais apropriado em cada ponto da rede.

A CEMIG leva em consideração diversos aspectos no momento de definir qual será a filosofia aplicada em cada estudo de proteção pois tal escolha é decisiva na efetividade e na qualidade do serviço fornecido. Lembrando que uma vez escolhida filosofia a ser utilizada, a mudança não consiste em um procedimento simples. Níveis de importância das cargas, a necessidade de continuidade necessária para cada consumidor, densidade populacional em cada trecho da rede e aspectos naturais e geográficos devem ser considerados em tal análise.

Praticamente a filosofia seletiva costuma ser utilizada na proteção de redes situadas em zonas de grande concentração populacional, em cargas majoritariamente industriais, comerciais e hospitalares (onde a continuidade é mais importante), e conseqüentemente zonas urbanas onde a ocorrência de faltas transitórias é menor. Por outro lado, proteção coordenada costuma ser aplicada em menores centros urbanos e áreas rurais, afetando mais trechos em situações de faltas transitórias, porém evitando a queima desnecessária de dispositivos localizados próximos à falha nessas ocorrências.

Os critérios adotados para a escolha e ajuste dos dispositivos utilizados na proteção de sistema são apresentados na Norma de distribuição ND-4.15 disponibilizada pela CEMIG e serão comentados nesse capítulo. A normativa também contempla, em capítulo dedicado, os critérios pertinentes à localização de cada tipo de dispositivo.

Nas subestações adota-se o uso de disjuntores ou religadores para a proteção dos alimentadores na saída da SE. No caso dos religadores, são utilizados modelos microprocessados e alguns modelos de bobina série, em sua minoria. Já referente aos disjuntores que realizam a proteção dos alimentadores, são empregados modelos com extinção de arco a vácuo ou SF₆, comandados por relés microprocessados, reduzindo a manutenção dos mesmos.

Fora das subestações, os alimentadores são protegidos por religadores, seccionadores e elos-fusíveis. A utilização dos religadores se dá em maior parte no tronco dos alimentadores e em suas interligações com troncos de outros alimentadores, não os utilizando a jusante de elos fusíveis e respeitando o limite de quatro dispositivos ligados em série no mesmo alimentador.

Uma ressalva para a aplicação no tronco de alimentadores é a situação de transição aérea – subterrânea, onde é aconselhado o uso de elo-fusível ou mesmo o religador, porém com função de religamento desabilitada.

Os elos fusíveis são aplicados na proteção dos ramais de cada alimentador, em geral se deve priorizar o uso de chaves fusíveis repetidoras, desde que a capacidade máxima de interrupção seja 2 kA e que o maior elo utilizado seja 40 T ou 40 K (CEMIG, 2017).

O dimensionamento dos elos utilizados na rede é feito considerando as premissas a seguir:

- Deve tolerar corrente que flui no ponto/ trecho da rede a ser instalado;
- Corrente nominal deve ser de, no máximo, $\frac{1}{4}$ da corrente de curto circuito fase terra mínima no final da zona de proteção do mesmo, inclusive no trecho onde faz retaguarda, se possível.
- Deve-se empregar elos fusíveis 10 T ou 12 K ou superiores, a fim de garantir seletividade com a proteção dos transformadores da rede.

A CEMIG disponibiliza em norma uma tabela que relaciona os critérios supracitados, facilitando o entendimento de suas aplicações em redes de distribuição radiais:

Tabela 7 – Síntese dos critérios de dimensionamento de elos fusíveis

PONTO	EXTENSÃO	Km x kVA	PROTEÇÃO DE RETAGUARDA	COORDENAÇÃO C/PROTEÇÃO DE RETAGUARDA	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO				OBSERVAÇÃO
					DISJ.	REL	SECC	CH FUS.	
SAÍDA DO ALIMENT.	QUALQUER	QUALQUER	PROTEÇÃO DO BARRAMENTO	A ESTUDAR	X				AJUSTES BÁSICOS DADOS NA TABELA
TRONCO	QUALQUER	QUALQUER	DISJUNTOR			X			NUMERO MAXIMO DE DISPOSITIVO 4
			RELIGADOR			X	X		
RAMAL OU SUBRAMAL	>= 500	>= 650 (1)	DISJUNTOR	FUS. COORD.				X	UTILIZAR ELO TIPO T
				FUS. NÃO COORD.		X			
			RELIGADOR	FUS. COORD.				X	
				FUS. NÃO COORD.		X	X		
		SECCIONAL.	FUS. COORD.				X		
			FUS. NÃO COORD.			X			
	< 650 (1) < 2900 (2)	QUALQUER						X	
	< 500							X	DESLOCAR PROTEÇÃO DO TRAFÓ QUANDO APLICÁVEL
DERIVAÇÃO PARA CONSUMIDOR	QUALQUER	QUALQUER	QUALQUER					X	UTILIZAR ELO TIPO K Ou RELIGADOR
TRANSFORMADOR CAPACITOR								X	UTILIZAR ELO TIPO H ou K

(1) Circuito Monofásico

(2) Circuito Trifásico

Fonte: Extraído de ND-4.15 (CEMIG, 2017), página 41.

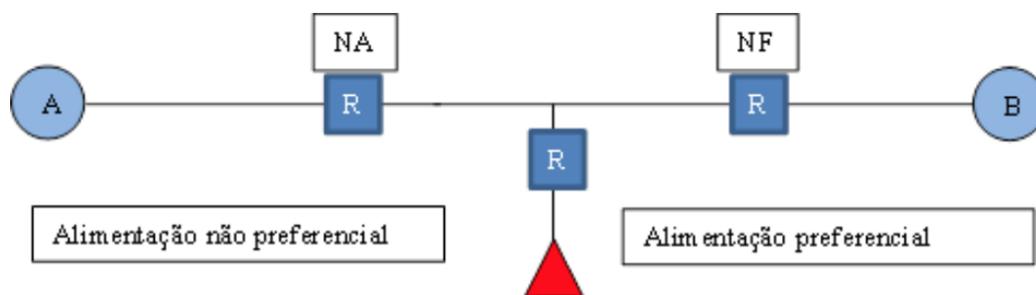
Clientes atendidos em tensão primária, devem ser protegidos por religador trifásico microprocessado no caso de: a) A proteção da derivação não permitir coordenação com o uso de elo-fusível; b) A derivação atender subestação compartilhada e c) Clientes com demanda inferior a 2.500 kVA onde não se consegue coordenação com uso de elo fusível.

Para unidades consumidoras com demanda contratada entre 2,5 e 6,0 MVA é previsto o seguinte, a fim de garantir o atendimento:

- Dupla alimentação, automatizada pela CEMIG;
- Deve ser instalado religador na derivação da rede de MT;
- Os religadores devem estar dispostos o mais próximo possível a UC atendida;

A seguir podemos observar a topologia utilizada para atendimento de clientes nestas condições:

Figura 16 – Aplicação de religadores em dupla alimentação



Fonte: Extraído de ND-4.15 (CEMIG, 2017), página 42.

O dimensionamento para os elos fusíveis protetores de consumidores primários deverá ser feito através de sua demanda, conforme é orientado na tabela a seguir:

Tabela 8 – Orientação para dimensionamento dos elos em consumidores primários

DEMANDA (kVA)		ELO FUSÍVEL		
		13,8 kV	22 kV	34,5 kV
ATÉ	15	1 H	1 H	1 H
ATÉ	30	2 H	1 H	1 H
ATÉ	45	3 H	2 H	2 H
ATÉ	75	5 H	3 H	2 H
ATÉ	112,5	6 K	5 H	3 H
ATÉ	150	8 K	5 H	5 H
ATÉ	225	12 K	8 K	6 K
ATÉ	300	15 K	10 K	8 K
ATÉ	450	20 K	15 K	8 K
ATÉ	500	25 K	15 K	10 K
ATÉ	550	25 K	20 K	10 K
ATÉ	650	30 K	20 K	12 K
ATÉ	750	40 K	25 K	15 K
ATÉ	850	40 K	25 K	15 K
ATÉ	1000	50 K	30 K	20 K
ATÉ	1500	80 K	50 K	30 K
ATÉ	2000	* 100 K	65 K	50 K
ATÉ	2500	* 140 K	80 K	50 K

* Com Porta-fusível de 200A
 - Quando não for possível coordenação com fusível deve-se utilizar Religador.

Fonte: Extraído de ND-4.15 (CEMIG, 2017), página 32.

A CEMIG também traz em normativa o conceito de zonas de proteção, salientando que, apesar de algumas situações não apresentarem coordenação, devem ter obrigatoriamente proteção seletiva por elo fusível e que nenhum ponto da rede deve ficar desprotegido.

Nas redes de distribuição da CEMIG, a proteção de transformadores é realizada no primário e o elo utilizado deve ser dimensionado de acordo com a potência de cada transformador, conforme indica tabela abaixo:

Tabela 9 - Orientação para dimensionamento dos elos em proteção de transformadores

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS			
POTÊNCIA (kVA)	ELO FUSÍVEL		
	13,8 kV	22 kV	34,5 kV
15	1 H	1 H	1 H
30	2 H	1 H	1 H
45	3 H	2 H	2 H
75	5 H	3 H	2 H
112,5	6 K	5 H	3 H
150	8 K	5 H	5 H
225	12 K	8 K	6 K
300	15 K	10 K	8 K

Fonte: Extraído de ND-4.15 (CEMIG, 2017), página 39.

Os religadores alocados na rede de distribuição são ajustados para atuar na ocorrência de faltas transitórias e para isso, é indicado as seguir as premissas abaixo:

Para o ajuste de pick-up de fase os critérios abaixo devem ser atendidos, obrigatoriamente:

- Ser superior a soma de toda carga do alimentador, considerando crescimento com a máxima corrente em transferências de carga;
- Ser menor que a menor corrente de curto-circuito bifásico da zona de proteção em estudo, considerando fator de segurança (FS=1,20).

$$I_{pickup} = \frac{I_{cc2\phi}}{FS}$$

- O valor de ajuste deve ser inferior à corrente máxima suportada no condutor;

Para o ajuste de pick-up de terra, por sua vez, são três critérios a serem atendidos para correta proteção da rede. O ajuste de proteção de terra deve ser menor ou igual a 30% do ajuste considerado para fase, ao mesmo passo que deve ser maior que a soma das correntes de máximo desequilíbrio de carga e de máximo desequilíbrio em transferências de carga. Além disso, este ajuste deve se limitar ao menor valor de curto circuito fase – terra mínimo considerando o fator de segurança (FS=1,20).

$$(I_{deseq.carga\ máx} + I_{deseq.Transf.\ máx}) \leq I_{ajuste} < \frac{I_{cc\phi t\ min}}{FS}$$

Embora em geral a limitação ser de 50 A, em situações onde a corrente máxima de desequilíbrio não supera os 5 A, deve-se limitar este ajuste para 30 A.

A normativa considera diferentes critérios para o ajuste do religamento automático a depender da rede ser rural ou urbana, uma vez que tais aspectos impactam diretamente no tipo de faltas que ocorrem no sistema.

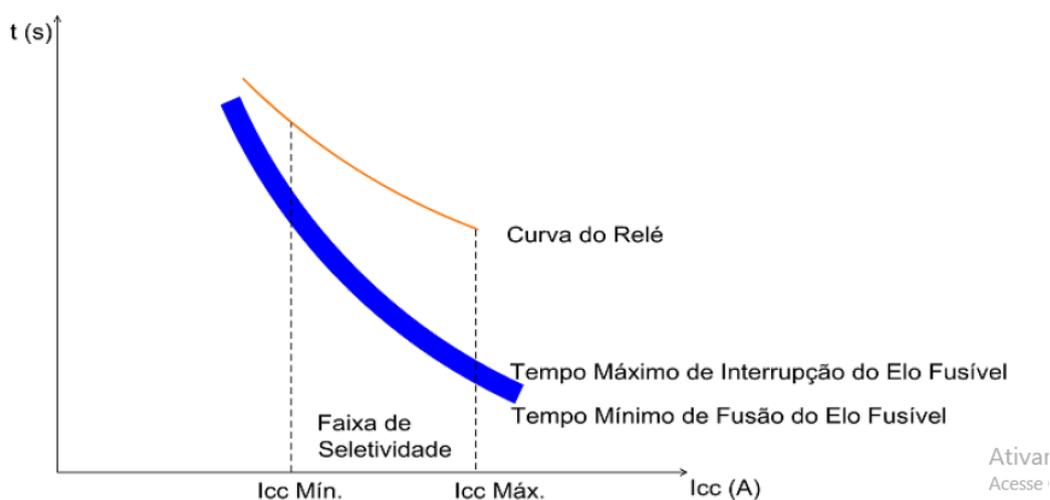
Genericamente é orientado que existam 2 ou 3 religações automáticas, sendo que no caso de duas tentativas, o primeiro religamento deve ocorrer em 10 s, já na operação em 3 religamentos, o primeiro deve ocorrer em 10 s e os seguintes com 20 segundos.

Na rede monofásica rural, a recomendação é que haja 4 religamentos automáticos, sendo 2 atuações rápidas e 2 lentas, com situações específicas onde é aconselhado o uso de 1 rápida e 3 lentas. Já em redes trifásicas urbanas é orientado para que seja utilizado uma curva rápida (filosofia coordenada) sempre que a carga protegida permitir. Caso não seja possível, é utilizado o ajuste para três curvas lentas.

Assim como na CPFL, a CEMIG também apresenta um algoritmo para a coordenação dos dispositivos de proteção da rede, orientando sobre a coordenação relé – fusível, relé – religador, religador – religador, religador – elo fusível e elo fusível – elo fusível. Para nossa análise de rede que será realizada ao longo deste trabalho, é de suma importância o conhecimento destas orientações a fim de basear os estudos realizados.

A seletividade entre relé e elo fusível é feita analisando as curvas do elo e do relé sobrepostas, conforme indica a figura 17.

Figura 17 – Exemplo de seletividade entre relé e elo fusível



Fonte: Extraído de ND-4.15 (CEMIG, 2017), página 50.

A coordenação entre relé – religador deve permitir que o religador realize sua atuação antes que o relé entre em operação, para isso é necessário a corrente mínima do religador deve estar setada abaixo da corrente de atuação do relé. A curva do religador também deve estar abaixo da curva do relé em 200 ms para todo o intervalo de coordenação.

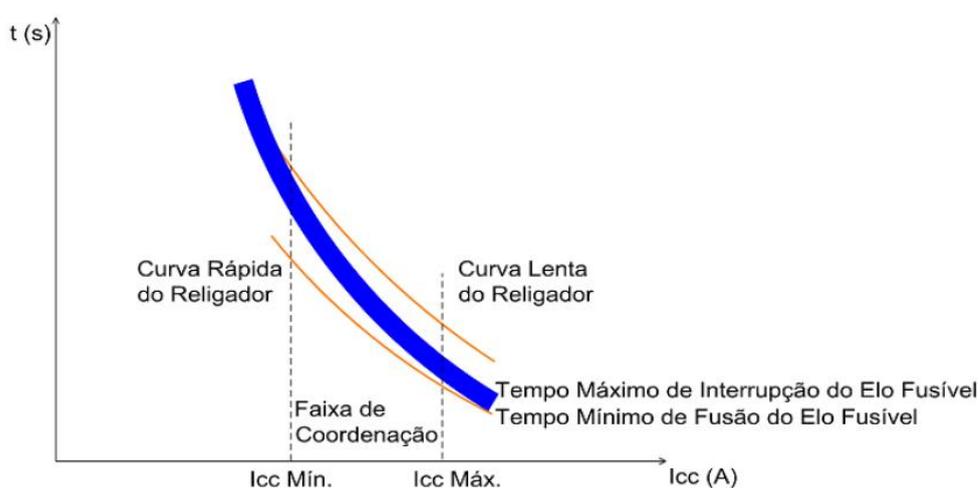
Entre religadores, a coordenação haverá de ser feita de modo que a curva de operação lenta do religador que faz a proteção de retaguarda, fique acima da curva de atuação do protetor, para qualquer valor de curto circuito na zona de proteção. Ao se coordenar a atuação de ambos religadores, deve-se definir que a atuação rápida do equipamento protetor atue antes do equipamento protegido, somente após esta atuação rápida do dispositivo de retaguarda que o religador protetor deve atuar em curva lenta. Lembrando que a separação entre curvas aqui também deve ser de 0,2 segundos (CEMIG, 2017).

Como já mencionado neste trabalho, os elos fusíveis são os dispositivos de proteção mais simples e comuns de serem utilizados nas redes de distribuição. Para correta aplicação dos mesmos no estudo de proteção, a ND-4.15 estabelece que a coordenação deve fazer com que o elo permita todas as operações rápidas do religador, ao tentar extinguir defeitos transitórios. Já se tratando de defeito permanente o elo deve fundir, para isso é necessário que o religador permita o tempo necessário para tal extinção.

Segundo a o documento da CEMIG, a coordenação ideal deve:

- Para todas correntes de curto circuito na zona de proteção do elo, o tempo mínimo do mesmo deve ser superior ao tempo de abertura da curva rápida do religador (máxima corrente de coordenação);
- Para todas correntes de curto circuito na zona de proteção do elo, o tempo máximo do elo deve ser inferior ao tempo de abertura da curva lenta do religador (mínima corrente de curto em que há coordenação);

Figura 18 – Faixa de coordenação entre Religador e elo-fusível



Fonte: Extraído de ND-4.15 (CEMIG, 2017), página 57.

Por fim, a coordenação entre elos deve seguir as premissas de que o dispositivo protetor deve atuar em todas as faixas de corrente em sua zona de proteção a fim de evitar a fusão e danos no elo que faz a proteção de retaguarda. É considerado coordenado o uso destes equipamentos quando o tempo total de fusão do elo protetor não ultrapassar 75% do tempo mínimo de fusão do elo retaguarda, fator este que permite a coordenação havendo divergências operacionais no elo, como elevações de temperatura. Para realizar tal análise, novamente são avaliadas as curvas dos elos sobrepostas graficamente.

Conforme é apresentado no ND-4.15, a CEMIG também considera tabelas orientativas para a coordenação entre elos fusíveis, as quais podem ser observadas a seguir:

Tabela 10 – Orientação da CEMIG para obter coordenação entre elos do tipo K

Elo a montante	10 K	12 K	15 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
<i>Elo a jusante</i>	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE												
6 K	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8 K		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10 K			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12 K				320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15 K					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20 K						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25 K							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30 K								850	1700	2800	3900	5800	9200
40 K									1100	2200	3900	5800	9200
50 K										1450	3900	5800	9200
65 K											2400	5800	9200
80 K												4500	9200
100 K												2000	9100
140 K													4000

Fonte: Extraído de ND-4.15 (CEMIG, 2017), página 60.

Tabela 11 - Orientação da CEMIG para obter coordenação entre elos do tipo K e H

Elo a montante	8 K	10 K	12 K	15 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
<i>Elo a jusante</i>	MÁXIMA CORRENTE DE FALTA - AMPÈRE													
1 H	125	230	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

Fonte: Extraído de ND-4.15 (CEMIG, 2017), página 60.

2.10 Trabalhos relacionados

Lorenzo (COMASSETO, 2008) realizou um trabalho relacionado à efetividade na proteção de sistemas elétricos de potência, especificamente nas redes de distribuição. Em seu estudo, são avaliadas coordenação, seletividade e foram desenvolvidos métodos juntamente com o auxílio computacional com finalidade buscar alternativas para melhorar a proteção das redes de distribuição, melhorando índices de continuidade e qualidade de energia.

Já Laura (CEZIMBRA, 2018) baseando-se em premissas de projeto estabelecidas pelas normas vigentes, realizou estudo de coordenação e seletividade em redes de distribuição, utilizando o software PSLDMS para realizar simulações e auxiliar na análise de proteção da rede escolhida no estudo de caso.

Em (SILVA, 2017) são estudadas faltas de alta impedância, mais especificamente focado em realizar análises de curto circuito e simulações para avaliar a influência dos diferentes tipos de solo nas correntes de curto circuito, uma

vez que é considerada impedância de falta no local do defeito e como citado anteriormente, essa impedância tem valores muito específicos para cada situação.

Já na área de linhas de transmissão, Angélica (SILVA, 2015) realizou análises na proteção de sistemas com a topologia tanto radial como em anel, simulando os cenários possíveis utilizando o software ATPDraw. A autora contribui para posteriores ajustes dos dispositivos de proteção nas linhas de transmissão através dos resultados obtidos em suas análises e simulações.

Vitor (VARGAS, 2020) traz em seu estudo o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de automatizar o dimensionamento de elos fusíveis para a rede de distribuição de energia elétrica, assim como também a parametrização dos religadores presentes na mesma. Para isso, foi utilizado do OpenDSS como auxílio para as simulações da ferramenta implementada, tornando possível gerar um relatório completo ao final do dimensionamento dos dispositivos. Como objetivo, seu trabalho tem a redução no tempo de dimensionamento da proteção das redes de distribuição.

3 METODOLOGIA

Com base no que foi estudado e revisado na fundamentação teórica serão realizados procedimentos analíticos relacionados a tudo que envolve a proteção, coordenação e seletividade da rede de distribuição escolhida e apresentada no estudo de caso. Análise da proteção existente, verificação da coordenação e/ou seletividade dos dispositivos serão abordados neste capítulo, assim como critérios para implementação de religadores na espinha da rede e emprego de disjuntores de média tensão nas subestações rebaixadoras abrigadas. Para isso, foi escolhida rede de distribuição particular em média tensão de empresa selecionada, a qual será apresentada e discutida à diante.

A fim de avaliar e validar os cálculos relacionados aos curto-circuitos, dimensionamento dos elos e simulações em geral, é utilizado de auxílio computacional através do software ELPLEK, o qual foi base para desenvolvimento das análises que serão apresentadas.

3.1 Seleção da rede a ser estudada e coleta de dados

Com o objetivo de realizar o estudo de caso, foram consideradas algumas opções de redes de distribuição de energia em média tensão, em especial, a ideia foi selecionar uma rede na qual a proteção existente possa vir a ser implementada por novos e diferentes equipamentos dos quais já vem sendo utilizados. Este fato afinou bastante as opções das quais estavam sendo consideradas e me levou a optar por uma rede particular em 23 kV, de propriedade de empresa atuante no setor da indústria de móveis.

Tal empresa, situada em Tupandi/ RS com carga majoritariamente industrial, possui rede de MT em topologia radial e carga instalada atual de aproximadamente 18 MVA. A proteção existente é realizada apenas com chaves fusíveis ao longo da rede, dispositivos que serão reavaliados posteriormente neste trabalho.

