



UFRPE

UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDIVALDO FERREIRA DOS SANTOS JÚNIOR

Impactos do Dimensionamento da Corrente de Magnetização de Transformadores na
Coordenação de Funções de Proteção de Sistemas Elétricos

Cabo de Santo Agostinho - PE
2021

EDIVALDO FERREIRA DOS SANTOS JÚNIOR

Impactos do Dimensionamento da Corrente de Magnetização de Transformadores na
Coordenação de Funções de Proteção de Sistemas Elétricos

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Raphael Leite Andrade Reis, D.Sc.

Cabo de Santo Agostinho - PE

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal Rural de Pernambuco
Sistema Integrado de Bibliotecas
Gerada automaticamente, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

J95e777i Santos Júnior, Edivaldo Ferreira dos
Impactos do Dimensionamento da Corrente de Magnetização de Transformadores na Coordenação de
Funções de Proteção de Sistemas Elétricos / Edivaldo Ferreira dos Santos Júnior. - 2021.
62 f. : il.

Orientador: Raphael Leite Andrade Reis.
Inclui referências.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal Rural de Pernambuco,
Bacharelado em Engenharia Elétrica, Cabo de Santo Agostinho, 2021.

1. Coordenação da proteção. 2. Seletividade da proteção. 3. Corrente de magnetização. 4.
Transformadores. 5. Estudos de proteção. I. Reis, Raphael Leite Andrade, orient. II. Título

CDD 621.3

EDIVALDO FERREIRA DOS SANTOS JÚNIOR

Impactos do Dimensionamento da Corrente de Magnetização de Transformadores na
Coordenação de Funções de Proteção de Sistemas Elétricos

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 09/07/2021

Banca Examinadora

Prof. Raphael Leite Andrade Reis, D.Sc.
Universidade Federal Rural de Pernambuco, UFRPE

Prof. Reinel Beltrán Aguedo, D.Sc.
Universidade Federal Rural de Pernambuco, UFRPE

Profa. Jamile Pinheiro Nascimento, D.Sc.
Universidade Federal do Alagoas, UFAL

AGRADECIMENTOS

Ao DEUS todo poderoso, pois em nenhum momento me desamparou. Sempre me ajudou a entender nos momentos mais difíceis que ELE sabe o que faz. A ELE toda a Glória.

Aos meus pais Edivaldo Ferreira dos Santos e Márcia Maria Cosme Pereira dos Santos, pela educação, amor, carinho, cuidado, pelos muitos sacrifícios, pois muitas vezes financeiramente mesmo não sendo fácil investiram em boas escolas e bons cursos, pelas muitas correções que hoje fazem muito mais sentido do que antes e a todo apoio que o simples obrigado é muito pouco para expressar, e também, ao meu irmão Eduardo Vinícius Pereira dos Santos que, mesmo em silêncio, eu percebia no seu olhar que ele torcia muito por mim. Tenho pela convicção que ele vai muito longe.

A toda minha família paterna e materna.

Ao meu orientador Raphael Leite pela confiança, paciência em me acompanhar e orientar todo o desenvolvimento desde a ideia inicial.

Ao professor Amilton Quintela por todas as dicas na formatação do TCC.

Aos meus amigos de infância Lucas Rodolfo, Eliseu Henrique e Christian Fernando que sempre torceram por mim.

A todos os professores que me inspiraram e me aconselharam em toda minha vida como estudante.

A todas as pessoas que oraram, mandaram palavras de conforto e me corrigiram.

A todos do Intervalo Bíblico.

Aos amigos da faculdade Mirella Ilka, Deyvison Muniz e Gabriel Souza e todos os colegas de um modo geral.

Ao Engenheiro Luiz que me ajudou muito com seus vídeos no youtube sobre o funcionamento dos relés e a elaboração do coordenograma.

A equipe da Elektra Engenharia, em especial ao Everton por todo conhecimento fornecido.

Ao Jaime Jenu, a pessoa em que me inspirei para escolher o tema do meu TCC.

A minha sogra Audenice da Silva e a minha namorada Estefany Barros por todas as orações, conselhos e motivação. Mesmo chegando nos 45 do segundo tempo fizeram uma diferença gigantescamente positiva nessa reta final.

