

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

HIAGO ROCHA ROCATELI  
RODINEY DE LIMA MULLER

**FUNCIONAMENTO DO SISTEMA *SELF HEALING*, COMPARATIVOS E  
APLICAÇÃO DO MODELO DISTRIBUÍDO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2021

HIAGO ROCHA ROCATELI  
RODINEY DE LIMA MULLER

**FUNCIONAMENTO DO SISTEMA *SELF HEALING*, COMPARATIVOS E  
APLICAÇÃO DO MODELO DISTRIBUÍDO**  
**Functioning of the self healing system, comparative and application of the  
distributed model**

Trabalho de conclusão de curso de Graduação em Engenharia Elétrica apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.  
Orientador: Prof. Dr. Paulo Cicero Fritzen  
Coorientador: Eng. Me. Rafael de Oliveira Ribeiro

CURITIBA  
2021



Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**HIAGO ROCHA ROCATELI  
RODINEY DE LIMA MULLER**

**FUNCIONAMENTO DO SISTEMA *SELF HEALING*, COMPARATIVOS E  
APLICAÇÃO DO MODELO DISTRIBUÍDO**

Trabalho de conclusão de Curso de Graduação  
apresentado como requisito para obtenção do  
título de Engenheiro Eletricista do Curso de  
Engenharia Elétrica do Departamento  
Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
(UTFPR)

Curitiba, 12 de agosto de 2021.

---

Annemarlen G. Castagna, MSc.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Nastasha Salame da Silva, Dra.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Paulo Cicero Fritzen, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Rafael de Oliveira Ribeiro, Me.  
Coorientador

CURITIBA

2021

## RESUMO

ROCATELI, Hiago R.; MULLER, Rodiney de L. **Funcionamento do sistema *self healing*, comparativos e aplicação do modelo distribuído**. 2021. 101 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2021.

Este trabalho realiza uma comparação entre os seguintes modelos de *self healing*: centralizado, semi-centralizado e distribuído, além de desenvolver aplicações em que eles são empregados. Para Complementação do modelo distribuído, são desenvolvidas simulações com a utilização dos *softwares*, ANAFAS e PCP, demonstrando suas vantagens em relação aos demais modelos. Para melhor compreensão do assunto, é demonstrado o contexto histórico do setor elétrico no Brasil, focando no planejamento desse setor no que tange a disponibilidade de energia no maior tempo possível devido a atuação da proteção de forma coordenada e seletiva associado a técnicas de auto restabelecimento (*self healing*). Adicionalmente é apresentada uma breve explicação dos conceitos fundamentais dos Sistemas Elétricos de Potência e mais especificamente dos Curtos-Circuitos, que colabora para o entendimento dos conceitos de *smart grid* e *self healing* apresentados.

**Palavras-chave:** *Smart grid*; *Self healing*; Sistema distribuído.

## ABSTRACT

ROCATELI, Hiago R.; MULLER, Rodiney de L. **Functioning of the self healing system, comparative and application of the distributed model.** 2021. 101 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2021.

This work makes a comparison between the following self healing models: centralized, semi-centralized and distributed, besides developing applications in which they are used. To complement the distributed model, simulations are developed using software ANAFAS and PCP, demonstrating their advantages over other models. For a better understanding of the subject, the historical context of the electricity sector in Brazil is shown, focusing on the planning of this sector regarding the availability of energy as long as possible due to the coordinated and selective action of protection associated with self-restoration techniques (self healing). Additionally, a brief explanation of the fundamental concepts of Electric Power Systems and more specifically of Short Circuits is presented, which contributes to the understanding of the concepts of smart grid and self healing presented.

**Keywords:** Smart grid; Self healing; Distributed model.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Percentagem da capacidade máxima dos reservatórios .....	25
Figura 2: Componentes do sistema elétrico de potência.....	26
Figura 3: Circuito série e paralelo.....	27
Figura 4: Arranjos de circuitos séries e paralelos.....	28
Figura 5: Rede de distribuição trifásica e curtos-circuitos .....	29
Figura 6: Chave fusível .....	30
Figura 7: Elo fusível.....	31
Figura 8: TripSaver.....	32
Figura 9: FuseSaver.....	32
Figura 10: Religador trifásico.....	33
Figura 11: Controle religador.....	34
Figura 12: Religador automático na rede .....	34
Figura 13: Exemplo interligação de dois alimentadores .....	43
Figura 14: Exemplo nova configuração da rede .....	44
Figura 15: Exemplo dois alimentadores pertencentes a mesma fonte .....	45
Figura 16: Exemplo nova configuração da rede .....	46
Figura 17: Exemplo interligação entre o próprio alimentador .....	47
Figura 18: Exemplo nova configuração com defeito ainda presente .....	48
Figura 19: Exemplo nova configuração após isolar defeito .....	48
Figura 20: Rede COPEL 13,8kV e 34,5kV .....	50
Figura 21: Rede de 13,8kV COPEL .....	50
Figura 22: Rede de 34,5kV.....	51
Figura 23: Circuito para estudo de casos .....	53
Figura 24: Rede proposta.....	55
Figura 25: Tela inicial PCP .....	56
Figura 26: Coordenograma de fase.....	61
Figura 27: Coordenograma de neutro. ....	62
Figura 28: Coordenograma de fase.....	65
Figura 29: Coordenograma de neutro. ....	66
Figura 30: Coordenograma fase.....	70
Figura 31: Coordenograma de neutro. ....	71
Figura 32: Coordenograma de fase.....	73
Figura 33: Coordenograma de neutro. ....	74
Figura 34: Coordenograma de fase.....	84
Figura 35: Coordenação fase-terra .....	85
Figura 36: Coordenograma de fase.....	86
Figura 37: Coordenação fase-terra .....	87
Figura 38: Coordenograma de fase.....	89
Figura 39: Coordenação fase-terra .....	90
Figura 40: Coordenograma de fase.....	92
Figura 41: Coordenação fase-terra .....	93
Figura 42: Coordenograma de fase.....	95
Figura 43: Coordenação fase-terra .....	96

## LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AD	Automação da Distribuição
ADMS	<i>Advanced Distribution Management System</i>
ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCON	Comitê Coordenador da Operação do Nordeste
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CERJ	Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CHI	Consumidor Hora Interrompido
CIN/SI	<i>Complex Interactive Networks/Systems Initiative</i>
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
COD	Centro de Operação a Distância
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COPEL-DIS	Companhia Paranaense de Energia - Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração da Interrupção Individual em Dia Crítico
DMIC	Duração Máxima da Interrupção Contínua
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ENSE	Empresa Supridora de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Elétrica

EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora
FND	Fundo Nacional de Desestatização
GCE	Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCOI	Grupo Coordenador da Operação Interligada
GPRS	Serviços Gerais de Pacote por Rádio
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	Dispositivo Eletrônico Inteligente
IFCS	<i>Intelligent Flight Control System</i>
LACTEC	Instituto de Tecnologia Para o Desenvolvimento
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MIT	Manual de Instruções Técnicas
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional de Sistema
PCP	Programa de Coordenação e Proteção
PLD	Preços de Liquidação de Diferença
PND	Plano Nacional de Desestatização
PRS	Plano de Recuperação Setorial
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PMU	Medição Fasorial Sincronizada
RA	Religador Automático
RESEB	Reforma do Setor Elétrico Brasileiro
REVISE	Plano de Revisão Institucional do Setor Elétrico
RGG	Reserva Global de Garantia
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TI	Tecnologia da Informação



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>10</b>
1.1 TEMA	10
1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA	11
1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS	12
1.4 OBJETIVOS	13
1.4.1 Objetivo geral	13
1.4.2 Objetivos específicos	13
1.5 JUSTIFICATIVA	13
1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	14
1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO	14
<b>2 HISTÓRICO E CARACTERÍSTICA DO SISTEMA ELÉTRICO NO BRASIL</b>	<b>16</b>
2.1 HISTÓRICO	16
2.2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	25
2.3 CURTO-CIRCUITO E PROTEÇÃO	27
2.3.1 Circuito elétrico	27
2.3.2 Curto-circuito em redes de distribuição	28
2.3.3 Proteção do sistema elétrico de potência	30
2.3.4 Religador automático	32
2.3.5 Considerações finais do capítulo	36
<b>3 SMART GRIDS E SISTEMA SELF HEALING</b>	<b>37</b>
3.1 SMART GRIDS	37
3.2 INDICADORES DE CONTINUIDADE	39
3.3 SELF HEALING	41
3.3.1 Conceito e surgimento	41
3.3.2 Princípios de funcionamento	42
3.4 SISTEMA CENTRALIZADO	43
3.5 SISTEMA SEMI-CENTRALIZADO	44
3.6 SISTEMA DISTRIBUÍDO	46
<b>4 ESTUDOS DO MODELO DISTRIBUÍDO E FERRAMENTAS UTILIZADAS</b>	<b>49</b>
4.1 MODOS DE OPERAÇÃO DO RELIGADOR AUTOMÁTICO	51
4.2 ESTUDO DE CASO	53
4.3 O SOFTWARE ANAFAS	54

4.4 O SOFTWARE PCP	55
<b>5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS</b>	<b>58</b>
5.1 ESTUDO DE CASO 01 – LS-02	58
5.2 ESTUDO DE CASO 02 – LS-01	67
<b>6 CONCLUSÃO</b>	<b>76</b>
6.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	78
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>79</b>
APÊNDICE A	83
<b>ANEXO A - FUNÇÕES DE RELÉ DEFINIDAS PELA NORMA ANSI</b>	<b>97</b>
<b>ANEXO B – CURVA <i>RECLOSER</i></b>	<b>99</b>
<b>ANEXO C – DADOS DE IMPEDÂNCIA</b>	<b>100</b>
<b>ANEXO D – AJUSTES DOS RELIGADORES FORNECIDOS PELA COPEL</b>	<b>101</b>

## **1 INTRODUÇÃO**

A importância da energia elétrica é cada vez mais evidente na forma de organização da vida das nações e dos indivíduos, num processo de valorização crescente dessa fonte de energia (GOMES e VIEIRA, 2009).

Após o começo da crise energética na década de 80, o Setor Elétrico Brasileiro viu a necessidade de mudanças. As modificações iniciaram em meados de 1990 por meio do Plano de Recuperação Setorial (PRS), Plano de Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), e com a criação da Empresa Supridora de Energia Elétrica (ENSE) (GUIMARÃES, 2001).

A primeira mudança significativa, na época escolhida como a melhor alternativa, foi a privatização das distribuidoras de energia elétrica. Porém, diversos problemas aconteceram logo após a privatização como, por exemplo, sucessivas falhas no fornecimento de energia, o que acabou acarretando na criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão que então seria responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica de acordo com a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (GUIMARÃES, 2001).

Com o objetivo de diminuir a incidência de descontinuidades no fornecimento de energia elétrica, a ANEEL estabeleceu os módulos do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que demonstram entre outras características, indicadores de fornecimento e qualidade de energia elétrica, garantindo assim uma segurança na distribuição de energia elétrica.

Tais módulos afetam os setores de geração, transmissão e distribuição, que precisam investir em novas tecnologias e melhorias nas infraestruturas existentes para se adequar. Felizmente, a tecnologia empregada no sistema elétrico vem se desenvolvendo, possibilitando atingir as melhorias com uso de equipamentos inteligentes, principalmente no que diz respeito a proteção do sistema elétrico, sendo implementados equipamentos microprocessados (KREUTZ, 2014).

### **1.1 TEMA**

Visando a importância do setor elétrico na sociedade contemporânea, a existência de uma rede elétrica para distribuição de energia, em especial de larga

escala, necessita de características que possam garantir uma continuidade no fornecimento de energia. Dentre elas, segurança, agilidade e resiliência/robustez. São necessários componentes capazes de se comunicarem e cooperarem, de maneira a se autoconfigurarem em caso de novo elemento (*plug and play*) ou de necessidade de correção (BRUCE e ARMIN, 2005). Neste contexto, surgem novos conceitos de redes elétricas:

O conceito de redes inteligentes, ou *smart grid*, é a utilização de sensores de monitoramento, de telecomando, de automação desde a geração de energia até o consumo, visando otimizar a operação e utilização do sistema elétrico (GELLINGS, 2009).

*Smart grids*, ou “redes inteligentes”, são os sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica que foram dotados de recursos de Tecnologia da Informação (TI) e de elevado grau de automação, de forma a ampliar substancialmente a sua eficiência operacional (CPFL ENERGIA, 2017).

Após a ocorrência de uma interrupção no fornecimento de energia elétrica na rede de distribuição, o tempo necessário para que a concessionária realize as manobras para isolar o defeito e restabelecer o sistema para os trechos não atingidos pode levar cerca de 50 a 80 minutos. Por outro lado, em um sistema dotado de automação pode-se executar a mesma operação com tempo inferior a 1 minuto (STASZESKY, CRAIG e BEFUS, 2005).

Um conceito acoplado ao de *smart grids*, e que será abordado neste trabalho, é o de *self healing* (auto-restauração), que tem o intuito de reduzir drasticamente o tempo que o consumidor fica sem o fornecimento de energia devido a contingências e defeitos nas redes de distribuição.

Seguindo os conceitos bases, “define-se um sistema *self healing*, como aquele capaz de detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede de energia elétrica de forma automática, algumas vezes instantânea” (FALCÃO, 2010).

## 1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Este trabalho apresenta um embasamento teórico para contextualização dos conceitos existentes dos sistemas *self healing*, sendo estes: sistema centralizado, semi-centralizado e distribuído. O foco deste estudo é o sistema distribuído de dois sistemas *self healing*, que são utilizados na rede de distribuição

da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), fazendo análises de suas aplicações, vantagens e desvantagens.

São realizadas simulações para exemplificar o funcionamento do sistema distribuído, sendo para isso utilizadas as ferramentas computacionais como: Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o Programa de Coordenação e Proteção (PCP), desenvolvido em parceria da COPEL com o Instituto de Tecnologia Para o Desenvolvimento (Lactec).

### 1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS

Demonstrar os benefícios que o emprego do sistema *self healing* proporciona na recomposição da rede elétrica de energia não é uma tarefa trivial. Alguns dos obstáculos que ocorrem para a implementação desse sistema na rede elétrica relaciona-se com a configuração dos equipamentos, visto que, diversas vezes, há componentes de diferentes fabricantes no mesmo trecho.

Outro problema está relacionado à comunicação, principalmente nos trechos mais distantes dos grandes centros, os quais não dispõem de sinal para GPRS (Serviços Gerais de Pacote por Rádio) ou fibra ótica. Assim, muitos equipamentos acabam tendo que ser sincronizados via satélite.

No que tange a realização deste trabalho, a questão a ser respondida está relacionada ao fato de que as empresas não divulgam por completo seus métodos para aplicação do *self healing* em seus projetos de *smart grids*. Portanto, serão utilizados como referência normas da ANEEL e dados fornecidos pela COPEL DISTRIBUIÇÃO (COPEL-DIS). Alguns *softwares* para simulações são de uso da COPEL e algumas simulações são realizadas dentro do ambiente da própria COPEL-DIS.

Visando melhorar a compreensão do assunto e demonstrar a estratégia para prevenção da energização de trechos sob falta, é realizada a exemplificação do funcionamento do sistema distribuído.

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 Objetivo geral

Realizar uma análise comparativa dos principais métodos utilizados na aplicação do sistema *self healing*.

### 1.4.2 Objetivos específicos

- Realizar uma fundamentação teórica a respeito dos termos *smart grids* e *self healing*;
- Contextualizar o que é *smart grids* e o sistema *self healing*;
- Realizar análises comparativas entre as três principais formas de implantação do sistema *self healing* e qual o mais indicado para cada situação;
- Simular o funcionamento operacional do sistema *self healing* distribuído adotado pela COPEL no estado do Paraná por meio de *softwares* de coordenação da proteção e cálculos de níveis de curto-circuito.

## 1.5 JUSTIFICATIVA

Este estudo vislumbra identificar qual a melhor proposta, dentre os modelos apresentados, a ser utilizada no momento da escolha de qual sistema *self healing* poderá ser implementado pelas concessionárias para melhorar os indicadores de fornecimento de energia.

Vale ressaltar que este estudo auxilia para a diminuição do indicador Consumidor Hora Interrompido (CHI) e, conseqüentemente, reduzir a multa aplicada pela ANEEL à concessionária, tornando o consumidor o maior beneficiário, pois, terá a garantia de que, caso ocorra algum defeito na rede, ele ficará o menor tempo possível sem fornecimento de energia elétrica.

A recomposição de trechos de alimentadores de distribuição no menor tempo possível, contribui para redução dos indicadores de continuidade da concessionária, os quais são responsáveis pela renovação da concessão das distribuidoras de energia.

Este Trabalho de Conclusão de Curso incorpora diversas disciplinas do curso de Engenharia Elétrica oferecido pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Apresentando o seu foco no conhecimento angariado nas matérias de

Sistema Elétrico de Potência (SEP) 1, Sistema Elétrico de Potência (SEP) 2, Proteção de Sistemas e Redes de Distribuição.

## 1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Iniciou-se o trabalho com pesquisas históricas e leitura de trabalhos de conclusão de curso sobre temas relacionados ao sistema de energia brasileiro, estabelecendo o foco no seu funcionamento, bem como na evolução que foi necessária para atender os critérios e demandas imposto pela ANEEL.

Para obter uma maior compreensão dos índices de indicadores coletivos de continuidade utilizados pela ANEEL, e um dos principais responsáveis pelo emprego das *smart grids*, foram retiradas informações do PRODIST, realizando desta maneira uma análise documental.

Além disso, visando facilitar o entendimento do processo operacional empregado pela concessionária COPEL e, assim obter uma análise mais fiel da rede elétrica, foram estudados os *softwares*: Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) e o Programa de Coordenação e Proteção (PCP).

## 1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

No primeiro capítulo é apresentado o tema, sua delimitação, problemas e premissas, como também são definidos os objetivos gerais e específicos do assunto e, por fim a justificativa da escolha e os procedimentos metodológicos adotados.

No segundo capítulo é feita uma breve abordagem histórica sobre o setor elétrico brasileiro, assim como conceitos de curto-circuito e proteção do sistema elétrico de potência.

No terceiro capítulo são apresentados os conceitos de *smart grids*, *self healing* e suas aplicações juntamente com exemplos.

No quarto capítulo é elaborado um estudo com o auxílio dos *softwares* ANAFAS e PCP, com o objetivo de obter conhecimento necessário para realizar as simulações de curto-circuito, proteção e seletividade para analisar as contingências e comportamento do Sistema Elétrico de Potência (SEP).

No quinto capítulo, são apresentadas análises dos resultados obtidos na simulação do *software* ANAFAS para verificação da sensibilidade da proteção

juntamente com o estudo de seletividade feito via PCP, compreendendo os impactos que isso pode causar no sistema elétrico.



## 2 HISTÓRICO E CARACTERÍSTICA DO SISTEMA ELÉTRICO NO BRASIL

### 2.1 HISTÓRICO

A importância da energia elétrica na vida dos indivíduos e nações é evidente. Sua exploração comercial teve início nos Estados Unidos e na Europa do século XIX. Quase simultaneamente ao seu uso na Europa, a eletricidade começou a ser produzida no Brasil. Participaram dessa organização inicial pequenas empresas privadas nacionais e empresas de governos municipais de pequenas localidades que se destacavam no cenário nacional (LORENZO, 2001/2002).

Em 1889, com a queda da Monarquia e a implantação da República, a constituição Federal de 1891 estabeleceu um novo regime jurídico-legal, tornando o Brasil uma federação composta por estados com ampla autonomia administrativa, também estendida aos municípios (GOMES e VIEIRA, 2009).

Como consequência, em 1889, foi instalada na cidade de São Paulo a primeira grande empresa estrangeira de energia elétrica a operar no País, a *holding Brazilian Traction, Light and Power Company Limited*, empresa de capital canadense, cujo objetivo inicial era implantar a primeira linha paulista de bondes elétricos, alimentados a partir de uma termelétrica. Com isso, tivemos o marco da chegada de capital estrangeiro no Brasil, que se estendeu a outras empresas, como o grupo norte-americano *Amforp* que, frente ao capital nacional, possuíam uma maior disponibilidade de recursos financeiros. Desta forma, até a década de 1920, temos a monopolização e desnacionalização do setor elétrico no Brasil.

Na década de 1920, empresas estrangeiras vieram para o Brasil e realizaram a compra de distribuidoras de energia elétrica. Os empresários brasileiros mostravam-se ansiosos pela venda, pois, não possuíam recursos para expandir (CMEB - CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1988).

Além disso, nesse período, houve um debate público em torno da fixação de tarifas energéticas e do monopólio desse setor associado a empresas estrangeiras, uma vez que, com esses fatores, as empresas estavam impondo os valores que lhes serviam.

Antes de promulgar a Carta Constitucional de 1934, Getúlio Vargas efetuou o conjunto de mudanças no setor elétrico. Entre essas medidas, destacaram-se: em 1931, a retirada da competência dos municípios para autorizar a exploração da

energia hidráulica, que passava a ser uma concessão da União; em 1933, a extinção da “cláusula ouro” e; em 1934, a promulgação do Código de Águas, primeiro marco regulatório do setor elétrico (GOMES e VIEIRA, 2009).

O Código de Águas, ao mudar a relação do Estado com a indústria de eletricidade e estabelecer princípios reguladores mais rígidos, gerou resistência entre as principais empresas do setor (NETO, 2015). A *Light*, maior companhia de energia elétrica da época, centrava suas críticas na questão tarifária. Opondo-se à remuneração do capital pelo custo histórico dos investimentos, defendia que se adotasse o custo de reprodução ou reposição. Embora houvesse resistência à adoção do custo histórico, na prática, esse princípio não tinha influência sobre a determinação das tarifas, em virtude de pressões políticas e de dificuldades operacionais e regulatórias para implementá-lo. Ao estabelecer, em seu artigo 195, que as “autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil”, o Código de Águas refreou a participação de companhias internacionais no setor (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2006).

Com a implementação do Código de Águas e o descontentamento das empresas, houve a estagnação de investimentos no setor energético no país. Sendo assim, o governo necessita exercer investimentos no setor, que já apresentava problemas no abastecimento da energia elétrica (CMEB - CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 1988).

Em 1939, é criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), com o intuito de controlar todos os assuntos referentes ao setor elétrico. A preocupação inicial do CNAEE foi regular e coordenar uma política de racionamento (NETO, 2015).

Em 1945, cria-se a primeira empresa estatal federal de geração de energia elétrica, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco, CHESF. Com o objetivo de atender a demanda energética do Nordeste (JANNUZZI, 2007).

Para financiar projetos de infraestrutura com capital nacional, foi realizada, em 1952, a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, BNDES. Nos anos seguintes, surgem diversas companhias de eletricidade pelo país como, por exemplo, em 1954, a criação da Companhia Paranaense de Energia Elétrica, COPEL. Mesmo com esse avanço no setor elétrico, ainda se encontrava dificuldades em atrair capital e financiamento a ele. Além disso, recorrentemente, o país sofria com interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Na segunda fase, sem obter os recursos externos, Getúlio Vargas não teve alternativa senão encaminhar ao Congresso projetos que visavam à reorganização institucional da infraestrutura produtiva. No setor, os mais importantes foram aqueles que criaram fundos setoriais para investir no setor, e o que propunha a criação da Eletrobrás, que seria uma empresa *holding* das empresas federais de energia elétrica (GOMES e VIEIRA, 2009).

Com as bases lançadas no segundo governo Vargas, fica delineado no governo de Juscelino Kubitschek (1956-61) o projeto de desenvolvimento do setor elétrico sob o comando da empresa pública, com a criação da maior parte das companhias estaduais de energia elétrica e de mais uma geradora - a Central Elétrica de Furnas, controlada pelo governo federal e pelo estado de Minas Gerais (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2006).

Em 1957, cria-se a empresa federal Central Elétrica de Furnas, no Rio Grande – MG, com financiamento do Banco Mundial, e buscando elevado aproveitamento energético, para amenizar a crise de abastecimento que ocorria no país. No governo de Juscelino Kubitschek, também foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME), buscando incentivar a expansão das empresas estaduais de energia.

Mesmo suas diretrizes sendo expressas no governo de Vargas, somente em 1962, foi realizada a criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A, Eletrobrás, entrando de modo efetivo em 1964. Furnas e Chesf, foram controladas pela recém-criada empresa, fazendo com que ela já nascesse uma grande empresa no âmbito nacional. Essas criações e a falta de investimentos das empresas estrangeiras no setor, deixaram evidente o ascendente papel do Estado na geração de energia elétrica. Esse papel é reforçado com a criação, em 1965, do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) tendo como objetivo realizar estudos no campo hidrológico, fiscalizar, dar concessões e controlar os aproveitamentos das águas.

Além disso, ocorreram diversas ações no setor, como a criação de correção monetária, o reajuste das faturas de energia elétrica, entre outros. Isso possibilitou o aumento no volume de recursos monetários, para investimento no setor. Esse empoderamento financeiro favoreceu a nacionalização do setor elétrico, pois a acelerada expansão do sistema elétrico foi planejada pelo governo.

O governo federal, desde a época de Vargas, tinha a obstinação de realizar a interligação do sistema elétrico brasileiro. Em 1964, com a aquisição pela Eletrobrás, das empresas do grupo *Amforp* e, posteriormente, com a compra da *Light*, facilitou a possibilidade de realizar essa interligação.

Dentre esses projetos, cabe destacar a entrada em operação da hidrelétrica de Furnas (1963), que marcou o início da implantação efetiva da interligação do sistema elétrico brasileiro, interconectando os sistemas de suprimento de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro. Em seguida, ainda nos anos 60, outros sistemas foram sendo sucessivamente conectados: interligação das usinas de Jupiaá, e Ilha Solteira ao sistema Sudeste; a interligação de geradoras no Sul; e a interligação de usinas no Nordeste (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2006).

Em 1974, é instituída a equalização nacional da tarifa de energia, com a criação da Reserva Global de Garantia (RGG). Essa ação visava realizar uma tarifa única para o todo o território nacional. Anteriormente, empresas estabelecidas em áreas com maior população, conseguiam exercer uma tarifa com menor valor e possuírem lucros maiores. Todavia, concessionárias de estados com menor população, praticavam uma tarifa com valor elevado, visto que, era necessário dividir o custo pelo número de unidades consumidoras.

Essa medida significava que empresas de distribuição de energia elétrica que fossem mais rentáveis teriam que ceder parte de sua lucratividade para empresas com menor rentabilidade (GOMES e VIEIRA, 2009).

Na década de 70, o objetivo dos planos governamentais, foi desenvolver as indústrias de base. Sendo assim, uma parcela relativamente grande dos investimentos nacionais foi no setor elétrico, dando espaço para a criação de projetos grandiosos. Entre eles, o tratado de Itaipu em 1973, que deu origem à construção da hidrelétrica em parceria com o Paraguai, tornando-se depois líder mundial em produção de energia quando em pleno funcionamento.