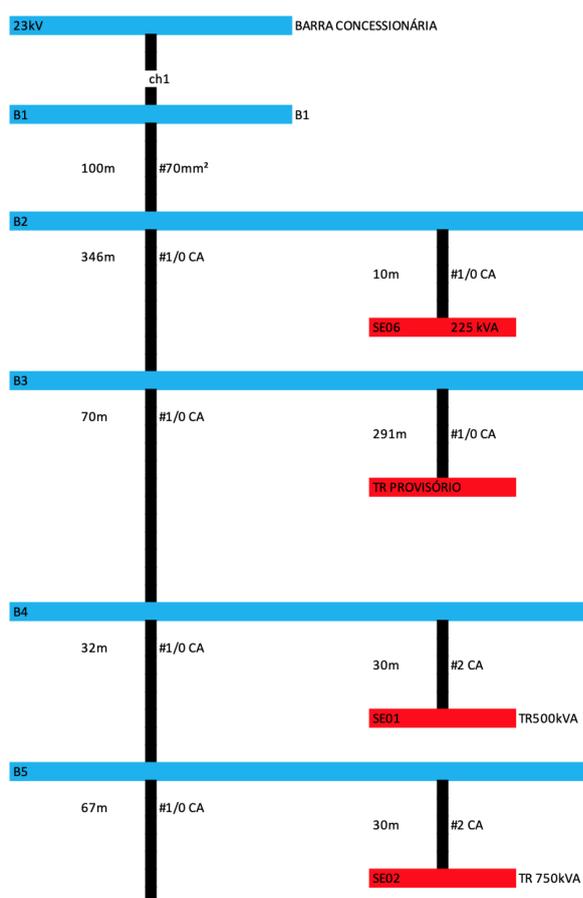
A coleta dos dados para tornar possível o estudo de caso e redimensionamento das proteções empregadas, juntamente com novas alternativas de proteção foi feita através de idas à campo, análise de projetos e plantas baixas existentes. Além disso, informações referentes a ocorrência de faltas e principais problemas registrados na empresa foram obtidas com a equipe de manutenção da empresa em questão.

3.2 Modelagem da rede

Com as informações necessárias para o desenvolvimento das análises e estudos, parte-se para a modelagem da rede com o auxílio de ferramentas computacionais.

Inicialmente a rede é modelada utilizando blocos no Excel, apenas para fins de visualização dos equipamentos, ramais alimentadores e suas respectivas características pertinentes. Juntamente com os dados de cada elemento modelado no Excel, pode-se, posteriormente no estudo de curto circuito, inserir os valores calculados, para posteriormente validar com os valores encontrados nas simulações.

Figura 19 – Modelagem da rede no Excel



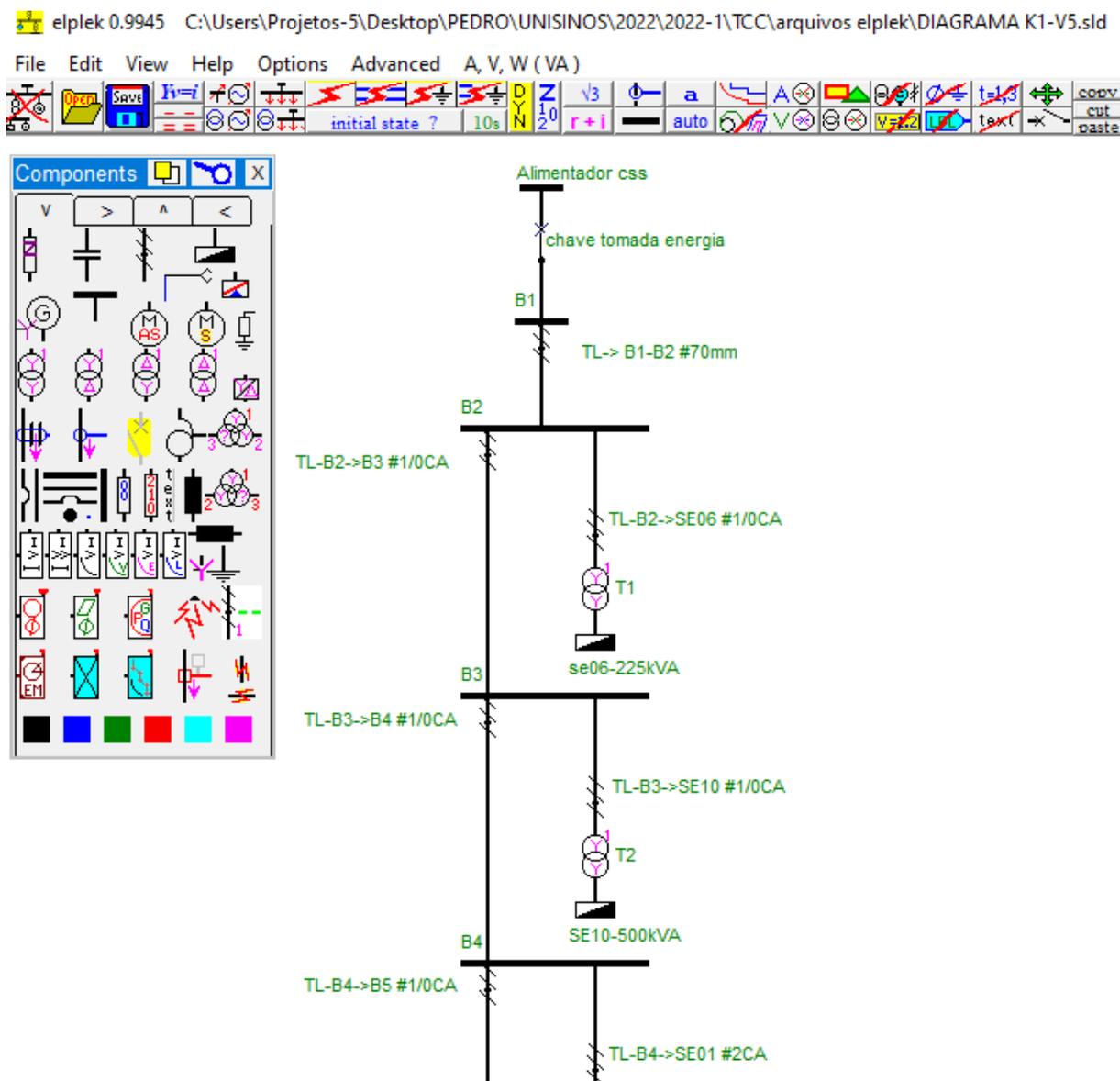
Fonte: Elaborado pelo autor.

Após esta etapa, os parâmetros da rede foram inseridos no Software ELPLEK para realizar a mesma modelagem, porém tornando possível simulações e com isso

validar os coordenogramas e confirmar os valores de corrente de curto que serão calculados.

A modelagem da rede no ELPLEK nos traz a seguinte figura:

Figura 20 – Exemplo de modelagem da rede no ELPLEK



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3 Estudo de curto circuito

Como foi mencionado na revisão bibliográfica deste trabalho, além do uso das ferramentas computacionais, foi possível calcular os valores de curto circuito de cada ponto de interesse da rede de acordo com as equações vistas previamente, considerando as impedâncias acumuladas da rede, do ponto de geração até o ponto onde se deseja obter o valor de curto-circuito. Por isso foram avaliados valores para as correntes de curto calculadas e simuladas, as quais serão apresentadas no estudo de caso.

3.3.1 Valores calculados

Com os valores de impedância equivalente da rede de distribuição da concessionária local até o ponto de entrega, pôde-se partir com os cálculos de impedância acumulada para cada ponto da rede a ser estudada. Para isso, a modelagem realizada no Excel facilita a visualização de cada ramal e sua impedância equivalente no sistema.

Os valores de impedância de sequência positiva, negativa e zero fornecidos para o ponto de entrega, em p.u., foram base para iniciar os cálculos de impedância no ponto de instalação de cada dispositivo de proteção na rede situado. Baseado no que foi visto sobre transformação para p.u., é realizada transformação da impedância de cada trecho da rede para p.u. e posteriormente somados ao valor de impedância acumulada até o ponto de interesse. A seguir, verificamos o método utilizado para obtenção dos valores de impedância em cada linha e barramento da rede estudada:

Tabela 12 – Levantamento de impedâncias acumuladas nas barras do circuito

Condutor		Real	Imag		Real	Imag	
3#70mm ²	z1	0,3184	0,1096	ohm/km	0,0602	0,0207	p.u./km
	z2	0,3184	0,1096		0,0602	0,0207	
	z0	2,1184	2,5681		0,4005	0,4855	
3#1/0 CA	z1	0,6047	0,4483	ohm/km	0,1143	0,0847	p.u./km
	z2	0,6047	0,4483		0,1143	0,0847	
	z0	0,7825	1,9115		0,1479	0,3613	
3#2 CA	z1	0,9633	0,4672	ohm/km	0,1821	0,0883	p.u./km
	z2	0,9633	0,4672		0,1821	0,0883	
	z0	1,1411	1,9305		0,2157	0,3649	
3#35mm ²	z1	0,6353	0,1128	ohm/km	0,1201	0,0213	p.u./km
	z2	0,6353	0,1128		0,1201	0,0213	
	z0	2,4355	2,6382		0,4604	0,4987	
Barramento							
ENTREGA CONCESSIONÁRIA	z1	6,8694	9,8754	OHM	1,2986	1,8668	p.u.
	z2	6,8694	9,8754		1,2986	1,8668	
	z0	9,4014	30,1260		1,7772	5,6949	
B1	z1	6,8694353	9,875372	OHM	1,2986	1,8668	p.u.
	z2	6,8694353	9,875372		1,2986	1,8668	
	z0	9,401388	30,126021		1,7772	5,6949	
B2	z1	6,9012753	9,886332	OHM	1,3046	1,8689	p.u.
	z2	6,9012753	9,886332		1,3046	1,8689	
	z0	9,613228	30,382831		1,8172	5,7434	
B3	z1	7,1105015	10,0414438	OHM	1,3441	1,8982	p.u.
	z2	7,1105015	10,0414438		1,3441	1,8982	
	z0	9,883973	31,04421		1,8684	5,8685	
B4	z1	7,1528305	10,0728248	OHM	1,3521	1,9041	p.u.
	z2	7,1528305	10,0728248		1,3521	1,9041	
	z0	9,938748	31,178015		1,8788	5,8938	
B5	z1	7,1721809	10,0871704	OHM	1,3558	1,9068	p.u.
	z2	7,1721809	10,0871704		1,3558	1,9068	
	z0	9,963788	31,239183		1,8835	5,9053	
B6	z1	7,2126958	10,1172065	OHM	1,3635	1,9125	p.u.
	z2	7,2126958	10,1172065		1,3635	1,9125	
	z0	10,0162155	31,3672535		1,8934	5,9295	

Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, identificando a impedância acumulada em cada barra da rede modelada, juntamente aos dados de tensão e potência de base do sistema podem ser calculados os valores de corrente de curto circuito através das equações apresentadas abaixo:

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{|Z1|} I_{base}$$

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3\phi}$$

$$I_{cc1\phi-terra} = \frac{3}{|2Z1 + Z0|} I_{base}$$

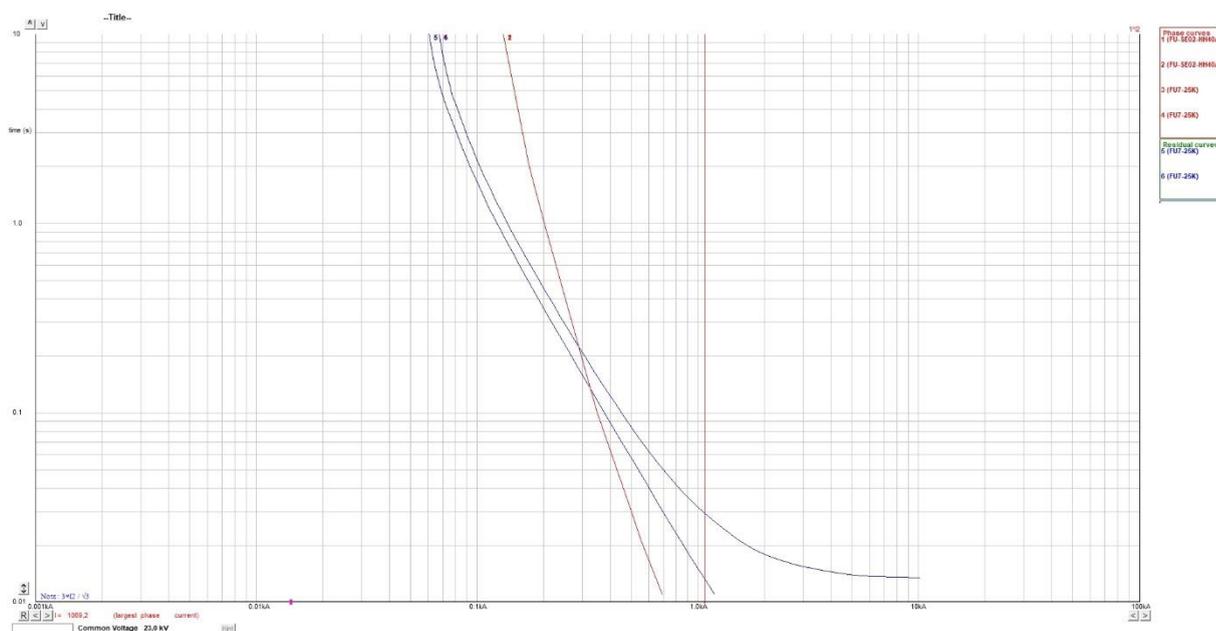
$$I_{cc1\phi-terra\ min} = \frac{3}{|2Z1 + Z0 + \frac{3Zd}{Z_{base}}|} I_{base}$$

3.3.2 Valores simulados (ELPLEK)

No ELPLEK, a modelagem consiste em um diagrama unifilar, conforme foi visto acima. Neste diagrama é possível incluir um defeito em qualquer local da rede, permitindo obter os valores de corrente de curto circuito e rodar o fluxo de potência.

Além da simulação do fluxo de potência, uma característica interessante do software é a possibilidade de cadastro das curvas de operação de fusíveis, religadores e relés, permitindo a visualização dos coordenogramas do sistema de proteção implementado. Uma simulação do ELPLEK exemplificando este procedimento é demonstrada na figura 21.

Figura 21 – Exemplo de cálculo de curto circuito no ELPLEK



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 Definição da filosofia de proteção adotada

Acima foram estudadas filosofias de proteção adotadas por duas diferentes distribuidoras, considerando-as como base para desenvolver a filosofia de proteção que há de ser adotada para este estudo.

Ambas as concessionárias convergem em muitos pontos referentes às orientações relacionadas a proteção de redes em cada tipo de situação e a escolha para este projeto é feita baseada na análise das características operacionais da rede escolhida. Condições como localização, arborização no entorno da rede, perfil de

carga e até dados coletados referente ao histórico de faltas na rede foram consideradas para definição da filosofia de proteção a se utilizar.

Considerando que o consumidor neste caso se trata de uma indústria de móveis, majoritariamente suas cargas são máquinas em constante operação e faltas no sistema de energia podem acarretar na interrupção da linha de produção e conseqüentemente perda do material produzido. Este é um fator importante a se considerar nesta análise, pois como vimos anteriormente, é fundamental que o estudo de proteção garanta que o menor número de trechos da rede seja comprometido em caso de faltas.

Com base nisso, analisando o tipo de carga, constatando que a rede se encontra em condições isoladas de qualquer tipo de arborização e a ocorrência de faltas permanentes seja mínima, podemos assumir a filosofia de proteção “queima fusível” vista nas premissas da CPFL Energia. Adotando essa filosofia, é feito com que o dispositivo de proteção mais próximo ao local do defeito atue antecipadamente ao religador, o que garante que apenas o trecho do defeito seja desacoplado da rede e subestações atendidas por outros trechos da rede não sejam impactadas, evitando assim a perda da produção.

Por outro lado, considerando um eventual defeito, haverá a necessidade de deslocamento de equipe para troca dos elos fusíveis. Todavia visto que a ocorrência de defeitos na rede de distribuição é muito pequena, tal eventual deslocamento não é motivo de grande preocupação.

3.5 Elos fusíveis

Foram seguidas algumas premissas na aplicação de elos-fusíveis na proteção de ramais nas redes de distribuição de energia, para tal fato, foram consideradas as premissas de projeto da CPFL e CEMIG, conforme foi revisado. Como citado acima, a rede que foi estudada não possui arborização em seu entorno, fazendo conseqüentemente com que as faltas ocorridas sejam majoritariamente causadas por fatores externos (intervenção humana) e de caráter permanente. Fator este que sugere adoção da filosofia queima fusível.

Foi avaliado neste estudo o uso de elos 6K, uma vez que só devem ser utilizados na proteção de ramais quando for imprescindível, visto que ele é muito

facilmente sensibilizado e sua abertura pode ocorrer com muita frequência, inclusive em situações onde não há defeito.

Para garantir a correta coordenação entre os elos foram levadas em consideração as recomendações da CEMIG de utilizar o elo protetor que tenha tempo total de fusão de até 75% do tempo mínimo de fusão do elo que faz a retaguarda. Além disso as tabelas de coordenação entre elos, disponíveis na ND-4.15 foram utilizadas para auxílio nessa escolha.

Foram avaliadas as condições de aplicação de cada elo fusível já presente na rede e reavaliada sua operação, também sugerindo alterações, quando cabível. As mesmas serão apresentadas no capítulo seguinte no estudo de caso.

3.6 Disjuntores de MT

Como o objetivo do projeto é a reavaliação da proteção atual do sistema e por fim sugerir modificações das quais possam trazer maior segurança e confiabilidade para a rede, foi avaliada a implementação de disjuntores de média tensão nas subestações da rede particular.

É sabido que nas redes de distribuição da CPFL, deve-se obrigatoriamente instalar disjuntor de média tensão nas subestações com carga acima de 300 kVA, ou que possuam dois transformadores ou mais (mesmo não somando 300 kVA). A ideia nessa situação é avaliar a necessidade e a efetividade de realizar esta implementação para a rede estudada, uma vez que, por ser particular não existe essa obrigatoriedade, apesar de ser uma medida recomendada.

Além de tal análise/ implementação, foi avaliada a parametrização do relé do disjuntor de MT na tomada de energia deste complexo industrial, uma vez que a programação existente possa ser ajustada conforme o estudo de proteção que aqui está sendo desenvolvido.

3.7 Avaliação final e recomendações

Por fim, após realizados todos os cálculos de impedância e curto circuito, dimensionamento de dispositivos de proteção respeitando à filosofia adotada, avaliada a rede atual e realizadas as análises de viabilidade para implementação dos disjuntores de média tensão nas subestações da rede estudada e de religadores na espinha da rede, serão compiladas informações em relatório final, incluindo dados

referentes do sistema de proteção atual, situações em que a metodologia de proteção atual é crítica e situações que atendem com eficiência as necessidades, valores de fator de segurança adotados para escolha de novos fusíveis entre outras informações relevantes.

Tal análise possibilita e justifica as sugestões de melhoria na rede atual e será apresentada em forma de texto com tabelas complementares, incluindo os dados relevantes de corrente passante e corrente de curto em cada barramento e capacidade de extinção de defeito nos pontos de proteção, incluindo os tempos necessários para tal evento.

4 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo serão aplicadas as teorias de cálculo e análise apresentadas anteriormente, baseado nas filosofias de proteção estudadas e nos critérios recomendados pelas normativas da CPFL e CEMIG, foi validada a proteção existente da rede a ser estudada e conseqüentemente sugeridas possíveis implementações visando tornar a rede mais segura e confiável.

Para possibilitar a análise da rede de maneira mais clara e simplificada, está sendo utilizado do auxílio computacional através do software Elplek, que permite a modelagem e simulação da rede através do diagrama unifilar, permitindo realizar o fluxo de potência, análise de curto circuito, ajuste das curvas dos equipamentos de proteção e visualização dos coordenogramas entre os mesmos.

4.1 Características da rede

Foi escolhida a rede particular de distribuição em média tensão da empresa objeto de estudo, sendo uma indústria de móveis situada no município de Tupandi/RS para realizar as análises de curto-circuito e proteção, conseqüentemente sugerindo implementações e/ ou trocas de dispositivos, de acordo com o que será apresentado na sequência.

Se trata de uma rede aérea em 23 kV, com extensão total de aproximadamente 3100 m, composta por tronco em cabos #1/0 CA e derivações em cabos #2 CA e #35 mm². Tal estrutura alimenta 15 subestações rebaixadoras 23 kV/ 380 V, conforme apresentado na tabela 13.