Aos meus amigos da Solar Life Energy André, Gabriel e Felipe.

Por último, não menos importante, a todos os colegas do Fortnite que ouviram incansavelmente sobre o TCC que parecia não ter fim.

Que O Bom DEUS abençoe a todos ricamente.

“...É DEUS quem dá sabedoria aos sábios e inteligência aos inteligentes.” Daniel 2.21

“Ninguém vai bater mais forte do que a vida. Não importa como você bate e sim o quanto aguenta apanhar e continuar lutando; o quanto pode suportar e seguir em frente. É assim que se ganha.” Rocky Balboa

RESUMO

Os impactos do dimensionamento da corrente de magnetização de transformadores na coordenação entre funções de proteção contra sobrecorrentes são avaliados neste trabalho. Para tanto, além de testes realizados em sistemas elétricos reportados na literatura, estudos de caso envolvendo dados coletados de um sistema real com geração solar fotovoltaica, situado na região de Petrolina - PE, são analisados. Basicamente, os sistemas elétricos foram simulados a partir do *software* ANAFAS, em que foram calculados os valores das correntes de curto-circuito trifásico, monofásico e monofásico mínimo. Tais valores são utilizados para auxiliar na parametrização das funções de sobrecorrente temporizada e instantânea implementadas no *software* OCTAVE, assim como no dimensionamento da corrente de magnetização dos transformadores. As saídas das referidas funções de proteção são externadas na forma de coordenogramas, que ilustram as curvas relativas à concessionária e ao cliente (consumidor), além da indicação do ponto relativo à corrente de magnetização. Dos resultados obtidos, constata-se que a corrente de magnetização de transformadores pode impactar na coordenação entre funções de proteção contra sobrecorrentes, afetando os estudos de proteção de empresas que são atendidas por transformadores para suprir sua demanda energética. Nesses casos, inclusive, o dimensionamento incorreto desta corrente pode influenciar na confiabilidade no sistema de proteção das redes de distribuição, além de ocasionar possíveis reprovações destes projetos por parte das concessionárias de energia.

Palavras-chave: Coordenação da proteção; Seletividade da proteção; Corrente de magnetização; Transformadores; Estudos de proteção.

ABSTRACT

The impact of transformers' inrush currents on overcurrent protection functions is evaluated in this work. To do so, simulation tests are carried out in power systems reported in the literature as well as in real distribution networks located in the region of Petrolina – PE. Basically, the power grids are simulated in the ANAFAS software, in which the three-phase and single-line-to-ground fault currents are computed. These short-circuit current values are used as input data in the OCTAVE software to set the instantaneous- and the time-overcurrent protection functions, as well as the transformer's inrush current. The overcurrent functions outputs are provided to the user as the utility and consumer time-characteristic curves, indicating also the respective inrush current point in the same plot. From the obtained results, the transformer' inrush current can directly impact on the overcurrent protection coordination, affecting the protection studies of companies fed by transformer units. In these cases, the incorrect set of such magnetizing current influence on the protection system reliability, and it may also lead to the protection study disapproval by the utility.

Keywords: Protection coordination; Protection selectivity; Inrush current; Transformers; Protection studies.