Destaca-se também, em 1974, o início da construção da usina hidrelétrica de Tucuruí, no estado do Pará, que viria a se tornar a maior hidrelétrica, na época, totalmente nacional. Entretanto, a construção desses grandes empreendimentos causou um grande endividamento externo do governo.

As condições em que ocorreram essas expansões, todavia, foram bastante problemáticas. O recurso financeiro externo utilizado, em uma época de conjuntura internacional desfavorável, trouxe consequências graves à evolução posterior do

setor e está no cerne da crise que caracteriza sua evolução nas décadas de 1970 e 1980 (LORENZO, 2001/2002).

As transformações ocorridas no cenário mundial, com o primeiro e o segundo choques do petróleo, respectivamente, em 1973 e 1979, tiveram como consequência, entre outras, a maxidesvalorização do cruzeiro, em 1979. A elevação das taxas de juros no mercado internacional, no início do ano 1980, contribuíram para que o Brasil revertisse a sua curva ascendente de crescimento econômico, afetando fortemente as empresas do setor elétrico nacional (GOMES e VIEIRA, 2009).

Além disso, a política de fixação da tarifa elétrica, foi usada pelo governo como fator anti-inflacionário, causando assim a perda do valor real da tarifa, e gerando diminuição nas receitas das concessionárias. O modelo do RGG, cooperou para o agravamento da crise nas empresas estaduais, visto que transferia o superávit das empresas para aquelas que possuíam prejuízo.

Com esse cenário nacional, o embate entre empresas estaduais e federais, a falta de dinheiro para pagar os empréstimos gerados em anos anteriores, culminaram no não cumprimento do pagamento da energia fornecida pelas geradoras federais pelas concessionárias.

Com essa crise instalada, foram promovidos fóruns de debates, denominados REVISE, pela Eletrobrás e MME, em 1987. Mesmo não havendo um consenso nesses debates, foi possível realizar uma manifestação organizada contra a força federal no setor. O setor elétrico entra na década de 1990 em uma situação bastante delicada. O Estado não tem mais condições de investir no setor, suas empresas se veem endividadas, sem poder dar continuidade aos planos de expansão. A possibilidade de falta de energia, existente desde o início da década de 90, passa a ser também uma realidade. A resolução dos problemas financeiros das empresas elétricas deverá passar por um ajuste patrimonial, e as privatizações se apresentam como uma das alternativas ideal para que isso ocorra (LORENZO, 2001/2002).

Para tentar resolver a crise no setor, o governo começa um processo nomeado de Plano Nacional de Desestatização (PND). Criando o Fundo Nacional de Desestatização (FND).

O BNDES foi designado gestor do FND, fundo de natureza contábil em que eram depositadas as ações das empresas na desestatização. Nessa qualidade de

gestor do fundo, o Banco passou a gerenciar, acompanhar e realizar a venda das empresas incluídas no PND. No tocante ao setor elétrico, as desestatizações se iniciaram somente em 1995 (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2006).

Em 1995, foi editada a Lei das Concessões, que estabeleceu diversos critérios para a concessão de serviços públicos, inclusive energia elétrica, que a partir dessa data, deverão ser concedidos por meio de licitação. As privatizações começaram pela Escelsa, no Espírito Santo, em 1995, prosseguindo em 1996, com a venda da *Light* e da Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (CERJ) (GOMES e VIEIRA, 2009).

Para ser realizada as privatizações era necessário, primeiramente, uma reforma nos órgãos que regulamentam esse setor. Sendo assim, o presidente Fernando Henrique Cardoso, organizou uma consultoria internacional especializada, para criar uma estrutura descentralizada para obter seus resultados, por meio do projeto Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). Como consequência, teve-se a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), um órgão regularizador e fiscalizador, com o objetivo de disciplinar as tarefas do setor elétrico por intermédio de resoluções (GOLDENBERG e PRADO, 2003).

Outra consequência obtida desse projeto, foi a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), criando e aplicando as regras e normas para gerenciar a produção e transmissão de eletricidade de forma mais harmônica. Surge também o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), os dois foram oficializados em 1998 (JANNUZZI, 2007).

Na segunda metade dos anos 90, portanto, foi construído um complexo arcabouço regulatório para apoiar financeiramente o funcionamento do novo padrão de concorrência no setor. Contudo, a transição de um modelo estatal para um de participação mista (estatal/privado) num setor dessa magnitude e dessas características gerou naturais incertezas, que adiaram as decisões de investimento até as regras ficarem mais claras (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2006).

A ANEEL ficou responsável de estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar assinaturas dos Acordos de Mercado, definir as regras do operador independente e implementar procedimentos necessários a seu funcionamento. Foi determinado também das atividades e atribuições do Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), que automaticamente seria extinto, e de algumas

atividades do Comitê Coordenador da Operação do Nordeste (CCON) (CACHAPUZ, 2003).

Com a criação do MAE, e tentando conter um impacto na tarifa de energia, visto que, poderia ser realizada a negociação livre entre geradores e compradores, foram implantados os chamados Contratos Iniciais, com nove anos de duração. Nos primeiros cinco anos de vigência, a competição no segmento de geração ficaria restrita à energia acrescida ao sistema pelos novos investimentos. Visando a volatilidade desse setor, e tentando acabar com as incertezas, estabeleceu-se um preço prefixado as tarifas.

Em relação ao ONS, o qual é um órgão que foi instituído como uma pessoa jurídica do direito privado, além de substituir o GCOI e assumir algumas funções do CCON, assumiu a supervisão e controle em tempo real do chamado Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN é um sistema único no âmbito mundial e integra, predominantemente, as usinas hidrelétricas, sendo constituído também pelas usinas térmicas e, nos últimos anos, pelas eólicas. É composto por extensas redes de transmissão e distribuição, interligado as usinas geradoras aos consumidores (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021).

O SIN, atende cerca de 98% do mercado, não fazendo parte, os sistemas isolados da Região Amazônica (CACHAPUZ, 2003). É dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021).

O ONS recomenda as ampliações e reforços necessários para ampliação da rede elétrica, bem como elabora em conjunto com a ANEEL, especificações técnicas de leilões de transmissão. Desenvolve estudos de médio e curto prazo, para melhor gerir os recursos hidrelétricos. Tendo em vista toda essa complexidade do Operador, houve sérios problemas em relação a continuidade do suprimento de energia elétrica, muitos desses gerados pela falta de novos investimentos no setor, que já se alarmava desde o final da década de 90. Outro fator que contribuiu para isso foi o desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica da época.

Esse desequilíbrio resultou na necessidade de utilização excessiva da água armazenada nos reservatórios e na perda progressiva da capacidade de regularização do Sistema Interligado Nacional. As condições hidrológicas extremamente desfavoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste, em 2001, acabaram precipitando a maior crise de energia elétrica já ocorrida (CACHAPUZ, 2003).

Em 1999, extinguiu-se a CCON, fazendo o ONS, assumir de fato e de direito, a execução de todos os processos do SIN. Em função da gravidade da situação, o governo federal criou, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), para implementação de medidas urgentes para compatibilizar oferta e demanda de energia elétrica no país (GOMES, ABARCA, *et al.*, 2006).

A GCE também alertou para a necessidade de diversificação da matriz energética. Sendo assim, o BNDES criou incentivos e financiamento de outras fontes energéticas, como o gás natural, com a criação do gasoduto Brasil-Bolívia. Criou-se, então, o Programa Emergencial de Oferta de Energia, que previa a instalação de usinas a combustível fóssil, que entraram em operação apenas em caso de necessidade, para manter adequado o nível dos reservatórios e garantir o fornecimento de energia elétrica. Sendo assim, o regime de racionamento de energia elétrica em quase todo território nacional foi implementado, deixando apenas a região Sul fora. O regime vigorou até começo de 2002, com a meta de reduzir em 20% o consumo no país.

Em 21 de janeiro de 2002, ocorreu a interrupção do fornecimento de energia elétrica, causado pelo rompimento de um cabo, colocando assim em evidência a questão da segurança e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional. Com as melhorias realizadas pelo ocorrido em 1999, esse blecaute atinge as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, não atingindo o Norte e Nordeste em função da abertura da Interligação Norte/Sul (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021).

Com os acontecimentos dos anos anteriores, os estudos realizados pelo ONS mostraram grandes deficiências no setor elétrico brasileiro, tornando-se certa a necessidade de uma reforma no sistema elétrico. Sendo assim, em 2003, institucionaliza o novo modelo do setor com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, responsável pelo planejamento a longo prazo no setor energético nacional; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável pela segurança do suprimento de energia elétrica ao longo do território nacional, acompanha o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, elabora também propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas; e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), substituindo a MAE,



fiscalizada pela ANEEL, ficando encarregada de realizar a comercialização de energia (CHAGAS, 2008).

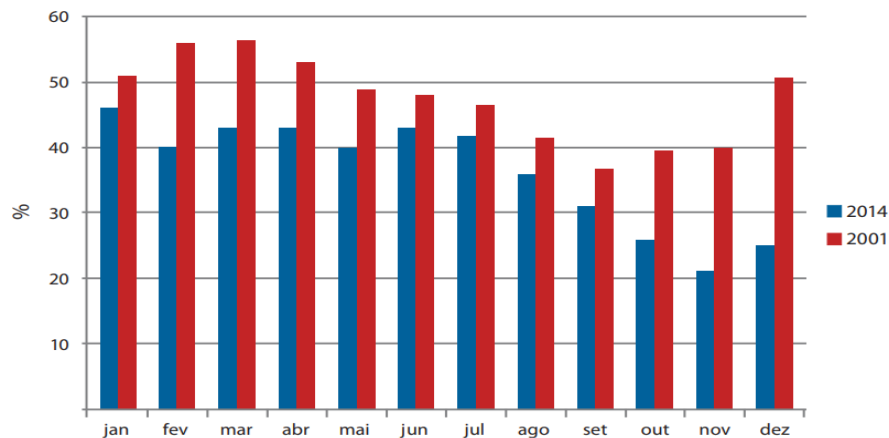
A CCEE é uma instituição de pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. É responsável por realizar os leilões de compra e venda de energia, quando delegada pela ANEEL. Deve registrar todas as informações referentes aos contratos fechados, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), como no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR deve-se registrar informações de preços, montantes de potência de energia e prazos. No ACL, só não há necessidade de registro dos preços, visto que, nesse ambiente os contratos têm liberdade para negociação dos preços. Responsabiliza-se, também, por contabilizar os Preços de Liquidação de Diferença (PLD) (CHAGAS, 2008).

Um dos itens propostos para a crise do setor de 2001, era a construção de novas usinas, aumentando assim a capacidade de geração do país. Entre essas usinas, podemos destacar a Usina de Belo Monte, que seria a maior usina hidrelétrica totalmente nacional, superando Tucuruí. A idealização da usina sofreu forte contravenção ambiental, de vários povos, principalmente indígenas. Desta forma, estendeu-se assim a sua liberação ambiental, sendo realizada apenas em 2010, e sua entrada em operação deu-se apenas no início de 2016, estando em operação total com suas doze unidades geradoras apenas no final de 2018, tornando assim a maior hidrelétrica nacional (CHAGAS, 2008).

Diante desses problemas de implantação das hidrelétricas, decresce a produção hidrelétrica. A principal causa para esse declínio é o esgotamento dos aproveitamentos disponíveis no Sudeste do país, onde se encontram a maioria das usinas, deslocando para a região amazônica, que é mais plana, necessitando maiores reservatórios, que vai de encontro à problemas ambientais (GOLDEMBERG, 2015).

A matriz energética brasileira, vem se diversificando, com o objetivo de buscar alternativas às hidrelétricas, aumentando assim a participação de fontes renováveis, algo que está em estudo desde a crise de 2001, intensificando-se com o processo de queda no volume dos reservatórios das hidrelétricas, conforme figura 1.

Figura 1: Percentagem da capacidade máxima dos reservatórios



Fonte: (GOLDEMBERG, 2015)

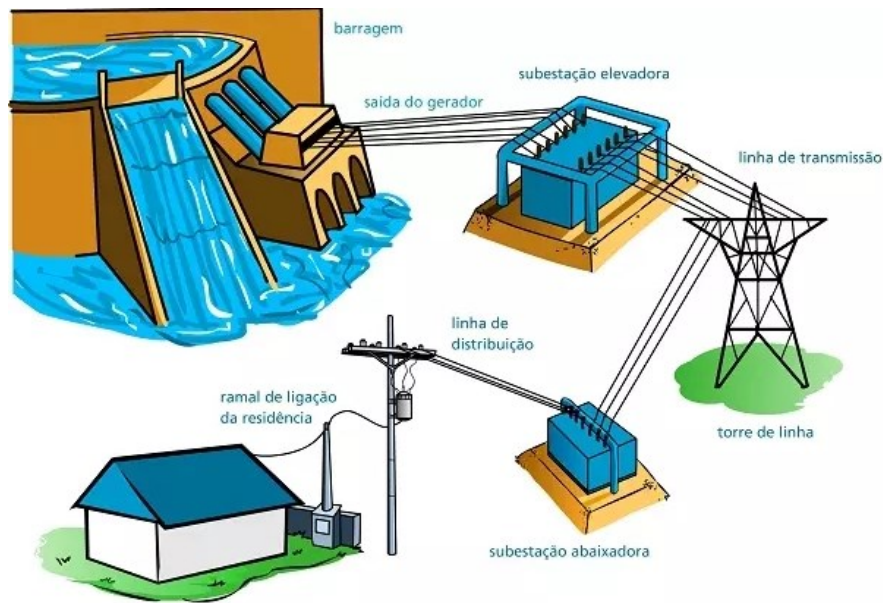
É possível observar uma queda nos reservatórios, intensificando a necessidade de novas alternativas para o fornecimento de energia, aumentando a capacidade energética do país, priorizando fontes alternativas de energia. Faz-se também necessária a otimização dos campos do sistema elétrico de potência. Sendo assim, uma breve explicação sobre o funcionamento desse sistema é feita na próxima seção.

## 2.2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Visando o melhor entendimento do trabalho, é feita uma breve explicação sobre o Sistema Elétrico de Potência (SEP), sendo o conjunto de elementos responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica (MATTEDE, 2020).

Este sistema pode ser dividido em geração, transmissão e distribuição (GÖNEN, 2014), conforme ilustrado de forma simplificada na figura 2.

Figura 2: Componentes do sistema elétrico de potência



Fonte: (Mundo da Elétrica, 2020)

De acordo com Vasconcelos (2017), é possível definir as partes que compõem o SEP da seguinte forma:

- Geração: é composta por centrais elétricas que são responsáveis pela produção de energia elétrica através da conversão de alguma outra forma de energia. Estas outras formas podem ser provenientes de hidrelétricas, termoelétricas, biomassa, fotovoltaica e eólica;
- Transmissão: é a etapa responsável pela transmissão de energia elétrica (maior do que 69kV) da geração até os centros de consumo. É composto basicamente por torres, isoladores, linhas e subestações (elevadoras e abaixadoras);
- Distribuição: é a etapa onde se recebe a energia da rede de transmissão, passa por uma subestação (SE) abaixadora para média tensão (34,5kV ou 13,8kV), e é distribuída até os consumidores através da rede juntamente com auxílio de reguladores de tensão (para manter o nível da tensão de forma estável) e transformadores para abaixar a tensão para 127V ou 220V.

## 2.3 CURTO-CIRCUITO E PROTEÇÃO

Para um melhor entendimento do motivo para aplicação do sistema *self healing* são necessários alguns conceitos básicos sobre curto-circuito, principalmente quando envolve o SEP.

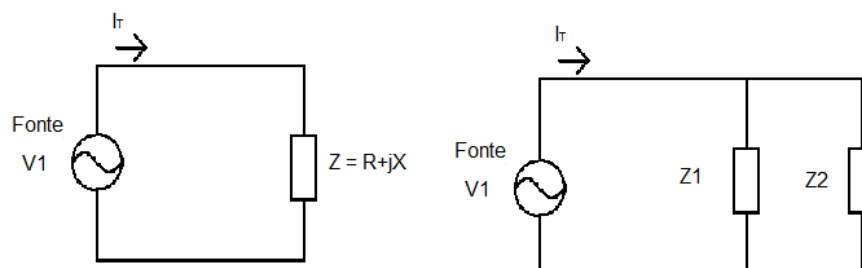
### 2.3.1 Circuito elétrico

Por definição, um circuito elétrico pode ser representado através de um diagrama de circuito, sendo constituídos a partir de arranjos em série e/ou paralelo de elementos com dois terminais (NAHVI e EDMINISTER, 2014). Basicamente, é composto por uma fonte geradora de eletricidade e de uma resistência e, quando se fecha o circuito, ocorre a passagem de uma corrente elétrica (TEIXEIRA, 2014).

De forma mais aprofundada, o circuito pode conter elementos ativos e passivos. Os elementos ativos são responsáveis por entregar energia para o circuito elétrico, sejam fontes de corrente ou de tensão, enquanto os elementos passivos são os que consomem esta energia, podendo ser, além dos resistores, indutores e capacitores (SADIKU e ALEXANDER, 2013).

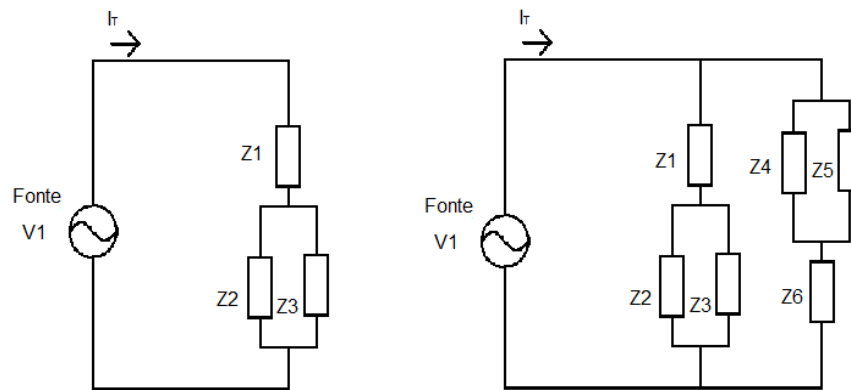
As figuras 3 e 4, apresentam uma imagem ilustrativa de um circuito elétrico. Para simplificação, os resistores em série com indutores são representados através de uma impedância  $[Z]$ :

Figura 3: Circuito série e paralelo



Fonte: autoria própria

Figura 4: Arranjos de circuitos séries e paralelos



Fonte: autoria própria

Como visto nas figuras 3 e 4, um circuito elétrico pode possuir uma topografia distinta para cada situação do cotidiano e com elementos diferentes entre si, podendo ir de algo simples até de elevada complexidade para analisar.

### 2.3.2 Curto-circuito em redes de distribuição

As redes de distribuição de energia elétrica nada mais são do que um extenso circuito elétrico e, como visto anteriormente, todos os circuitos elétricos estão sujeitos à ocorrência de curtos-circuitos. Este é um dos grandes problemas enfrentados pelas concessionárias, tendo em vista que não é controlável e nem possível prever onde ocorrerá um curto-circuito já que, de acordo com a norma *International Electrotechnical Commission (IEC) 60909*, podem ser acidentais ou intencionais.

Os curtos-circuitos podem ser classificados como permanentes ou temporários. Os permanentes são aqueles que, como o próprio nome sugere, não desaparecem sozinhos e dependem de uma equipe para realizar a manutenção. Já os curtos-circuitos temporários são aqueles que se extinguem após a atuação de alguma proteção e, ao reenergizar o sistema, o curto não se encontra mais na rede (KINDERMANN, 2010).

Algumas estatísticas sobre as falhas na rede podem ser visualizadas na tabela 1:

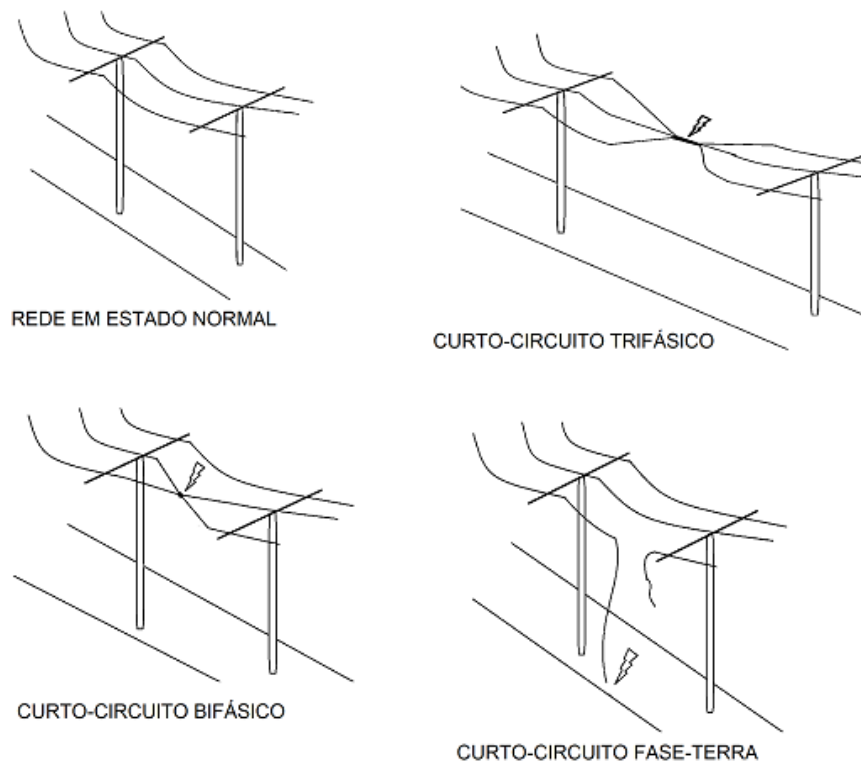
Tabela 1: Causas de interrupção

Causas	%
Fenômenos naturais	48
Falhas em materiais e equipamentos	12
Falhas humanas	9
Falhas diversas	9
Falhas operacionais	8
Falhas na proteção e medição	4
Objetos estranhos na rede	4
Condições ambientais	6
<b>Total</b>	<b>100</b>

Fonte: (MAMEDE e FILHO, 2011)

As redes de distribuição de energia elétrica no Brasil podem ser monofásicas ou trifásicas, desta forma os tipos de curtos-circuitos existentes são: trifásico, bifásico, bifásico a terra e monofásico a terra, como ilustrado na figura 5.

Figura 5: Rede de distribuição trifásica e curtos-circuitos



Fonte: autoria própria

Segundo dados, as chances de ocorrência de cada defeito podem ser vistas na tabela 2:

Tabela 2: Ocorrência de curtos-circuitos

Tipo de curto-circuito	Ocorrência (%)
Trifásico	6
Bifásico	15
Bifásico a terra	16
Monofásico a terra	63
Total	100

Fonte: (KINDERMANN, 2010)

Os problemas dos curtos-circuitos na rede elétrica, além da possível ocorrência de acidentes fatais para os seres vivos, também causam o interrompimento do fornecimento de energia e podem levar à queima dos equipamentos conectados à rede (AZEVEDO, 2020).

### 2.3.3 Proteção do sistema elétrico de potência

Para evitar problemas provenientes dos curtos-circuitos, a rede elétrica é composta de diversos equipamentos de proteção, que devem suportar a corrente nominal e somente atuar quando ocorrer um curto-circuito (SILVEIRA, GALVANI e SOUZA, 2011). Desta forma, com um estudo adequado de coordenação, seletividade e sensibilidade é possível, não somente isolar o trecho defeituoso, como também assegurar que a menor quantidade possível de consumidores seja desligada (RIBEIRO, 2018).

Uma das proteções mais básicas e amplamente utilizada na rede de distribuição são as chaves fusíveis (figura 6), pois elas possuem um preço baixo, quando comparada a outras proteções, e possuem um desempenho adequado (MAMEDE e FILHO, 2011).

Figura 6: Chave fusível



Fonte: Catálogo Hubbell Delmar

O funcionamento da chave fusível é simples, ou seja, quando ocorre uma passagem de corrente elétrica acima da corrente dimensionada e por um determinado tempo o elemento fusível dentro do cartucho se rompe e, dessa forma, interrompe a passagem da corrente elétrica (FERRI, MORAIS, *et al.*, 2021).

Os elos fusíveis, ilustrados na figura 7, podem ser separados em 3 tipos principais: H, K e T. Os elos do tipo H são elos de ação lenta para surtos de corrente, normalmente empregados para a proteção de transformadores de baixa potência tendo em vista que suportam níveis baixos de corrente (até 5A). Já os elos do tipo K são elos de ação rápida e suportam correntes superiores a 100A, enquanto os elos do tipo T também são de atuação lenta, porém, suportam mais corrente que o do tipo H (ALMEIDA, 2000).

Figura 7: Elo fusível

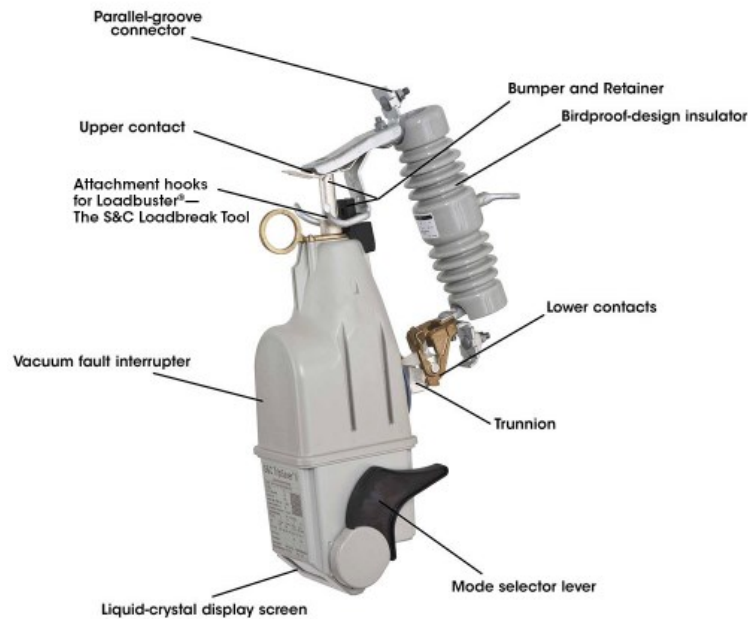


Fonte: Catálogo *Tecfuse*

Outros componentes que vem ganhando espaço no mercado da proteção da rede de energia elétrica são os religadores monofásicos montados em chaves fusíveis *TripSaver*, ilustrado na figura 8, e os religadores automáticos monofásicos *FuseSaver*, conforme figura 9. Este equipamento, como o próprio nome sugere, são um religador (equipamento que será demonstrado na sequência), onde é possível configurar curvas de atuação de sobrecorrentes padronizadas ou simulando as curvas de atuação dos elos fusíveis. Desta forma, vêm substituindo os mesmos. Sua principal diferença é de que, ao invés de ter que solicitar o deslocamento de uma equipe para realizar a troca do componente após sua atuação devido a falhas momentâneas, o próprio equipamento realiza tentativas de religamento conforme programado e definido pelo setor de proteção (MOURA e COSTA, 2019).