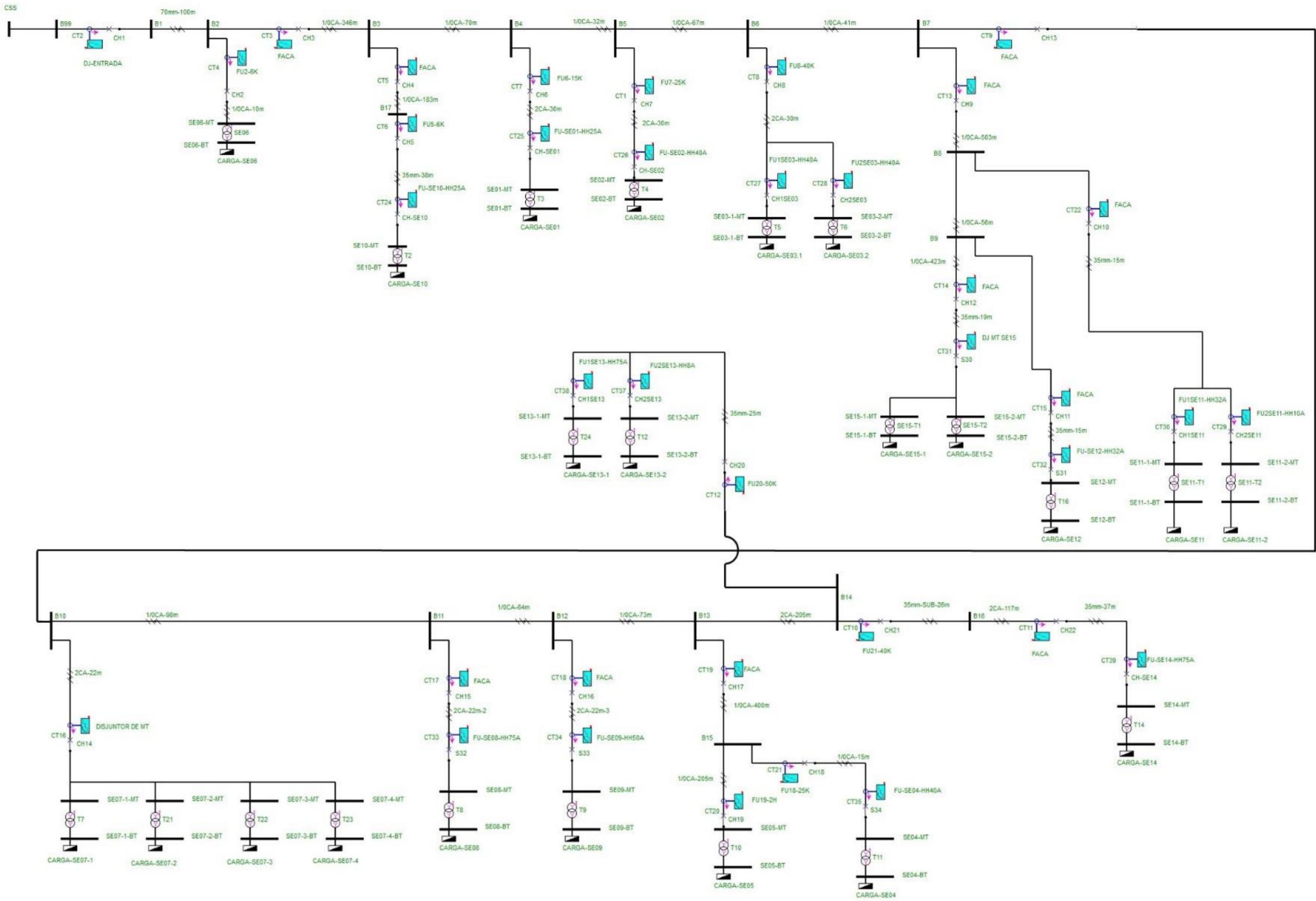
Tabela 13 – Relação de subestações da planta

SUBESTAÇÃO	CARGA INSTALADA	TRANSFORMADORES
SE01	500 kVA	1x 500 kVA
SE02	750 kVA	1x 750 kVA
SE03	1500 kVA	2x 750 kVA
SE04	750 kVA	1x 750kVA
SE05	45 kVA	1x 45 kVA
SE06	225 kVA	1x 225 kVA
SE07	4000 kVA	1x 1500 kVA + 2x 1000 kVA + 1x 500 kVA
SE08	1500 kVA	1x 1500 kVA
SE09	1000 kVA	1x 1000 kVA
SE10	500 kVA	1x 500 kVA
SE11	975 kVA	1x 750 kVA + 1x 225 kVA
SE12	750 kVA	1x 750 kVA
SE13	1650 kVA	1x 1500 kVA + 1x150 kVA
SE14	1500 kVA	1x 1500 kVA
SE15	2500 kVA	1x 1500 kVA + 1x 1000 kVA

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da planta baixa e do diagrama unifilar das instalações existentes foi possível modelar a rede no software Elplek. Na figura 22 é verificado o diagrama da rede modelada.

Figura 22 – Diagrama da rede modelada no Eplek



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2 Organização dos dados

Para realizar as análises de curto-circuito em cada ponto do sistema, a rede foi desmembrada em trechos que interligam barras nomeadas conforme sua localização. Também foi realizado levantamento de todos os dispositivos de proteção de modo a facilitar as análises posteriormente.

Tabela 14 – Relação de trechos de rede existentes

RELAÇÃO DOS TRECHOS DE REDE		
TRECHO	CABO	DISTÂNCIA
B1-B2	# 70 mm ²	100 m
B2-B3	# 1/0 CA	346 m
B3-B4	# 1/0 CA	70 m
B4-B5	# 1/0 CA	32 m
B5-B6	# 1/0 CA	67 m
B6-B7	# 1/0 CA	41 m
B7-B8	# 1/0 CA	503 m
B8-B9	# 1/0 CA	56 m
B7-B10	# 1/0 CA	345 m
B10-B11	# 1/0 CA	98 m
B11-B12	# 1/0 CA	64 m
B12-B13	# 1/0 CA	73 m
B13-B14	# 1/0 CA	205 m
B13-B15	# 1/0 CA	400 m
B2-SE06	# 1/0 CA	10 m
B3-B17	# 1/0 CA	183 m
B17-SE10	# 35 mm ²	38 m
B4-SE01	# 2 CA	30 m
B5-SE02	# 2 CA	30 m
B6-SE03	# 2 CA	30 m
B8-SE11	# 35 mm ²	15 m
B9-SE12	# 35 mm ²	15 m
B9-SE15	# 1/0 CA	423 m
B10-SE07	# 2 CA	22 m
B11-SE08	# 2 CA	22 m
B12-SE09	# 2 CA	22 m
B14-SE13	# 35 mm ²	25 m
B14-SE14	MISTO (# 2 CA + 35mm ²)	180 m
B15-SE04	# 1/0 CA	15 m
B15-SE05	# 1/0 CA	205 m

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 15 – Relação de dispositivos de proteção existentes

RELAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE MANOBRA/ PROTEÇÃO	
CHAVE	DISPOSITIVO
DJ01	Disjuntor de MT
FU2	Elo 6K
CH3	Chave Faca
CH4	Chave Faca
FU5	Elo 6K
FU-SE10	Elo HH 25A
FU6	Elo 15K
FU-SE01	Elo HH 25A
FU7	Elo 25K
FU-SE02	Elo HH 40A
FU8	Elo 40K
FU1SE03	Elo HH 40A
FU2SE03	Elo HH 40A
CH9	Chave Faca
CH10	Chave Faca
FU1SE11	Elo HH 32A
FU2SE11	Elo HH 10A
CH11	Chave Faca
FU-SE12	Elo HH 32A
CH12	Chave Faca
DJ-SE15	Disjuntor de MT
CH13	Chave Faca
DJ-SE07	Disjuntor de MT
CH15	Chave Faca
FU-SE08	Elo HH 75A
CH16	Chave Faca
FU-SE09	Elo HH 50A
CH17	Chave Faca
FU18	Elo 25K
FU-SE04	Elo HH 40A
FU19	Elo 2H
FU20	Elo 50K
FU1SE13	Elo HH 75A
FU2SE13	Elo HH 8A
FU21	Elo 40K
CH22	Chave Faca
FU-SE14	Elo HH 75A

Fonte: Elaborado pelo autor

4.3 Análise de curto circuito

Uma vez a rede modelada, foi realizado o cálculo da impedância equivalente em cada barramento do sistema, partindo dos valores fornecidos pela concessionária no ponto de entrega de energia e somando a impedância equivalente de cada trecho de rede do sistema.

Os dados de impedância de cada cabo utilizados para o desenvolvimento dos cálculos foram obtidos nos catálogos dos fabricantes e estão disponíveis na tabela abaixo:

Tabela 16 – Valores de impedância dos condutores da rede

Condutor		Real	Imag	
3#70mm ²	z1	0,3184	0,1096	ohm/km
	z2	0,3184	0,1096	
	z0	2,1184	2,5681	
3#1/0 CA	z1	0,6047	0,4483	ohm/km
	z2	0,6047	0,4483	
	z0	0,7825	1,9115	
3#2 CA	z1	0,9633	0,4672	ohm/km
	z2	0,9633	0,4672	
	z0	1,1411	1,9305	
3#35mm ²	z1	0,6353	0,1128	ohm/km
	z2	0,6353	0,1128	
	z0	2,4355	2,6382	

Fonte: Elaborado pelo autor

Com os valores fornecidos pela concessionária de energia e as impedâncias acumuladas em cada barramento da rede a ser estudada, aplicando-os nas equações a seguir, foi possível chegar encontrar os valores de curto-circuito trifásico, bifásico, fase terra e fase terra mínimo.

$$V_{base} = 23000 \text{ V}$$

$$Z_f = 40 \Omega$$

$$S_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$I_{base} = 2,52 \text{ A}$$

$$Z_{base} = 5,29 \Omega$$

As impedâncias no ponto de entrega são as seguintes:

$$Z_1 = 1,2986 + j 1,8668 \text{ pu} = 6,8694 + j 9,8754 \Omega$$

$$Z_2 = 1,2986 + j 1,8668 \text{ pu} = 6,8694 + j 9,8754 \Omega$$

$$Z_0 = 1,7772 + j 5,6949 \text{ pu} = 9,4014 + j 30,1260 \Omega$$

Com isso, na entrada de energia, aplicando nas equações temos que:

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{|Z_1|} I_{base} = \frac{1}{|1,2986 + j 1,8668 \text{ [pu]}|} * 2,510 \text{ A}$$

$$I_{cc3\phi} = 1104 \text{ A} = 1,104 \text{ kA}$$

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3\phi}$$

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 1104 \text{ A} = 956 \text{ A}$$

$$I_{cc1\phi-terra} = \frac{3}{|2Z1 + Z0 [pu]|} I_{base} = 725 A$$

$$I_{cc1\phi-terra \min} = \frac{3}{\left| 2Z1 + Z0 + \frac{3Z_f}{Z_{base}} \right|} I_{base} = 262,811 A$$

Seguindo os passos acima, foram avaliados os valores de curto circuito para cada uma das barras do sistema estudado e foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela 17 – Valores de impedância dos condutores da rede

Barra	lcc3 ϕ	lcc2 ϕ	lcc1 ϕ -terra	lcc1 ϕ -terra min
CSS	1104 A	956 A	725 A	263 A
B1	1104 A	956 A	725 A	263 A
B2	1101 A	954 A	720 A	262 A
B3	1079 A	935 A	705 A	261 A
B4	1075 A	931 A	702 A	260 A
B5	1073 A	929 A	700 A	260 A
B6	1069 A	926 A	698 A	260 A
B7	1066 A	923 A	696 A	260 A
B8	1036 A	897 A	676 A	257 A
B9	1033 A	895 A	674 A	257 A
B10	1045 A	905 A	682 A	258 A
B11	1040 A	900 A	678 A	257 A
B12	1036 A	897 A	676 A	257 A
B13	1032 A	894 A	673 A	257 A
B14	1016 A	880 A	664 A	255 A
B15	1009 A	874 A	658 A	255 A
B16	1015 A	879 A	663 A	255 A
B17	1068 A	925 A	697 A	260 A
SE01	1072 A	929 A	700 A	260 A
SE02	1070 A	927 A	699 A	260 A
SE03	1066 A	923 A	696 A	260 A
SE04	1008 A	873 A	657 A	255 A
SE05	998 A	864 A	650 A	254 A
SE06	1101 A	953 A	719 A	262 A
SE07	1044 A	904 A	681 A	258 A
SE08	1038 A	899 A	677 A	257 A
SE09	1034 A	896 A	675 A	257 A
SE10	1066 A	924 A	695 A	259 A
SE11	1036 A	897 A	675 A	257 A
SE12	1032 A	894 A	673 A	257 A
SE13	1015 A	879 A	663 A	255 A
SE14	1006 A	871 A	656 A	254 A
SE15	1008 A	873 A	657 A	255 A

Fonte: Elaborado pelo autor

4.4 Avaliação da proteção existente

Nesta etapa foi realizada a conferência de todos os dispositivos de proteção do sistema, de modo a atender as correntes nominais do trecho onde o mesmo foi instalado e atendendo aos critérios mencionados anteriormente, uma vez que para esta análise está sendo utilizada a filosofia de proteção “queima fusível” vista no GED 2912 (CPFL, 2016).

Para facilitar as análises, os dispositivos de proteção foram compilados na tabela 15 vista anteriormente. Foram relacionados valores de corrente nominal e corrente de curto circuito fase-terra mínimo para realizar a escolha adequada de cada fusível existente na rede, levando em consideração também o fator de segurança de $F_s = \frac{I_{CC10t\ min}}{I_{fusão}}$, conforme apresenta a tabela a seguir:

Tabela 18 – Valores de impedância dos condutores da rede

Chave	In (A)	Icc1#min	Icc1#min/4	Elo escolhido	Inom (A)	Ifusão (A)	Fator de segurança	Avaliação sensibilidade
FU2	5,7	262,2	65,5	6K	6	12	21,8	Atende
FU5	12,6	259,4	64,8	15K	15	30	8,6	Atende
FU6	12,6	260,0	65,0	15K	15	30	8,7	Atende
FU7	18,83	259,8	65,0	25K	25	50	5,2	Atende
FU8	37,7	259,5	64,9	40K	40	80	3,2	Atende
FU10	24,5	257,0	64,3	25K	25	50	5,1	Atende
FU11	18,8	256,8	64,2	25K	25	50	5,1	Atende
FU12	62,8	254,8	63,7	65K	65	130	2,0	Avaliar
FU17	20	254,8	63,7	50K	50	100	2,5	Avaliar
FU18	18,8	254,8	63,7	25K	25	50	5,1	Atende
FU19	1,1	254,0	63,5	2H	6	12	21,2	Atende
FU20	41,4	255,3	63,8	50k	50	100	2,6	Avaliar
FU21	37,7	255,5	63,9	40K	40	80	3,2	Avaliar
FU15	37,7	257,3	64,3	40K	40	80	3,2	Avaliar
FU16	25,1	257,0	64,2	40K	40	80	3,2	Avaliar

Fonte: Elaborado pelo autor

Em primeiro momento foi idealizada a implementação de elos fusíveis nos pontos de instalação dos dispositivos CH10, CH11, CH12, CH15 e CH16 que atualmente são chaves faca. Essa conduta permite que a rede opere de maneira mais sensível e torna o sistema mais seletivo, isolando um trecho menor de rede em caso de falhas. Vale lembrar que a implementação dos fusíveis FU12, FU15 e FU16 não atendem ao critério do fator de segurança $F_s > 4,0$, todavia essa modificação é justificada pois ainda que o fator de segurança seja baixo por uma sensibilidade mais alta, é melhor que um dispositivo exclusivamente de manobra.

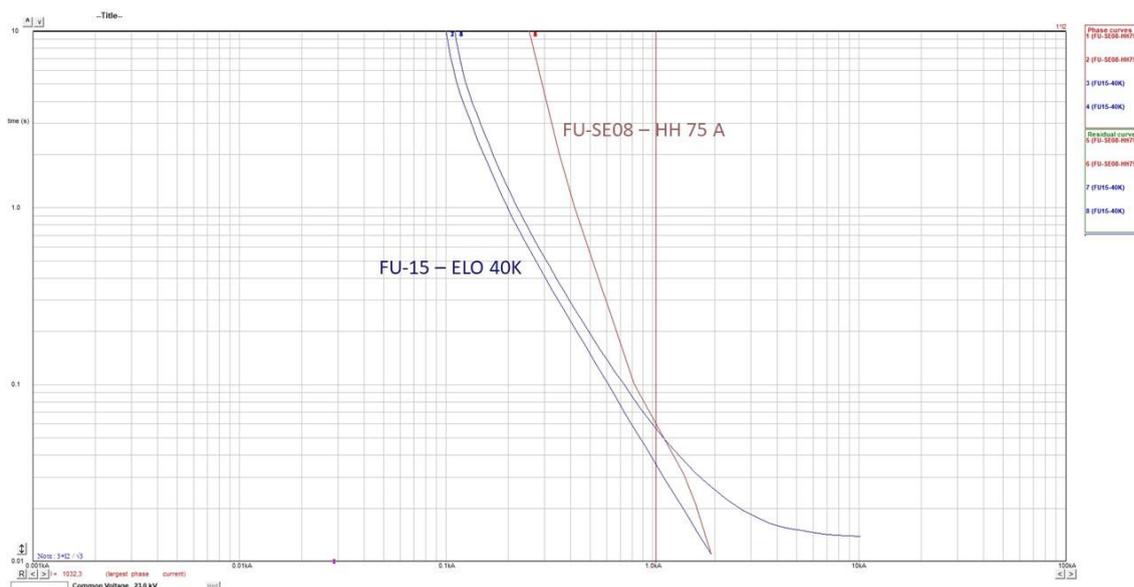
Comparando a tabela acima com a Tabela 15, percebe-se que houve a troca do elo FU5 que originalmente era um elo 6K, porém o mesmo está instalado em trecho de rede cuja corrente nominal é de aproximada 12,6 A, justificando a troca do mesmo por um elo 15K que atenderá a situação com fator de segurança $F_s = 8,6$

Após a implementação dos fusíveis FU10, FU11, FU12, FU15 e FU16 foi realizada análise de coordenação aos pares de cada situação e zona de proteção, conforme apresentado no item 3.5.

Foram identificadas situações em que houve transgressão dos critérios adotados para a correta seletividade da proteção e foram necessárias condutas a fim de atender à estas recomendações. Tais situações foram avaliadas caso a caso e estão disponíveis a seguir:

4.4.1 Coordenação FU-15 e FU-SE08

Figura 23 – Coordenograma FU-15 - FU-SE08



Fonte: Elaborado pelo autor

Estão grifadas em azul no gráfico as curvas máxima e mínima do elo fusível 40K (FU-15) e a curva vermelha representa o elo HH 75A (FU-SE08). Verificando que nesse caso não há seletividade para a maior corrente de curto-circuito vista por ambos os dispositivos.

Portanto, como não houve seletividade entre os dispositivos, recomenda-se a troca do FU-SE08 para um fusível HH 63A. Todavia é necessário garantir que a corrente de magnetização do transformador não danifique o elo no ponto de instalação. Para isso foram seguidos critérios indicados pela normativa da CPFL, GED 2912, conforme aplicação abaixo.

- “O fusível deve comportar a corrente de magnetização (*Inrush*) na energização do circuito.”

$$I_{0,13} > I_{inrush}$$

Sendo:

$I_{0,13}$ = corrente de fusão do elo para $t = 0,13s$.

A corrente de fusão do elo HH 63A no tempo de 0,13 s é de aproximadamente 300 A como podemos verificar graficamente. Já a corrente I_{inrush} do ponto de instalação se dá pela aplicação:

$$I_{inrush\ real} = \frac{1}{\frac{1}{I_{CC3\phi}} + \frac{1}{I_{inrush}}} = \frac{1}{\frac{1}{1038} + \frac{1}{10 \times 37,65A}}$$

Portanto, para este caso:

$$I_{inrush\ real} = 274,75\ A$$

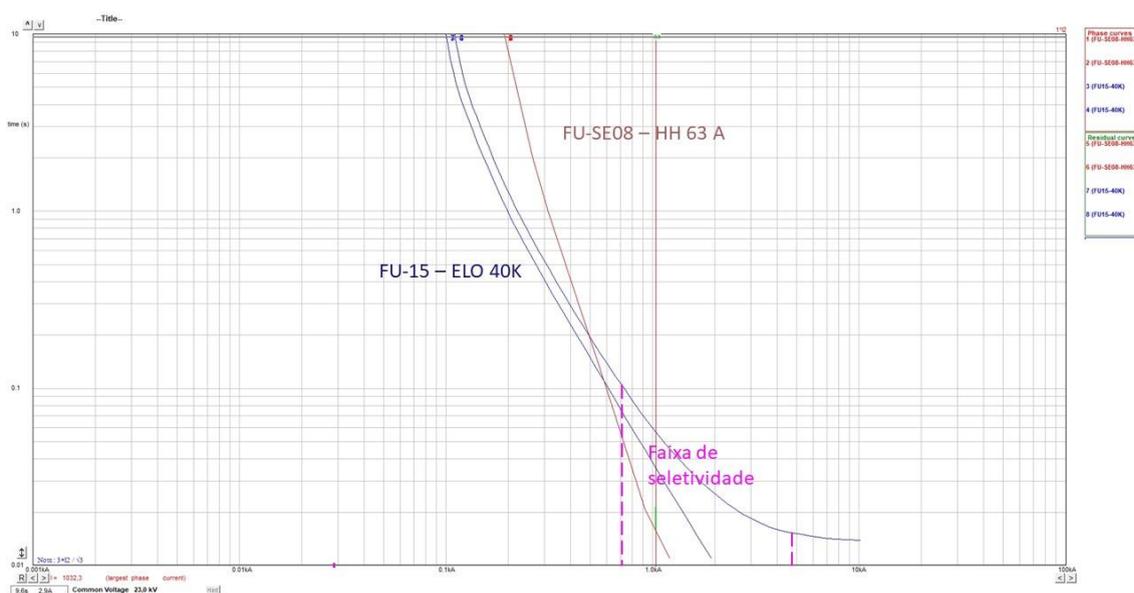
Com isso é possível comparar os valores para garantir que a corrente de magnetização do transformador não irá fundir o elo.

$$I_{0,13} > I_{inrush}$$

$$300\ A > 274,75\ A$$

Após a avaliação da corrente de *Inrush* do ponto de instalação do dispositivo, foram reavaliadas as curvas, para garantir a seletividade entre o elo em questão e o elo que faz proteção de retaguarda.

Figura 24 – Coordenograma FU-15 - FU-SE08 após troca



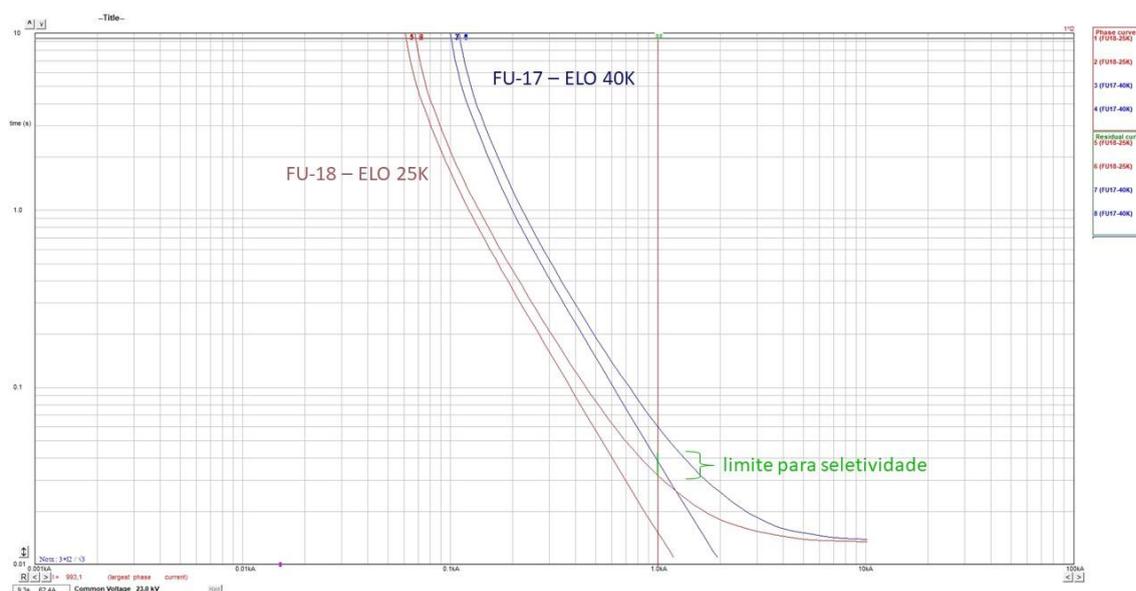
Fonte: Elaborado pelo autor

Seguindo as recomendações da CPFL, a correta seletividade entre chaves fusíveis se dá quando o tempo máximo de fusão do elo protetor é de no máximo 75% o tempo mínimo do elo de retaguarda. Podemos verificar na figura acima, pela linha

verde, a região que garante o atendimento deste critério e grifado em rosa, a faixa de seletividade para tal situação.