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|-----------|--|----|
| Figura 1 | Comparação das características das curvas IEC normal inversa, muito inversa e extremamente inversa. | 20 |
| Figura 2 | Curva IEC Normal Inversa..... | 21 |
| Figura 3 | Curva IEC Muito Inversa..... | 22 |
| Figura 4 | Curva IEC Extremamente Inversa. | 22 |
| Figura 5 | Curva de Tempo Definido..... | 23 |
| Figura 6 | Relação entre Fluxo, Curva de Histerese e Corrente. | 26 |
| Figura 7 | Coordenograma. | 30 |
| Figura 8 | SEP com a corrente de magnetização dimensionada corretamente – fora da área de atuação do cliente e da concessionária. | 31 |
| Figura 9 | SEP com a corrente de magnetização dimensionada de forma equivocada – dentro da área de atuação do cliente e fora da área de atuação da concessionária. | 32 |
| Figura 10 | SEP com a corrente de magnetização dimensionada de forma equivocada – dentro da área de atuação do cliente e da concessionária. ... | 32 |
| Figura 11 | Fluxograma da metodologia proposta. | 40 |
| Figura 12 | Representação do SEP estudado. | 41 |
| Figura 13 | Coordenograma de fase dimensionado com corrente de magnetização nominal..... | 47 |
| Figura 14 | Coordenograma de neutro dimensionado com corrente de magnetização nominal..... | 48 |
| Figura 15 | Coordenograma de fase dimensionado com corrente de magnetização nominal..... | 49 |
| Figura 16 | Coordenograma de fase com SEP coordenado em função da corrente de magnetização real. | 50 |
| Figura 17 | Coordenograma de neutro com SEP coordenado em função da corrente de magnetização real. | 51 |
| Figura 18 | Representação do SEP estudado. | 52 |
| Figura 19 | Coordenograma de Fase com SEP descoordenado. | 55 |

| | | |
|-----------|---|----|
| Figura 20 | Coordenograma de Neutro com SEP descoordenado. | 55 |
| Figura 21 | Coordenograma de Fase com SEP coordenado. | 56 |
| Figura 22 | Coordenograma de Neutro com SEP coordenado. | 57 |
| Figura 23 | Coordenograma de fase com SEP coordenado corrente de magneti- zação real. | 58 |
| Figura 24 | Coordenograma de neutro com SEP coordenado corrente de magne- tização real. | 59 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|----------|---|----|
| Tabela 1 | Ocorrências de curtos-circuitos. | 24 |
| Tabela 2 | Resumo da revisão bibliográfica e comparações com o trabalho proposto. | 38 |
| Tabela 3 | Características técnicas do transformador. | 42 |
| Tabela 4 | Ajustes de fase e neutro das funções de proteção da concessionária... | 45 |
| Tabela 5 | Características técnicas do transformador. | 52 |
| Tabela 6 | Valores das correntes de curto-circuito da concessionária. | 53 |
| Tabela 7 | Valores das correntes de curto-circuito do consumidor. | 53 |
| Tabela 8 | Ajustes de fase e neutro das funções de proteção da concessionária... | 53 |
| Tabela 9 | Ajustes de fase e neutro das funções de proteção da concessionária... | 54 |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|----------------|--|
| tap | Parâmetro que representa o valor de corrente mínimo inicial que as funções contra sobrecorrentes temporizadas devem monitorar para enviar um possível sinal de comando ao dispositivo responsável por seccionar e proteger o SEP |
| $trip$ | Sinal de comando ao dispositivo responsável por seccionar e proteger o SEP |
| $I_{tap(51)}$ | Valor mínimo inicial de corrente que as funções contra sobrecorrentes temporizadas de fase devem monitorar |
| $I_{tap(51N)}$ | Valor mínimo inicial de corrente que as funções contra sobrecorrentes temporizadas de neutro devem monitorar |
| T_{op} | Tempo de operação das curvas de proteção contra sobrecorrentes |
| T_{ms} | Múltiplo da corrente de acionamento |
| I_{max} | Máxima corrente admitida no circuito |
| I_{3F} | Corrente de curto-circuito trifásica |
| I_{1F} | Corrente de curto-circuito monofásica |
| $I_{1F(m)}$ | Corrente de curto-circuito monofásica mínima |
| I_b | Corrente de base do circuito |
| Z_1 | Impedância de sequência positiva |
| Z_0 | Impedância de sequência zero |
| Z_F | Impedância de falta a terra |
| I_{mag} | Corrente de magnetização |
| $I_{magReal}$ | Corrente de magnetização real |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 14 |
| 1.1 | OBJETIVO GERAL..... | 16 |
| 1.1.1 | Objetivos Específicos | 16 |
| 2 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 17 |
| 2.1 | FUNÇÃO TEMPORIZADA | 17 |
| 2.1.1 | Corrente de Partida | 17 |
| 2.1.2 | Tipos de Curva e <i>Dial Time</i> | 18 |
| 2.2 | FUNÇÃO INSTANTÂNEA | 23 |
| 2.2.1 | Corrente de Partida | 23 |
| 2.3 | CORRENTE DE MAGNETIZAÇÃO..... | 25 |
| 3 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 34 |
| 4 | METODOLOGIA DAS AVALIAÇÕES | 39 |
| 5 | ESTUDOS DE CASO | 41 |
| 5.1 | ESTUDO DE CASO CONSIDERANDO UM SISTEMA TESTE | 41 |
| 5.1.1 | Dados Básicos de Instalação e Fornecimento | 42 |
| 5.2 | ESTUDO DE CASO CONSIDERANDO UM SISTEMA REAL..... | 51 |
| 5.2.1 | Corrente de Magnetização Nominal | 53 |
| 5.2.2 | Corrente de Magnetização Real..... | 57 |
| 6 | CONCLUSÃO | 60 |
| | REFERÊNCIAS | 61 |