Figura 8: TripSaver



Fonte: *S&C Electric Company*

Figura 9: FuseSaver



Fonte: *Siemens*

### 2.3.4 Religador automático

O Religador Automático (RA) é o equipamento principal e essencial no sistema de distribuição de energia elétrica, pois com ele é possível não só extinguir correntes de curto-circuito de elevados valores como também facilitar manobras, quando necessárias, na rede (RIBEIRO, 2018). Neste trabalho, é comentado e exemplificado situações apenas com RAs microprocessados, pois outros modelos como o eletromecânico, por exemplo, estão em desuso e sendo substituídos, tendo em vista sua obsolescência.

O RA é um equipamento composto por um conjunto de componentes como: mecanismo de abertura, atuador magnético e mecanismo de interrupção a vácuo.

Juntamente com o religador, ilustrado na figura 10, sempre trabalha um relé microprocessado, que é responsável por conter as funções de proteção, realizar o controle e monitorar a medição para poder realizar o controle (COPEL, 2018).

Figura 10: Religador trifásico



Fonte: *Eaton powering business worldwide.*

O controle de um RA, ilustrado na figura 11, é como se fosse o cérebro do equipamento, pois nele encontram-se todas as características de proteção de acordo com a norma ANSI (*American National Standards Institute*, ou, Instituto Nacional Americano de Padrões), que é responsável por promover “o uso de padrões dos EUA internacionalmente, defende a política e posições técnicas dos EUA em organizações de padrões internacionais e regionais e incentiva a adoção de padrões internacionais como padrões nacionais onde atendam às necessidades da comunidade de usuários” (ANSI, 2021).

Figura 11: Controle religador



Fonte: Eaton powering business worldwide

No anexo A, encontra-se o quadro das funções definidas pela norma ANSI com suas principais numerações e o que cada uma representa. Quando se trata de proteção de redes de média tensão, as funções mais utilizadas são: 50/50N, 51/51N, 79 e 81. Mais detalhes sobre o funcionamento operacional do RA automático, ilustrado na figura 12, serão vistos adiante.

Figura 12: Religador automático na rede



Fonte: (Diário da Manhã, 2021).

Um RA possui alguns parâmetros base a serem definidos, os principais sendo *pickup* [A], curva e um multiplicador, podendo também conter um adicionar e um *Minimum Response Time* (MRT). As curvas podem seguir equações definidas pela norma IEC, respeitando a equação (1) - Normal Inversa (NI); equação (2) – Muito Inversa (MI); equação (3) – Extremamente Inversa (EI).

$$t = \left( \frac{0,14}{(M)^2-1} \right) * DT \quad (1)$$

$$t = \left( \frac{13,5}{M-1} \right) * DT \quad (2)$$

$$t = \left( \frac{80}{(M)^2-1} \right) * DT \quad (3)$$

Onde:

t = tempo

M = múltiplo

DT = *dial* de tempo

É possível também utilizar as curvas conhecidas como curvas *Recloser*, estas estão presentes em uma grande variedade de RAs, e seguem a seguinte equação:

$$t = \left( \frac{A}{M^p-1} + B \right) * DT \quad (4)$$

Onde os valores de A, B e P são valores adimensionais e seguem a tabela que se encontra no anexo B (podendo haver pequenas variações entre fabricantes). Os demais parâmetros mencionados, são demonstrados no decorrer deste trabalho.

Mesmo com todos esses equipamentos para realizar a proteção da rede, uma questão aparece: como definir os parâmetros de ajustes para atuação deles? Tendo em vista a ampla variação de equipamentos e clientes conectados à rede, fica difícil manter a mesma equilibrada, sendo necessárias análises para simulações de valores máximos de curtos-circuitos. Estas vêm sendo realizadas através de *softwares* de simulação que se fundamentam na teoria das componentes simétricas, ou, teorema de *Fortescue*.

O teorema de *Fortescue*, diz que “um sistema de “n” fasores desequilibrados pode ser decomposto em “n” sistemas equilibrados, denominadas componentes simétricas dos fasores originais” (KINDERMANN, 2010). Desta forma, só é preciso conhecer os parâmetros da fonte, das impedâncias das linhas e dos transformadores envolvidos juntamente com o tipo de núcleo deles (envolvido ou envolvente). Com esses valores é possível conhecer o valor do curto-circuito em cada ponto da rede e, graças a isso, dimensionar adequadamente as proteções.

### **2.3.5 Considerações finais do capítulo**

Neste capítulo são abordados conceitos fundamentais sobre curtos-circuitos e os dispositivos de proteção de redes de distribuição, que servirão de base para o entendimento do funcionamento das tecnologias mais recentes que vêm sendo empregadas nas redes de distribuição, como, por exemplo, as redes elétricas inteligentes (*smart grids*) que está contemplada com mais detalhes no capítulo subsequente.

### **3 SMART GRIDS E SISTEMA SELF HEALING**

#### **3.1 SMART GRIDS**

O sistema elétrico, como abordado anteriormente, precisa se manter confiável, otimizando a sua produção, distribuição e o consumo de energia. Para concretização disso, torna-se imprescindível o emprego intensivo de tecnologias em todos os seus âmbitos. Combinado a esses fatores, temos o crescimento populacional, o aumento da demanda energética, além do fato inegável da energia elétrica ser fundamental para a sociedade moderna. Havendo conhecimento desses fatores, surge oficialmente o termo, *smart grids*, ou redes elétricas inteligentes, um conceito que busca mudar de paradigma a visão da rede elétrica (FALCÃO, 2009).

Havendo o intenso emprego de tecnologias na rede, é possível obter um monitoramento da rede em tempo real, gerando uma maior eficiência, atingindo uma qualidade superior de serviço e minimizando as interrupções no fornecimento de energia. Gerando assim, confiança no serviço e economia financeira.

Otimizar produção, distribuição e consumo de energia, viabilizando a entrada de novos fornecedores e consumidores na rede, com melhorias significativas em monitoramento, gestão, automação e qualidade da oferta, por meio de uma rede elétrica caracterizada pelo uso intensivo das tecnologias de informação e comunicação (RIVERA, ESPOSITO e TEIXEIRA, 2013).

Como mencionado, a otimização do setor elétrico deve ocorrer em todos os âmbitos. Sendo assim, tem-se como primário a substituição dos medidores eletromecânicos por medidores eletrônicos inteligentes. Essa ação auxilia na aquisição de um dos pilares da tecnologia, os dados. Com o emprego dos novos medidores, obtém-se informação sobre o consumo de energia por horário e dados do último período de faturamento, denominado memória de massa. Além disso, é possível realizar a comunicação bidirecional de energia e visualizar os indicadores de qualidade da energia ofertada pela concessionária que, se tiverem fora dos padrões estabelecidos pela ANEEL, poderá gerar um desconto na fatura de energia.

Obtidos esses dados, tanto o consumidor como o fornecedor, conseguem estabelecer um plano de ação. No lado do consumidor de baixa tensão, pode-se optar por uma tarifa branca, com o valor do quilowatt-hora menor no horário fora

ponta. Em relação à concessionária, se tiver indicadores ruins, deve-se empregar investimento na rede de distribuição daquela região, a fim de solucionar o problema.

Além disso, existem outras tecnologias que podem ser acrescentadas nos demais cenários do sistema elétrico de potência, para em conjunto exercerem o conceito de *smart grid*. Entre elas, pode-se citar Geração Distribuída e Microgeração, que consistem na incorporação de fontes de energias, em geral renováveis (fotovoltaica, eólica, entre outras), ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Contribuem também, a utilização de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) (KREUTZ, 2014). Esses dispositivos são elementos de interface de comunicação e processamento de informação com o sistema de energia elétrica, gerando assim informações sobre esses elementos a uma central de controle.

Com o uso dos IEDs é possível a utilização de lógicas de proteção e controle mais eficiente, reduzindo custos com manutenção do sistema e agregando mais confiabilidade (KREUTZ, 2014).

Outra contribuição relevante ao *smart grid* é a instalação de dispositivos para Medição Fasorial Sincronizada (PMU, da língua inglesa, *Phasor Measurement Units*), que disponibilizam informações para a determinação do estado operativo do sistema elétrico em uma determinada região. Há diversos componentes que podem ser implementados para a formação da *smart grid*. Neste trabalho é demonstrado a necessidade de emprego dessa rede.

Como mencionado, para normalizar e padronizar o desempenho das atividades relacionadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, foram apresentados em 2008 os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), que são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (PRODIST, 2021).

O PRODIST estabeleceu indicadores de continuidade, que devem ser cumpridos pelas concessionárias de energia. Quando houver descumprimento pode acarretar multas às mesmas e ressarcimento financeiro ao consumidor. Sendo assim, qualifica mais um fator para implementação de *smart grids*, que auxiliam as concessionárias em manter os índices controlados, gerando confiabilidade e evitando multas, porém garantindo a modicidade tarifária. Na seção seguinte, será exposto como é realizado os cálculos para obtenção dos indicadores.

### 3.2 INDICADORES DE CONTINUIDADE

Os indicadores de continuidade estão inseridos no Módulo 8 do PRODIST (ARAÚJO, 2016). Eles asseguram, tanto à concessionária quanto ao consumidor, que a energia fornecida está dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL.

Visando garantir a qualidade e eficiência dos serviços, a ANEEL criou indicadores coletivos de continuidade, denominados de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora (FEC) para assegurar que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade (Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC), 2020).

Dentro desses indicadores há duas divisões, os individuais e os coletivos. Contemplando os primeiros tem-se:

- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), podendo ser gerado para períodos mensais, trimestrais e anuais, é dado pela seguinte equação:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (5)$$

- Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora (FIC), podendo ser calculado para períodos mensais, trimestrais e anuais, é dado pela seguinte equação:

$$FIC = n \quad (6)$$

- Duração Máxima da Interrupção Contínua (DMIC), por ponto de conexão ou consumidor, podendo ser calculado para períodos mensais, conforme equação seguinte:

$$DMIC = t(i)_{máx} \quad (7)$$

- Duração da Interrupção Individual em Dia Crítico (DCRI), por unidade consumidora, podendo ser calculado diariamente:

$$DCRI = t_{crítico} \quad (8)$$



Onde:

$I$  = índice de interrupções da unidade consumidora no período contemplado, oscilando de 1 a  $n$ ;

$n$  = número de interrupções da unidade consumidora em questão, no período avaliado;

$t(i)$  = tempo de duração da interrupção, no ponto de conexão ou unidade consumidora, no período avaliado;

$t(i)_{\text{máx}}$  = tempo da máxima duração de interrupção contínua ( $i$ ), no período avaliado, expresso em horas;

$t_{\text{crítico}}$  = duração da interrupção em dia crítico;

Em relação aos indicadores coletivos, estes são definidos para um aglomerado de unidades consumidoras conforme estabelecidos pelas concessionárias. Para estes, tem-se os seguintes índices:

- Duração Equivalente de Interrupção da Unidade Consumidora (DEC), podendo ser gerado mensalmente, trimestralmente e anualmente, conforme seguinte equação:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{CC} DIC(i)}{CC} \quad (9)$$

- Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), podendo ser gerado mensalmente, trimestralmente e anualmente, conforme seguinte equação:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{CC} FIC(i)}{CC} \quad (10)$$

Onde:

$CC$  = número de unidades consumidoras do conjunto;

Esses índices, em compatibilidade com os demais módulos do PRODIST, estabelecem que os sistemas de distribuição funcionem corretamente e com parâmetros confiáveis ao consumidor.

### 3.3 SELF HEALING

Como visto anteriormente, o SEP está sujeito a curtos-circuitos e, por mais que se tenha equipamentos na rede elétrica para isolar os defeitos, estes podem, por muitas vezes, desenergizar consumidores que não estavam próximos ao local de defeito, pois as proteções, para cumprirem quesitos de coordenação, não podem ser instaladas em todas as derivações da rede e sim em pontos definidos como estratégicos.

Uma das alternativas para afetar o menor número possível de consumidores, e dessa forma garantir os índices de qualidade apresentados anteriormente, quando ocorre um defeito é a aplicação do sistema *self healing*. Além disso, esse sistema permite também isolar, com maior precisão, o local do defeito.

#### 3.3.1 Conceito e surgimento

Com tradução livre, o termo *self healing* seria algo como “auto recuperação” ou “auto restabelecimento”. É um processo que faz parte do *smart grid*, pois se encaixa no conceito de “rede inteligente”.

O *self healing* pode ser caracterizado como a “capacidade de automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede” (FALCÃO, 2009). Outra definição importante é de que o *self healing* “deve ser capaz de minimizar o número de clientes desligados em decorrência de um distúrbio, no menor tempo possível e com pouca ou nenhuma intervenção humana” (NOGUEIRA, 2016).

O incentivo para o desenvolvimento de uma forma de “autocura” da rede, pensando no maior número de cenários que podem ocorrer um problema, surgiu devido a um acidente aéreo. Após um piloto israelense de um F-15, no final da década de 1980, sofrer uma colisão e perder aproximadamente 90% de uma das asas, a tendência seria uma queda livre, porém, devido a experiência do piloto, ele conseguiu utilizar ao máximo o restante da aeronave e pousá-la com sucesso.

Decorrido esse evento os pesquisadores realizaram testes exaustivos tentando reproduzir a situação e desenvolvendo controles de voos inteligentes (IFCS - *intelligent flight control system*) que fossem capazes de se adaptar a situações críticas. Esse caso foi um incentivo para algumas pesquisas no setor elétrico, incluindo que o *Electric Power Research Institute* (EPRI) e o departamento de defesa americano financiassem o *Complex Interactive Networks/Systems*

*Initiative* (CIN/SI). O principal objetivo do CIN/SI era desenvolver ferramentas de simulação/modelagem, ferramentas mais robustas e adaptáveis e controles de reconfiguração da rede elétrica (AMIN e WOLLENBERG, 2005).

De acordo com SOUZA, HOKAMA, *et al.*(2015), existem três possíveis soluções para a implementação do sistema *self healing* e, segundo a SCHNEIDER ELECTRIC (2016), o tempo de atuação e implementação para cada uma das soluções seria:

- Centralizado: consiste em ter um centro de controle totalmente automatizado em um único local para as tomadas de decisões dos equipamentos envolvidos, geralmente utilizando um Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA). Tempo médio para tomada de decisão e realização dos comandos superior a um minuto, implementação de 1 a 5 anos;
- Semi-centralizado: o centro de controle dos equipamentos envolvidos estará distribuído próximo das regiões de interesse e não somente em uma única central. Tempo médio para tomada de decisão e realização dos comandos inferior a um minuto, implementação de 2 meses a 1 ano;
- Distribuído ou Descentralizado: a lógica para atuação dos equipamentos é interna, não dependendo de uma central. Tempo médio para tomada de decisão e realização dos comandos inferior a um minuto, implementação de uma a três semanas.

### **3.3.2 Princípios de funcionamento**

Todos os métodos de implantação possuem em comum a necessidade de equipamentos automatizados para as tomadas de decisões, sendo normalmente um RA (podendo conter também chaves a gás em alguns casos) e um equipamento de controle.

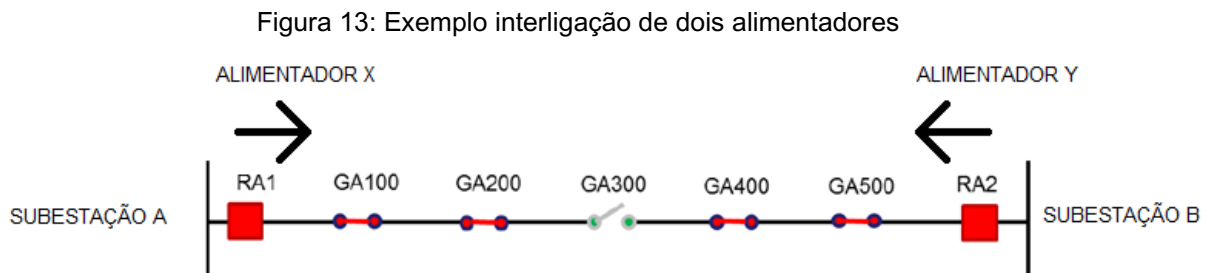
Visando um melhor entendimento, as seções a seguir apresentam os princípios de funcionamentos dos sistemas centralizado, semi-centralizado e distribuído baseados nos Manual de Instruções Técnicas (MIT) da Copel (COPEL DIS, 2019), informações da *S&C Electric Company* e Lupa Tecnologia e Sistemas Ltda.

### 3.4 SISTEMA CENTRALIZADO

O sistema centralizado é um sistema que necessita de um grande investimento em automação e equipamentos de qualidade, tendo em vista que é necessário que todos os equipamentos envolvidos estejam se comunicando (essa comunicação se dá através de fibra, GPRS ou satélite).

Outro quesito importante é que, nesse sistema, os equipamentos envolvidos sejam preferencialmente do mesmo fabricante, pois o sistema mestre que será o responsável por tomar a decisão irá receber, ler e interpretar a informação da rede. Logo, essas informações podem variar de linguagem conforme fabricante, o que tornaria ainda mais complexo seu código.

Um exemplo de sistema centralizado é a recomposição automática *Intelliteam* da *S&C Electric Company*, como ilustrada na figura 13 a seguir:



Fonte: Adaptado (COPEL DIS, 2019)

O sistema é composto por duas fontes distintas interligadas por uma chave Normalmente Aberta (NA), para melhor entendimento e padronização de todas as chaves Normalmente Abertas são representadas pela cor verde, e as chaves Normalmente Fechadas (NF) são vermelhas.

A partir do momento em que é detectada uma perturbação na rede, supondo que seja entre as chaves GA100 e GA200 atendidas pelo alimentador X, da figura 13, os equipamentos irão informar ao sistema mestre (localizado em um ambiente responsável por monitorar toda a rede da concessionária distribuidora de energia elétrica). Este terá que interpretar as informações e decidir quais equipamentos deverão atuar. Nesse exemplo, o sistema mestre deverá enviar o comando de abertura tanto para a chave GA100 e GA200 e na sequência, após recebido o sinal de que a operação foi realizada, o sistema mestre irá tentar realizar uma auto reconfiguração da rede. Para isso, é necessário analisar a situação do alimentador

Y, atendido pelo religador RA2 e, caso os critérios de cargas estejam dentro dos suportados (verificadas as restrições) e exista comunicação com as chaves GA400 e GA500, é enviado o comando para fechamento da chave GA300

Nessa nova configuração a rede é ilustrada na figura 14:

Figura 14: Exemplo nova configuração da rede



Fonte: Adaptado (COPEL DIS, 2019)

Sendo assim, o sistema conseguiu isolar com eficiência a falta e realizar uma nova configuração da rede sem depender de um operador humano procurando interpretar as informações do sistema e tentando definir quais as melhores medidas cabíveis. Após todos esses processos, somente é necessário que uma equipe de manutenção vá ao local do defeito para realizar os devidos reparos. Finalizado essa etapa, o sistema irá retornar para o estado original, sendo feito em etapas também: primeiro abre a chave GA300 e, estando tudo certo, comanda o fechamento da chave GA100; da mesma forma, não encontrando problemas, comanda o fechamento da chave GA200.

Nota-se que é um sistema eficiente, entretanto, possui algumas limitações, como por exemplo, caso o sistema mestre tenha perdido a comunicação com um único equipamento sequer, ele não irá realizar a manobra de transferência, apenas isolaria o defeito e não continuaria o processo de auto configuração.

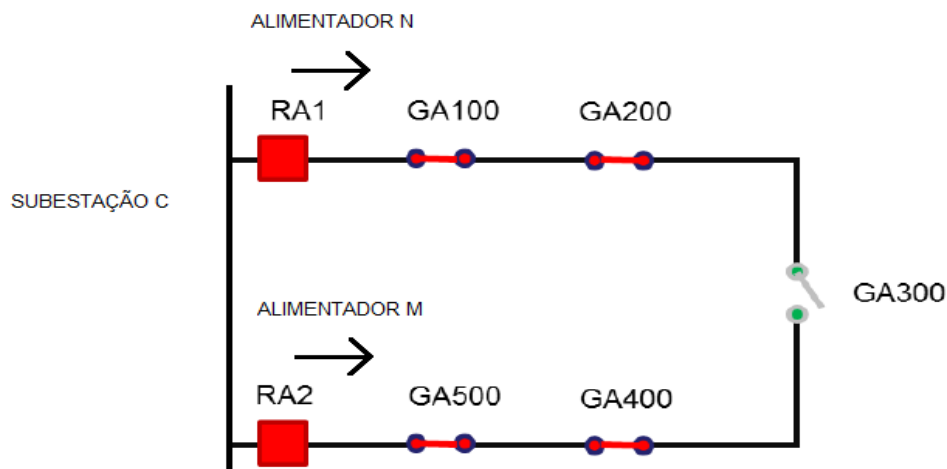
### 3.5 SISTEMA SEMI-CENTRALIZADO

De maneira análoga ao sistema centralizado, o sistema semi-centralizado consiste em um sistema controlando os equipamentos envolvidos na automação da rede. A principal diferença é que, assim como seu próprio nome sugere, esse sistema de comando não necessita estar em uma central responsável por toda a rede e, sim, em pontos estratégicos espalhados na mesma.

Isso acarreta o fato de que, ao invés de se ter equipamentos muito robustos e complexos para receber as informações, é necessário equipamentos mais simples. Estes podem estar alocados, por exemplo, nas subestações que se deseja implantar o sistema *self healing* ou até mesmo nos próprios equipamentos da rede.

Para ficar mais claro o conceito, é apresentado na figura 15, uma exemplificação do sistema semi-centralizado chamado de recomposição automática *Lupa*, da empresa Lupa Tecnologia e Sistemas Ltda.

Figura 15: Exemplo dois alimentadores pertencentes a mesma fonte



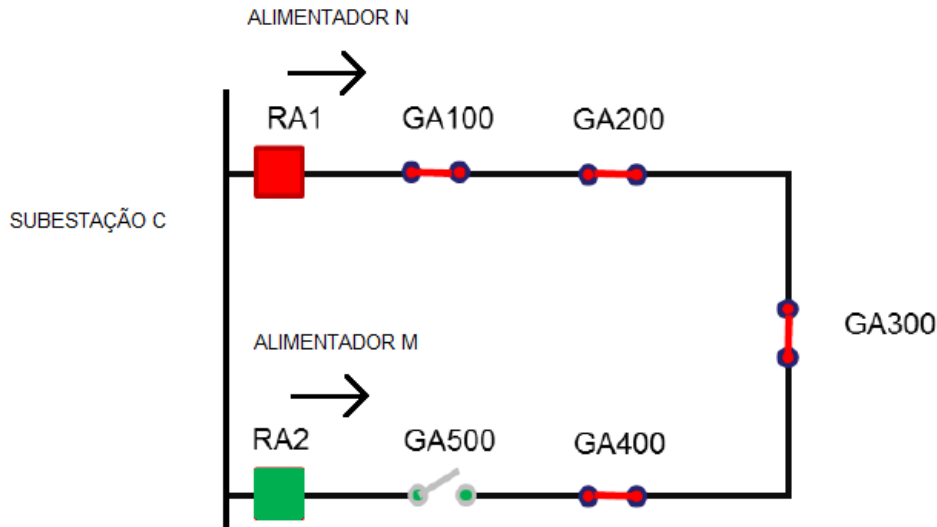
Fonte: Adaptado (COPEL DIS, 2019)

Nesse exemplo é realizada uma interligação entre dois alimentadores pertencentes a mesma subestação. O centro de controle se dá na chave GA300, ou seja, ela é responsável por receber informações dos outros equipamentos e comandá-los.

Supondo um defeito entre o RA2 e a chave GA500, ao receber as informações de sobrecorrente a chave GA300 comanda a abertura do RA2 e da chave GA500, isso isola o defeito, porém os consumidores conectados após o defeito ficarão sem energia. Nesse caso, a chave GA300 tenta realizar uma nova configuração da rede. Para isso, comunica-se com os equipamentos pertencentes ao alimentador N e, no caso de resposta dos outros equipamentos que estão operando sem problemas (como de comunicação por exemplo) e, assim como no sistema centralizado, se o alimentador atendido pelo RA1 estiver dentro dos critérios de carga suportado a própria chave GA300 fechará.

Dessa forma, a nova configuração da rede é apresentada na figura 16.

Figura 16: Exemplo nova configuração da rede



Fonte: Adaptado (COPEL DIS, 2019)

Após a nova configuração da rede, o procedimento é o mesmo do sistema centralizado; uma equipe deverá realizar a manutenção no local de defeito e, não tendo mais problemas, a chave GA300 abrirá e na sequência, comandará o fechamento do RA2 e da chave GA500, retornando a rede a seu estado original.

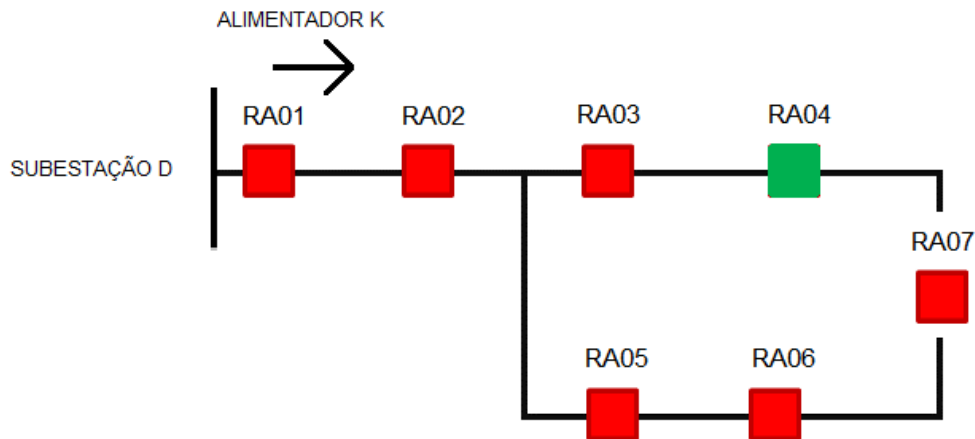
### 3.6 SISTEMA DISTRIBUÍDO

O conceito do sistema distribuído continua sendo o mesmo, tanto para o sistema centralizado quanto para o semi-centralizado, ou seja, isolar o defeito e reconfigurar a rede sem intervenção humana. Todavia, seu funcionamento é distinto dos anteriores, pois não é desejável uma central e nem um equipamento controlando os demais, entretanto ainda é necessário um meio de comunicação com os equipamentos para a devida intervenção do Centro de Operação a Distância (COD).

O sistema distribuído consiste em cada equipamento, necessariamente sendo um RA, atuando e tomando as decisões de forma pré-estabelecida independentemente dos demais. Seu funcionamento básico é a partir de uma lógica, construída internamente, de ausência de tensão e de uma temporização.