4.4.2 Coordenação FU-17 e FU-18

Figura 25 – Coordenograma FU-17 - FU-18



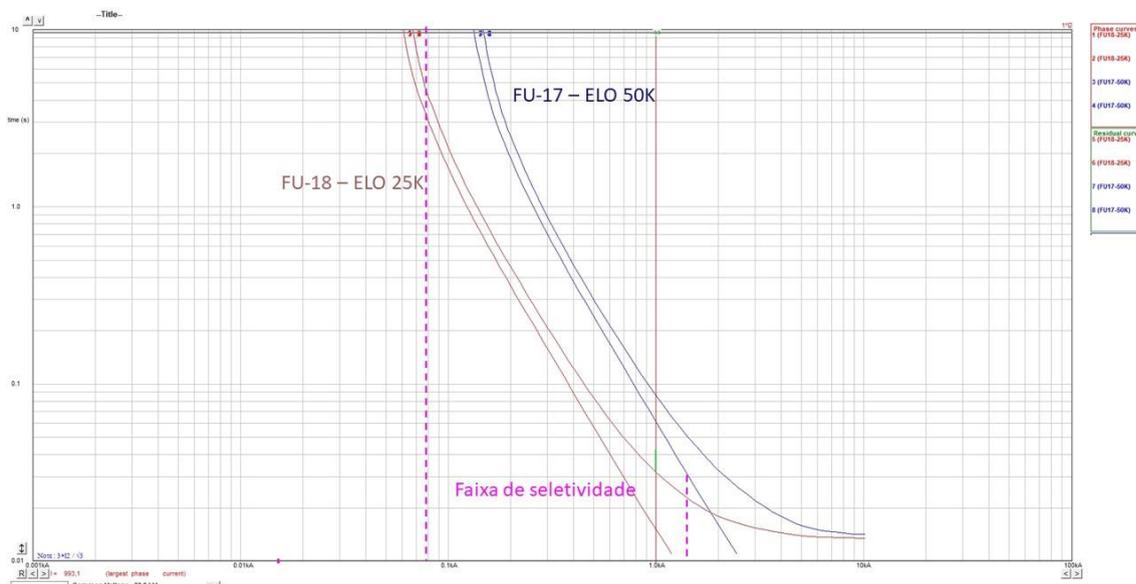
Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que neste caso também não foi possível obter seletividade entre os fusíveis, necessitando assim o ajuste de um dos elos. Verificando novamente o critério de o elo protetor ter tempo de fusão de no máximo 75% do tempo do elo protegido. Os procedimentos realizados acima foram repetidos para atender este quesito.

Pela tabela de coordenação entre fusíveis tipo K vista nas recomendações da CEMIG, verificamos que os elos 40K e 25K coordenam até 660A, o que não supre com a necessidade do caso, uma vez que a maior corrente de curto-circuito vista por ambas as chaves é de 1008 A.

Sugere-se então a troca do Elo 40K (FU-17) por um elo 50K para que possa atender ao critério de seletividade entre eles. Como estamos aumentando o valor do maior elo, não há necessidade de reavaliar o critério da corrente de magnetização no ponto de instalação.

Figura 26 – Coordenograma FU-17 - FU-18 após troca

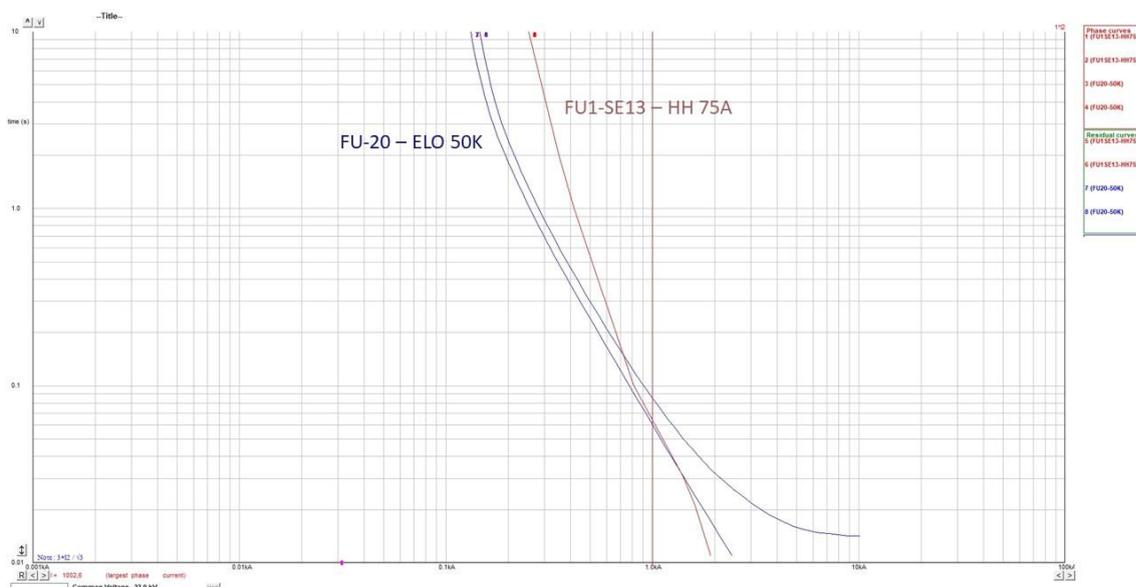


Fonte: Elaborado pelo autor

Após a troca do elo fusível, verificamos o atendimento dos critérios de seletividade através da figura acima.

4.4.3 Coordenação FU-20 e FU1-SE13

Figura 27 – Coordenograma FU-20 – FU1-SE13



Fonte: Elaborado pelo autor

De modo semelhante ao item 4.4.1, o critério de seletividade não foi atendido e podemos verificar pelo marcador verde no coordenograma acima. Para este caso também recomenda-se a redução do elo protetor, desde que o novo elo suporte a corrente de magnetização no ponto de instalação. O elo originalmente é HH 75A e a sugestão é a troca por outro HH 63A.

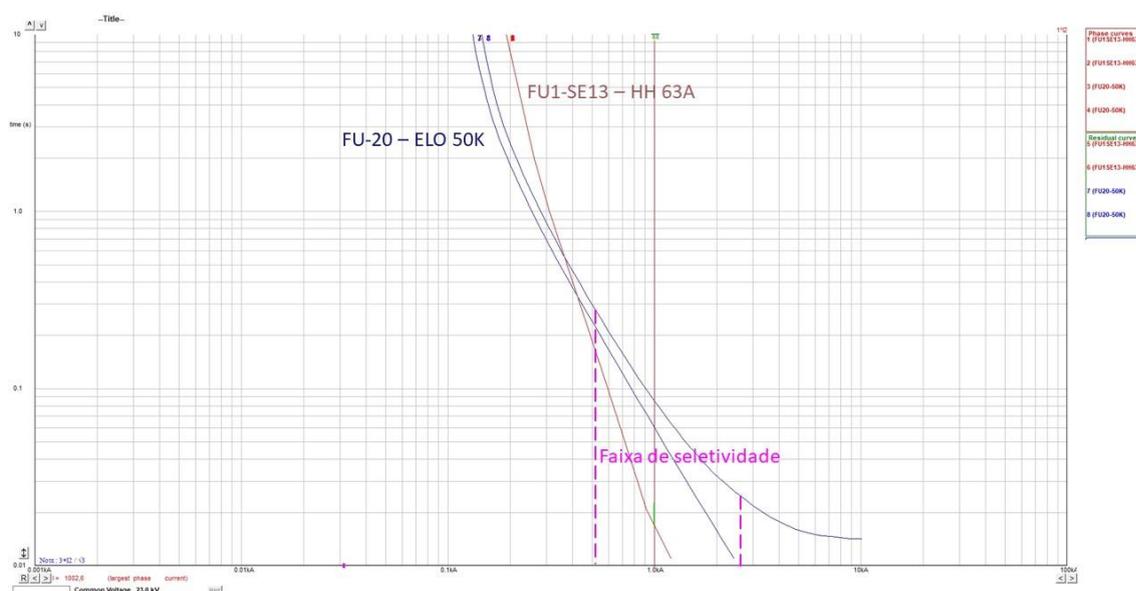
$$I_{inrush\ real} = 274,75\ A$$

$$I_{0,13} > I_{inrush}$$

$$300\ A > 274,75\ A$$

Com este critério sendo atendido, verificamos novamente o coordenograma.

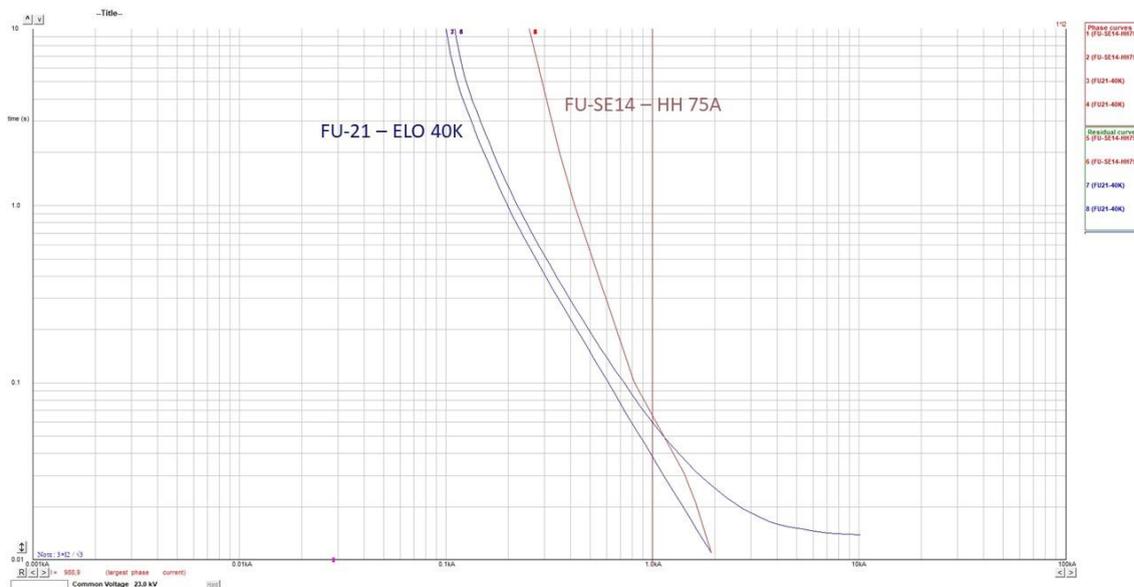
Figura 28 – Coordenograma FU-20 – FU1-SE13 após troca



Fonte: Elaborado pelo autor

4.4.4 Coordenação FU-21 e FU-SE14

Figura 29 – Coordenograma FU-21 - FU-SE14



Fonte: Elaborado pelo autor

Novamente recomenda-se a troca do elo protetor para um elo HH 63A.

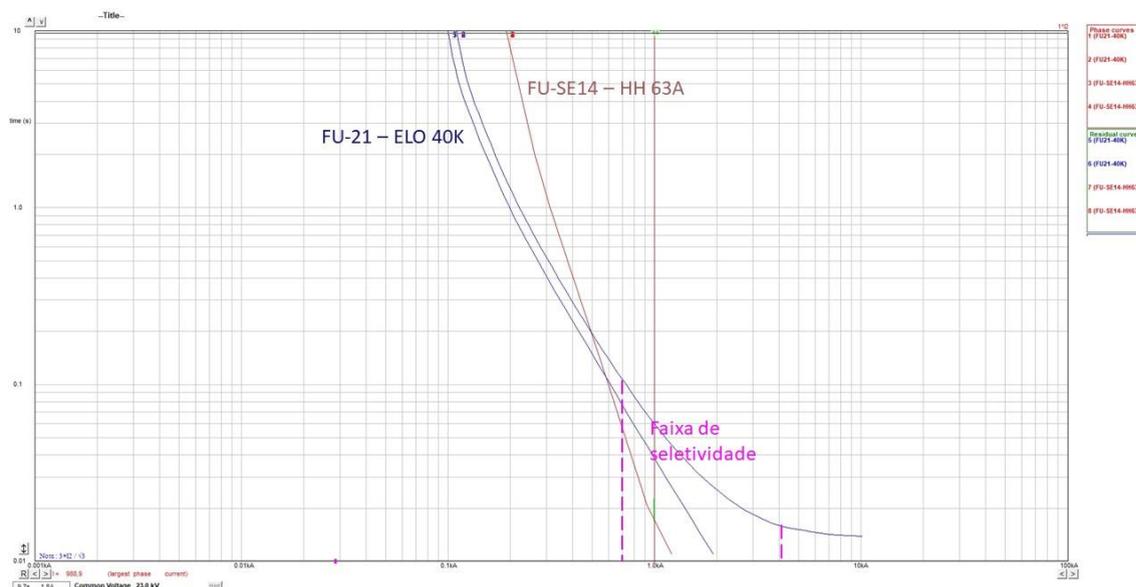
$$I_{inrush\ real} = 274,75\ A$$

$$I_{0,13} > I_{inrush}$$

$$300\ A > 274,75\ A$$

Com este critério sendo atendido, verificamos novamente o coordenograma.

Figura 30 – Coordenograma FU-21 – FU-SE14 após troca



Fonte: Elaborado pelo autor

4.4.5 Avaliação do elo FU2 (6K)

Com base no que foi revisado anteriormente nas recomendações da CPFL, elos 6K não são utilizados na proteção das redes de distribuição, salvo onde seu uso seja imprescindível.

Na rede estudada, temos uma situação onde está sendo utilizado elo 6K para a proteção de ramal (10m, 1/0 CA) que atende à subestação transformadora em poste SE06 com capacidade de 225 kVA.

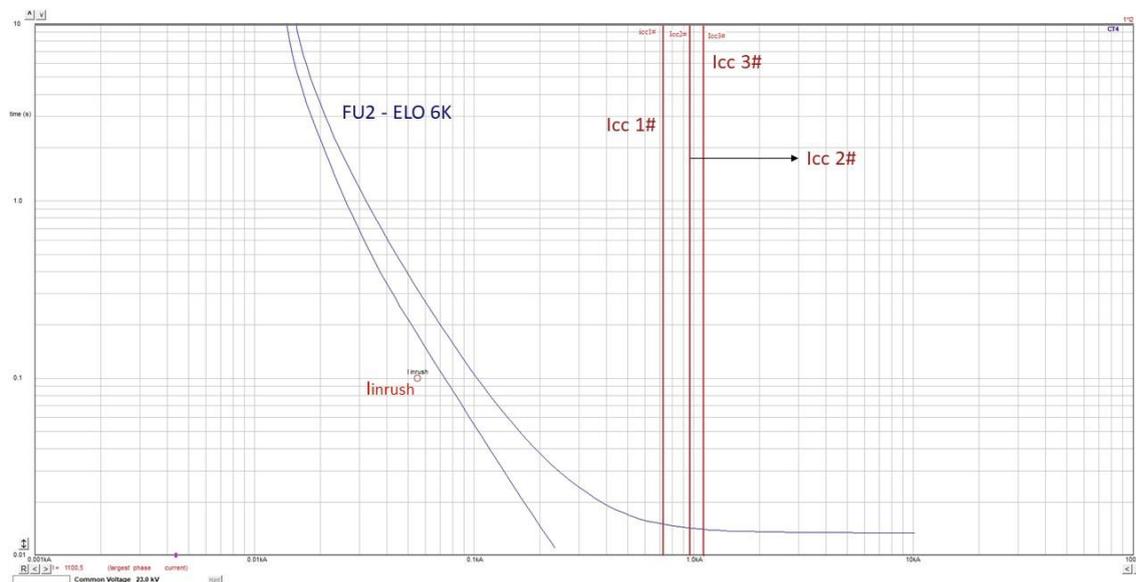
Levando em consideração as premissas de projeto da concessionária, foi reavaliada a necessidade de uso de um elo 6K neste ponto e visto a viabilidade de troca para elo 15K, a fim de tornar a proteção menos sensível e reduzir a incidência de queimas desnecessárias.

Para o ponto de instalação do elo FU2, temos corrente nominal de 6 A, corrente de curto circuito trifásico de 1101 A e corrente de magnetização calculada em 54 A. Com estes valores foi confirmado o atendimento aos seguintes critérios:

$$I_{0,13} > I_{inrush}$$

$$I_{0,13} = 65 \text{ A}$$

Figura 31 – Verificação elo FU2 (6K)

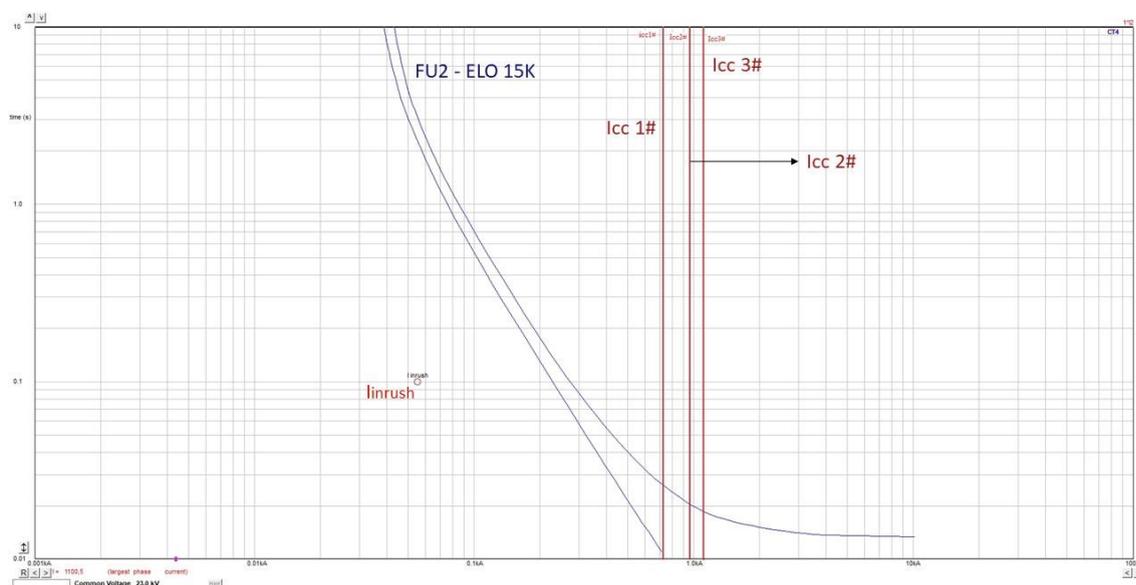


Fonte: Elaborado pelo autor

Vimos acima que a corrente de magnetização no ponto de instalação não sensibiliza o elo utilizado. Porém ainda podemos avaliar se a troca do dispositivo por fusível 15K implica em uma sensibilidade muito baixa para a proteção do trecho.

Realizando a troca do elo para 15K foi reavaliada a curva de operação do mesmo a fim de definir o tempo máximo de fusão para o dispositivo.

Figura 32 – Verificação elo FU2 (15K)



Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme visto no coordenograma da figura 32, após a troca do dispositivo, para o elo 15K foi verificado tempos máximos de fusão de 18 ms e 26 ms para o curto circuito trifásico e monofásico, respectivamente.

Com isso, foi adotada a troca para elo 15K, uma vez que correntes de surto e até mesmo descargas atmosféricas poderiam sensibilizar o dispositivo, necessitando o deslocamento de equipe para substituição do elo, o qual poderia ser evitado.

Após realizadas e justificadas as trocas acima, foi possível chegar na relação de trocas sugeridas para a rede estudada, a qual podemos verificar na tabela 19.

Tabela 19 – Relação de elos substituidos

Dispositivo	Elo substituído	Novo elo	Justificativa
FU2	6K	15K	Proteção existente pode ser sensível à correntes de surto e descargas atmosféricas. Em geral CPFL recomenda não utilizar elos 6K na distribuição
FU5	6K	15K	Corrente no ponto de instalação do elo é de 12,4A, portanto o mesmo não atenderia a corrente nominal do trecho
FU10	Chave Faca	25K	Proteção adicional
FU11	Chave Faca	25K	Proteção adicional
FU12	Chave Faca	65K	Proteção adicional. Neste caso o fator de segurança foi de 2,0. Todavia a substituição é justificada por tornar a proteção mais sensível
FU17	40K	50K	Elo fusível FU17 não coordena com FU18 em sua zona de proteção
FU15	Chave Faca	40K	Proteção adicional. Neste caso o fator de segurança foi de 2,6. Todavia a substituição é justificada por tornar a proteção mais sensível
FU16	Chave Faca	40K	Proteção adicional
FU-SE08	HH 75A	HH 63A	FU-SE08 e FU-15 não coordenam
FU1-SE13	HH 75A	HH 63A	FU1-SE13 e FU-20 não coordenam
FU-SE14	HH 75A	HH 63A	FU-SE14 e FU-21 não coordenam

Fonte: Elaborado pelo autor

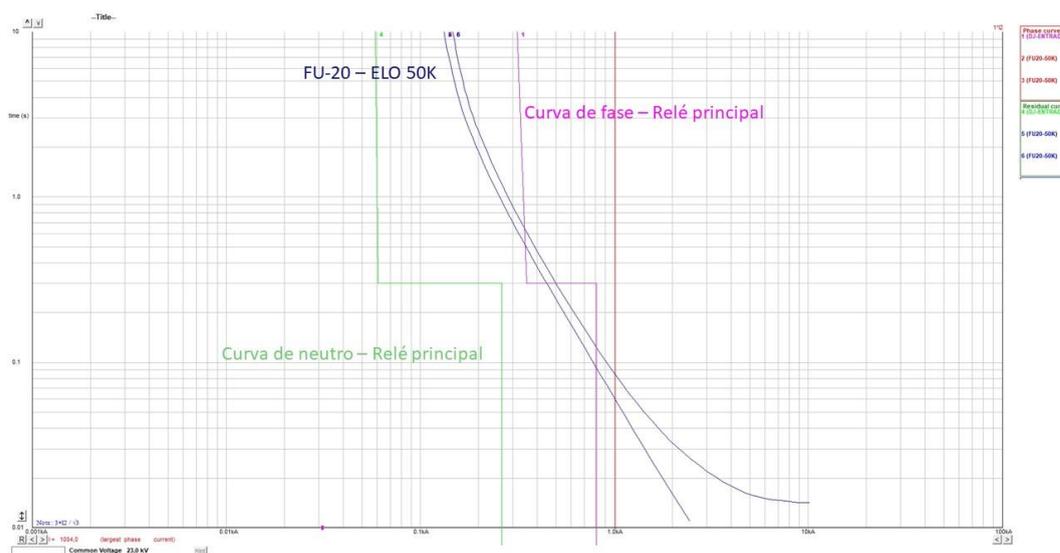
Assim como nas avaliações apresentadas acima, foram realizadas análises dos coordenogramas caso a caso, a fim de garantir a coordenação e seletividade entre os equipamentos instalados. A fim de tornar o documento mais direto, os coordenogramas verificando tal critério de todos os pares estão disponíveis em anexo.