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro alcança boa parte do seu território, conectando as diversas fontes de energia elétrica como hidrelétrica, solar e eólica, aos seus consumidores. Devido à extensão desse sistema, subteme-se que o controle de sua operação, principalmente no que tange manter os níveis de tensão estáveis, é algo que demanda muito esforço. Para garantir a transmissão e a distribuição de toda a energia gerada pelas unidades geradoras nos níveis nominais, as concessionárias de energia distribuem essa energia dentro das cidades, elevando o nível de tensão para a maior parte possível do sistema, de modo a reduzir as perdas por efeito *Joule*, diminuindo o custo com cabos e estruturas em longas distâncias, entre outros fatores.

No que concerne à inserção de subestações ao SEP, as concessionárias, as acessadas, geralmente exigem que seus consumidores, os clientes, tenham uma subestação a partir do momento que a sua carga seja igual ou maior que 75 kW (ENERGISA, 2019). Caso a subestação possua potência maior que 300 kVA, o cliente é obrigado a fazer um projeto de proteção dimensionando, no mínimo, as funções contra sobrecorrentes de fase e de neutro. Neste contexto, um dos principais fatores para o projeto de proteção configura-se na corrente de magnetização ou *inrush* do transformador. Caso essa corrente seja mal dimensionada, isso poderá implicar em um sistema desprotegido, podendo, inclusive, afetar a estabilidade do SEP em situações mais graves (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Para se ter um sistema devidamente protegido, procura-se alcançar seletividade e confiabilidade do sistema de proteção por meio da coordenação entre os diferentes dispositivos de proteção. Para tanto, faz-se necessário um estudo sobre a parametrização dos equipamentos de proteção. Em um desses estudos de proteção é confeccionado um gráfico denominado coordenograma, o qual é elaborado com o objetivo de verificar a seletividade e a coordenação entre os equipamentos para proteger todo o sistema elétrico contra condições anormais de operação, a exemplo da ocorrência de curtos-circuitos, sobrecargas e desequilíbrios acima dos limites estabelecidos, com vistas a assegurar que os índices de continuidade do serviço e a confiabilidade de operação do sistema mantenham-se adequados (CEMIG, 2017).

Deste modo, a coordenação segura e confiável entre os dispositivos de proteção

na rede de proteção é um fator de extrema importância para as concessionárias e para seus clientes, dado que, se não houver coordenação entre os dispositivos de proteção, atuações indevidas dos dispositivos de proteção são passíveis de ocorrer, caracterizando um sistema desprotegido (FRAZÃO, 2019).