A figura 17 apresenta uma breve exemplificação baseada no método empregado pela COPEL e, na sequência, é demonstrado o funcionamento mais detalhado deste sistema.

Figura 17: Exemplo interligação entre o próprio alimentador



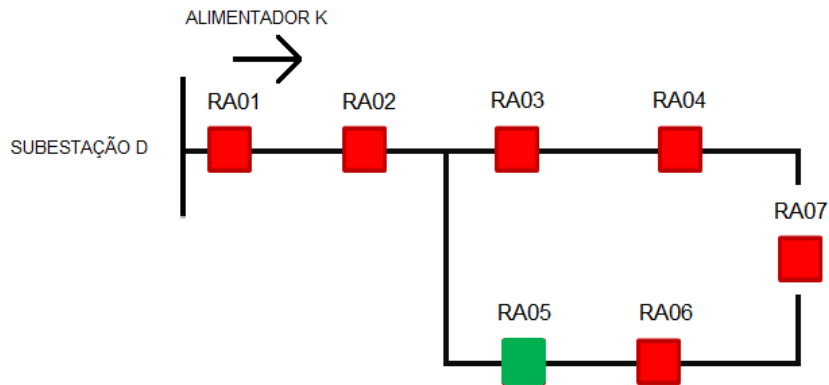
Fonte: Adaptado (COPEL DIS, 2019)

Nesse exemplo, o sistema *self healing* é aplicado em uma interligação entre o próprio alimentador. Supondo um defeito entre o RA05 e o RA06, neste caso o RA05 deverá abrir independente de possuir a lógica *self healing*, pois como visto anteriormente essa é a função do RA, podendo realizar mais tentativas de fechamento para reenergizar o trecho defeituoso caso fosse algo temporário. Desta forma se o defeito for permanente, toda a região atendida pelos RA06 e RA07 estará desenergizada.

Como neste processo cada equipamento funciona de forma independente, o RA04 monitora as tensões dos dois lados da rede, sem necessitar de comunicação com os demais RAs. Assim que é detectada a ausência de tensão do lado atendido pelo RA05 o RA04, RA06 e RA07, é iniciada a contagem de um tempo pré-definido e ajustado. Após atingido esse tempo, e sem retorno de tensão, o RA06 trocará os ajustes para um grupo alternativo e o RA07 passará para o modo chave (isso se deve ao fato dos critérios para manter a coordenação e seletividade abordados anteriormente) e o RA04 fechará. Sendo assim, a rede ficará na configuração mostrada na figura 18.



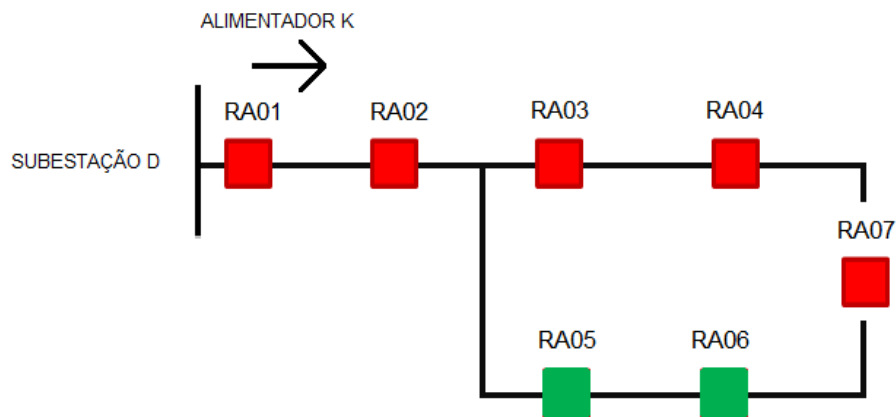
Figura 18: Exemplo nova configuração com defeito ainda presente



Fonte: Adaptado (COPEL DIS, 2019)

Entretanto, o defeito ainda permanece, agora à frente do RA06 nessa nova configuração. Dessa forma, o primeiro equipamento agora a detectar a falta é o RA06. Logo, ele abrirá e a configuração definitiva antes da equipe de manutenção corrigir o defeito será o da figura 19.

Figura 19: Exemplo nova configuração após isolar defeito



Fonte: Adaptado (COPEL DIS, 2019)

Após realizados os devidos reparos e, como os equipamentos só possuem a função de abrir e fechar e não de gerenciar os demais, é necessário que o COD envie o comando para abrir o RA04 e, na sequência, fechar os RAs 05 e 06. Caso os RAs estejam com problemas de comunicação, é necessário que a própria equipe que realizou a manutenção faça essa configuração manualmente.

Uma apresentação maior desse modelo distribuído de *self healing* é apresentada no próximo capítulo, juntamente com a apresentação dos *softwares* para as simulações.

#### 4 ESTUDOS DO MODELO DISTRIBUÍDO E FERRAMENTAS UTILIZADAS

Conforme mencionado anteriormente, os modelos do sistema *self healing*, são uma alternativa para as concessionárias de energia manter o fornecimento dentro dos indicadores de continuidade da ANEEL. Dentre os modelos, este capítulo apresentará de forma mais abrangente, o distribuído. Há como princípio, para constituição desse modelo, a presença exclusiva de equipamentos RAs na rede, os quais atuam conforme lógica pré-estabelecida, independentemente dos demais. Sendo assim, seu emprego é favorecido em localidades retiradas dos grandes centros urbanos, visto que, é dispensada a utilização de sistema de comunicação entre os equipamentos, sendo apenas necessária a interação com a central. Esse fato contribui também para diminuir o valor de implantação do modelo.

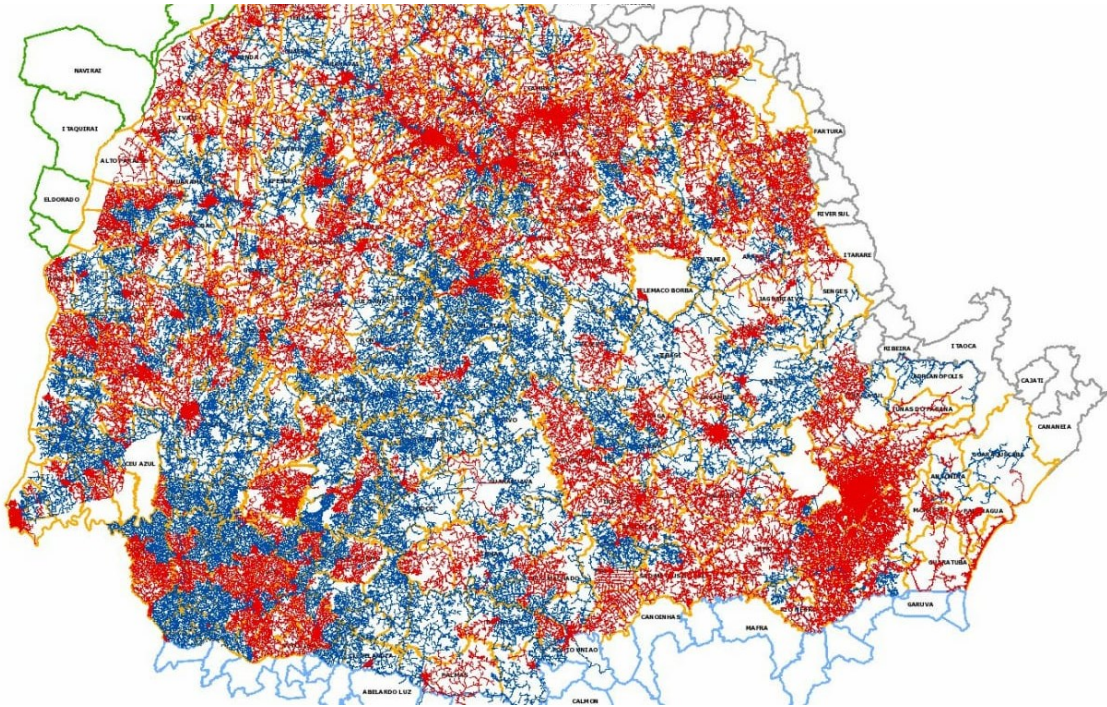
Além disso, nos religadores atuais, o módulo de restauração automática passou a ser parte do *software* instalado nos controles, bastando a simples programação de parâmetros e não mais dependendo de dispositivos adicionais. Os pontos de estado e comando relativos ao funcionamento do sistema ficam disponíveis no local e para o SCADA (OMORI e HELEBRANDO, 2017).

Para execução do modelo distribuído é necessário o sistema *Loop Scheme* (LS), que se trata de um módulo de *software* que é carregado em conjunto com os parâmetros de proteção e outros ajustes e transferido para o controle do religador para ativar as funções de recuperação automática (OMORI e HELEBRANDO, 2017).

Com isso, o isolamento do trecho em falta ocorre sem a necessidade de comunicação entre os religadores, com tempos de atuação menores de um minuto (WITKOVSKI, 2019).

Com o objetivo de demonstrar a abrangência que o sistema *self healing* pode atingir no estado do Paraná, na figura 20, visualiza-se a rede de energia nas tensões 13,8kV, em vermelho e, 34,5kV, em azul. Além disso, pode-se observar a dimensão da rede.

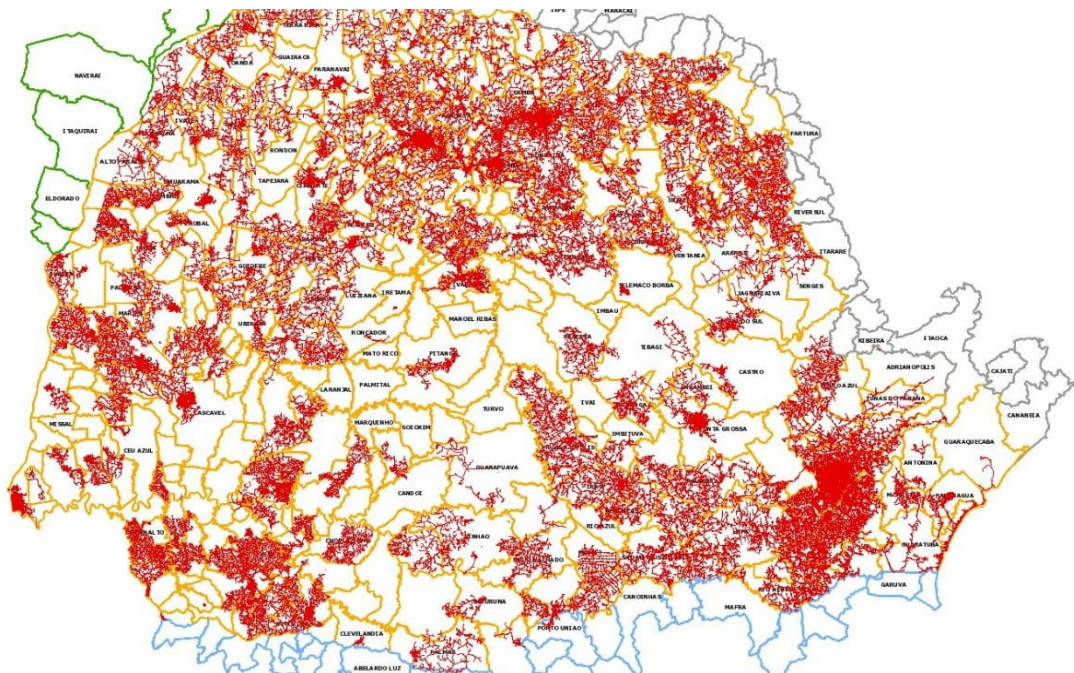
Figura 20: Rede COPEL 13,8kV e 34,5kV



Fonte: COPEL (2021).

Para melhor visualização, apresenta-se na figura 21, unicamente a rede com tensão de 13,8kV.

Figura 21: Rede de 13,8kV COPEL

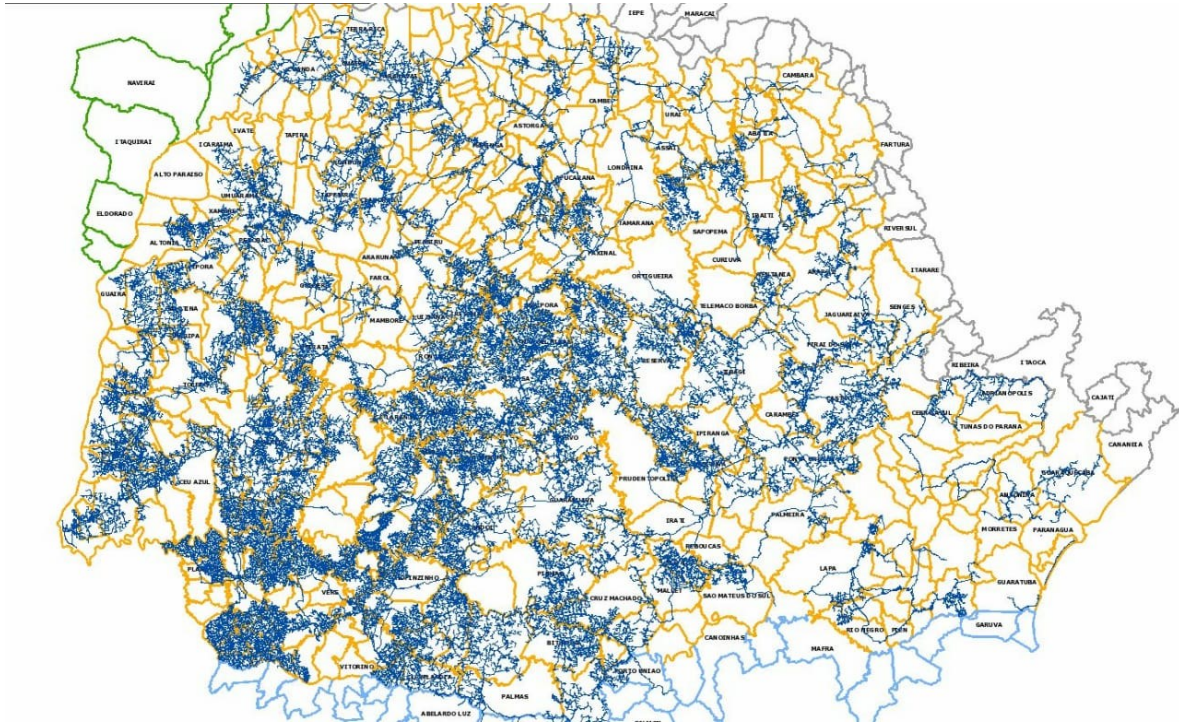


Fonte: COPEL (2021).



Na figura 22, em azul, visualiza-se a rede de 34,5kV da concessionária COPEL.

Figura 22: Rede de 34,5kV



Fonte: COPEL (2021).

#### 4.1 MODOS DE OPERAÇÃO DO RELIGADOR AUTOMÁTICO

Os religadores automáticos podem ser ajustados com três características, no *Feeder*, como sugere a tradução, é o seccionador denominado como “alimentador”. Normalmente, o equipamento provido desse ajuste estará localizado mais próximo do religador da subestação, realizando assim, a função de isolar a rede, abrindo-se, no caso de uma ocorrência de falta de tensão em seu circuito fonte. Nessa configuração, o monitoramento de tensão é realizado unicamente no lado referente à fonte, sendo assim, não altera os ajustes de proteção, por não considerar a inversão no sentido do fluxo de alimentação do circuito.

Para entendimento dos demais ajustes dos religadores, é necessário entender a lógica denominada *Loop Scheme*. Esse é o nome dado pelo fabricante *EATON Corporation*, ao sistema de recuperação automática implantado nos religadores utilizados em projetos da COPEL.

Trata-se de um módulo de *software*, que é carregado em conjunto com os parâmetros de proteção e outros ajustes e transferido para o controle do religador para ativar as funções de recuperação automática. Uma vez ativada, a função melhora a continuidade dos sistemas de distribuição através de esquemas de transferência de carga e conexão/seccionamento de circuitos em anel. Os controles dos religadores podem alterar o esquema de proteção com a ação do *Loop Scheme*, de forma que um esquema da lógica possa ser facilmente implantado para aplicações como seccionizador ou conexão. O controle detecta a queda de tensão do lado da fonte e/ou lado da carga e executa as funções programadas depois de uma temporização ajustada (OMORI e HELEBRANDO, 2017).

Deste modo, o religador com o ajuste denominado *Middle (Mid)*, atuará como um seccionador intermediário, normalmente configurado para atuar entre os *Tie* e o *Feeder*. Sua principal função é a proteção de sobrecorrente do circuito principal, quando ocorre uma falta a jusante. Possui, quando configurado para atuar pela lógica *Loop Scheme*, a função de coordenar-se com a nova configuração da rede de energia. Nesse modo, quando o lado da fonte do religador detectar a ausência de tensão, no primeiro instante, ele permanecerá fechado. Durante determinado tempo irá alterar o ajuste de proteção, configurando-se para atuar com alimentação pelo lado da carga.

Após o fechamento do religador *Tie*, havendo permanência da falta no lado fonte do *Middle*, o religador irá a bloqueio, isolando o trecho em falta. A alteração no grupo de ajuste se faz necessária para que ocorra a coordenação com a nova configuração da rede de distribuição (WITKOVSKI, 2019).

Para auxiliar no entendimento, no decorrer deste trabalho são apresentados estudo de casos com vários *Loop Scheme*, conforme figura 23.

Na configuração *Tie*, o religador é ajustado para atuar na posição normalmente aberto. Sendo assim, o principal responsável pelo sistema de reconfiguração do *Loop Scheme*, realizando a interligação entre dois circuitos e monitorando as tensões tanto do lado fonte quanto do lado carga. Sua atuação é iniciada pela ocorrência de falta de tensão em um dos lados do religador, dependendo dos ajustes implantados. Para realizar a detecção de ausência de tensão, é necessária a existência de Transformadores de Potencial (TP) na base do RA, quando não houver, é utilizado o emprego de TPs externos. Após detectada a ausência, inicia-se uma temporização, que determinará a troca do grupo de ajustes

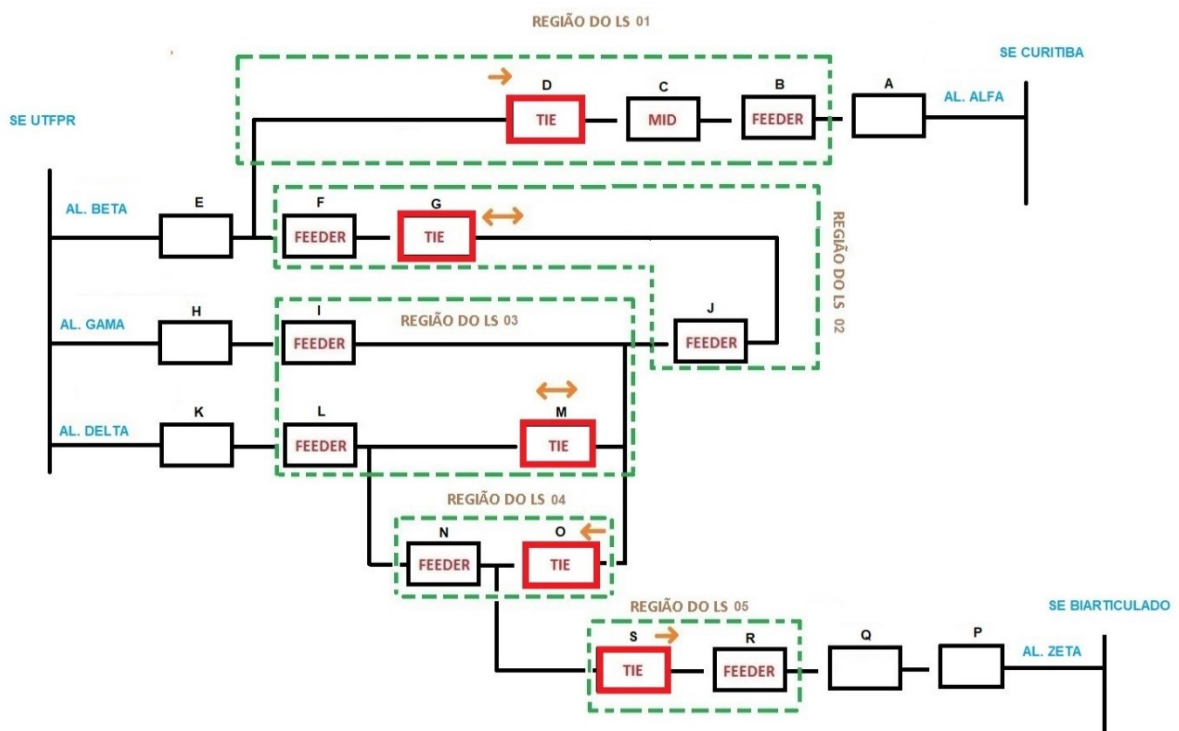
do *Tie*, conforme configuração e, fecha seus contatos restabelecendo assim o fornecimento de energia elétrica.

Contemplando um entendimento mais profundo do modelo distribuído e do objetivo deste trabalho, são realizadas algumas simulações computacionais desse arranjo na próxima seção.

## 4.2 ESTUDO DE CASO

Como proposta de estudo de casos, serão apresentados com detalhes os funcionamentos do *self healing* denominados como região do LS-01 e região do LS-02, conforme a figura 23. Os demais estudos de *Loop Scheme* estão no apêndice A. Salienta-se que os ajustes de proteção dos alimentadores e as posições dos RAs foram fornecidos pela COPEL, porém para preservar o anonimato houve uma alteração na nomenclatura.

Figura 23: Circuito para estudo de casos



Fonte: Autoria própria

Nesta figura as subestações (SEs) foram representadas por barras verticais chamadas neste trabalho de: SE Curitiba, SE UTFPR e SE Biarticulado. Os RAs de

interesse foram representados por retângulos, sendo identificados por letras (situadas acima), assim como, identificado o ajuste de cada um. Os que não possuem ajuste definido estão atuando sem a implementação da lógica do *Loop Scheme*. Contemplando os conceitos demonstrados anteriormente, verifica-se que próxima as SEs há presença dos religadores *Feeder*.

Na região LS-01 conta-se com um religador *Middle*. Próximo aos equipamentos *Tie* é possível visualizar algumas setas, essas representam o lado ao qual o equipamento poderá fechar. Sendo assim, nota-se que o religador *Tie* denominado “G”, possui a possibilidade de atuar nos dois sentidos, sendo esse um dos principais motivos da escolha deste exemplo. No capítulo 5, aprofunda-se tecnicamente a respeito do estudo de caso.

### 4.3 O SOFTWARE ANAFAS

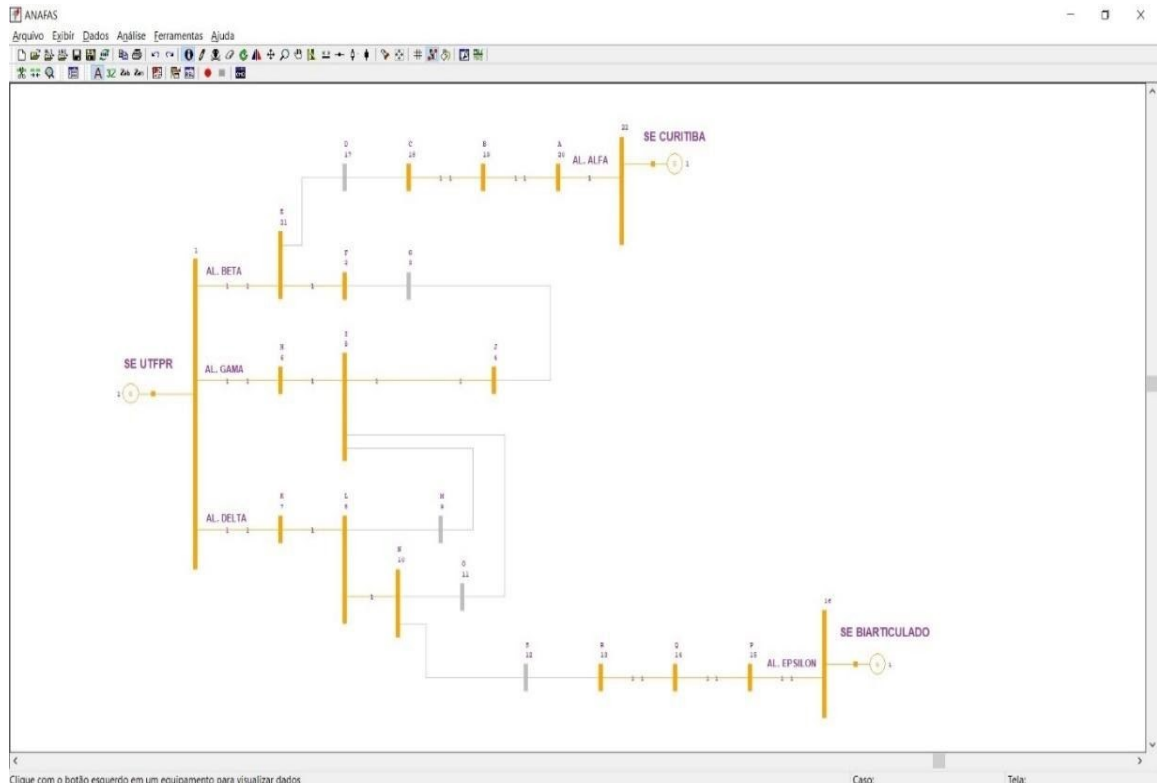
Aprimorando a análise do sistema distribuído, e realizando uma apresentação detalhada do funcionamento do sistema *self healing*, foram utilizados *softwares* computacionais de simulação, um deles o ANAFAS.

O programa computacional ANAFAS (Análise de Falhas Simultâneas) é utilizado para cálculo de curtos-circuitos na rede elétrica. Permite a execução automática de grande número de faltas, inclusive deslizantes, resultados orientados a pontos de falta ou de monitoração, estudo automático de superação de disjuntores, obtenção de equivalentes e cálculo automático da evolução dos níveis de curto. É desenvolvido sob a linha de pesquisa “Planejamento, Operação e Análise de Redes Elétricas” (Cepel, 2021).

A rede elétrica em estudo foi modelada e simulada na versão 7.2.3 do *software*. Os valores de impedância utilizados foram fornecidos pela COPEL e encontram-se no anexo C. Como esses dados são fornecidos ponto a ponto e em pu (por unidade) é necessário realizar alguns ajustes, desta forma os valores devem ser subtraídos do valor da fonte (referência) e multiplicados por 100.

Sendo assim, o circuito final está representado na figura 24, onde as subestações estão representadas por geradores e os RAs por barras, onde a cor laranja indica circuito fechado e cinza circuito aberto.

Figura 24: Rede proposta



Fonte: Autoria própria, 2021.

Com o circuito modelado é preciso simular as faltas em todos os RAs individualmente. Os resultados obtidos encontram-se no apêndice A, sendo de interesse para coordenação os curtos trifásicos e fase-terra máximo, e o curto fase-fase para a sensibilidade sendo que a “corrente mínima de disparo de fase deverá ser 20% maior que a corrente de carga máxima medida ou convenientemente avaliada e menor que a corrente de curto-circuito fase-fase mínima da sua zona de proteção (normalmente no final do trecho protegido), dividido pelo fator 1,2” (COPEL DIS, 2019). Visto que, o *software* ANAFAS realiza somente os cálculos de curto-circuito, é necessária a utilização de um programa que realize o estudo de coordenação.