4.5 Ajuste do Relé Principal

Conforme mencionado anteriormente, na entrada de energia das instalações da empresa existe um disjuntor de média tensão com relé de sobrecorrente microprocessado. Com as informações das curvas de operação nele programadas foi possível realizar a análise entre o relé de entrada e os dispositivos de proteção à jusante a fim de garantir a correta seletividade na operação destas proteções.

As curvas foram cadastradas no Elplek possibilitando gerar o coordenograma entre os dispositivos, os quais foram avaliados caso a caso, vindo aos pares a coordenação e verificando se há a correta seletividade entre eles. A fim de tornar o a seção deste documento mais clara e objetiva possível, foi selecionado o caso mais crítico para visualização do coordenograma, o qual segue abaixo.

Figura 33 – Coordenograma Relé Principal – FU-20



Fonte: Elaborado pelo autor

Como visto acima e considerando que a corrente fase terra mínima vista por ambos os dispositivos é de 252 A, pode-se afirmar que ocorre seletividade entre dispositivos, todas as correntes de curto circuito estão dentro da faixa de seletividade.

Conforme mencionado, os coordenogramas com demais dispositivos a jusante do relé principal estarão disponíveis nos anexos.

4.6 Implementação de religadores

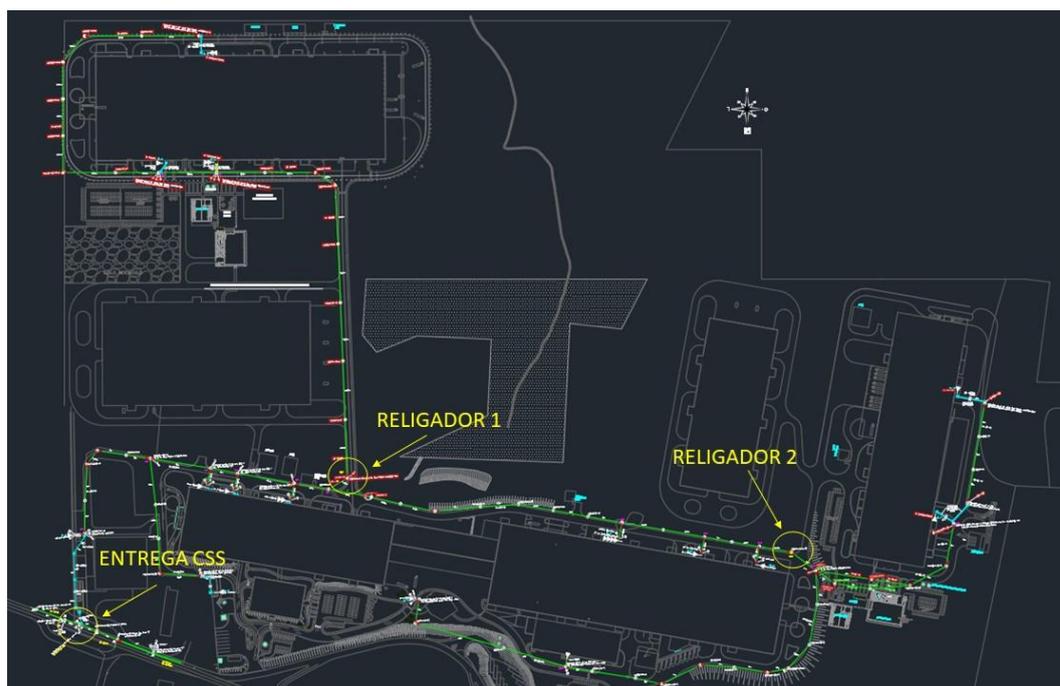
Outro aspecto importante a ser considerado sobre a rede estudada é que a proteção no tronco da mesma é feita exclusivamente pelo disjuntor de média tensão instalado na cabine de medição, além disso, só existem dispositivos de manobra no tronco da rede.

Apesar da baixa incidência de falhas transitórias e/ ou permanentes nos trechos de rede aérea convencional, pelo fato de estar mecanicamente protegida neste caso, afastada de árvores e outros aspectos que possam ocasionar faltas, a implementação de religadores na espinha da rede poderia torná-la mais seletiva em eventuais ocorrências, até mesmo por ocorrência de descargas atmosféricas.

Foram avaliados possíveis critérios para justificar o local de instalação de cada religador no tronco da rede, sendo relacionados à importância de carga e à extensão de rede desprotegida à jusante do ponto de instalação.

Pensando nisso, foram idealizados dois pontos críticos para instalação destes dispositivos, como podemos ver na figura 34.

Figura 34 – Localização dos religadores na planta da empresa



Fonte: Elaborado pelo autor

Os religadores foram posicionados devido à extensão de rede que existe à jusante de seu ponto de instalação. Uma vez que avaliando o critério de importância de carga conclui-se que as subestações em sua grande maioria são alimentadoras do setor produtivo, com exceção das subestações SE04 e SE05.

4.6.1 Religador 01 (REL-01)

A jusante deste dispositivo existe um trecho de rede aproximadamente 980 metros, alimentando 03 subestações, SE 11; SE 12 e SE 15, totalizando carga total de 4225 kW.

O trecho representa a derivação de rede que abastece os pavilhões de produção do setor de móveis planejados da empresa e representam grande importância no que diz respeito à continuidade do fornecimento de energia.

Instalando o religador neste ponto, faz com que falhas neste trecho não impactem no fornecimento de energia para o pavilhão principal da empresa, que é alimentado pelo ramal principal da rede cuja proteção segue sendo realizada pelo disjuntor de média tensão no ponto de entrega.

O correto ajuste do religador é importantíssimo para que haja coordenação entre tanto os dispositivos a jusante quanto ao disjuntor de MT que faz proteção de retaguarda. Para isso, foram realizadas as análises que serão apresentadas a seguir.

O dimensionamento do religador deve ser feito levando em consideração a corrente nominal passante pelo ponto de instalação e a corrente máxima de curto-circuito "vista" pelo dispositivo. Neste caso a corrente nominal passante pelo trecho de rede B07-B08 é de aproximadamente 109 A e a corrente máxima de curto-circuito a jusante do ponto de instalação deste equipamento é de 1027 A.

Levando em consideração a capacidade de condução de corrente dos cabos a jusante do ponto de instalação do equipamento (1/0 CA, 235 A), foi definido que o mesmo deve possuir corrente nominal de pelo menos 300 A e capacidade de interrupção de 2 kA, pensando na utilização deste religador em um cenário de crescimento de carga. Deve-se escolher modelo de religador que atenda à tais características e que permita o ajuste de curvas padrão IEC 60.255.

Conforme orientado na ND4.15 da CEMIG, as curvas de atuação devem ser padronizadas da seguinte maneira:

- Rápida ser IEC inversa com dial 0,01
- Atuações lentas por curva IEC muito inversa com dial 0,1.

O ajuste do religador REL-1 deve ser feito de modo que haja coordenação com os elos a jusante (FU-10, FU-11 e FU-12). Inicialmente devemos definir o ajuste de pick-up de fase, que segue abaixo:

$$I_{PF} > KF \times I_{carga}$$

Como estamos considerando como carga, a capacidade total dos transformadores da planta, então $KF=1$ e com isso temos que:

$$I_{PF} > 109 A$$

Além desse critério, devemos garantir que a corrente de pick-up de fase seja menor que a corrente de curto circuito bifásico no final da zona de proteção do religador, considerando o fator de segurança FS, conforme mostra a equação:

$$I_{PF} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS}$$

Considerando o mínimo curto circuito bifásico visto pelo dispositivo sendo 873 A e um fator de segurança alto de 2,0, conforme indica nas normativas da CPFL, especificamente no anexo VI do GED 2912, temos que o ajuste de pick-up de fase deve ser o seguinte:

$$109 A < I_{PF} < 436,5 A$$

O valor adotado de pick-up é de $I_{PF} = 135 A$

O pick-up de terra foi ajustado em 15% do valor regulado para a fase, portanto $I_{PT} = 20,25 A$

Para a curva rápida do religador, conforme critérios estabelecidos nas normas da CEMIG, estamos utilizando a curva IEC inversa com dial 0,01, conforme equação abaixo:

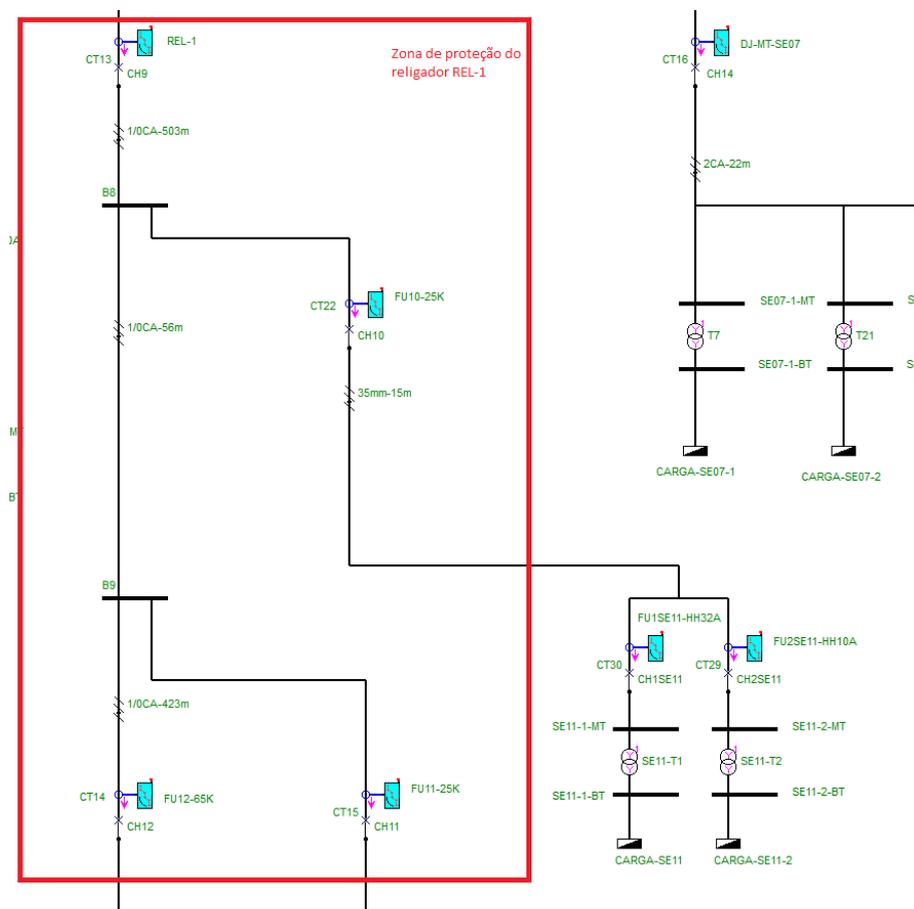
$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{135}\right)^{0,02} - 1} * 0,01$$

Já a curva lenta de atuação do religador seguirá a equação a seguir:

$$t = \frac{13,5}{\frac{I}{135} - 1} * 0,1$$

Para a zona de proteção apresentada abaixo, devemos garantir que haja a coordenação entre religador e elos FU-10, FU-11 e FU-12 de modo que a curva rápida do religador salve os elos a jusante e a curva lenta atue de modo a permitir a fusão de tais elos.

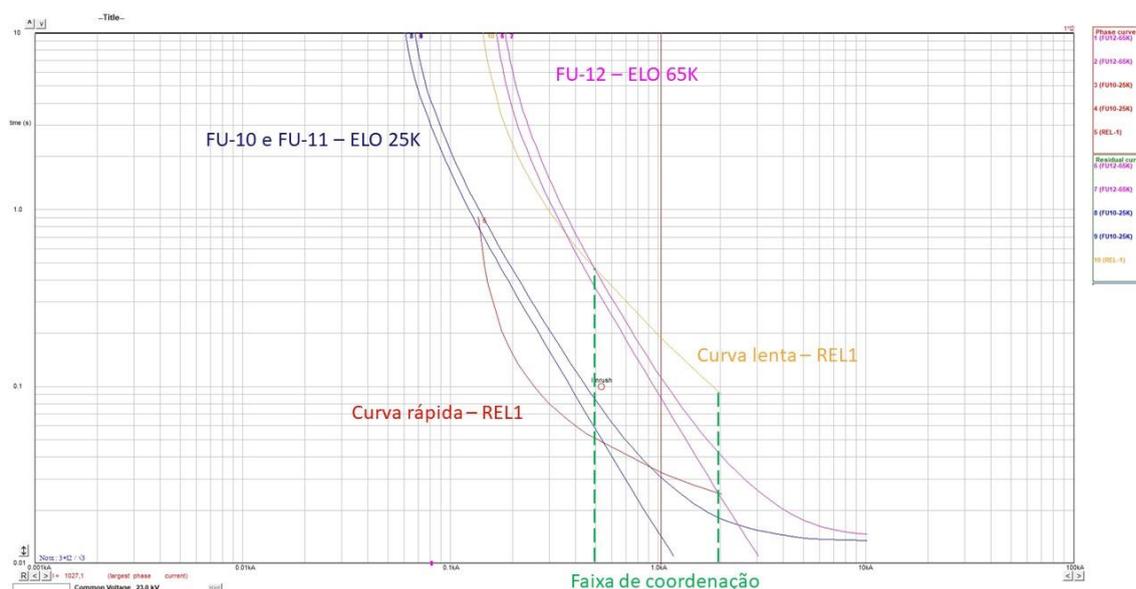
Figura 35 – Zona de proteção Religador REL-1



Fonte: Elaborado pelo autor

Dito isso, foi avaliado o coordenograma entre os equipamentos a fim de verificar a coordenação e eventualmente realizar o ajuste de algum elo a jusante, caso impacte nessa condição.

Figura 36 – Coordenograma Religador REL-1



Fonte: Elaborado pelo autor

Como verificado acima, o para as maiores correntes de curto-circuito do trecho, que estão na faixa de 1000 A até 1100 A, o religador coordena com o elo 65K porém os dispositivos FU10 e FU11 (elo 25K) não coordenam. Com essa condição, foi avaliada a necessidade da troca de algum ou ambos os dispositivos, a fim de garantir a seletividade entre eles.

Considerando que o trecho de rede à jusante da chave FU10 é de apenas 15 m e a probabilidade de ocorrência de defeitos nesse trecho de rede é baixa, foi optado por manter o elo 25K a fim de ter uma proteção mais sensível, embora em caso de defeitos nesse trecho haverá necessidade de deslocamento de equipe para realizar a troca do elo. Foi optado por também manter o elo FU11 em 25K, pois semelhante ao FU10, o trecho a jusante de seu ponto de instalação é curto, mantendo então ambos os elos fora da zona de proteção do religador deste estudo.

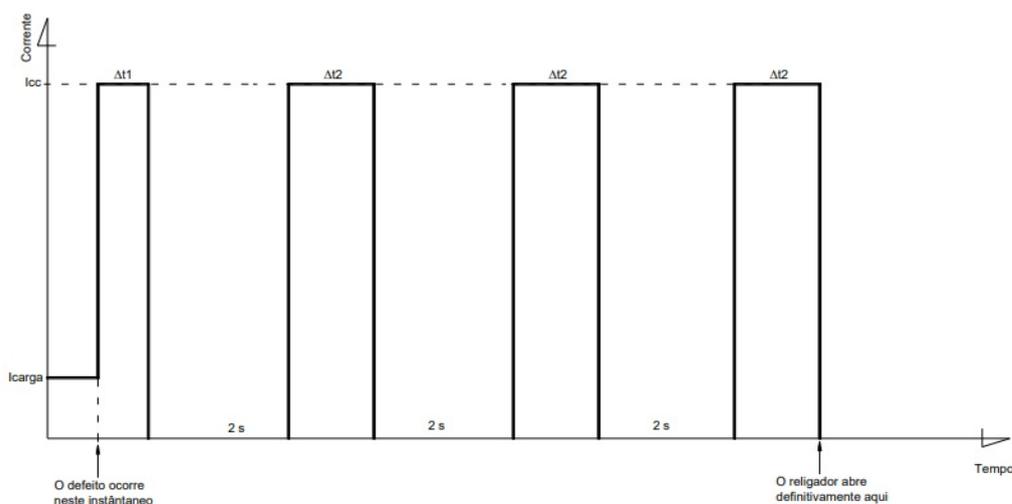
Outro ponto a ser levado em consideração é a corrente de *Inrush* não sensibilizar o religador em sua atuação rápida para instantes inferiores à 100 ms. Como podemos verificar no coordenograma acima, essa condição não foi possível de ser atendida e para isso o GED 2912 da CPFL indica algumas alternativas para solucionar este problema.

Considerando a situação atual e levando em conta que a rede tem baixa incidência de faltas transitórias por queda de galhos e afins ao longo da sua extensão, foi decidido “utilizar apenas uma operação rápida do religador, de maneira que quando

o religador re-energizar o circuito ele já esteja operando em uma curva temporizada” (CPFL, 2016). Dessa forma a corrente de magnetização no ponto de instalação não passa mais a ser um problema, mesmo que, em situações de falta de energia, o religador atue no momento de reenergização, porém isso implica apenas em um atraso no reestabelecimento da energia para este ramal, que se dá pelo tempo de operação do religador somado ao tempo programado para religue.

Portanto, foi definido que os religadores terão apenas uma atuação da curva rápida, seguida de três religamentos com intervalo de 2s entre eles, conforme mostrado na figura 37.

Figura 37 – Sequência de operação dos religadores



Fonte: Adaptado de GED 2912 (CPFL, 2016), página 37.

4.6.2 Religador 02 (REL-02)

Conforme já foi discutido, outro ponto crítico identificado para implementação de um religador é no trecho B12 – B13, que alimenta as subestações SE04, SE05, SE13 e SE14, atendendo o setor de manutenção, refeitório e os setores de produção da metalúrgica e produtos injetados em plástico, respectivamente. Semelhante às análises realizadas acima, foram avaliados os critérios para dimensionamento e ajuste do religador 02 a fim de garantir a correta proteção do trecho atendido.

Foi constatado que a corrente nominal do trecho é de 101 A, a corrente de curto circuito bifásico no ponto de instalação é de 893 A e a corrente de magnetização aproximadamente 505 A. com estes dados, seguimos o mesmo passo a passo para o ajuste das curvas.

$$I_{PF} > 101 A$$

$$I_{PF} < \frac{ICC_{2Fmin}}{FS}$$

$$I_{PF} < \frac{893 A}{2}$$

$$101 A < I_{PF} < 446,5 A$$

O valor de corrente definido para o ajuste de pick-up foi 20% acrescido ao valor de corrente nominal do trecho:

$$I_{PF} = 125 A$$

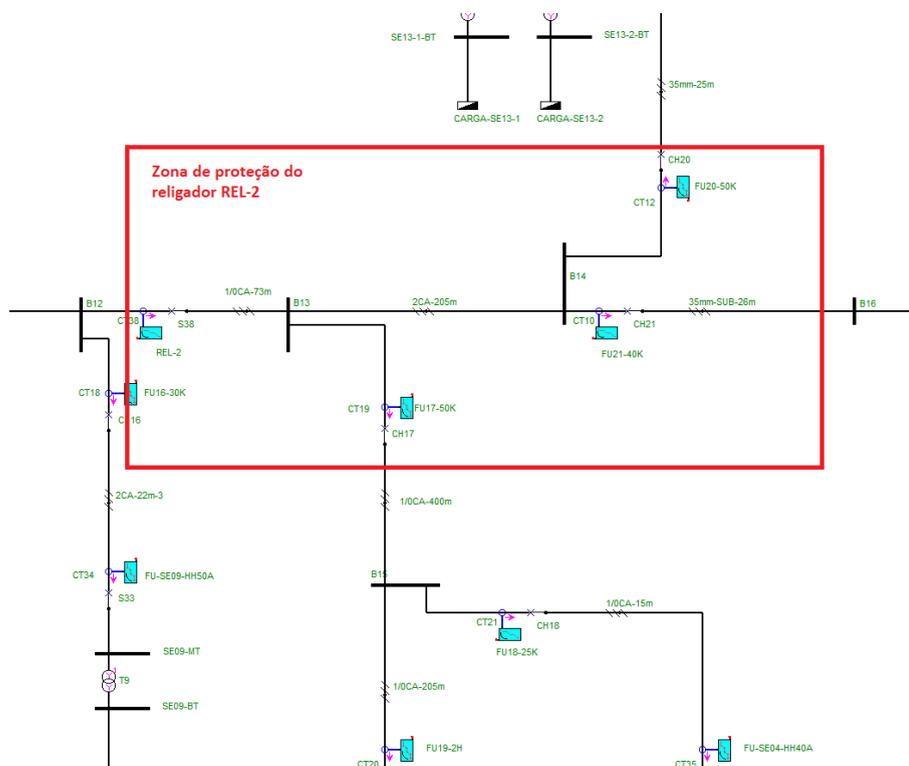
Portando a curvas rápida e lenta são dadas pelas seguintes equações, respectivamente:

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{125}\right)^{0,02} - 1} * 0,01$$

$$t = \frac{13,5}{\frac{I}{125} - 1} * 0,1$$

Por sua vez a zona de proteção do religador REL-2 abrange a área destacada na figura abaixo.

Figura 38 – Zona de proteção Religador REL-2

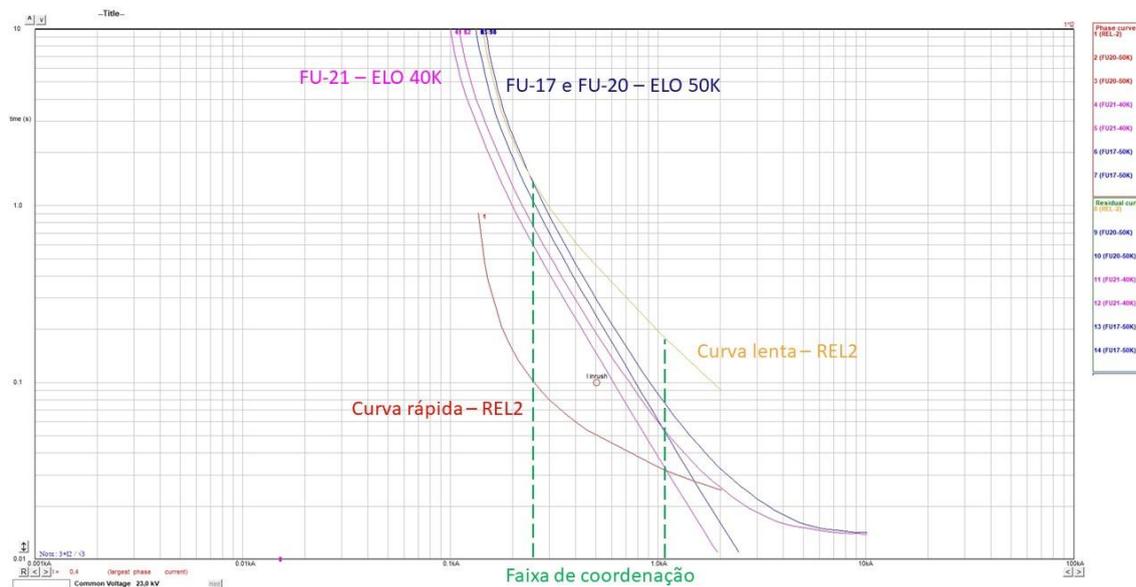


Fonte: Elaborado pelo autor

Semelhante ao que foi visto no coordenograma do religador REL-1, foi observado que os fusíveis 25K não coordenam com a curva ajustada, portanto nesse caso, a zona de proteção se restringe ao que foi apresentado acima, não abrangendo os dispositivos FU18 e FU19.