#### 4.4 O SOFTWARE PCP

Conforme mencionado, necessita-se de um *software* para realizar a coordenação e seletividade, sendo assim, é utilizado o Programa de Coordenação da Proteção (PCP). Esse programa é resultado de uma parceria da concessionária COPEL com o LACTEC. Como um dos objetivos deste trabalho é a simulação do funcionamento do *self healing* adotado pela concessionária, entende-se que a



utilização do programa terá diversos benefícios. Vale ressaltar que as atualizações do *software* foram descontinuadas, todavia, ele atende os critérios utilizados para sua finalidade.

O PCP é um *software*, que possibilita, aos responsáveis pelos estudos de proteção de equipamentos de sobrecorrente, efetuar a verificação da seletividade e da coordenação com rapidez, confiabilidade e padronização. A grande vantagem do PCP é possibilitar a realização de estudos de coordenação de equipamentos de sobrecorrente tanto em sistemas radiais com apenas um caminho para a circulação das correntes de curto-circuito, como também sistemas em anel com mais de um caminho para a circulação destas correntes, cuja particularidade não foi encontrada nos *softwares* disponíveis no mercado. O PCP foi projetado para possibilitar a mudança de critérios de coordenação, bem como a inclusão de novos tipos de equipamentos, com as mais variadas funções e curvas “tempo x corrente” (KOEHLER, PINTO, *et al.*, 2000).

Os dados obtidos no ANAFAS, são necessários para elaboração do estudo de coordenação e seletividade no PCP, este, foi elaborado visando atender ao MIT, onde, o tempo mínimo de atuação entre equipamentos deve possuir uma diferença de 200 ms. Sendo assim, quaisquer coordenações que não respeitarem esse tempo, terão indicação na cor vermelha entre as curvas, com o dizer: “DESCOORDENADO”, aparecendo na tela. Para ambientação demonstra-se na figura 25, a tela inicial do PCP.

Figura 25: Tela inicial PCP



Fonte: Autoria própria, 2021.

Inicialmente, seleciona-se o tipo de equipamento que deseja simular, dentre eles é possível escolher, o equipamento, sua marca e modelo. O estudo é focado em equipamentos microprocessados. Outros parâmetros possíveis de ajustar são os tempos de religamento do RA e se deseja habilitar ou não suas curvas de atuação rápida (estas estarão sempre desabilitadas para o estudo). Como a simulação está considerando equipamentos microprocessados, o tempo de atuação não interfere de maneira significativa, ao contrário de equipamentos eletromecânicos.

Para obter maiores conhecimentos a respeito do funcionamento do programa, indica-se a leitura do documento: “PROGRAMA DE COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO – PCP”, presente no item referência. Apresentado o roteiro a ser implementado, no próximo capítulo é exemplificado o funcionamento de duas das regiões delimitadas do estudo de caso.

## 5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

### 5.1 ESTUDO DE CASO 01 – LS-02

Para melhorar a visualização e interpretação do sistema, as regiões que contém o sistema *self healig* foram divididas por áreas e utilizado o termo *Loop Scheme* (LS). Iniciando pelo LS-02, a região em interesse é uma conexão entre os alimentadores Beta e Gama, composta pelo equipamento G que está operando como *Tie* e os equipamentos F e J, ambos operando como *Feeder*.

Como explicado anteriormente, este sistema opera utilizando a lógica de ausência de tensão e, neste cenário, ambos os alimentadores suportam o acréscimo de carga. Desta forma, o RA G poderá fechar para ambos os lados, podendo atender tanto parcialmente o alimentador Gama, através do alimentador Beta, quanto vice-versa caso um dos *Feeder* atue.

O primeiro passo para essa análise é a obtenção dos valores de curto-circuito, sendo considerado uma falta para cada lado isoladamente. Estes valores foram obtidos através do software ANAFAS e encontram-se no quadro 1 e 2.

Quadro 1: Valores de curto-circuito nos equipamentos E, F e G.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
E	1871	1620	838
F	653	566	363
G	580	502	331

Fonte: Aatoria Própria.

Quadro 2: Valores de curto-circuito nos equipamentos H, I, J e G.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
H	1871	1620	838
I	642	556	421
J	413	357	301
G	396	343	282

Fonte: Aatoria Própria.

Como segundo passo, é necessário iniciar a análise de coordenação e sensibilidade, ou seja, se os equipamentos irão identificar o curto-circuito e atuar isolando o defeito. Esta etapa terá como início os ajustes dos RAs fontes de cada

alimentador, ou seja, são os equipamentos que se encontram dentro das SEs logo na origem do alimentador, sendo: A, E, H, K e P. Estes dados foram fornecidos pela COPEL e já estão coordenados com as demais proteções a montante dos mesmos e encontram-se no anexo D.

Na sequência, no quadro 3, encontra-se os ajustes do RA E:

Quadro 3: Ajustes do RA E.

<b>RAE</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	140	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,5	1
<b>ADICIONADOR</b>	0,2	
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   10

Fonte: COPEL (2021).

Onde:

*Pickup*: corrente a partir da qual o RA irá identificar que se trata de um defeito e não carga.

Curva: explicado anteriormente no item 2.3.6.

Multiplicador: valor que multiplica os ajustes básicos da curva, podendo deslocar a mesma na escala.

Adicionador: valor adicional que pode ser implementado na curva.

MRT (*Minimum Response Time*): valor de tempo mínimo para atuação da curva.

SEF (*Sensitive Earth Fault*): ajuste para ajudar na identificação de curtos a terra, um valor e tempo máximo para atuação da curva.

Vale ressaltar que os ajustes podem ser diferentes tanto para fase quanto para neutro, neste caso estão separados pela coluna F (Fase) e N (Neutro). Com esses dados, é possível definir o ajuste do próximo equipamento, todavia é necessário atenção, pois além do RA liberar carga e sensibilizar o defeito, terá mais equipamentos a jusante, ou seja, todos os deverão coordenar, portanto não se deve utilizar valores muito baixos.

Partindo da hipótese de um defeito no alimentador Gama, em qualquer região a montante do RA J e o mesmo abrindo. Na sequência deverá ocorrer o fechamento do RA G, sendo a fonte principal o alimentador Beta. Com o auxílio do PCP foram definidos os seguintes ajustes conforme quadros 4 e 5:

Quadro 4: Ajustes do RA F

<b>RAF</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	100	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,2	0,8
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   9

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 5: Ajustes do RA G

<b>RAG</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	80	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1	0,6
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   8

Fonte: Autoria Própria.

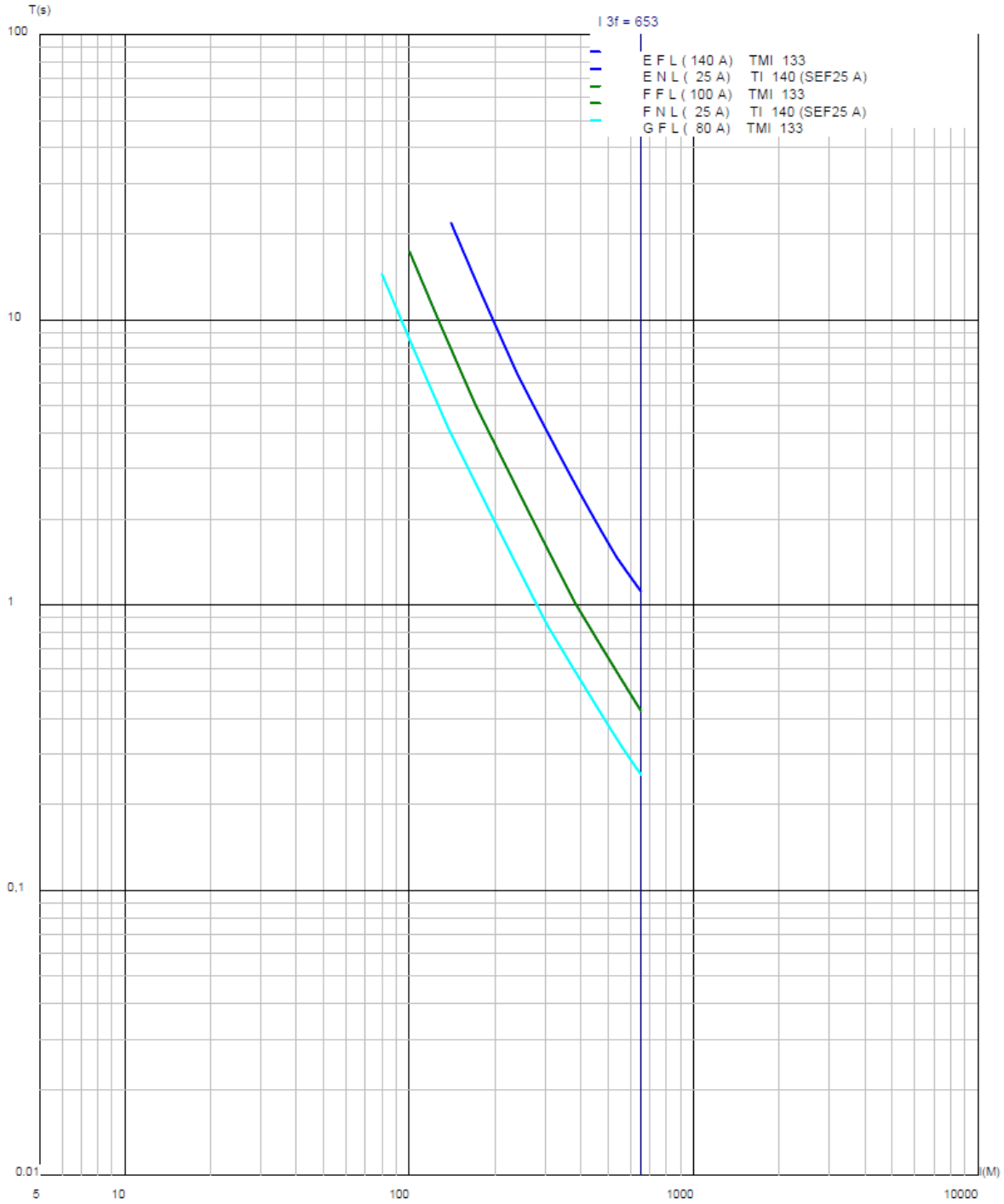
Desta forma obteve-se o coordenograma de fase representado na figura 26 e o coordenograma de neutro representado na figura 27. É possível observar, no canto superior direito das figuras, uma legenda criada automaticamente pelo próprio PCP, cada equipamento é separado por uma cor juntamente com seu nome, *pickup* e *curva*.

Figura 26: Coordenograma de fase.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL BETA em 02/07/2021



Fonte: Autoria Própria.

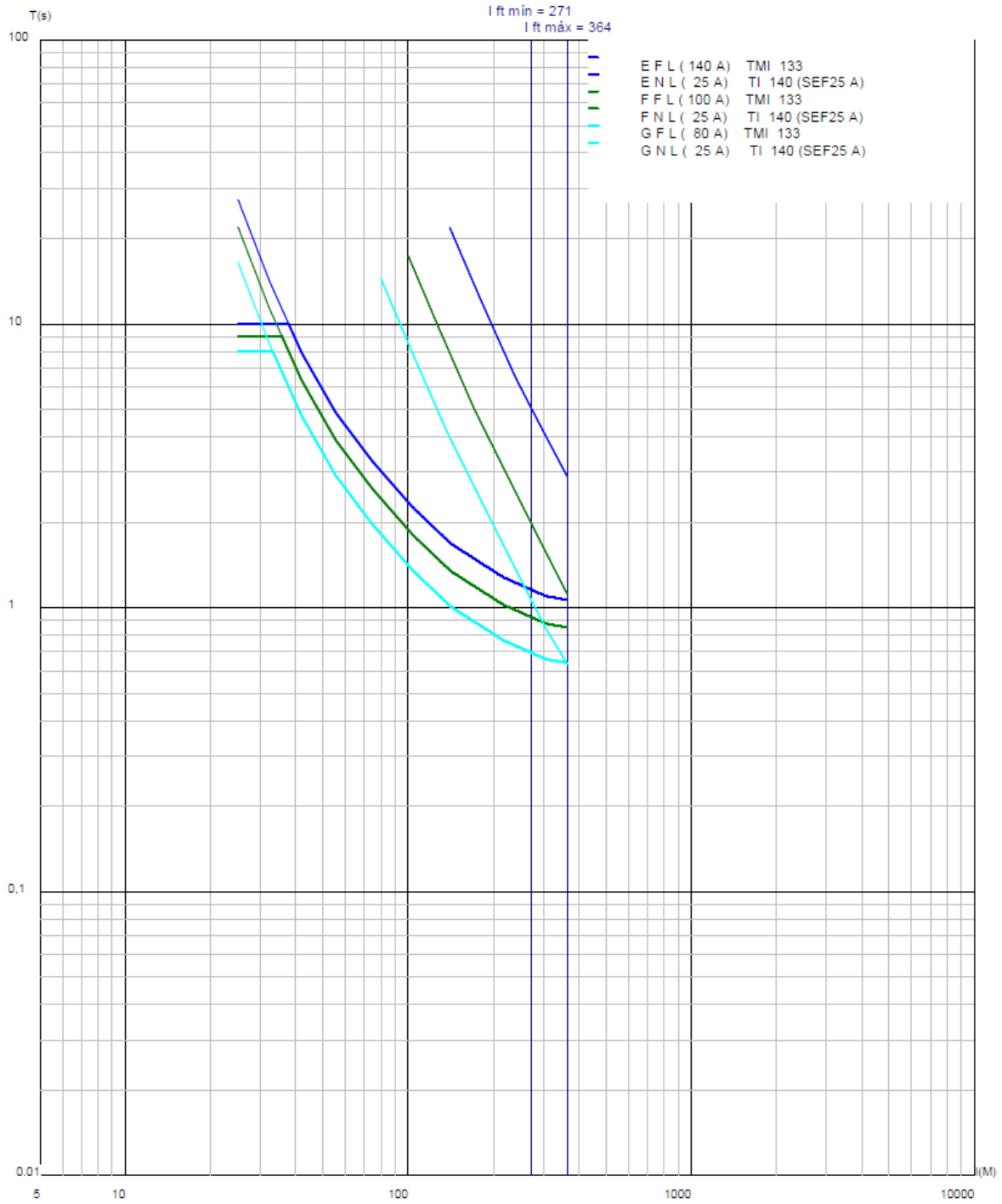
\* Devido às limitações do *software* não foi possível alterar o nome da Subestação, dessa forma aparecendo como “?”, não caracterizando este um erro.

Figura 27: Coordenograma de neutro.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL BETA em 02/07/2021



Fonte: Autoria Própria.

Como mencionado anteriormente esses ajustes foram realizados somente para um lado. De maneira análoga, basta agora realizar os ajustes para o sentido contrário, ou seja, um defeito no alimentador Beta a montante do RA F, neste caso ele irá abrir e na sequência o RA G irá fechar, tendo como fonte principal agora o alimentador Gama. Os ajustes do RA H encontram-se no quadro 6:

Quadro 6: Ajustes do RA H.

<b>RA H</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	140	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,5	1
<b>ADICIONADOR</b>	0,2	0,5
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   15

Fonte: COPEL (2021).

Seguindo os mesmos critérios para coordenação, foram obtidos os seguintes ajustes, de acordo com os quadros 7, 8 e, 9 e os coordenogramas presentes nas figuras 28 e 29:

Quadro 7: Ajustes do RA I.

<b>RA I</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	120	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,3	0,9
<b>ADICIONADOR</b>		0,4
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   12

Fonte: Autoria Própria.



Quadro 8: Ajustes do RA J.

<b>RAJ</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	90	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,1	0,8
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   10

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 9: Ajustes do RA G.

<b>RAG</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	80	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1	0,6
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   8

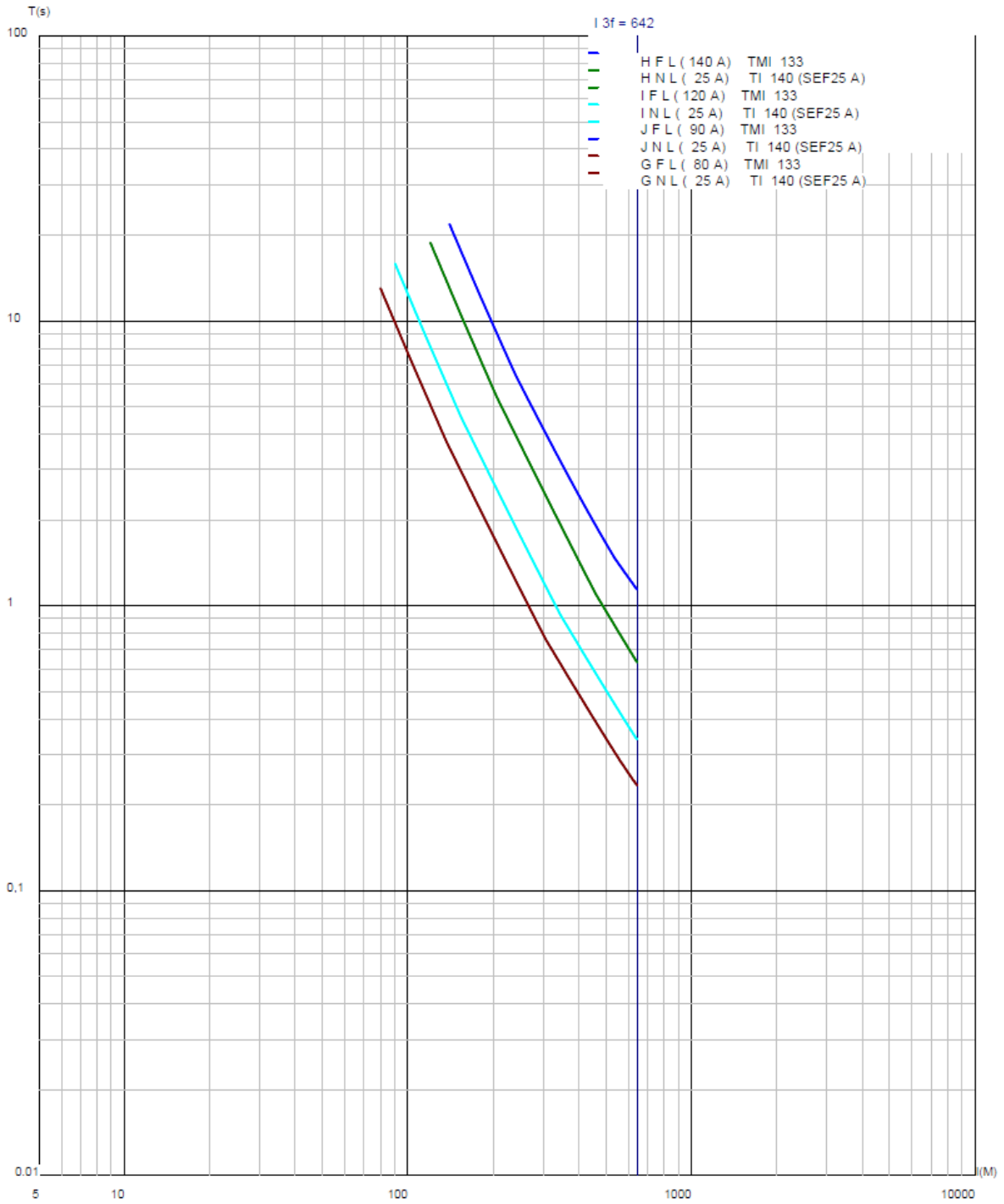
Fonte: Autoria Própria.

Figura 28: Coordenograma de fase.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL GAMA em 02/07/2021



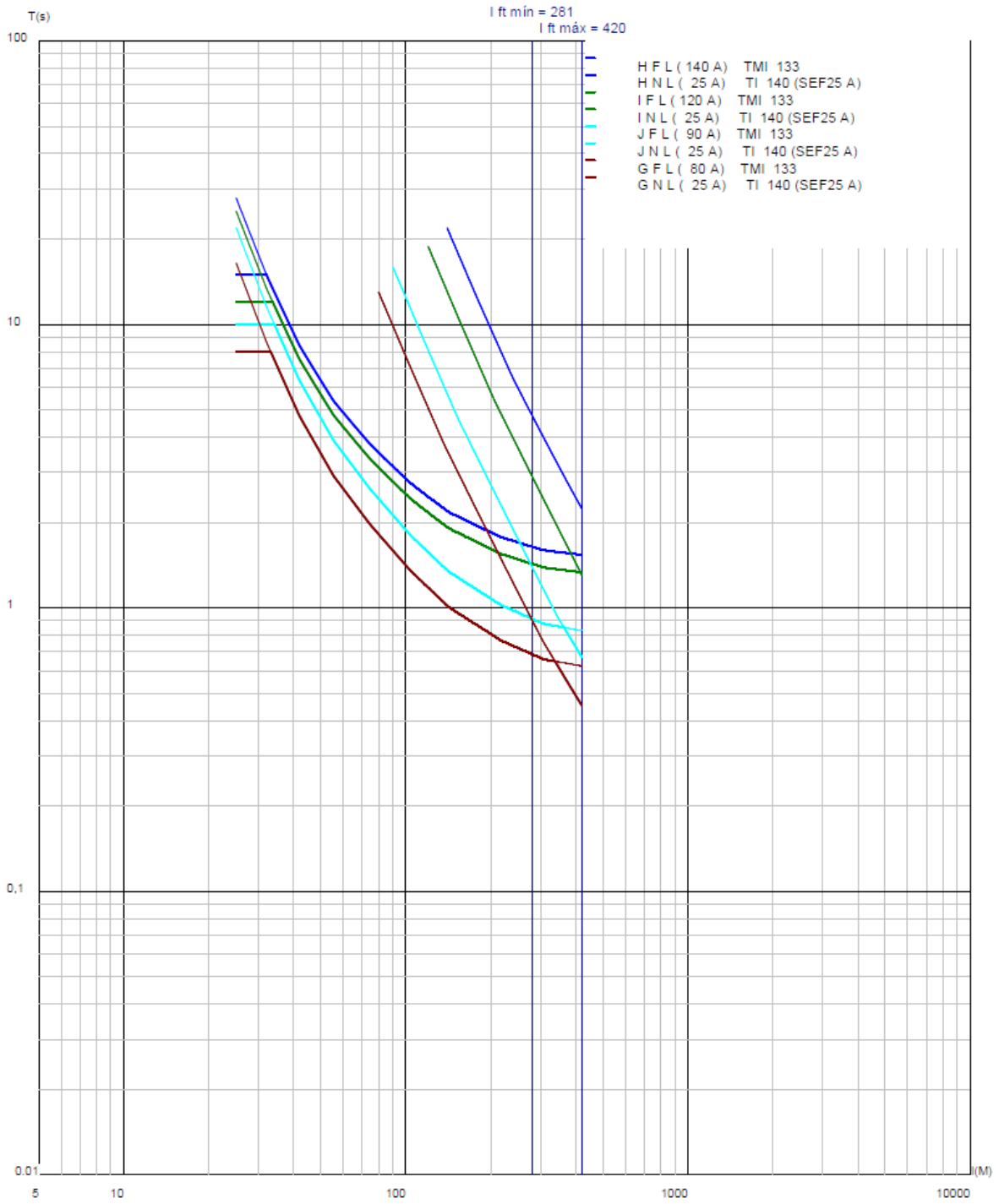
Fonte: Autoria Própria.

Figura 29: Coordenograma de neutro.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL GAMA em 02/07/2021



Fonte: Autoria Própria.

Neste caso é possível observar que os ajustes do RA G ficaram diferentes para cada situação. Para resolver este problema, basta configurar dois grupos de ajuste no equipamento G e, considerando um dos alimentadores envolvidos como lado “carga” e o outro como lado “fonte”. Desta forma, o equipamento identifica qual o lado que está ausente de tensão como explicado anteriormente e muda para o grupo correto.

A fim de manter os critérios estabelecidos pela ANEEL, a recomposição é realizada dentro de um prazo inferior a um minuto. Porém, deverá ser levado em consideração que o *self healing* é a última das possibilidades de restabelecimento de energia. Logo, seu tempo de atuação não pode ser instantâneo para evitar problemas na rede. Outro ponto a ser levado em consideração, são os tempos mecânicos de atuação do RA, por mais que um equipamento microprocessado para identificação do defeito existem limitações, como por exemplo mudanças de grupo e abertura e fechamento do equipamento.

Considerando todos esses fatores, foram sugeridos alguns tempos para todo esse processo, no caso do *Feeder* é configurado um temporizador de 30s para sua abertura após ausência de tensão. Já para o *Tie*, o tempo de atuação para fechamento após detectada a ausência de tensão de um de seus lados é de 35s. Essa diferença de 5s entre equipamentos serve como uma segurança de que o equipamento *Feeder* abriu antes do fechamento do *Tie* e, dessa forma, garantindo que não haverá uma nova fonte alimentando o defeito que havia sido isolado.

## 5.2 ESTUDO DE CASO 02 – LS-01

O segundo caso, LS-01, foi escolhido por possuir algumas particularidades em relação ao LS-02, sendo elas: a existência de um *Mid* e, o *Tie* só pode fechar para um sentido. Um detalhe do sistema distribuído é que os RAs fontes não podem atuar como *Feeder*, pois, caso ocorra uma falha de equipamento e ele não abra, ocorrerá uma realimentação da barra da SE podendo ocasionar em perdas severas de equipamentos.

Todavia, da mesma maneira, os equipamentos deverão ser parametrizados de ambos os lados, ou seja, considerando fluxo normal do alimentador Alfa e o fluxo durante uma contingência (quando o alimentador Beta assume parcialmente a carga do alimentador Alfa). Novamente, através do ANAFAS são obtidos os

seguintes valores de curto-circuito nos pontos de interesse conforme quadros 10 e 11, assim como, o ajuste do RA A, presente no quadro 12:

Quadro 10: Valores de curto-circuito nos equipamentos A, B e C.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
A	1585	1372	549
B	1238	1072	478
C	669	579	328

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 11: Valores de curto-circuito nos equipamentos E, D e C.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
E	1871	1620	838
D	1785	1611	803
C	1218	1086	627

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 12: Ajustes do RA A.

RAA		
	F	N
<b>PICKUP</b>	200	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1	1,2
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   10

Fonte: COPEL (2021).

Seguindo os critérios de coordenação para sentido de fluxo do alimentador Alfa e, novamente com auxílio do PCP foram parametrizados os ajustes que se encontram nas quadro 13 e quadro 14.

Quadro 13: Ajustes do RA B.

<b>RAB</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	150	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	0,7	1
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   9

Fonte: Aatoria Própria.

Quadro 14: Ajustes do RA C.