A coordenação entre os equipamentos apresentada abaixo pelo coordenograma garante que a curva rápida salvará os fusíveis FU17, FU20 e FU21.

Figura 39 – Coordenograma do Religador REL-2



Fonte: Elaborado pelo autor

Para o máximo curto-circuito trifásico nesta zona de proteção ($I_{cc3\#} = 1009 \text{ A}$) há seletividade entre os dispositivos de proteção, garantindo com que o ajuste realizado acima esteja de acordo com o desejado para a operação do religador.

Foi visto que, assim como no religador REL-1, houve a sensibilização do dispositivo com a corrente de magnetização no ponto de instalação. Para isso, também será adotada a programação de apenas uma atuação do religador pela curva rápida, a fim de contornar esse fator.

4.7 Avaliação da variação de tensão nas subestações

Tendo em vista os critérios de qualidade de energia estabelecidos no Prodist Módulo 08, foram avaliados os tempos de variação de tensão nas subestações da empresa em decorrência de curto circuitos ocorridos em alguns pontos da rede. O objetivo foi garantir que o tempo de variação de tensão decorrente das faltas não impactasse nas outras linhas produtivas da empresa, a fim de preservar o seu funcionamento e conseqüentemente reduzir as possíveis perdas.

Conforme apresentado nos procedimentos, essas representam variações de tensão de curta duração (VTCDs) e são classificadas da seguinte maneira:

Tabela 20 – Classificação das VTCDs

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão – IMT	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão – EMT	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão – ITT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão – ATT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão – ETT	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2021) página 13.

A avaliação foi realizada caso a caso, aplicando tanto um curto circuito, tanto fase-terra quanto trifásico em diversos pontos da rede a fim de avaliar qual o maior tempo necessário para atuação da proteção e conseqüentemente desacoplamento do trecho com defeito. Este tempo representa o período no qual o distúrbio de tensão permanece na rede, podendo ser avaliado conforme apresentado no Módulo 08 do Prodíst.

Após realizar as análises, foi visto que as VTCDs ocasionadas por curto circuitos trifásicos representam uma interrupção momentânea de tensão, uma vez que a amplitude da tensão nestes casos foi sempre inferior a 0,1 p.u., conforme classificado acima. Nestes casos foi verificado que a situação mais crítica seria um curto circuito no trecho B14 – SE13, tendo tempo máximo de 86 ms necessários para abertura do elo fusível FU20 (50K) que protege o ramal que alimenta tal subestação. Nessa situação em específico foi verificada redução da tensão para 1955 V ($V < 0,1$ p.u.) no barramento B1, próximo a entrada de energia e conseqüentemente menores tensões nos barramentos que derivam deste.

Baseado nisso, a análise ficou focada no curto circuito monofásico, o qual gerou afundamentos de tensão diferentes em cada fase. Diferente do curto circuito trifásico, que ocasionou a interrupção momentânea de tensão, este fenômeno gerou afundamentos que podem impactar nos setores produtivos e/ou ocasionar defeitos nos equipamentos instalados, tornando importante a realização desta análise a fim de tentar mensurar tal impacto.

Foram criados diferentes cenários para realizar as simulações que serão apresentadas abaixo. Aplicando um curto circuito monofásico em cada barramento da extensão da rede modelada e também no barramento de MT de cada uma das subestações, foram avaliados os valores de tensão fase/fase no barramento principal da rede (B1) e o tempo de duração de tal afundamento, isto é, o tempo máximo para fusão dos elos de proteção, considerando sempre o pior caso.

Tabela 21 – Análise de afundamento de tensão para curto-circuito monofásico

BARRA CC	Vab B1 (pu)	Vbc B1 (pu)	Vca B1 (pu)	Duração
SE06	0,64	0,77	0,52	20 ms
SE10	0,65	0,77	0,54	30 ms
SE01	0,65	0,77	0,53	30 ms
SE02	0,65	0,77	0,53	60 ms
SE03	0,65	0,77	0,54	130 ms
SE15	0,65	0,77	0,55	100 ms
SE12	0,65	0,77	0,55	60 ms
SE11	0,65	0,77	0,54	60 ms
SE07	0,65	0,77	0,54	200 ms
SE08	0,65	0,77	0,54	140 ms
SE09	0,65	0,77	0,55	90 ms
SE05	0,66	0,77	0,56	230 ms
SE04	0,65	0,77	0,55	66 ms
SE13	0,65	0,77	0,55	220 ms
SE14	0,65	0,77	0,55	110 ms
B1	0,64	0,77	0,52	300 ms
B2	0,64	0,77	0,52	300 ms
B3	0,64	0,77	0,53	300 ms
B4	0,65	0,77	0,53	300 ms
B5	0,65	0,77	0,53	300 ms
B6	0,65	0,77	0,54	300 ms
B7	0,65	0,77	0,54	300 ms
B8	0,65	0,77	0,54	50 ms
B9	0,65	0,77	0,55	50 ms
B10	0,65	0,77	0,54	300 ms
B11	0,65	0,77	0,54	300 ms
B12	0,65	0,77	0,55	300 ms
B13	0,65	0,77	0,55	50 ms
B14	0,65	0,77	0,55	50 ms
B15	0,65	0,77	0,55	230 ms
B16	0,65	0,77	0,55	140 ms

Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme indicado no módulo 8 do PRODIST, tais informações devem ser estratificadas em regiões de sensibilidade a fim de classificar e mensurar o impacto gerado por cada tipo de VTCD. Essa estratificação deve ser feita da seguinte maneira:

Tabela 22 – Estratificação das VTCDs

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms)	(300 ms - 600)	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1min - 3 min]
>1,15							
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]							
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]							
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]	SE06, SE10, SE01, SE02, SE12, SE11, SE09, SE04, B8, B9, B13, B14	SE03, SE07, SE08, SE05, SE13, SE14, B1,B2,B3,B4, B5, B6, B7, B10, B11, B12, B15, B16					
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
≤ 0,10							

LEGENDAS:	
	REGIÃO H
	REGIÃO I
	REGIÃO A
	REGIÃO G
	REGIÃO B
	REGIÃO D
	REGIÃO C
	REGIÃO F
	REGIÃO E

Fonte: Adaptado de PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2021) página 14.

Foi verificado que no pior caso, a tensão entre fases caiu para 0,52 pu quando há defeito fase-terra na rede estudada. Este fator já nos enquadra nas regiões C, D ou F da tabela apresentada, a depender do tempo de duração da VTCD, que nestes casos variou de 20 ms até 300 ms, resultando no que vimos acima.

Como é apresentado na normativa, as variações de tensão de curta duração têm fator de ponderação a depender da região que se encontram na tabela de estratificação mostrada acima. A fim de avaliar a seus impactos e sua dimensão, utiliza-se da tabela 8 disponível nesta resolução (ANEEL, 2021).

Tabela 23 – Fator de ponderação das VTCDs

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (fpond)	Fator de Impacto Base (FI_{BASE})	
		$2,3 \text{ kV} \leq V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Fonte: PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2021) página 15.

É verificado que as VTCDs ocorrentes no sistema estudado são classificadas como classe C e D, os quais tem fator de ponderação de 0,07 e 0,15 consequentemente. Isso pode ser interpretado como impactos menos significativos na qualidade do fornecimento de energia, tendo em vista que as regiões mais críticas (E e F) tem maior fator de ponderação.

Todavia, isso é um fator a ser considerado quando pensamos na implementação de soluções para tornar o sistema mais confiável e seguro. Portanto foram avaliadas as necessidades de implementação de disjuntores de média tensão nas subestações com potência superior a 300 kVA. A relação das subestações avaliadas consta na tabela 24.

Tabela 24 – Avaliação das subestações com capacidade superior a 300 kVA

SUBESTAÇÃO	CARGA INSTALADA	TEMPO ATUAÇÃO
SE01	500 kVA	10 ms
SE02	750 kVA	16 ms
SE03	1500 kVA	16 ms
SE04	750 kVA	66 ms
SE07	4000 kVA	"Instantâneo"
SE08	1500 kVA	100 ms
SE09	1000 kVA	33 ms
SE10	500 kVA	10 ms
SE11	975 kVA	10 ms
SE12	750 kVA	10 ms
SE13	1650 kVA	110 ms
SE14	1500 kVA	110 ms
SE15	2500 kVA	"Instantâneo"

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com objetivo de avaliar a eficácia na proteção da rede pela implementação de um disjuntor de média tensão controlado por relé microprocessado nas subestações acima, foram avaliados os tempos necessários para atuação da proteção existente em defeitos causados nas mesmas.

A avaliação acima foi feita aplicando um curto circuito monofásico nas barras de MT de todas as subestações com capacidade superior à 300 kVA, observando o maior tempo de abertura para os dispositivos de proteção mais próximos ao ponto do defeito, de modo a observar a criticidade de tais distúrbios.

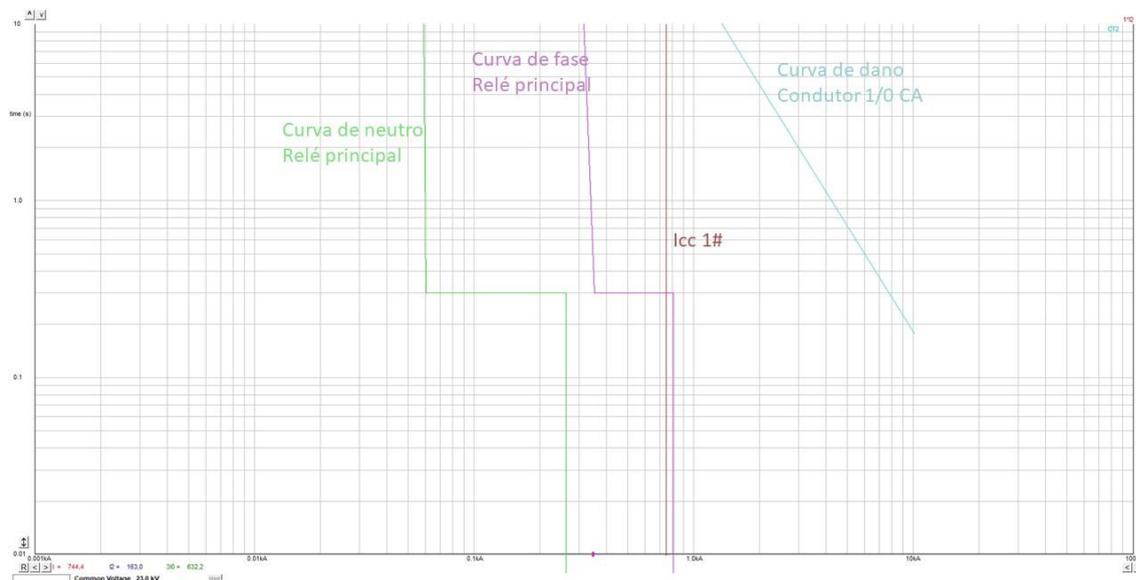
Nesta avaliação, os casos mais críticos foram as subestações SE08, SE13 e SE 14, cuja proteção é realizada por elos HH 63A, os quais foram ajustados para obter seletividade com as novas proteções implementadas ao longo deste trabalho. Na análise dos resultados será discutida a viabilidade e necessidade de implementação de disjuntores de média tensão nestes três casos.

4.8 Avaliação da curva de dano dos condutores

Após realizar todas as análises e ajustes a fim de tornar a proteção da rede estudada mais segura, seletiva e confiável, é de suma importância realizar a avaliação das correntes de curto circuito relacionadas com a curva de dano dos condutores de cada trecho de rede.

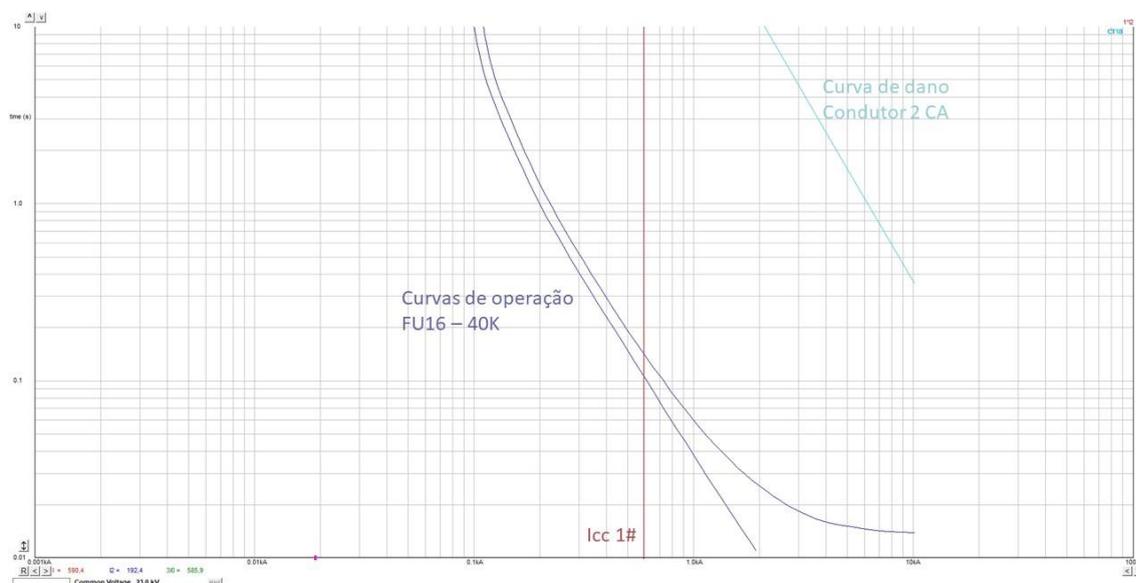
Com as curvas de corrente admissível (tempo x corrente) dos cabos de alumínio obtidas na normativa ND4.15 (CEMIG, 2017), foi possível montar os coordenogramas com os dispositivos de proteção a fim de verificar se o tempo de atuação da proteção adotada está protegendo os cabos, uma vez que a proteção além de ser seletiva, deve garantir que os condutores não sejam danificados na ocorrência de defeitos.

Figura 40 – Verificação da curva de dano do condutor 1/0 CA



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 41 – Verificação da curva de dano do condutor 2 CA



Fonte: Elaborado pelo autor

Podemos verificar nos coordenogramas das figuras 40 e 41 que a proteção atual e inclusive após as implementações realizadas neste trabalho está salvando os condutores em casos de curto circuito.

No caso da espinha da rede em condutores # 1/0 CA é visto que a proteção principal na entrada de energia garante que não haja dano nos cabos em quaisquer situações de curto circuito aplicadas neste trecho.

Já nos trechos com cabos 2 CA, como o exemplo mostrado na figura 41, a primeira proteção a montante do ponto do defeito é capaz de garantir a integridade dos cabos no caso de falta no trecho.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Após realizar os procedimentos de análise e implementações apresentados no capítulo anterior, foram feitas sugestões para tornar o sistema de proteção existente da rede mais confiável e seguro. Tais implementações não foram avaliadas em questão de custo de implementação, mas em eficácia na proteção do sistema.

5.1 Dispositivos de proteção

Como já foi explicado, alguns dispositivos de manobra foram substituídos por fusíveis com o intuito de gerar uma proteção mais sensível e seletiva para o sistema estudado. Outro ponto que implicou em alterações nos fusíveis da planta foi a divergência entre a capacidade do elo e a corrente nominal do trecho e em alguns casos o sistema não estava atendendo aos critérios de seletividade adotados para esta análise.

Além da implementação e troca destes elos fusíveis, obtivemos 2 pontos importantes para a implementação de religadores, que pela extensão de rede a jusante de seu ponto de instalação, justificou o emprego de tal equipamento. Os religadores foram ajustados conforme visto no capítulo anterior e foi garantida coordenação com os dispositivos a jusante, operando de maneira seletiva.

Por fim, foi avaliado se a curva programada no relé principal, na entrada de energia da rede, está coordenando com os dispositivos a jusante.

Dito isso, podemos observar a relação de todos os dispositivos de proteção ao final do estudo, após as trocas e implementações discutidas acima.

Tabela 25 – Relação de dispositivos de proteção após implementações e avaliações

CHAVE	DISPOSITIVO
DJ01	Disjuntor de MT
FU2	Elo 15K
CH3	Chave Faca
CH4	Chave Faca
FU5	Elo 15K
FU-SE10	Elo HH 25A
FU6	Elo 15K
FU-SE01	Elo HH 25A
FU7	Elo 25K
FU-SE02	Elo HH 40A
FU8	Elo 40K
FU1SE03	Elo HH 40A
FU2SE03	Elo HH 40A
REL1	Religador
FU10	Elo 25K
FU1SE11	Elo HH 32A
FU2SE11	Elo HH 10A
FU11	Elo 25K
FU-SE12	Elo HH 32A
FU12	Elo 65K
DJ-SE15	Disjuntor de MT
CH13	Chave Faca
DJ-SE07	Disjuntor de MT
FU15	Elo 40K
FU-SE08	Elo HH 63A
FU16	Elo 40K
FU-SE09	Elo HH 50A
FU17	Elo 50K
FU18	Elo 25K
FU-SE04	Elo HH 40A
FU19	Elo 2H
FU20	Elo 50K
FU1SE13	Elo HH 63A
FU2SE13	Elo HH 8A
FU21	Elo 40K
CH22	Chave Faca
FU-SE14	Elo HH 75A
REL2	Religador

Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 Implementação de disjuntores de MT nas subestações

Com base no que foi visto e revisado no item 4.7 deste trabalho, foi possível realizar a avaliação da necessidade do emprego de disjuntores de média tensão nas subestações com capacidade superior a 300 kVA.

A avaliação levou em consideração os dados estratificados na tabela 24 deste documento onde foram vistos os tempos de atuação da proteção para os curto circuitos em cada uma das subestações que possuem tal capacidade de carga.

Foram observados 3 casos críticos onde um curto circuito monofásico gerou um afundamento de tensão para 0,52 pu e o tempo necessário para extinção do defeito foi de 100 e 110 ms, mantendo todo o sistema com estes níveis de tensão por este tempo definido.

Levando em consideração que este distúrbio mantido por essa fração de segundo, em geral, não representa um grande risco para equipamentos instalados nas fábricas da planta. Este fator por si só não justificaria a implementação de três novos disjuntores de média tensão nas subestações SE08, SE13 e SE14.

O mais prudente neste caso seria realizar a correção do distúrbio diretamente na carga caso necessário devido à intolerância de algum equipamento específico à tal afundamento de tensão por esse período.

5.3 Montagem sugerida para a rede estudada

O estudo resultou na sugestão de ajustes, substituição e implementação de novos equipamentos de proteção para a rede avaliada. Tais intervenções devem ser feitas a fim de aprimorar a proteção existente e estão compiladas na tabela a seguir.

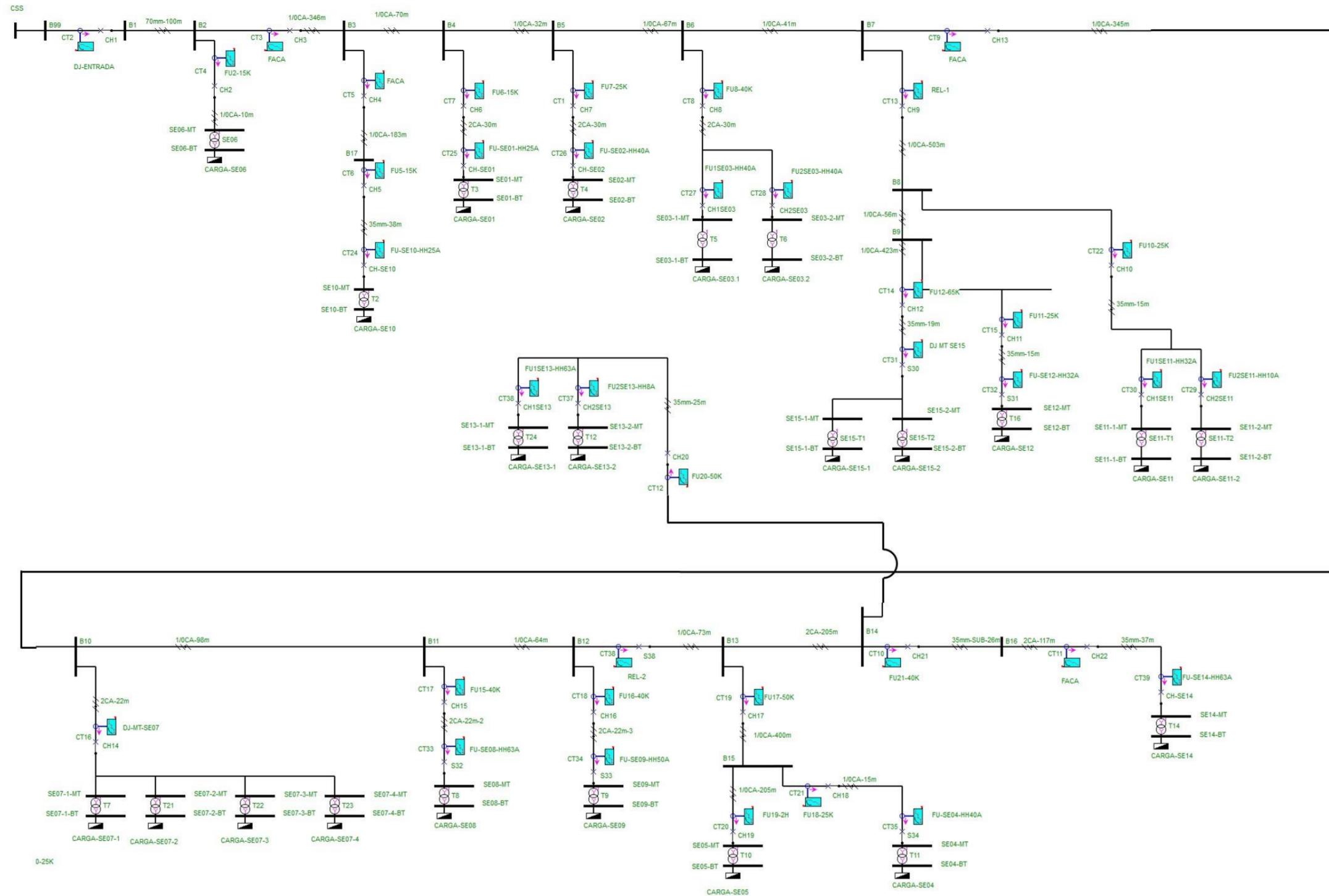
Tabela 26 – Resumo das modificações sugeridas no sistema de proteção

Dispositivo	Conduta
FU2	Realizar a troca do elo fusível atual (6K) por outro elo 15K
FU5	Realizar a troca do elo fusível atual (6K) por outro elo 15K
FU10	Realizar a troca da chave faca instalada por um elo fusível 25K
FU11	Realizar a troca da chave faca instalada por um elo fusível 25K
FU12	Realizar a troca da chave faca instalada por um elo fusível 65K
FU17	Realizar a troca do elo fusível atual (40K) por outro elo 50K
FU15	Realizar a troca da chave faca instalada por um elo fusível 40K
FU16	Realizar a troca da chave faca instalada por um elo fusível 40K
FU-SE08	Realizar a troca do elo fusível atual (HH75A) por outro elo HH63A
FU1-SE13	Realizar a troca do elo fusível atual (HH75A) por outro elo HH63A
FU-SE14	Realizar a troca do elo fusível atual (HH75A) por outro elo HH63A
REL1	Realizar a implementação do Religador REL1 no ponto que consta o trecho B7-B8
REL2	Realizar a implementação do Religador REL2 no ponto que consta o trecho B12-B13

Fonte: Elaborado pelo autor

Após todas estas alterações sugeridas no que diz respeito aos dispositivos de proteção e seus ajustes, foi desenvolvido novo diagrama da rede a fim de visualizar o que é sugerido como ideal dentro das análises realizadas.

Figura 42 – Diagrama da rede modelada no Elplek após implementações



Fonte: Elaborado pelo autor

5.4 Considerações Finais e Recomendações

Tendo realizado todas as análises apresentadas acima e seus resultados discutidos neste capítulo, foram apresentados acima os coordenogramas e tabelas que justificam as implementações de dispositivos e/ou novos ajustes no sistema de proteção da rede. As situações em que apenas houve a verificação do atendimento aos critérios adotados para a proteção da rede, se encontram na seção de anexos deste trabalho.

A fim de garantir a efetividade da proteção existente e de validar as implementações apresentadas acima, recomenda-se que seja feita revisão de todos os dispositivos de proteção disponíveis na rede, verificando a integridade das chaves fca, chaves fusíveis e disjuntores instalados. Também é recomendada a realização de ensaios nos disjuntores de média tensão, os quais estão instalados na entrada de energia, e nas subestações SE07 e SE15, a fim de garantir que os relés estão realizando o comando dos disjuntores conforme as curvas de operação que aqui foram analisadas.

6 CONCLUSÃO

Redes de distribuição de energia elétrica estão sujeitas a ocorrência de defeitos, sejam transitórios ou temporários, por conta disso devem ser estudadas as causas, impactos e soluções para tais eventos. Este trabalho levou em consideração a rede apresentada para avaliar tais defeitos, independente de sua natureza, a fim de propor melhorias no sistema de proteção, tanto pelo emprego de novos dispositivos quanto pela troca de dispositivos existentes.

Foi elaborada metodologia de análise com auxílio do software Elplek a fim de facilitar e visualizar do diagrama e dos coordenogramas apresentados neste trabalho. Com o software foram vistos ajustes utilizados para os religadores e disjuntores de MT utilizados na proteção do sistema avaliado.

O objetivo das implementações sugeridas para a rede foi tornar a proteção mais sensível e seletiva, para que em eventuais correntes de curto circuito, o sistema de proteção consiga atuar o mais próximo possível ao ponto do defeito, afetando o menor número de subestações possíveis e conseqüentemente reduzindo o impacto negativo na produção da empresa.

Tais ações para tornar a proteção mais confiável e seletiva foram:

- Análise das correntes de curto circuito em cada barramento da planta;
- Reavaliação da proteção existente;
- Substituição de dispositivos de manobra por elos fusíveis;
- Implementação de religadores no tronco da rede;

Ao longo do desenvolvimento das análises e da avaliação dos resultados foram observados alguns pontos importantes a serem pensados em estudos de proteção de redes de distribuição, os quais seguem:

- 1) Os cálculos das correntes de curto circuito realizadas com as equações apresentadas neste documento convergiram com os valores obtidos através das simulações no Elplek;
- 2) Ao implementar novos dispositivos de proteção, como por exemplo a troca de alguns dispositivos de manobra por chaves fusíveis, tornamos a proteção mais sensível e eventualmente pode implicar em dificuldades maiores para obter seletividade. Fato que converge com a

recomendação de emprego de no máximo 04 elos fusíveis instalados em série, mencionada no GED 2912;

- 3) A implementação dos fusíveis implicou na reavaliação dos coordenogramas a fim de garantir seletividade com os novos elos. Em certas situações, foram redimensionados elos tornando a proteção mais sensível.
- 4) As correntes de *Inrush* representaram um problema na implementação dos religadores na rede instalada, uma vez que a curva rápida de operação dos religadores, ajustada de acordo com o que é recomendado pelas premissas da CEMIG, atuou para a corrente de magnetização no ponto de instalação deste estudo. A fim de contornar tal situação, o GED 2912 sugere o uso de apenas uma atuação pela curva rápida e essa ação foi considerada nesta análise;
- 5) Os condutores empregados na rede de distribuição estudada estão devidamente dimensionados, visto que a proteção da rede garante sua integridade na ocorrência de defeitos no sistema;
- 6) Não se dá por necessária a implementação de novos disjuntores de média tensão nas subestações da rede estudada, levando em consideração o que foi avaliado no item 5.2 deste trabalho.

Foi visto que a ocorrência de defeitos na rede é, em sua grande maioria, de natureza permanente, uma vez que a rede está mecanicamente protegida, isto é, isolada de áreas onde podem ocorrer possíveis faltas por queda de galhos e outros fatores externos. Este foi ponto importante na decisão da filosofia de proteção a ser adotada no estudo.

Apesar de serem sugeridas implementações, a rede existente foi validada com as análises desenvolvidas no capítulo 4, com exceção do elo FU5 que não atendia corrente nominal do trecho onde está instalado.

Levando em consideração os objetivos mencionados no início deste trabalho, obteve-se sucesso nas análises realizadas, uma vez que:

- 1) Foi possível implementar novos dispositivos de proteção, sendo elos fusíveis e religadores;

- 2) Após as intervenções realizadas, foi verificado que o sistema de proteção sugerido garante coordenação e seletividade entre os dispositivos instalados.
- 3) Foi avaliada a implementação de disjuntores de MT, chegando na conclusão já mencionada;

7 REFERÊNCIAS

ABB. **Disjuntor de Média Tensão a Vácuo com Comando Mecânico**. ABB. Dalmine, p. 4. 2016.

ABNT. **NBR 7282 - Dispositivos fusíveis de alta tensão - Dispositivos tipo expulsão - Requisitos e métodos de ensaio**. Rio de Janeiro. 2020.

ABRADEE. Visão Geral do Setor. **Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**, 2019. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>. Acesso em: 18 Abril 2022.

ANEEL. Fundamentos do Setor Elétrico. **LabTime**, 2019. Disponível em: http://www.labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod4_uni1_sl5.html. Acesso em: 18 Abril 2022.

ANEEL. **PRODIST - MÓDULO 8**. [S.l.], p. 69. 2021.

CEMIG. **ND-4.15 - Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig**. Belo Horizonte. 2017.

CEZIMBRA, Laura M. **Estudo de Coordenação e Seletividade de Relatores e Fusíveis em Redes Aéreas de Distribuição**. São Leopoldo. 2018.

COMASSETO, Lorenzo. **Algoritmos heurísticos de otimização da proteção e manobra em redes de distribuição de energia**. Santa Maria. 2008.

CPFL. **GED 2912 - Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente**. [S.l.]. 2016.

ELETROBRÁS. **Proteção de sistemas aéreos de distribuição**. Rio de Janeiro: Campus, 1982.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-Circuito**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, v. 2a Ed., 1997. 214 p.

MARDEGAN, Cláudio. **Proteção dos Transformadores - Parte 1. O Setor Elétrico**, Setembro 2010.

MONTEMA. **Fusíveis limitadores de corrente HH**. Montema Equipamentos e Sistemas. Mandirituba, p. 09.

SGC. **Matriz Elétrica Brasileira**. ANEEL. Rio de Janeiro. 2022.

SILVA, Angélica F. D. **Avaliação da Atuação das Proteções de Linhas de Transmissão Durante Operação em Anel Temporário**. São Leopoldo. 2015.

SILVA, Henrique M. D. **Faltas de Alta Impedância em Alimentadores de Distribuição: Simulação, análise e reflexões sobre a problemática por meio de estudo de caso simulado.** São Leopoldo. 2017.

TECFUSE. **Catálogo - Elos fusíveis de distribuição.** Jardim Pinheiros. 2021.

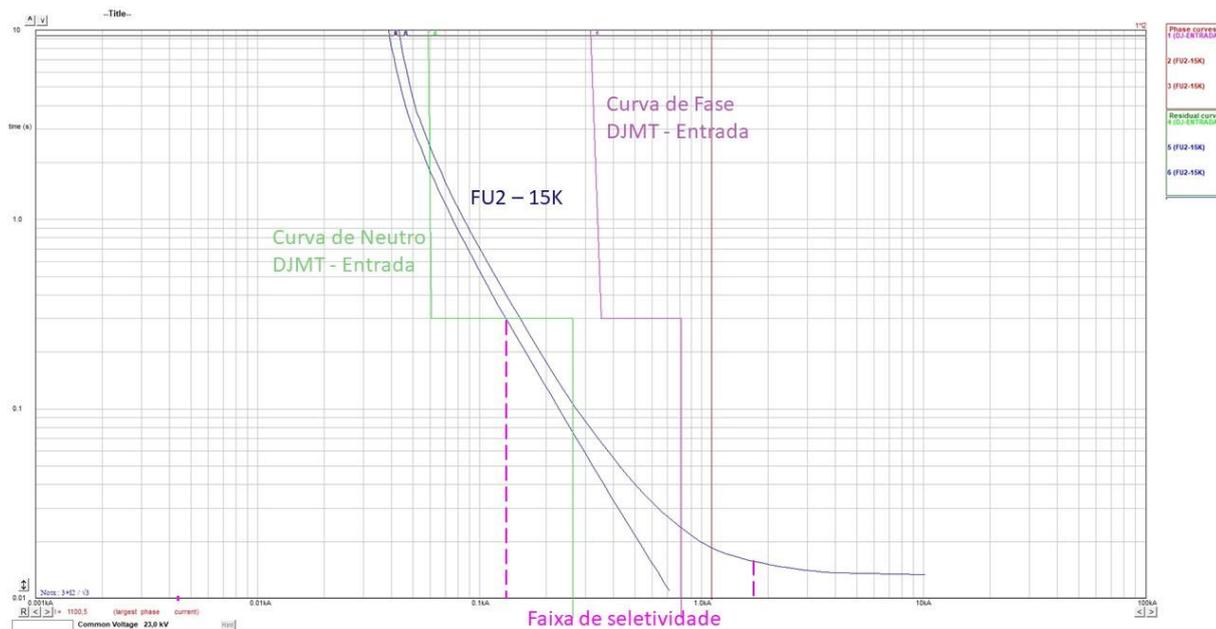
VARGAS, Vitor W. D. **Ferramenta para Dimensionamento Automatizado de Dispositivos de Proteção em Redes de Distribuição Através de Simulação e Estrutura em Árvore.** São Leopoldo. 2020.

ZAMBONI, Lucca. **Detecção e Localização de Faltas em Sistemas Elétricos de Distribuição Usando Abordagem Inteligente Baseada em Análise Espectral de Sinais.** São Carlos. 2013.

ZANETTA JR, Luiz C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência.** 2ª Edição. ed. São Paulo: Livraria da Física, 2008.

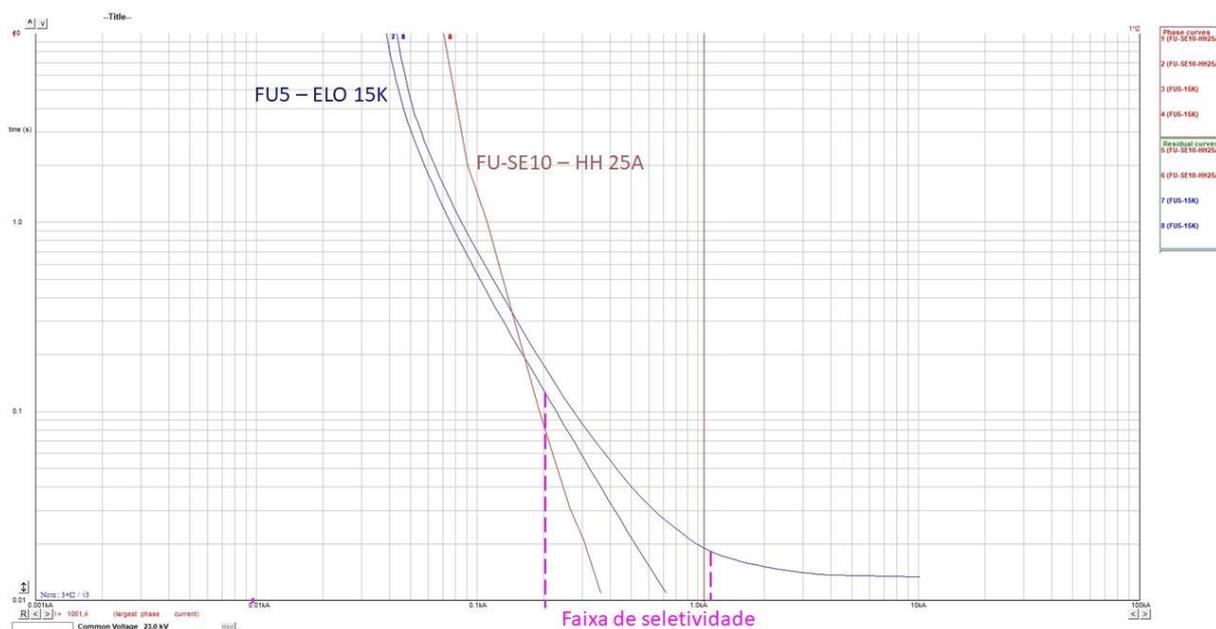
8 ANEXOS

Anexo I – Coordenograma Disjuntor Entrada – FU2



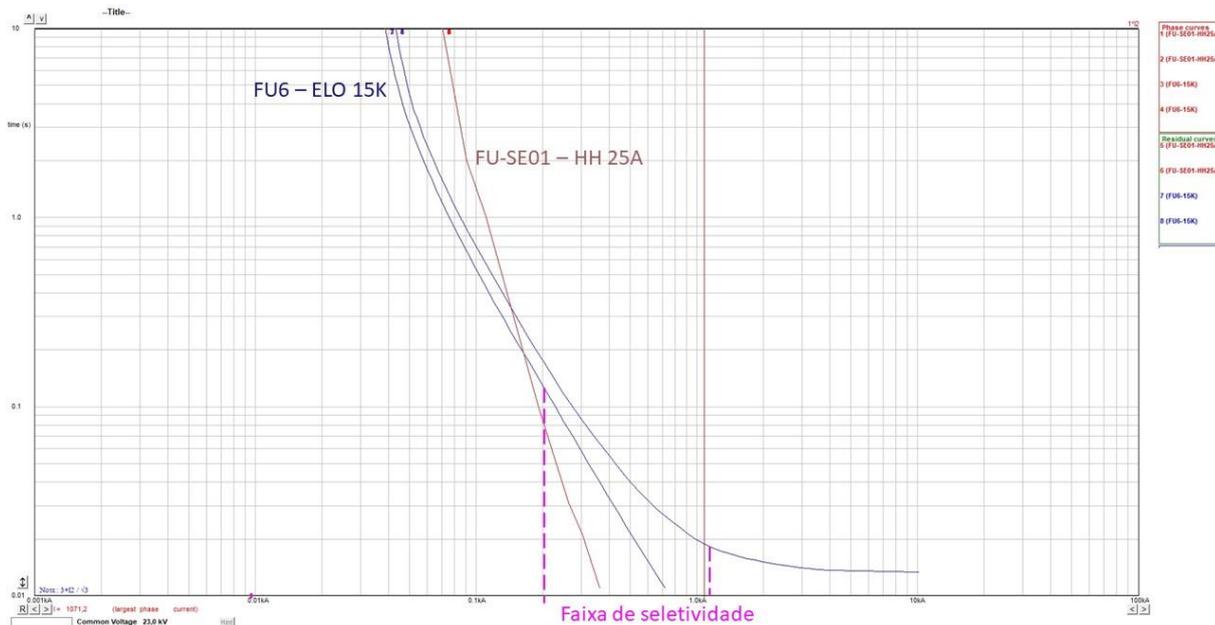
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo II – Coordenograma FU5 – FU-SE10



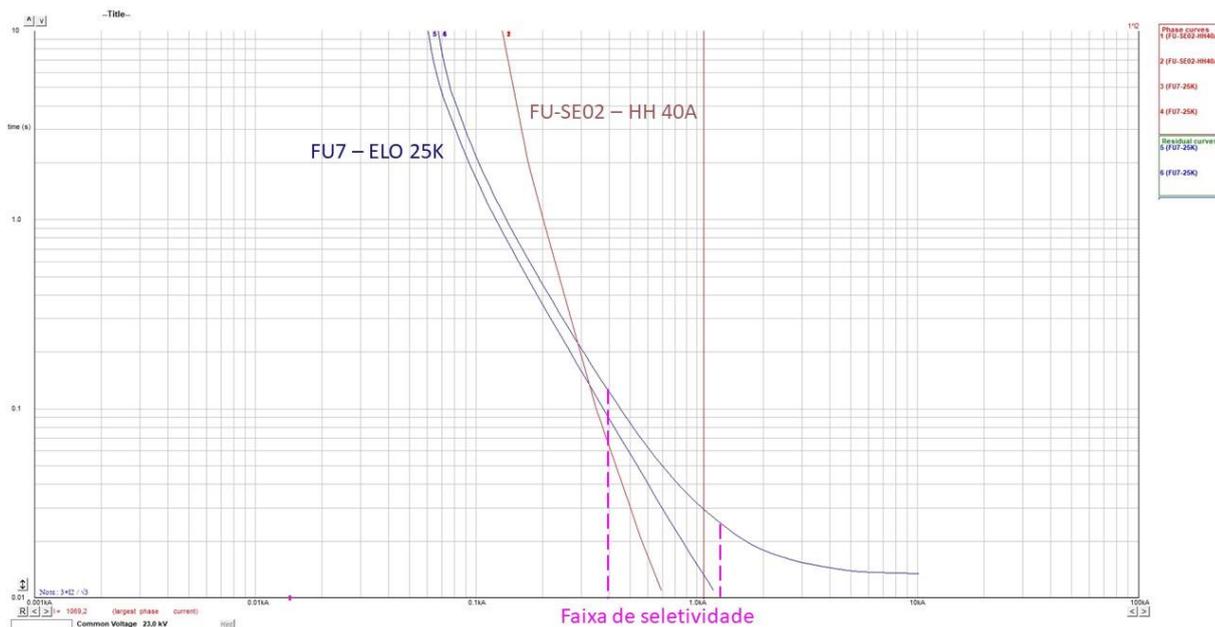
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo III – Coordenograma FU6 – FU-SE01



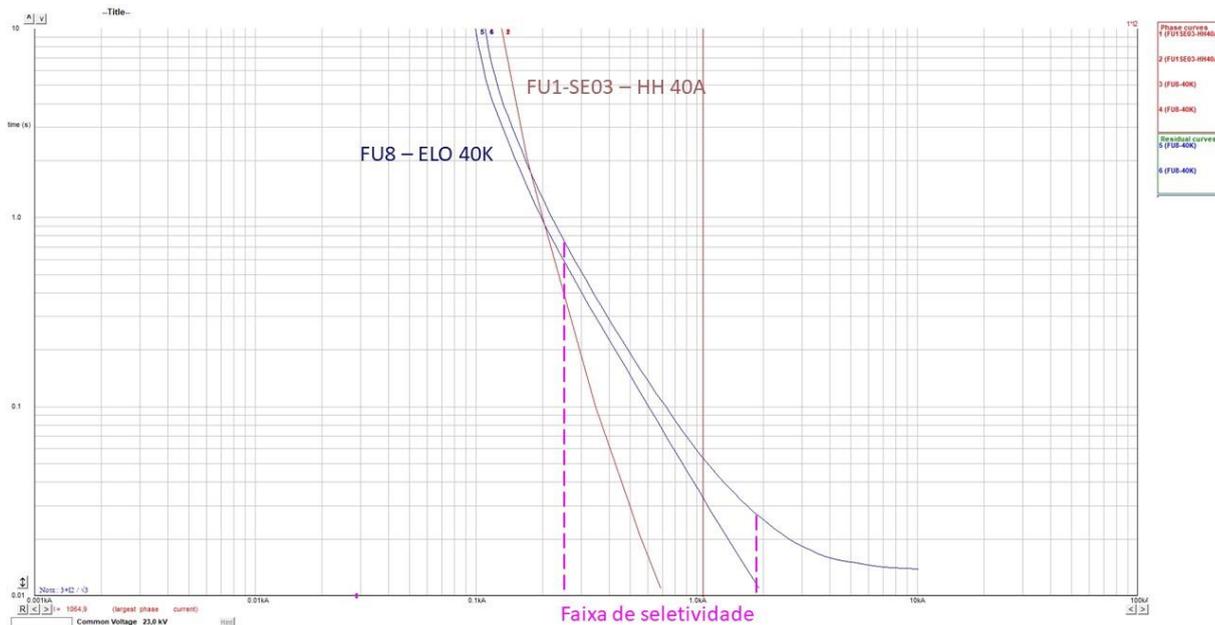
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo IV – Coordenograma FU7 – FU-SE02