<b>RAC</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	120	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	0,4	0,8
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   8

Fonte: Aatoria Própria.

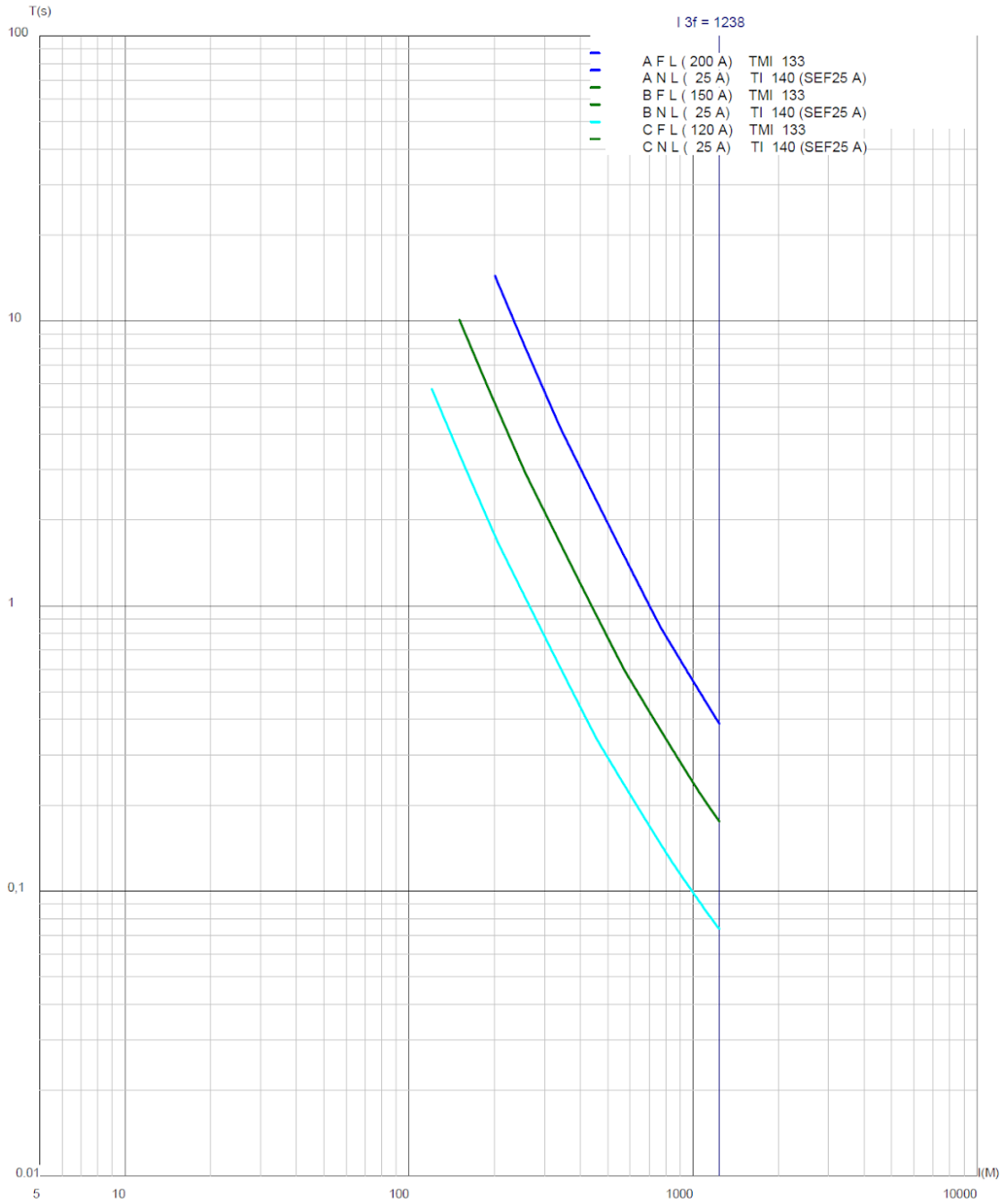
Como o RA D não irá fechar para defeito no lado do alimentador Beta não há necessidade de parametrizar seus ajustes, tendo como fonte o alimentador Alfa. Sendo assim, foram obtidos os seguintes coordenogramas conforme figuras 30 e 31.

Figura 30: Coordenograma fase.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE CURITIBA/ AL ALFA em 02/07/2021



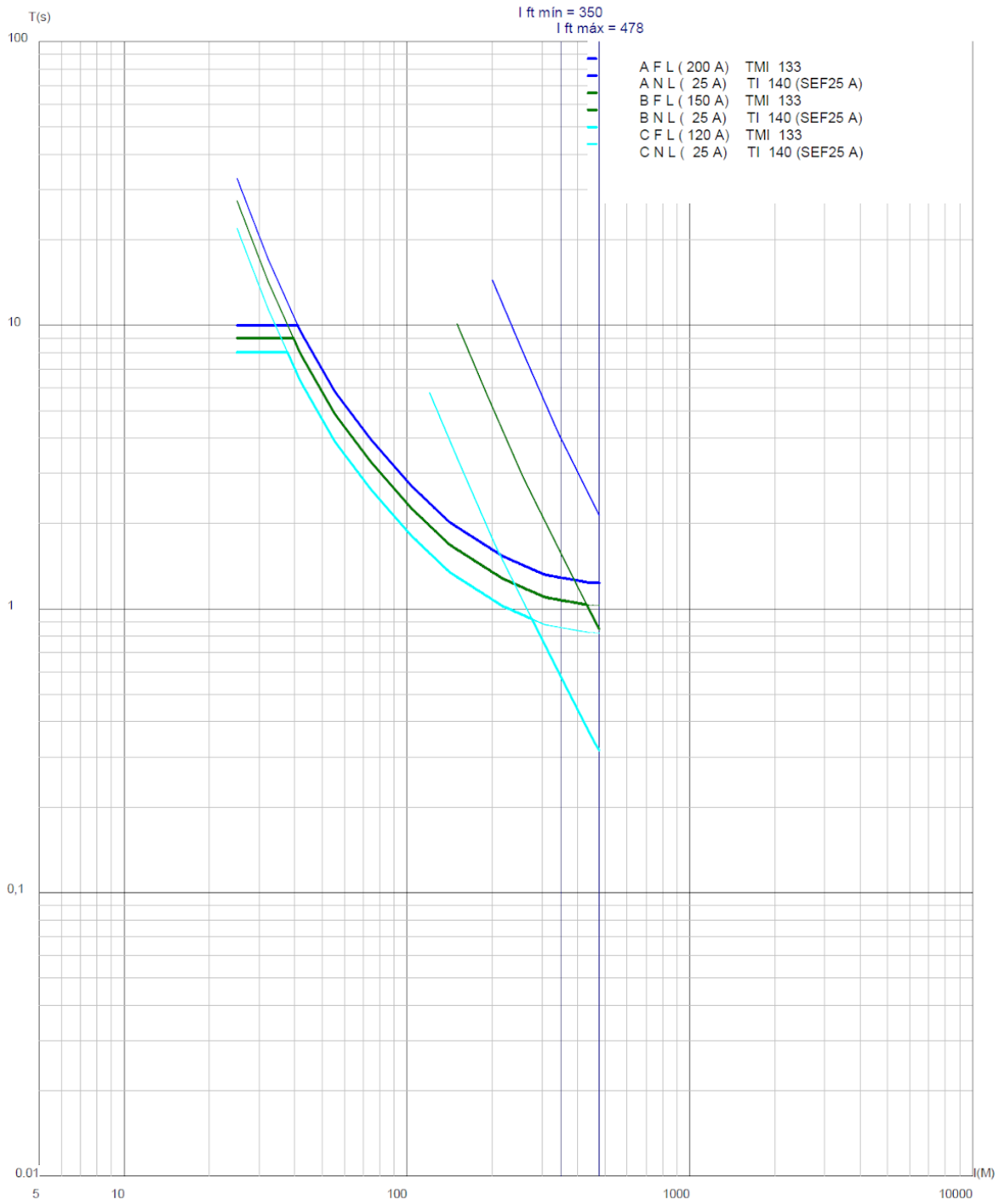
Fonte: Autoria Própria.

Figura 31: Coordenograma de neutro.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ???????????

Caso: SE CURITIBA/ AL ALFA em 02/07/2021



Fonte: Autoria Própria.



Para uma situação contrária, ou seja, defeito no alimentador Alfa, o RA B deverá abrir e o RA D fechar. Para essa nova configuração tendo o alimentador Beta como fonte, os equipamentos foram parametrizados conforme quadros 15 e 16 e obtidos os coordenogramas das figuras 32 e 33.

Quadro 15: Ajustes do RA D.

<b>RAD</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	130	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,5	0,8
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   9

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 16: Ajustes do RA C.

<b>RAC</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	100	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	0,6	0,6
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   8

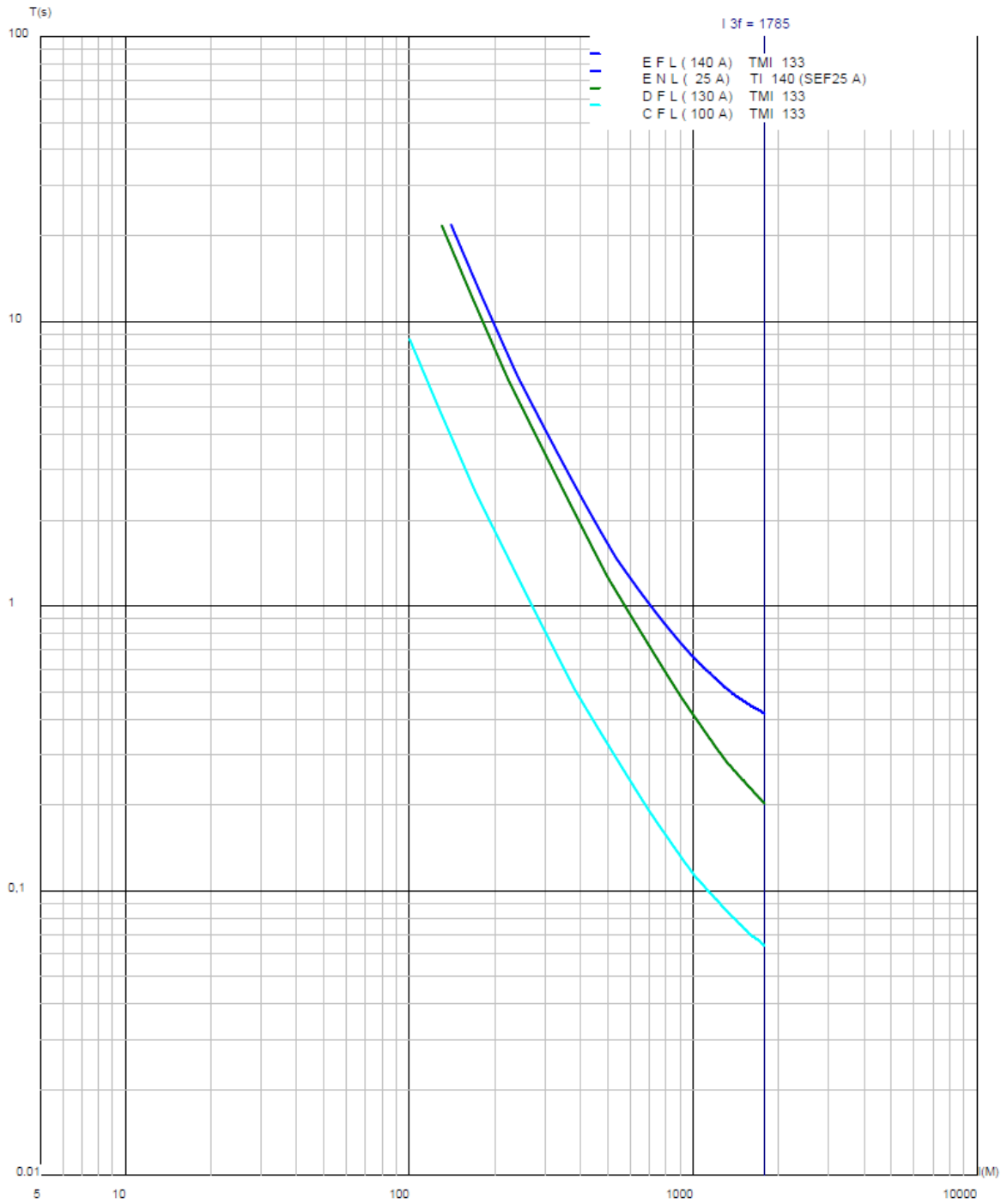
Fonte: Autoria Própria.

Figura 32: Coordenograma de fase.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL BETA em 02/07/2021



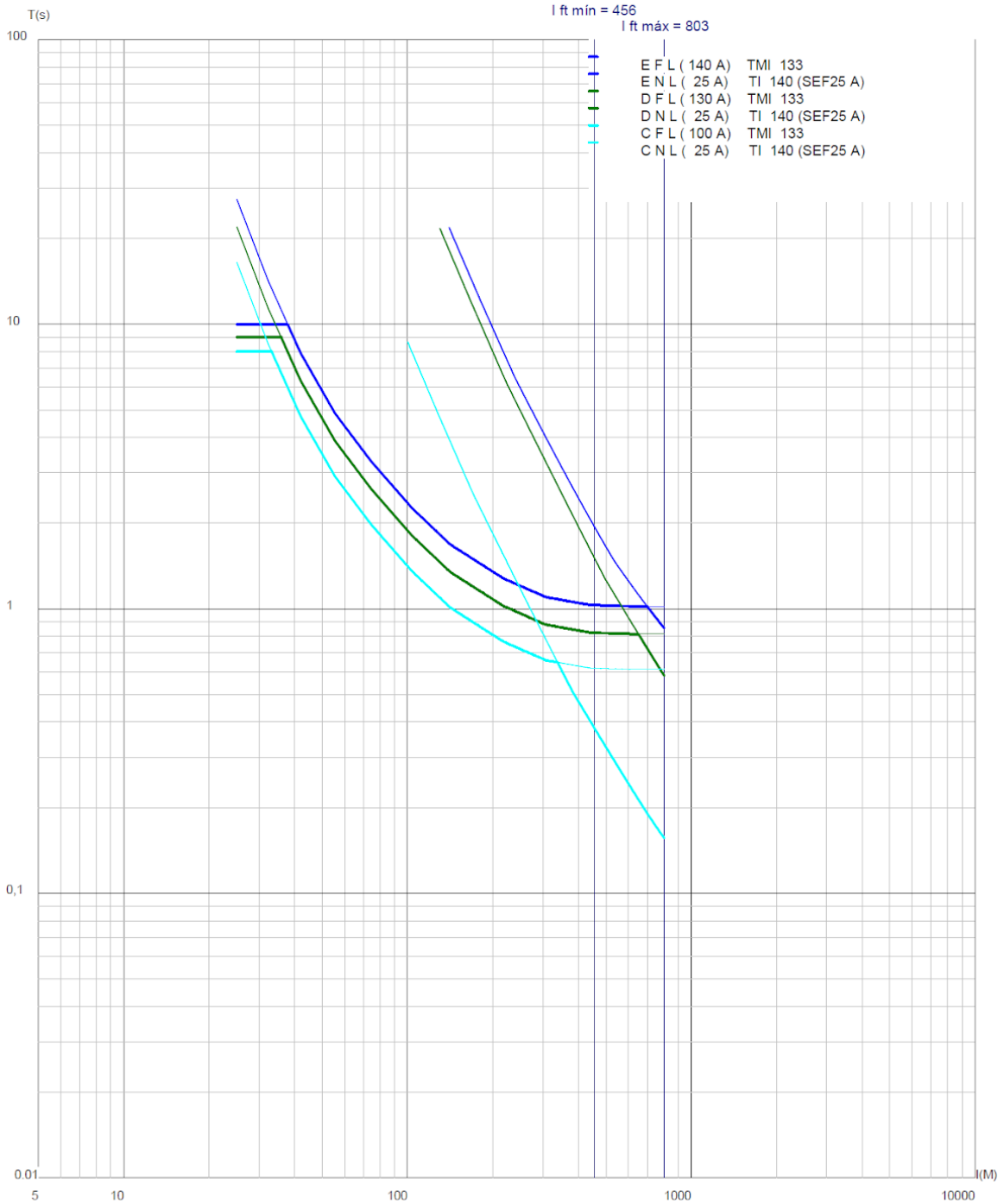
Fonte: Autoria Própria.

Figura 33: Coordenograma de neutro.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SÉ UTFPR/ AL BETA em 02/07/2021



Fonte: Autoria Própria.

Da mesma maneira do LS-02, os equipamentos devem ser temporizados. Neste caso o RA B (*Feeder*) continua abrindo em 30 segundos após detectada a ausência de tensão. Agora com a existência do RA C como *Mid*, é necessário ter alguns cuidados, nesse caso, não foi possível manter os ajustes do que quando a fonte é o alimentador Alfa. Sendo assim da mesma maneira que o RA G, o RA C serão configurados com 2 grupos de ajustes diferentes. Novamente por questão de segurança, será dado um espaço de tempo de 1s após a abertura do RA B para que o RA C troque de grupo, ou seja, após detectada a ausência de tensão o *Mid* irá contar 31 segundos para tomar a ação.

A temporização do RA *Tie* ficará novamente com 5s de diferença, porém, neste caso, é em relação ao *Mid* e não ao *Feeder*, ou seja, irá fechar transcorridos os 36s de ausência de tensão do lado do alimentador Alfa. Como neste caso esse equipamento só poderá fechar para um lado, ele deverá ser configurado para uma função chamada “*NO ACTION*” que, como tradução livre “sem ação”, para o lado do alimentador Beta. Dessa maneira, ele nunca irá fechar de forma automática para o lado considerado inviável.

Nesse capítulo, a partir dessas duas regiões do estudo de casos, foi possível um conhecimento mais amplo a respeito do sistema distribuído, existente na concessionária COPEL e, o quanto o seu emprego demonstra-se uma alternativa viável e confiável. Havendo interesse no comportamento das demais regiões, denominadas LS, na figura 23, elas encontram-se no apêndice A deste trabalho.

## 6 CONCLUSÃO

O sistema elétrico brasileiro passou por inúmeras mudanças no último século, desde aumento do número de consumidores conectados na rede (gerando assim a necessidade de órgãos para regulamentar o fornecimento de energia), quanto de tecnologias para melhorar sua qualidade, evitando assim desligamentos indevidos dos consumidores caso venha a ocorrer defeitos na rede provenientes de curto-circuito.

Uma das maneiras encontradas para evitar desligamentos da rede foi a automação da rede (conceito de *smart grid*) e, com a implantação do sistema *self healing*. Dessa forma, sendo possível melhorar a premissa de: menor número de consumidores desligados pelo menor tempo possível. Entretanto, esse sistema demanda uma quantidade de tempo para ser estudado pelos setores responsáveis da concessionária (planejamento, proteção, manutenção), ou seja, é possível utilizar equipamentos diferentes para o mesmo resultado. Nenhum dos sistemas apresentados possui somente vantagens, deve ser pesado que existem também algumas desvantagens.

O sistema centralizado é muito eficiente, considerando que ele irá analisar todo o sistema. Porém, é uma solução que demanda um alto investimento, podendo levar muito tempo (até cinco anos) para implementação total e, principalmente, como pior fator, o caso de que um único equipamento venha a estar com falha de comunicação, todo o sistema não é auto reconfigurado. Já o sistema semi-centralizado, apresenta uma solução relativamente mais simples que a centralizada, tendo em vista que não é necessário automatizar todos os equipamentos da rede atendida pela concessionária, somente os trechos escolhidos, entretanto apresenta o mesmo problema quanto a comunicação com os equipamentos que o sistema centralizado, o que acaba por inviabilizar estes sistemas para redes rurais ou com características rurais.

O método distribuído é o mais barato e rápido de implantar, tendo em vista que ele depende apenas dos RAs instalados na rede e atuando independente de ter comunicação com os demais equipamentos. Todavia, essa falta de comunicação pode trazer inviabilidades de sua implementação, pois, ele não analisa os critérios de carregamento dos alimentadores fontes, sendo necessária uma análise

preliminar da situação e, caso ultrapasse valores seguros em algum momento do dia, o mesmo não poderá ser implantado.

A escolha para a melhor solução irá depender do tamanho da região que a concessionária atende. Caso as distâncias sejam muito extensas e predominantemente rurais o sistema distribuído ou semi-centralizado seriam os mais recomendados. Caso seja uma região menor e predominantemente urbana o sistema centralizado seria o mais adequado, pois a confiabilidade e a carga oscilam com mais frequência devido a concentração de consumidores.

Por mais que o sistema distribuído possa não aparentar ser uma das melhores soluções devido à falta de comunicação entre os equipamentos, possui muita flexibilidade. Devido a isso, tem sido o mais implantado pela COPEL, que está em processo de implantação de um sistema ADMS (*Advanced Distribution Management System*) (COPEL, 2018), para manter um sistema centralizado nos grandes centros urbanos, porém, o mesmo como apresentado, pode levar anos até sua implementação ser finalizada, sendo assim, o sistema distribuído pode tornar-se um precursor até a realização do centralizado.

Neste trabalho foi modelado e simulado, para todos os casos apresentados, os valores de curto-circuito para os RAs existentes na rede elétrica da COPEL. Os equipamentos citados no estudo de caso, na atualidade estão operando na rede com a função *self healing* habilitada, conforme demonstrado. Com exceção aos RAs fontes, todos os outros equipamentos tiveram seus ajustes propostos e elaborados desde sua concepção, coordenação, sensibilidade, temporização e mudanças de grupos de proteção.

Essas execuções garantiram que, o equipamento a montante mais próximo a ocorrência de uma falha na rede atuasse. Fosse executadas coordenações de curvas de fases e neutro respeitando os critérios do MIT e, exercendo níveis satisfatórios de proteção a rede elétrica. Temporização condizente com a necessidade para a realização das manobras dos componentes e, os demais aspectos demonstrados.

Fatores acarretadores para que, uma menor extensão da rede permaneça sem energia elétrica. Um menor número de unidades consumidoras tenha seu fornecimento de eletricidade interrompido. E, conseqüentemente os índices de continuidade da concessionária estejam dentro dos padrões estabelecidos.

## 6.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Visando a execução de futuros trabalhos, poderá ser realizado estudos de casos, que envolvam os modelos do sistema *self healing*, centralizado e semi-centralizado. Com isso, poderá haver uma comparação mais detalhada e fiel envolvendo os modelos, cooperando na decisão de empregar o mais adequado a cada rede.

Além disso, é possível a realização de análises de como esse sistema pode ser implementado em conjunto com as subestações e, alterando seus fluxos. Como exemplo, pode-se envolver as subestações de 34,5/13,8kV.

## REFERÊNCIAS

**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 10 Outubro 2020.

ALMEIDA, M. A. D. D. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos.** NATAL: [s.n.], 2000.

AMIN, M.; WOLLENBERG, B. F. TOWARD A SMART GRID. **IEEE power & energy magazine**, p. 8, set. 2005. ISSN ISSN 1540-7977.

ANSI. ANSI'S ROLES. **ANSI**, 2021. Disponível em: <https://www.ansi.org/about/roles#>. Acesso em: 21 janeiro 2021.

ANTÔNIO CLARET S. GOMES, C. D. G. A. E. A. S. T. F. H. H. D. O. F. **O Setor Elétrico**, 2006. Disponível em: [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/13975?mode=full&locale=pt\\_BR](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/13975?mode=full&locale=pt_BR). Acesso em: 21 Dezembro 2020.

ARAÚJO, T. B. R. **ESTUDO SOBRE SELF HEALING: metodologia de aplicação em redes de distribuição de energia elétrica.** CENTRO UNIVERSITÁRIO DO SUL DE MINAS. Varginha. 2016.

AZEVEDO, F. M. T. D. Correntes de Curto-Circuito em Sistemas Trifásicos. Cálculo de correntes de acordo com a norma IEC 60909. **Neutro a terra**, n. 26, p. 64, 2º semestre 2020.

BRUCE, F. W.; ARMIN, S. M. Toward A Smart Grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 3, p. 34-38, september - october 2005.

CACHAPUZ, P. B. D. B. **História da Operação do Sistema Interligado Nacional.** Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2003.

CEPEL. **Eletrobras Cepel**, 2021. Disponível em: [http://cepel.br/pt\\_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/anafas-analise-de-faltas-simultaneas.htm](http://cepel.br/pt_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/anafas-analise-de-faltas-simultaneas.htm). Acesso em: 12 Junho 2021.

CHAGAS, M. E. **Setor Elétrico Brasileiro: O Modelo Após a Reforma de 2004.** Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2008.

CMEB - CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Parorama do setor de energia elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: ISBN 85-85147-03-2, 1988.

CMEB - CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Parorama do setor de energia elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: ISBN 85-85147-03-2, 1988.

COPEL. Software ADMS (Advanced Distribution Management System). **COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA**, 2018. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ffornecedores%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F36404422E718E85F8325826E00443A70>. Acesso em: 27 MARÇO 2021.

COPEL DIS. **MANUAL DE INSTRUÇÕES TÉCNICAS PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA TENSÃO.** [S.l.]: [s.n.], 2019.

COPEL, C. P. D. E.-. **ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA RELIGADORES AUTOMÁTICOS PARA REDE DE DISTRIBUIÇÃO 13,8kV E 34,5kV.** [S.l.]: [s.n.], 2018.



CPFL ENERGIA. **CPFL ENERGIA**, 2017. Disponível em: <https://www.rge-rs.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 10 Outubro 2020.

DIÁRIO da Manhã. **Diário da Manhã**, 2021. Disponível em: <https://diariodamanha.com/noticias/coprel-esta-investindo-na-instalacao-de-religadores-automaticos-e-telecomandados/>. Acesso em: 24 Janeiro 2021.

FALCÃO, D. M. SMART GRIDS E MICROREDES: O FUTURO JÁ É PRESENTE. **SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS**, JANEIRO 2009. 11.

FALCÃO, D. M. **Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid**. IEEE. [S.l.].

FERRI, R. C. B. et al. Índice para Avaliação da Coordenação e Seletividade da Proteção em Sistemas de Distribuição. **SOCIEDADE BRASILEIRA DE AUTOMÁTICA**, 13 fev. 2021. 6.

GOLDEMBERG, J. O Estado Atual do Setor Elétrico Brasileiro. **REVISTA USP**, São Paulo, n. N. 104, p. P.37-44, Janeiro/Fevereiro/Março 2015.

GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. **Reforma e Crise do Setor Elétrico no Período FHC**. USP. São Paulo. 2003.

GOMES, A. C. S. et al. O Setor Elétrico, 2006. Disponível em: [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/13975?mode=full&locale=pt\\_BR](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/13975?mode=full&locale=pt_BR). Acesso em: 03 Março 2021.

GOMES, J. P. P. G.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **REVISTA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA**, RIO DE JANEIRO, Março/Abril 2009.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution Engineering**. 3ª. ed. [S.l.]: CRC Press, 2014.

GUIMARÃES, G. **Crise Energética e Privatização**. Consultoria Legislativa. Brasília. 2001.

INDICADORES Coletivos de Continuidade (DEC e FEC). **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**, 2020. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade#:~:text=Visando%20manter%20a%20qualidade%20na,por%20Unidade%20Consumidora\)%20e%20FEC%20\(](https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade#:~:text=Visando%20manter%20a%20qualidade%20na,por%20Unidade%20Consumidora)%20e%20FEC%20(). Acesso em: 10 Outubro 2020.

JANNUZZI, A. C. **Regulação da Qualidade de Energia Elétrica Sob o Foco do Consumidor**. Universidade de Brasília. Brasília. 2007.

KINDERMANN, G. **CURTO-CIRCUITO**. 5ª. ed. Florianópolis: LabPlan, 2010.

KOEHLER, M. et al. **PROGRAMA DE COORDENAÇÃO DE PROTEÇÃO - PCP**. Foz do Iguaçu. 2000.

KREUTZ, F. D. C. **Automação de Subestações Através da Norma IEC 61850**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2014.

LORENZO, H. C. O Setor elétrico brasileiro: passado e futuro. **Perspectivas: Revista de Ciências Sociais.**, v. 24/25, 2001/2002.

MAMEDE, D. R.; FILHO, J. M. **PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**. 1ª. ed. [S.l.]: LTC, 2011.

MATTEDE, H. Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potência (SEP). **Mundo da Elétrica**, 2020. Disponível em: <https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/>. Acesso em: 15 jan. 2021.

MOURA, M. S.; COSTA, R. C. R. D. ESTUDO DE CASO SOBRE O RELIGADOR AUTOMÁTICO MONOFÁSICO. **SEMANA ACADÊMICA**, v. 1, n. 169, p. 17, jun. 2019.

MUNDA da Elétrica. **Mundo da Elétrica**, 2020. Disponível em: <https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/>. Acesso em: 24 Janeiro 2021.

NAHVI, M.; EDMINISTER, J. A. **Circuitos Elétricos**. 5ª. ed. [S.l.]: bookman, 2014.

NETO, T. E. Uma análise histórico-jurídica do Código de Águas (1934) e o início da presença do Estado no setor elétrico brasileiro no primeiro Governo Vargas. **Revista eletrônica HISTÓRIA EM REFLEXÃO**, DOURADOS, v. 9, n. 17, p. 16, Julho 2015.

NOGUEIRA, C. E. R. **Autorrestauração de Redes de Distribuição com Foco na Operação da Distribuição - Ferramenta de Auxílio à Tomada de Decisão**. DISSERTAÇÃO DE MESTRADO - BELO HORIZONTE: [s.n.], 2016.

OMORI, J. S.; HELEBRANDO, A. DESMISTIFICANDO E APLICANDO SISTEMAS DE RECUPERAÇÃO AUTOMÁTICA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO SEM COMUNICAÇÃO COM ÓTIMOS RESULTADOS. **V CONGRESO CIER DE LA ENERGÍA**, MEDELLÍN, 01 NOVEMBRO 2017.

OPERADOR Nacional do Sistema Elétrico. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 13 Março 2021.

OPERADOR Nacional do Sistema Elétrico. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 13 Março 2021.

PRODIST. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**, 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 21 Janeiro 2021.

RIBEIRO, R. D. O. **PROTEÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA**. 1ª. ed. LONDRINA: Edição do autor, 2018.

RICARDO RIVERA, A. S. E. I. T. Redes Elétricas Inteligentes (smart grid): Oportunidade Para Adesamento Produtivo e Tecnológico Local. **Revista do BNDES** 40, p. 43-84, dezembro 2013.

SADIKU, M. N. O.; ALEXANDER, C. K. **FUNDAMENTOS DE CIRCUITOS ELÉTRICOS**. 5ª. ed. [S.l.]: AMGH, 2013.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Soluções de Recomposição Automática para Redes Aéreas de Distribuição de Energia (Self Healing)**. Encontro Técnico: Automação na Rede Aérea de Distribuição de Energia. São Paulo: [s.n.]. 2016. p. 49.

SILVEIRA, F. T.; GALVANI, G. T. D. A.; SOUZA, E. D. D. COORDENAÇÃO ENTRE RELIGADOR E SECCIONALIZADOR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO. **EXACTA**, p. 7, dez. 2011. ISSN: 1984-3151.

SOUZA, P. A. et al. **Self-Healing Semi-Centralizado e seus benefícios para clientes com base instalada**. XI SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. Campinas: [s.n.]. 2015. p. 9.

SROUR, S. **A Reforma Do Estado e a Crise no Setor de Energia Elétrica: Uma Visão Crítica do Caso Brasileiro**. Fundação Getulio Vargas. Rio de Janeiro. 2005.

STASZESKY, D. M. Advanced Feeder Automation is Here. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 3, n. 5, p. 56-63, setembro-outubro 2005.

TEIXEIRA, M. M. Curto Circuito. **Mundo Educação**, 2014. Disponível em:  
<https://mundoeducacao.uol.com.br/fisica/curto-circuito.htm>. Acesso em: 28 dez. 2020.

WITKOVSKI, A. M. **ANÁLISE TÉCNICA PARA IMPLEMENTAÇÃO DE RECONFIGURAÇÃO AUTOMÁTICA DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM SISTEMA SELF HEALING**. UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ. PATO BRANCO. 2019.

## APÊNDICE A

Quadro 17: Valores de curto-circuito nos equipamentos H, I e M.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
H	1871	1620	838
I	642	556	421
M	606	525	403

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 18: Valores de curto-circuito nos equipamentos K, L e M.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
K	1871	1620	838
L	608	527	409
M	441	382	322

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 19: Ajustes do RA H, I, K, L, M.

RAH			RAK		
	F	N		F	N
PICKUP	140	25	PICKUP	115	25
CURVA	133	140	CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1,5	1	MULTIPLICADOR	1,5	1
ADICIONADOR	0,2	0,5	ADICIONADOR		0,5
MRT			MRT		
SEF   TEMPO		25   15	SEF   TEMPO		25   15
RAI			RAL		
	F	N		F	N
PICKUP	120	25	PICKUP	100	25
CURVA	133	140	CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1,3	0,9	MULTIPLICADOR	1,2	0,9
ADICIONADOR		0,4	ADICIONADOR		0,4
MRT			MRT		
SEF   TEMPO		25   12	SEF   TEMPO		25   12
RAM			RAM		
	F	N		F	N
PICKUP	90	25	PICKUP	90	25
CURVA	133	140	CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	0,8	0,7	MULTIPLICADOR	0,8	0,7
ADICIONADOR		0,3	ADICIONADOR		0,3
MRT			MRT		
SEF   TEMPO		25   10	SEF   TEMPO		25   10

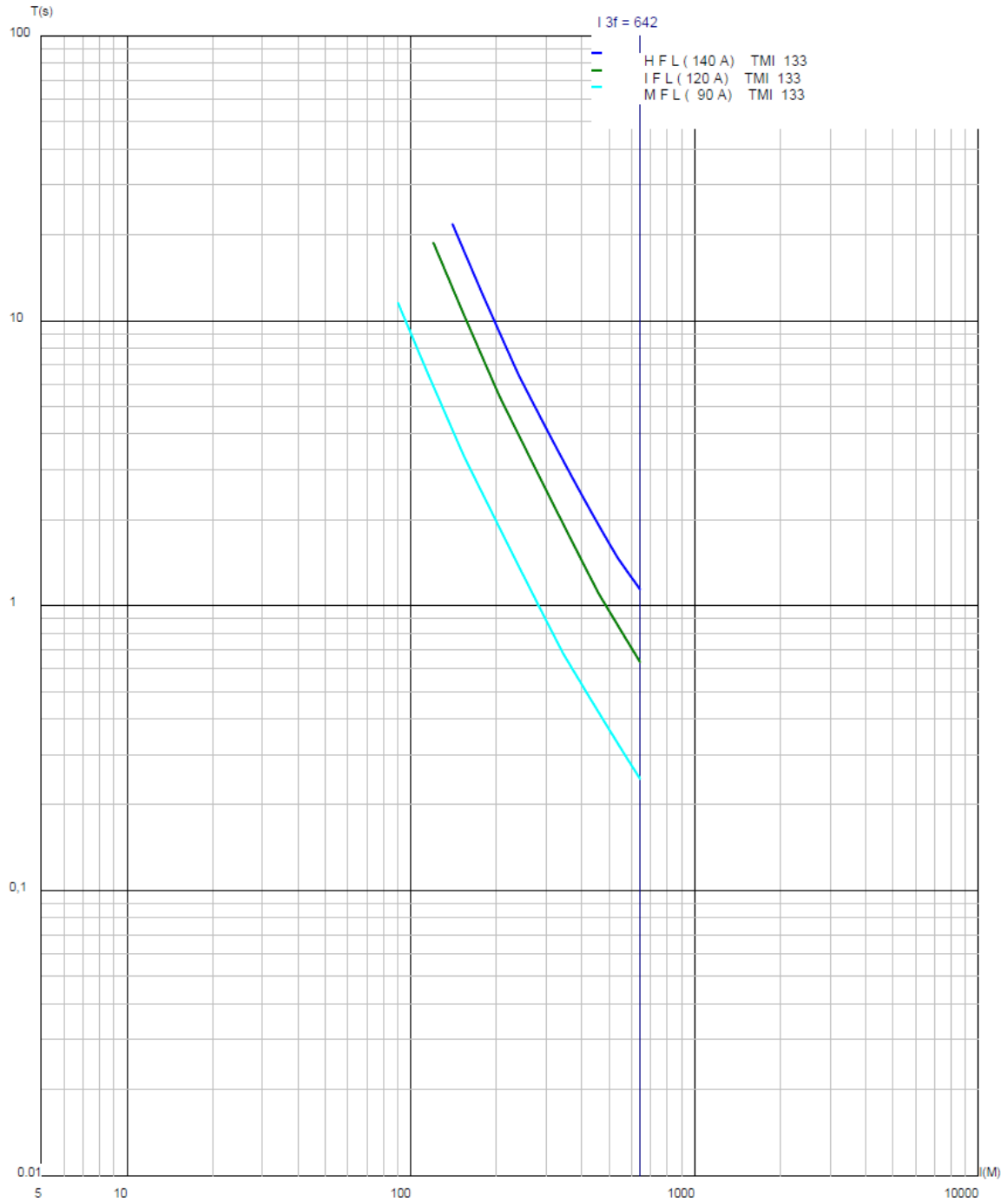
Fonte: Autoria Própria.

Figura 34: Coordenograma de fase.

**PCP - Programa de Coordenação da Proteção**

**Subestação: ????????????**

**Caso: SE UTFPR/ AL GAMA em 02/07/2021**



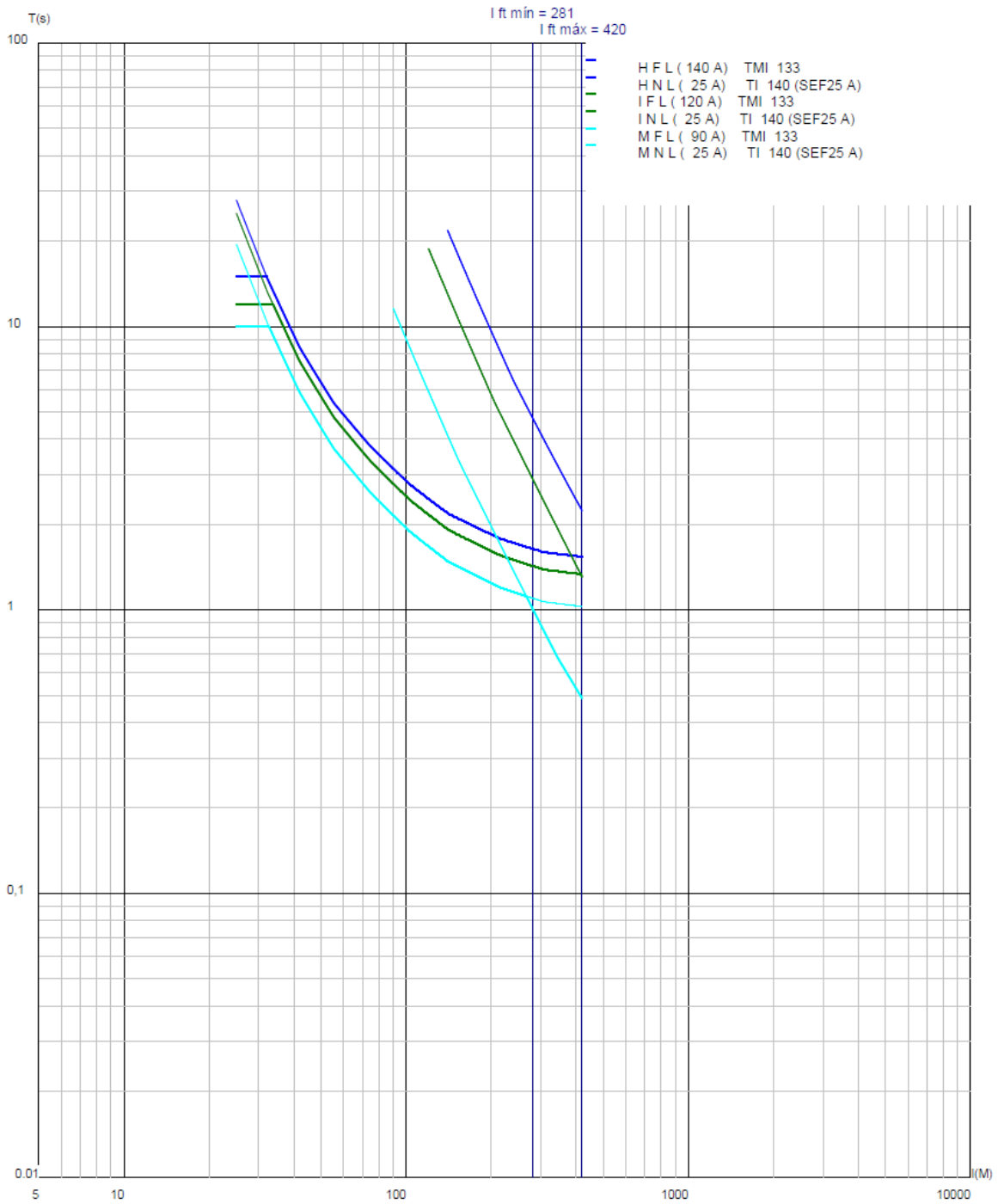
Fonte: Autoria Própria.

Figura 35: Coordenação fase-terra

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL GAMA em 02/07/2021



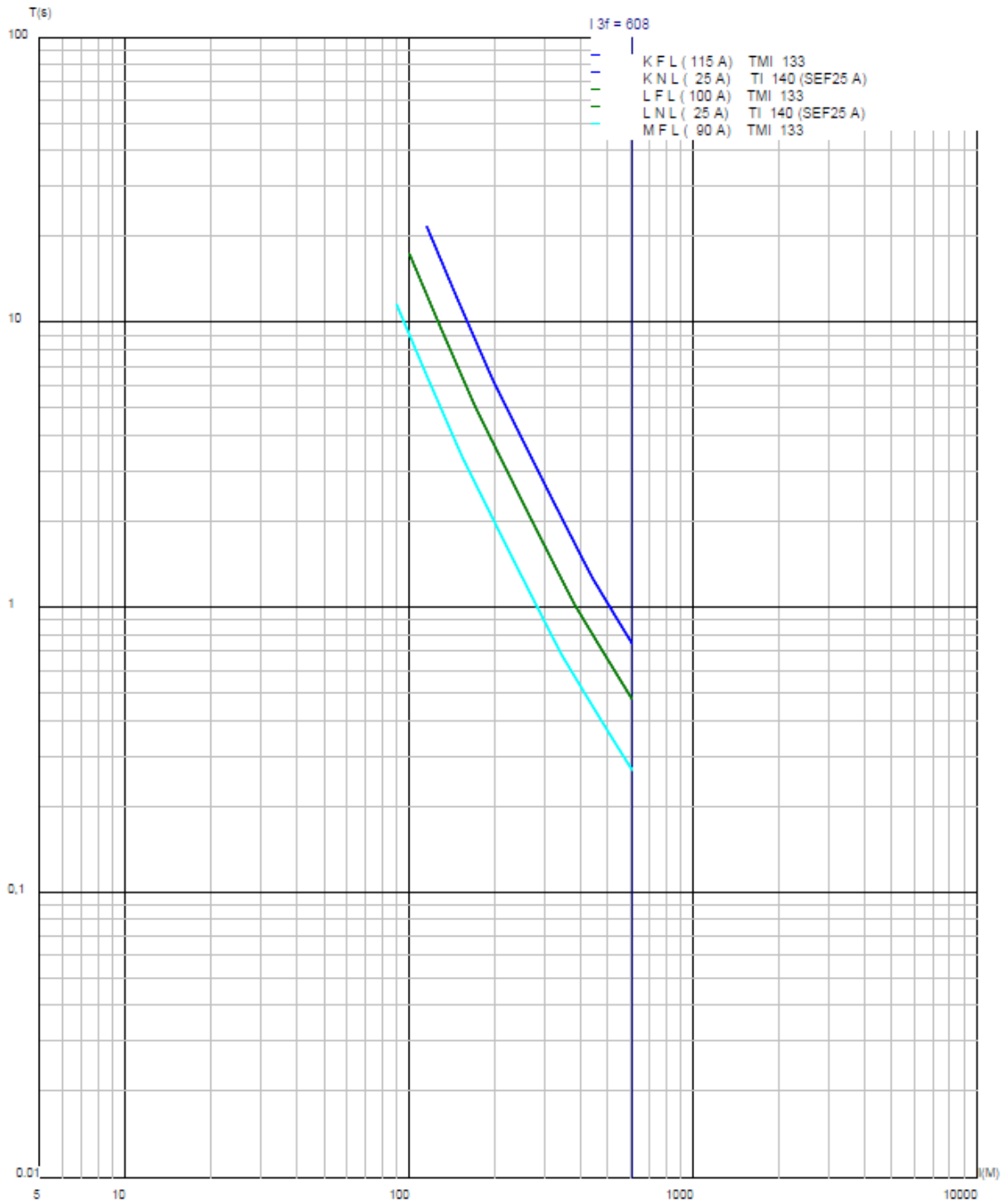
Fonte: Autoria Própria.

Figura 36: Coordenograma de fase.

**PCP - Programa de Coordenação da Proteção**

**Subestação: ????????????**

**Caso: SE UTFPR/ AL DELTA em 02/07/2021**



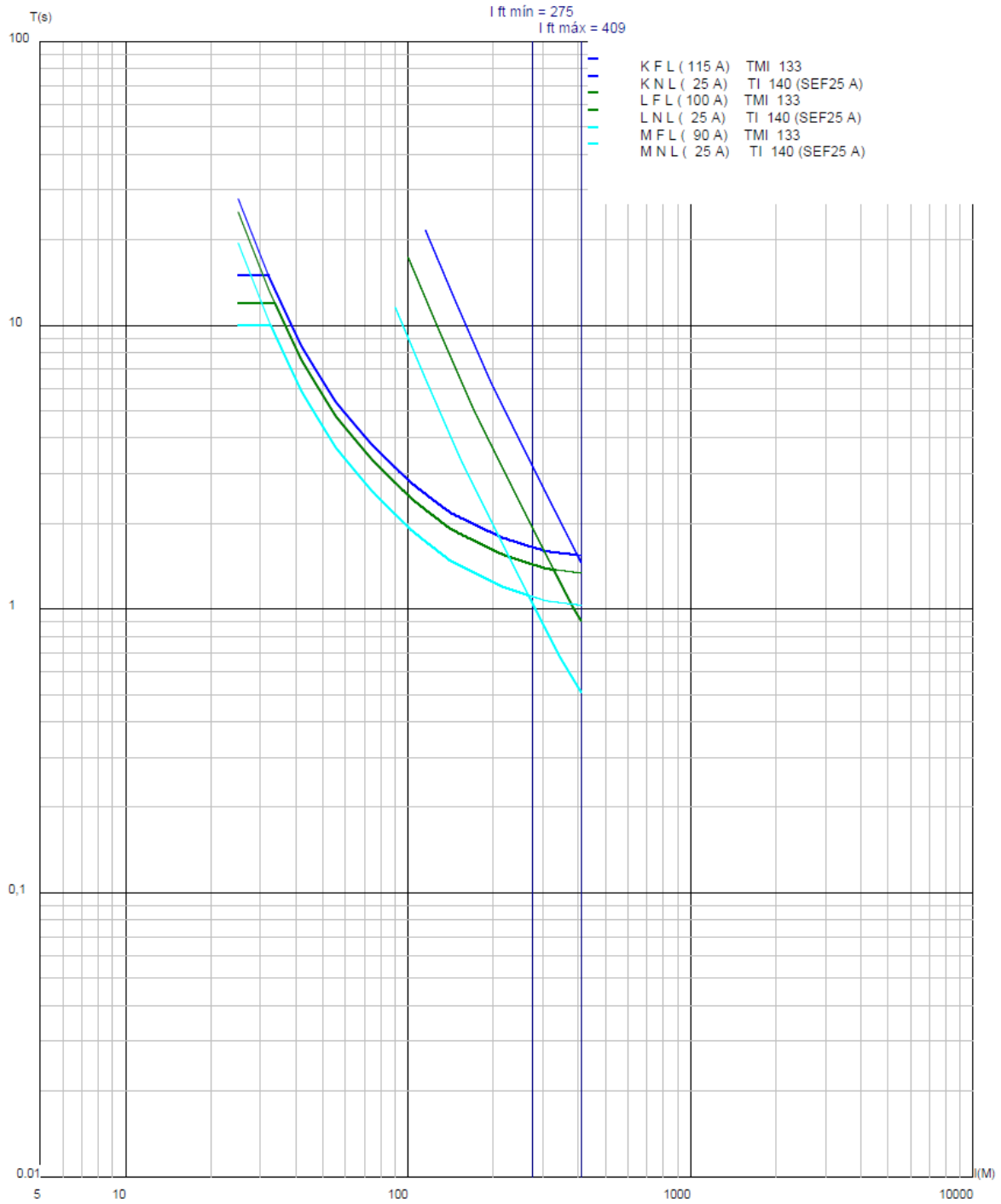
Fonte: Autoria Própria.

Figura 37: Coordenação fase-terra

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL DELTA em 02/07/2021



Fonte: Autoria Própria.



Quadro 20: Valores de curto-circuito nos equipamentos H, I e O.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
H	1871	1620	838
I	642	556	421
O	318	275	243

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 21: Ajustes do RA H, I e O

RA H		
	F	N
PICKUP	140	25
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1,5	1
ADICIONADOR	0,2	0,5
MRT		
SEF   TEMPO		25   15
RA I		
	F	N
PICKUP	120	25
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1,3	0,9
ADICIONADOR		0,4
MRT		
SEF   TEMPO		25   12
RA O		
	F	N
PICKUP	80	20
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	0,9	0,7
ADICIONADOR		
MRT		
SEF   TEMPO		25   9

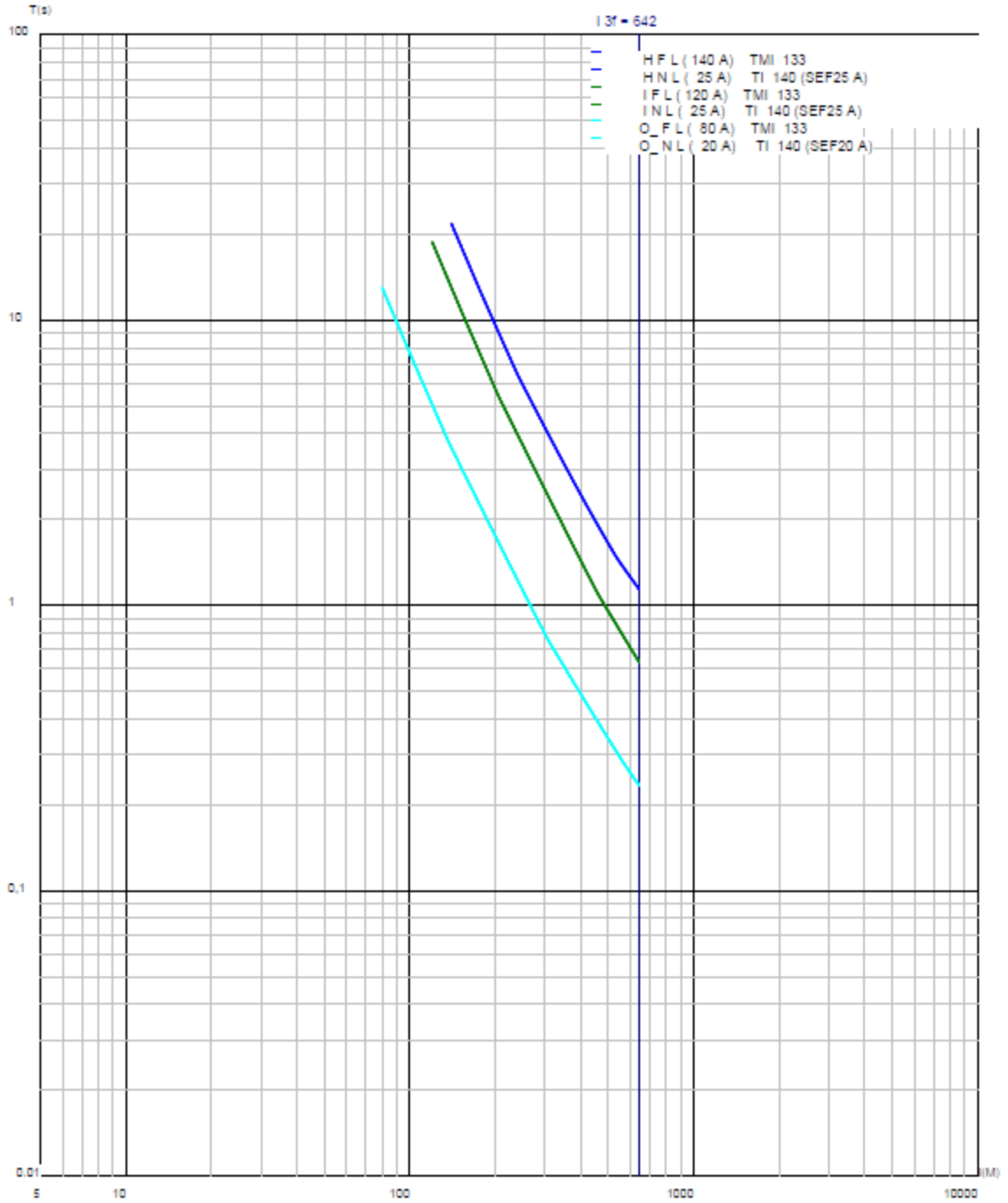
Fonte: Autoria Própria.

Figura 38: Coordenograma de fase.