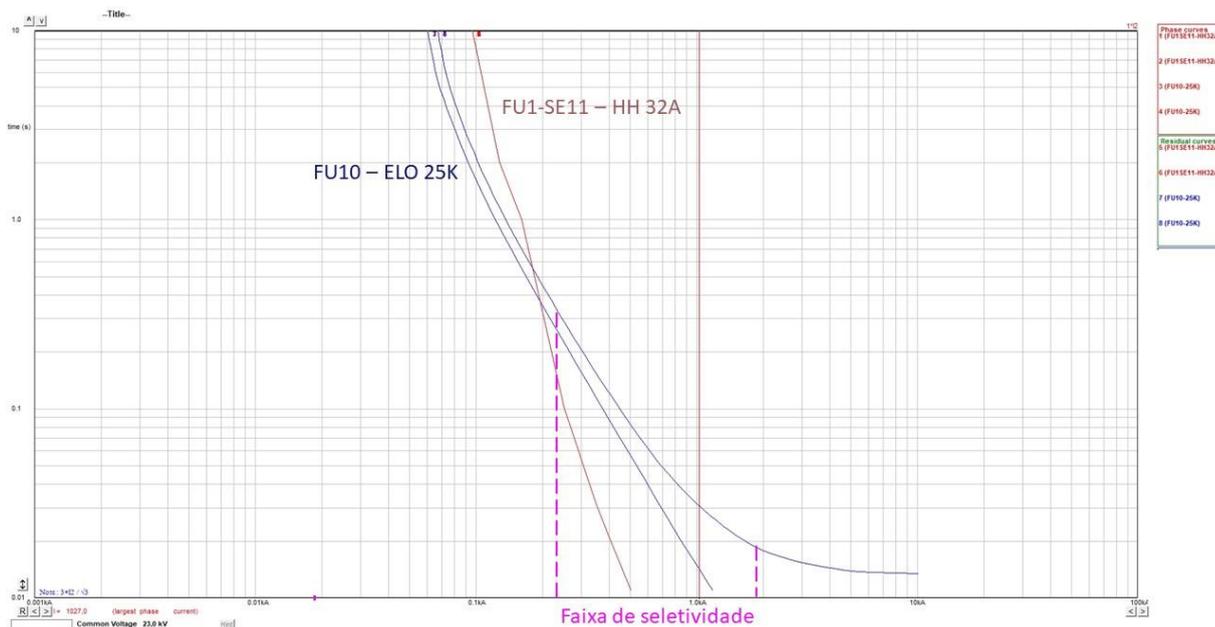
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo V – Coordenograma FU8 – FU1-SE03



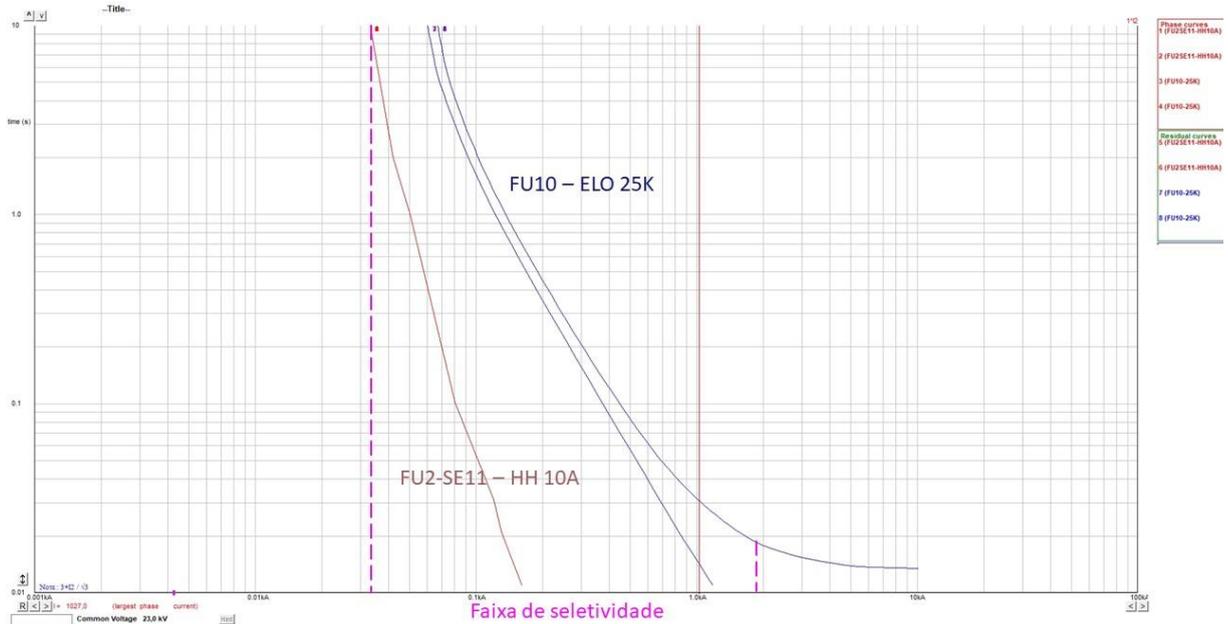
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo VI – Coordenograma FU10 – FU1-SE11



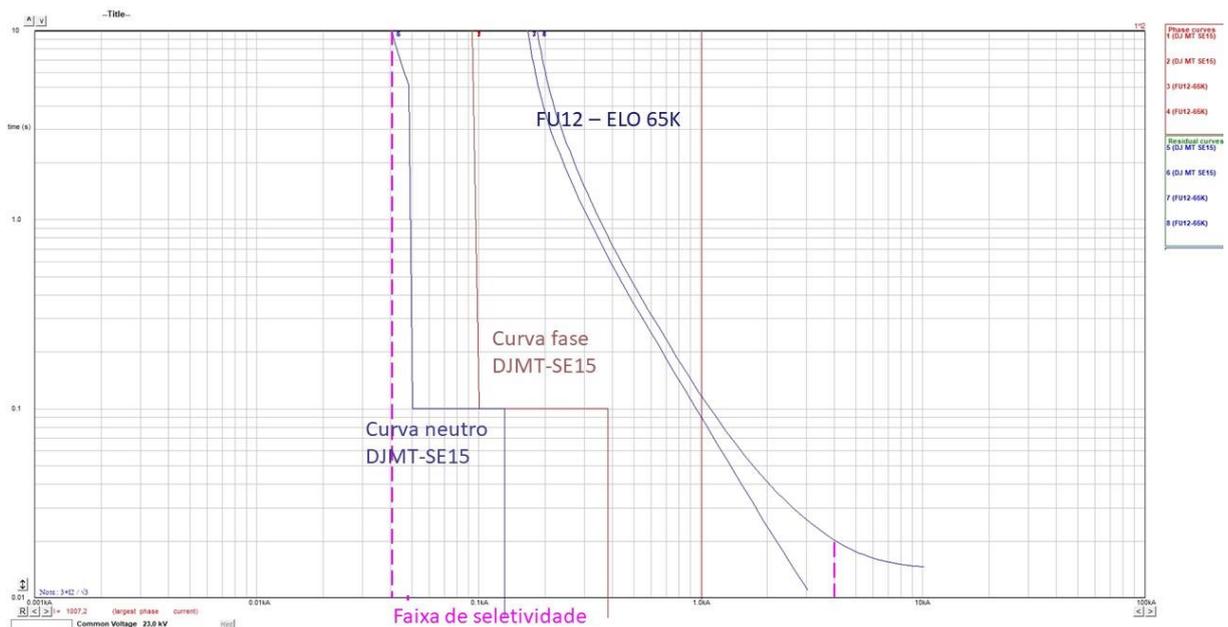
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo VII – Coordenograma FU10 – FU2-SE11



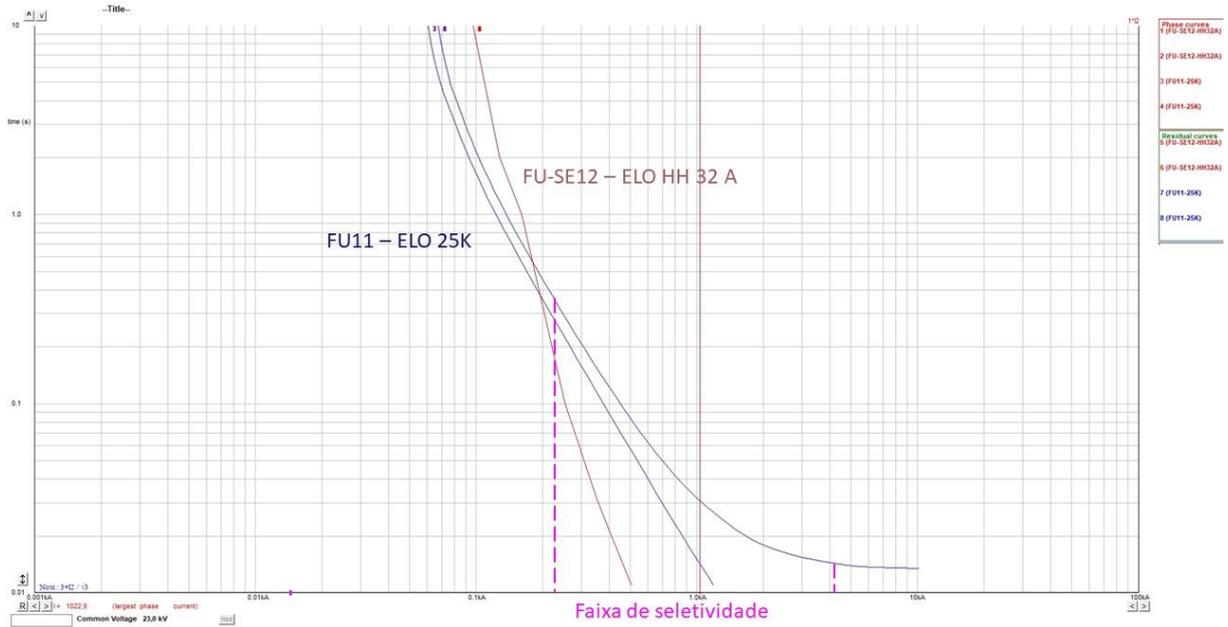
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo VIII – Coordenograma FU12 – DJMT-SE15



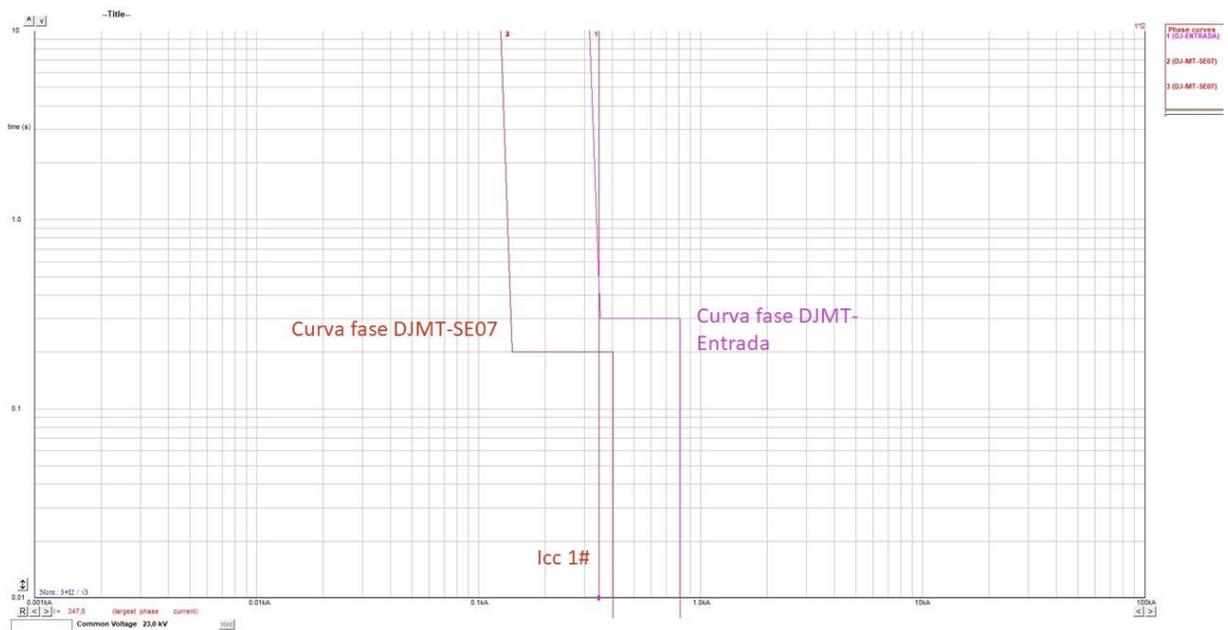
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo IX – Coordenograma FU11 – FU-SE12



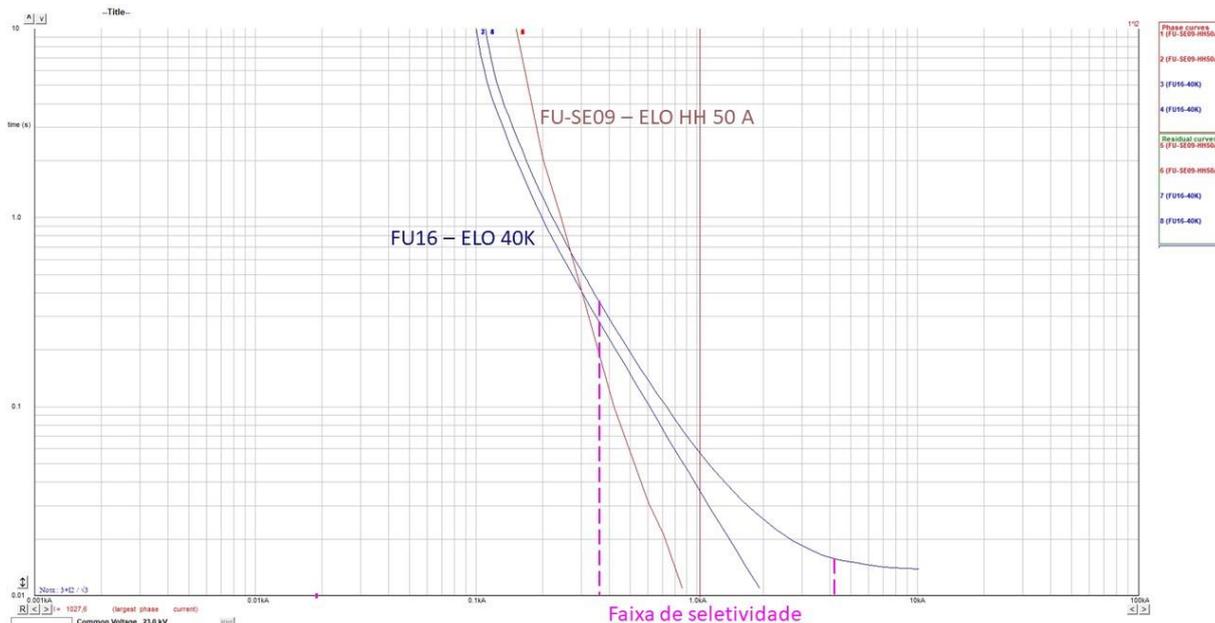
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo X – Coordenograma DJMT – Entrada – DJMT-SE07



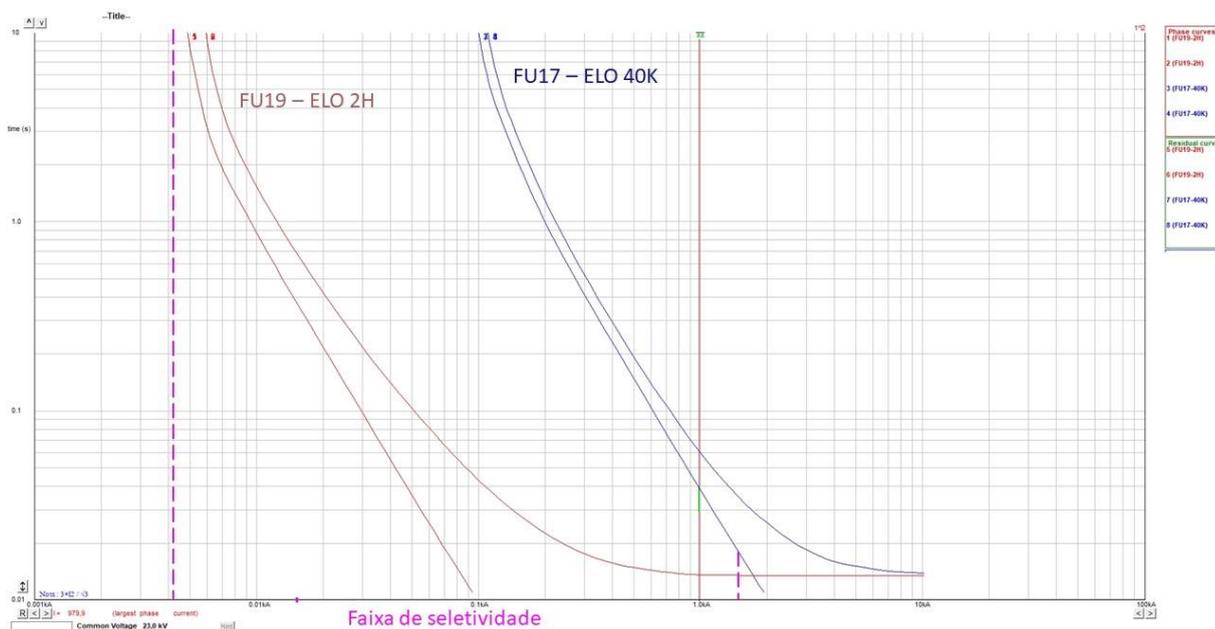
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo XI – Coordenograma FU16 – FU-SE09



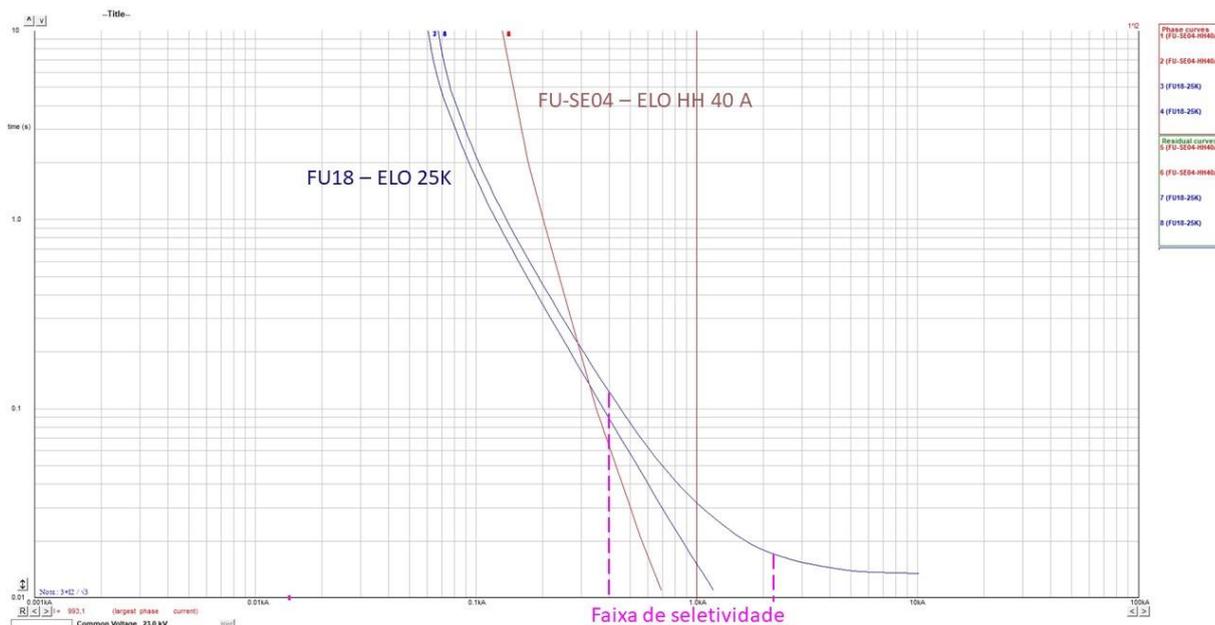
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo XII – Coordenograma FU17 – FU19



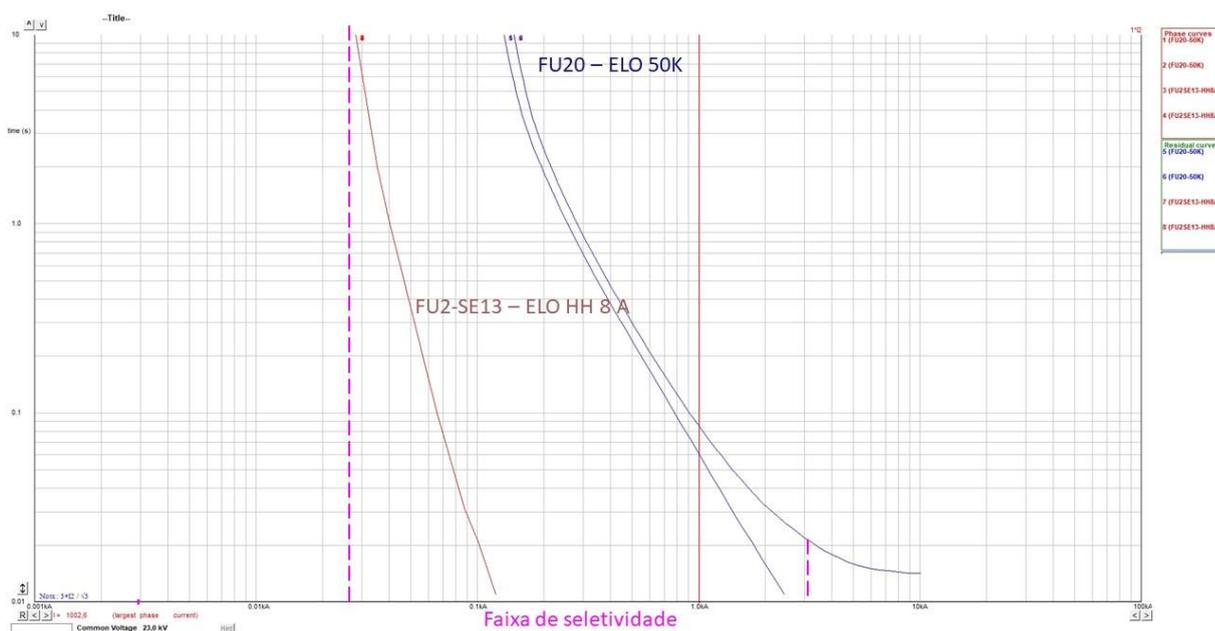
Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo XIII – Coordenograma FU18 – FU-SE04



Fonte: Elaborado pelo autor

Anexo XIV – Coordenograma FU20 – FU2-SE13



Fonte: Elaborado pelo autor