PCP - Programa de Coordenação da Proteção

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL GAMA em 02/07/2021



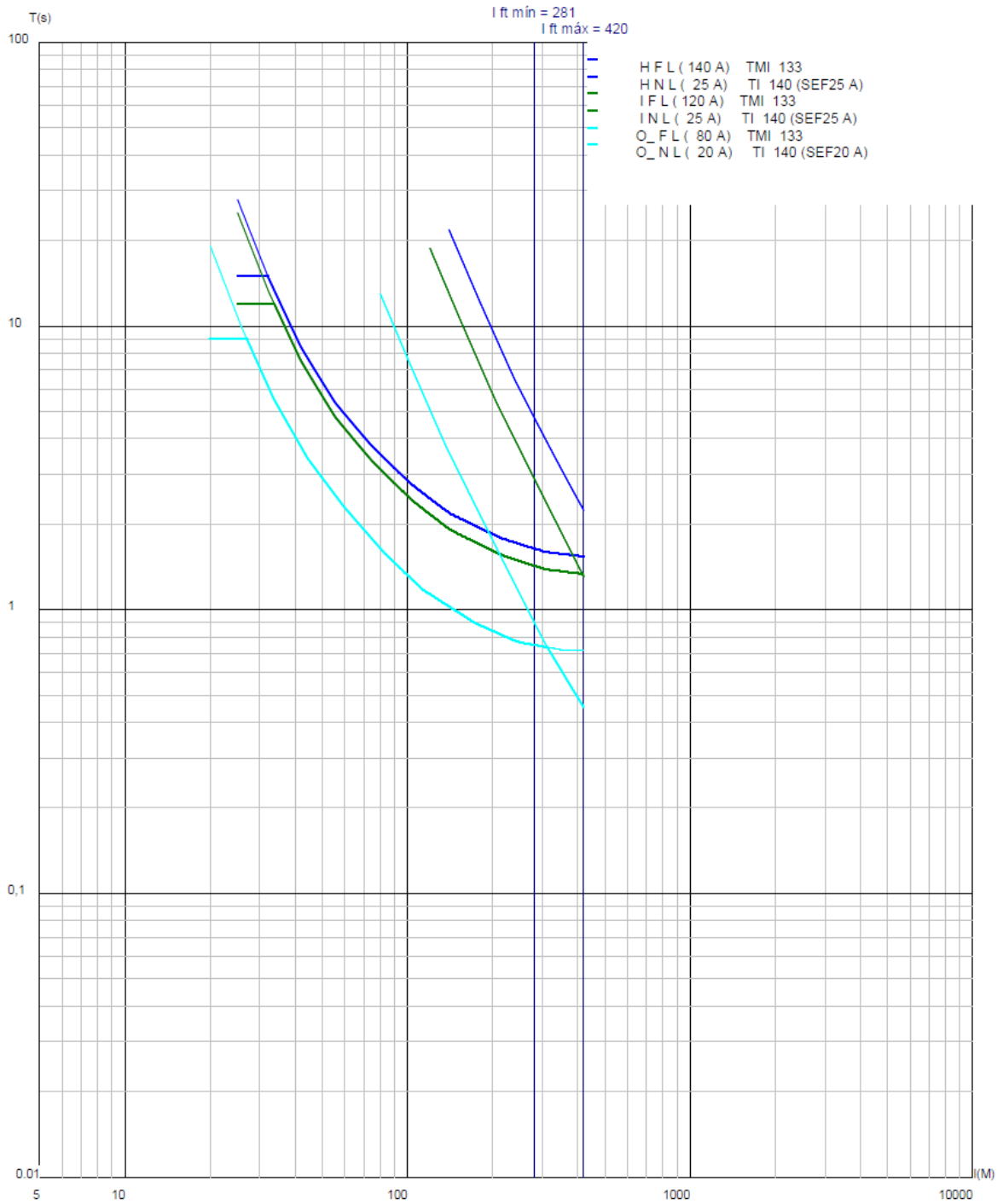
Fonte: Autoria Própria.

Figura 39: Coordenação fase-terra

**PCP - Programa de Coordenação da Proteção**

**Subestação: ????????????**

**Caso: SE UTFPR/ AL GAMA em 02/07/2021**



Fonte: Autoria Própria.

Quadro 22: Valores de curto-circuito nos equipamentos K, L, N e S.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
K	1871	1620	838
L	608	527	409
N	376	325	282
S	226	196	183

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 23: Ajustes do RA K, L, N e S.

RAK		
	F	N
PICKUP	115	25
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1,5	1
ADICIONADOR		0,5
MRT		
SEF   TEMPO		25   15
RAL		
	F	N
PICKUP	100	25
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1,2	0,9
ADICIONADOR		0,4
MRT		
SEF   TEMPO		25   12
RAN		
	F	N
PICKUP	90	25
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1,1	0,7
ADICIONADOR		0,3
MRT		
SEF   TEMPO		25   10
RAS		
	F	N
PICKUP	70	20
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1	0,7
ADICIONADOR		
MRT		
SEF   TEMPO		25   8

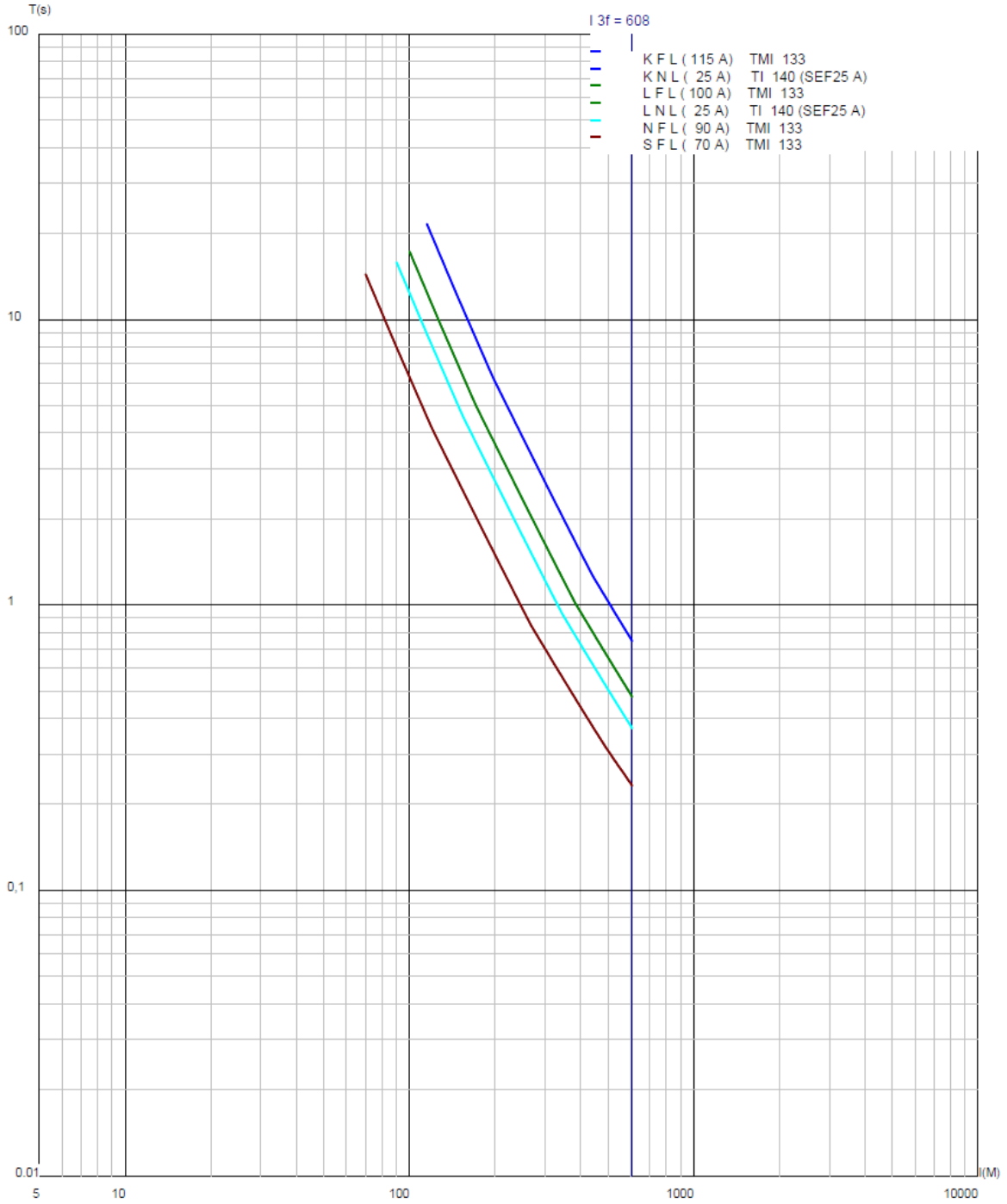
Fonte: Autoria Própria.

Figura 40: Coordenograma de fase.

**PCP - Programa de Coordenação da Proteção**

**Subestação: ????????????**

**Caso: SE UTFPR/ AL DELTA em 02/07/2021**



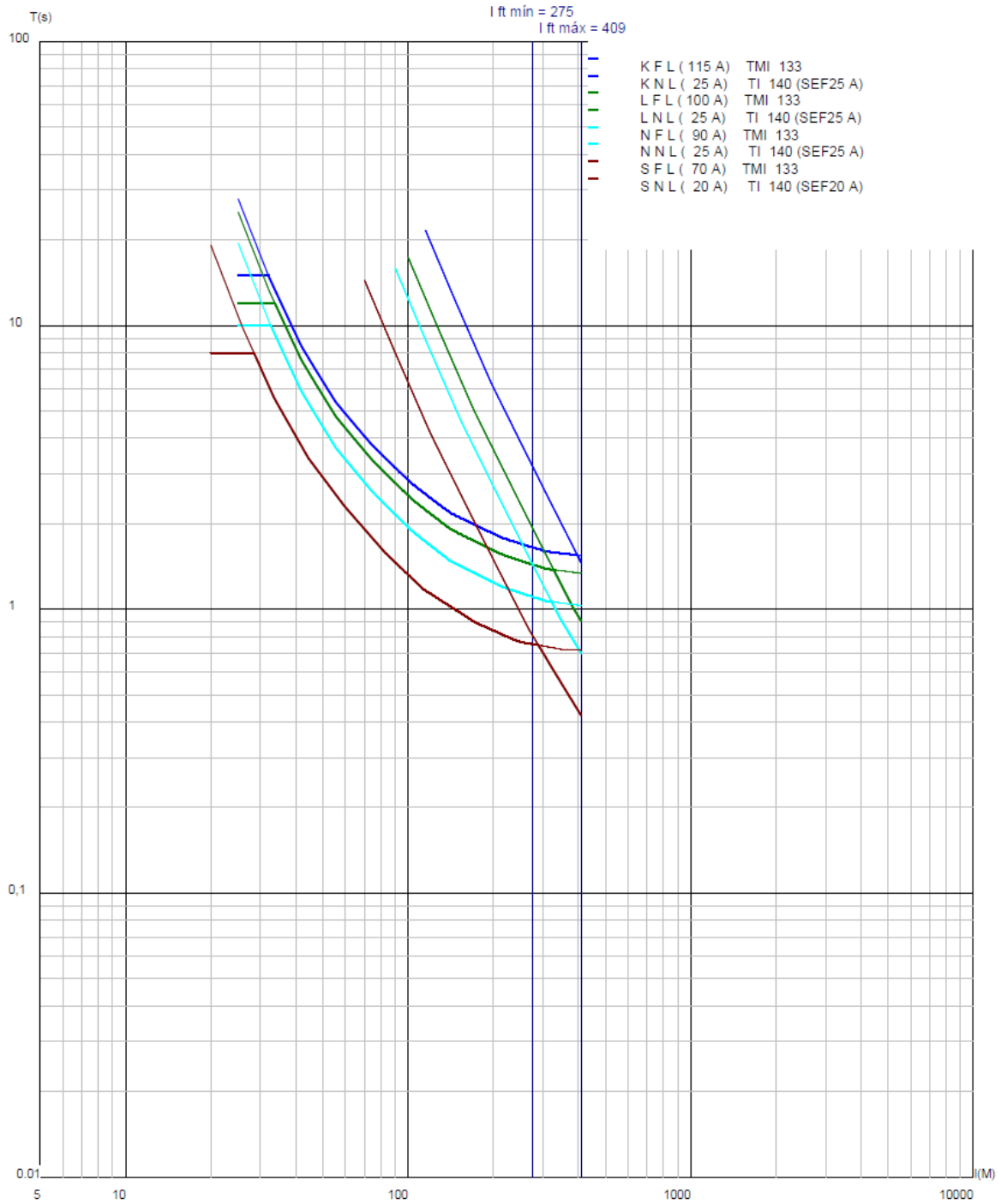
Fonte: Autoria Própria.

Figura 41: Coordenação fase-terra

**PCP - Programa de Coordenação da Proteção**

Subestação: ????????????

Caso: SE UTFPR/ AL DELTA em 02/07/2021



Fonte: Autoria Própria.

Quadro 24: Valores de curto-circuito nos equipamentos P, Q e R.

Equipamento	Curto-circuito [A]		
	Trifásico	Fase-Fase	Fase-Terra Máximo
P	4200	3637	2261
Q	2811	2434	1278
R	1340	1160	675

Fonte: Autoria Própria.

Quadro 25: Ajustes do RA P, Q e R

RAP		
	F	N
PICKUP	350	25
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	1,3	1,4
ADICIONADOR	0,2	
MRT		
SEF   TEMPO		25   10
RAQ		
	F	N
PICKUP	350	25
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	0,9	1,2
ADICIONADOR	0,1	
MRT		
SEF   TEMPO		25   8
RAR		
	F	N
PICKUP	200	25
CURVA	133	140
MULTIPLICADOR	0,9	1
ADICIONADOR	0,1	
MRT		
SEF   TEMPO		25   7

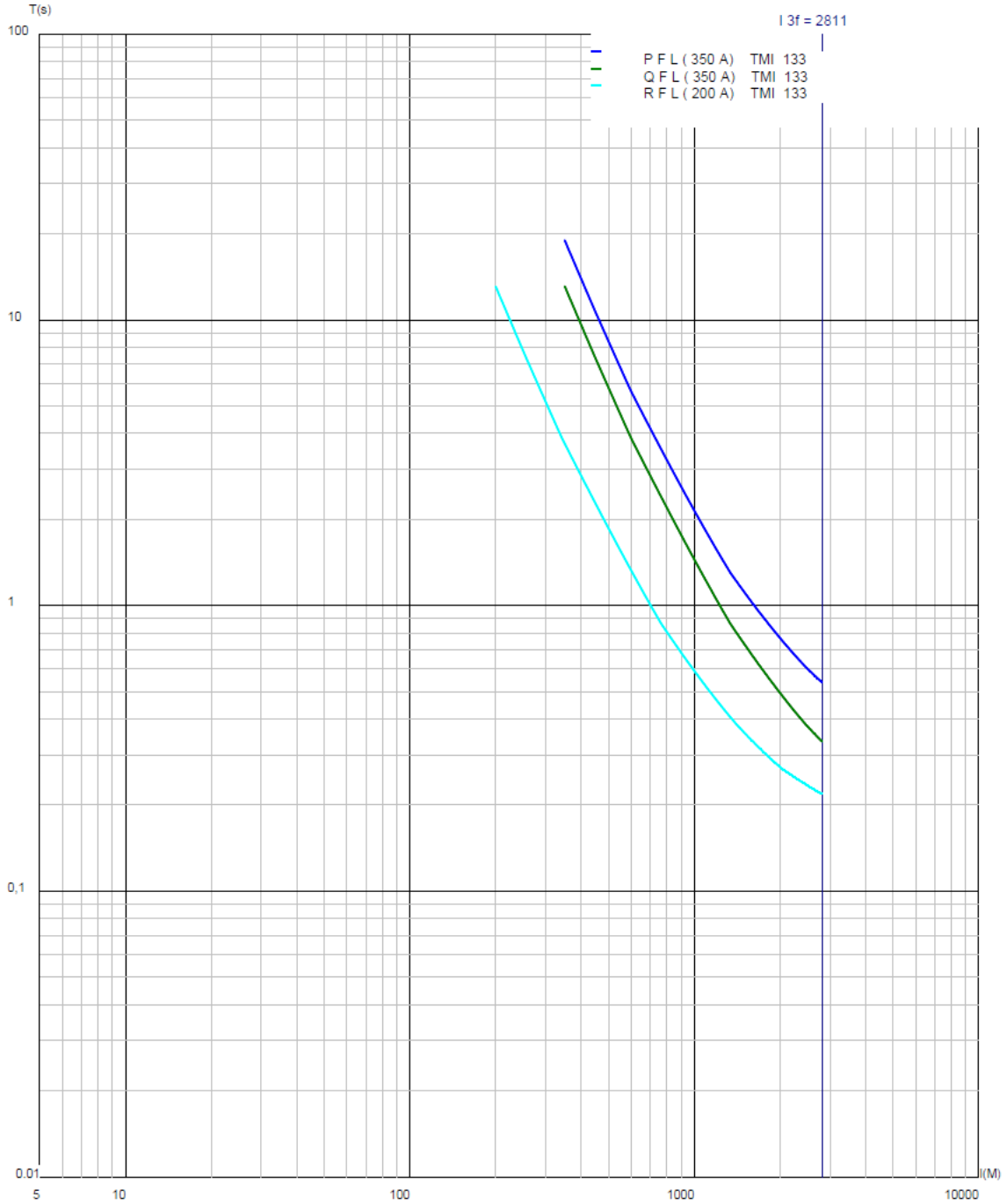
Fonte: Autoria Própria.

Figura 42: Coordenograma de fase.

**PCP - Programa de Coordenação da Proteção**

**Subestação: ????????????**

**Caso: SE BIARTICULADO/AL ZETA em 26/07/2021**



Fonte: Autoria Própria.

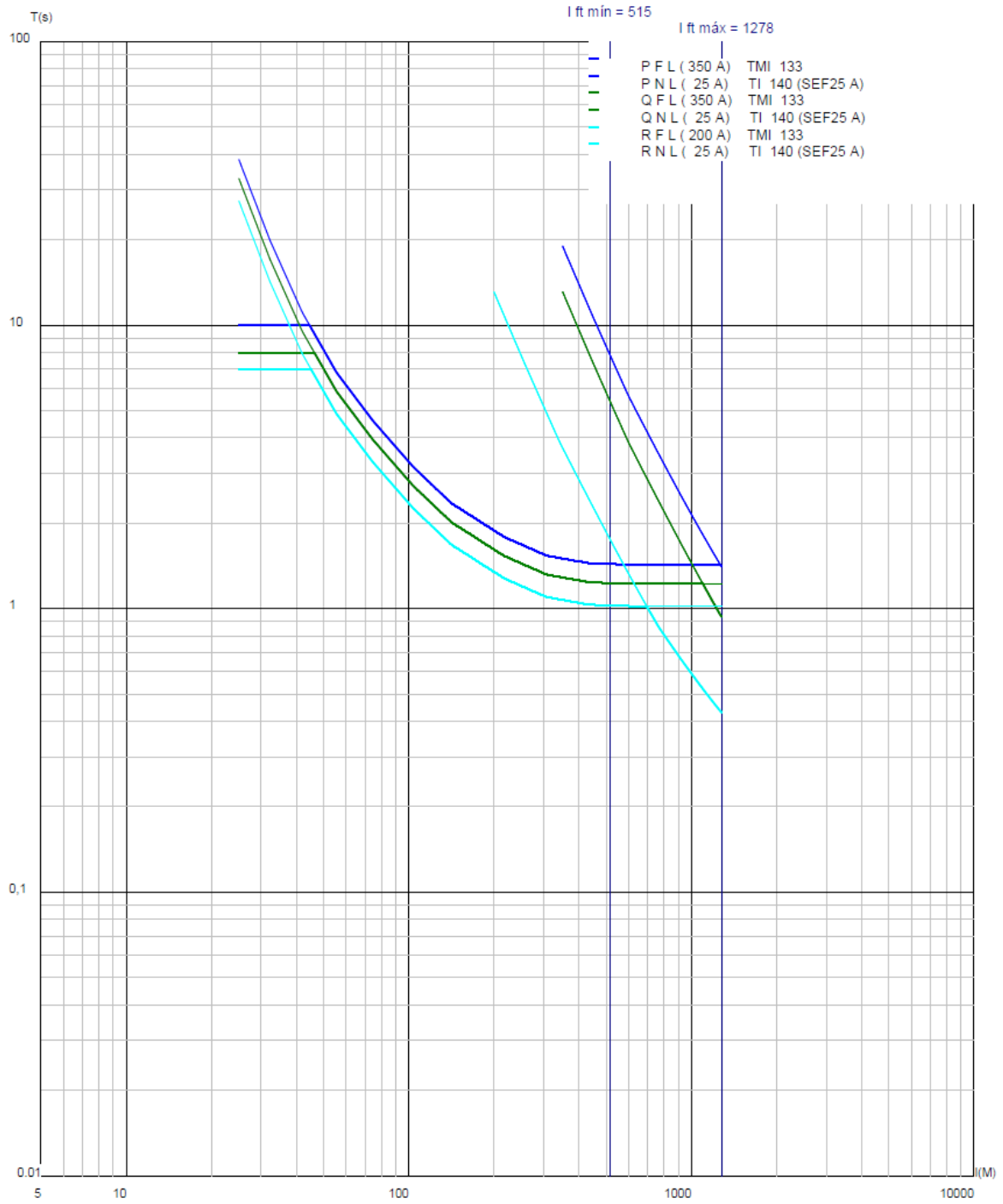


Figura 43: Coordenação fase-terra

**PCP - Programa de Coordenação da Proteção**

**Subestação: ????????????**

**Caso: SE BIARTICULADO/AL ZETA em 26/07/2021**



Fonte: Autoria Própria.

## ANEXO A - FUNÇÕES DE RELÉ DEFINIDAS PELA NORMA ANSI

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

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

## ANEXO B – CURVA RECLOSER

Recloser Curve	Value of Constates			
	A	B	C	P
1 (102)	Point to point data			
2 (135)	11.4161	0.488986	0.239257	0.184911
3 (140)	13.5457	0.992904	0.37882	1.76391
4 (106)	Point to point data			
5 (114)	Point to point data			
6 (135)	Point to point data			
7 (152)	Point to point data			
8 (113)	1.68546	0.158114	0.436523	1.78873
8+ (111)	1.42732	-0.003704	0.366699	1.70112
8'	1.43202	-0.007846	0.442626	1.42529
9 (131)	2.75978	5.10647	0.614258	1.0353
11 (141)	21.6149	10.6768	-0.67185	2.69489
13 (142)	Point to point data			
14 (119)	Point to point data			
15 (112)	Point to point data			
16 (139)	Point to point data			
17 (103)	Point to point data			
18 (151)	Point to point data			
A (101)	Point to point data			
B (117)	4.22886	0.008933	0.319885	1.7822
C (133)	8.76047	0.029977	0.380004	1.80788
D (116)	5.23168	0.000462	0.17205	2.17125
E (132)	10.7656	0.004284	0.249969	2.18261
F (163)	Point to point data			
G (121)	Point to point data			
H (122)	Point to point data			
J (164)	Point to point data			
K-Ground (165)	Point to point data			
K-Phase (162)	11.9847	-0.000324	0.688477	2.01174
L (107)	Point to point data			
M (118)	Point to point data			
N (104)	0.285625	-0.071079	0.464202	0.911551
P (115)	Point to point data			
R (105)	0.001015	-0.13381	0.998848	0.00227
T (161)	Point to point data			
V (137)	Point to point data			
W (138)	15.4628	0.056438	0.345703	1.6209
Y (120)	Point to point data			
Z (134)	Point to point data			

## ANEXO C – DADOS DE IMPEDÂNCIA

RA	Alimentador Alfa							
	COPEL				ANAFAS			
	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
A	0,9305	2,4696	0	17,833	93,05	246,96	0	1783,3
B	1,5157	3,0204	0,7824	19,9087	58,52	55,08	78,24	207,57
C	3,5429	5,1494	3,4696	26,4803	202,72	212,9	268,72	657,16
RA	Alimentador Beta							
	COPEL				ANAFAS			
	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
E	0,7479	2,1064	0	10,6756	74,79	210,64	0	1067,56
F	3,9889	5,0041	4,2935	22,2212	324,1	289,77	429,35	1154,56
G	4,8141	5,3634	5,2798	24,041	82,52	35,93	98,63	181,98
D	0,8262	2,1929	0,1195	11,1448	7,83	8,65	11,95	46,92
C	1,58	3,0489	1,1165	13,4535	75,38	85,6	99,7	230,87
RA	Alimentador Gama							
	COPEL				ANAFAS			
	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
H	0,7479	2,1064	0	10,6756	74,79	210,64	0	1067,56
I	5,2562	3,8397	5,163	17,683	450,83	173,33	516,3	700,74
J	8,7842	5,0296	9,0925	21,8782	352,8	118,99	392,95	419,52
G	9,127	5,3098	9,6123	23,9375	34,28	28,02	51,98	205,93
M	5,6479	3,9633	5,5989	18,1654	39,17	12,36	43,59	48,24
O	11,6659	6,0342	12,2948	25,2423	640,97	219,45	713,18	755,93
RA	Alimentador Delta							
	COPEL				ANAFAS			
	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
K	0,7483	2,1068	0	10,6876	74,83	210,68	0	1068,76
L	5,4927	4,1316	5,4344	17,6337	474,44	202,48	543,44	694,61
M	7,9721	5,1223	8,1908	20,2751	247,94	99,07	275,64	264,14
N	9,5826	5,6603	9,9931	22,1953	408,99	152,87	455,87	456,16
S	16,4559	8,3766	17,6864	29,5537	687,33	271,63	769,33	735,84
RA	Alimentador Zeta							
	COPEL				ANAFAS			
	R1 (pu)	X1 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
P	0,0782	0,9929	0	3,5618	7,82	99,29	0	356,18
Q	0,3815	1,4386	0,5868	6,8446	30,33	44,57	58,68	328,28
R	1,8022	2,5492	2,5093	12,45	142,07	111,06	192,25	560,54

**ANEXO D – AJUSTES DOS RELIGADORES FORNECIDOS PELA COPEL**

<b>RAA</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	200	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1	1,2
<b>ADICIONADOR</b>		
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   10
<b>RAE</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	140	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,5	1
<b>ADICIONADOR</b>	0,2	
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   10
<b>RAH</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	140	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,5	1
<b>ADICIONADOR</b>	0,2	0,5
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   15
<b>RAK</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	115	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,5	1
<b>ADICIONADOR</b>		0,5
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   15
<b>RAP</b>		
	<b>F</b>	<b>N</b>
<b>PICKUP</b>	350	25
<b>CURVA</b>	133	140
<b>MULTIPLICADOR</b>	1,3	1,4
<b>ADICIONADOR</b>	0,2	
<b>MRT</b>		
<b>SEF   TEMPO</b>		25   10