Sendo assim, dentre os vários tipos de variáveis a serem estudadas, como o dimensionamento da função de sobrecorrente temporizada e instantânea, coordenação de funções de proteção, há o perfil da corrente de magnetização. Entretanto, é comum que os estudos de proteção de redes de distribuição concentrem esforços na parametrização das funções de sobrecorrente e na coordenação entre os dispositivos, em que a corrente de magnetização de transformadores pode afetar a coordenação do sistema, caso não seja levada em consideração. Assim, discutir sobre os impactos do dimensionamento da corrente de magnetização na coordenação entre funções de proteção contra sobrecorrentes justifica-se por permitir sistemas de proteção mais refinados, evitando reprovação do projeto de proteção pela concessionária. Assim, nota-se que os impactos do dimensionamento da corrente de magnetização na coordenação entre funções de proteção contra sobrecorrentes podem influenciar nos estudos de proteção de empresas que são atendidas por transformadores para suprir sua demanda energética, uma vez que podem afetar a correta seletividade entre os dispositivos de proteção da concessionária e do cliente. Para tanto, é preciso reconhecer os impactos do dimensionamento da corrente de magnetização, avaliar tal dimensionamento no contexto de proteção dos SEP e verificar a possibilidade da sua utilização para otimizar a coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes, com vistas a viabilizar a aprovação dos projetos de proteção nas concessionárias.

Neste trabalho, as avaliações são conduzidas por meio de simulações de curtos-circuitos em SEP, de modo que as parametrizações das funções de proteção contra sobrecorrentes são realizadas seguindo normas de concessionárias de distribuição de energia. Para avaliar o impacto do dimensionamento da corrente de magnetização de transformadores, dois estudos de caso são apresentados, sendo um deles realizados com base em dados reais de SEP disponíveis da região de Petrolina - PE.

1.1 OBJETIVO GERAL

Identificar os principais impactos do dimensionamento da corrente de magnetização na coordenação entre funções de proteção contra sobrecorrentes.

1.1.1 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, os objetivos específicos são:

- Discutir os principais dimensionamentos da corrente de magnetização dos transformadores;
- Implementação e simulação de sistemas de distribuição de energia em média tensão no *software* ANAFAS para o cálculo de correntes de curto-circuito;
- Desenvolvimento do coordenograma no *software* OCTAVE para avaliação da coordenação e da seletividade entre funções de proteção contra sobrecorrentes;
- Avaliar os impactos da corrente de magnetização na coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes por meio de dois estudos de caso, sendo um deles implementado com base em parâmetros reais de sistemas situados na região de Petrolina - PE.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados alguns tipos de funções de proteção contra sobrecorrentes, seus principais parâmetros e características, os quais influenciam diretamente na proteção dos sistemas em análise. Dentre as funções de proteção contra sobrecorrentes, serão discutidos os parâmetros: corrente de partida da função temporizada, corrente de partida da função instantânea, tipo de curva, múltiplo da corrente de acionamento, corrente de magnetização e coordenação.

Esta função é tipicamente utilizada em diversos setores do SEP, como em alimentadores de média tensão, linhas de transmissão, geradores, motores, reatores e capacitores e, de forma geral, nos esquemas de proteção em que estejam correlacionadas as variáveis corrente e tempo. Sua atuação é bidirecional, ou seja, atua tanto no sentido da concessionária para o cliente quanto do cliente para a concessionária (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Esse tipo de função é normalmente caracterizada como temporizada e instantânea. Em ambas, os dispositivos de proteção que a possuem, como relés e religadores, só enviam o sinal de comando para que os elementos responsáveis pelo seccionamento do sistema atuem, a exemplo dos disjuntores, caso a corrente e o tempo previamente ajustados tenham sido superados, ocasionando o desligamento do SEP. Todavia, para a função temporizada, caso a corrente de curto-circuito seja extinta antes do tempo parametrizado, o equipamento de proteção no qual ela está inserida, receberá um sinal de comando para retornar ao seu estado inicial, não enviando um sinal de comando ao dispositivo responsável por seccionar o SEP, ficando assim, apto para novas atuações. O que diferencia as funções temporizada e instantânea são os seus parâmetros e seus dimensionamentos, a exemplo do dimensionamento da corrente de partida e o tempo de atuação em função da corrente do sistema.

2.1 FUNÇÃO TEMPORIZADA

2.1.1 Corrente de Partida

A corrente de partida, valor de I_{ap} , é o parâmetro que representa o valor de corrente mínimo inicial que a função temporizada deve monitorar para enviar um possível

signal de comando ao disjuntor para o seccionamento e proteção do SEP. Ela também pode ser denominada de $I_{tap(51)}$ e $I_{tap(51N)}$, em que essas variáveis são definidas em função da corrente nominal do sistema elétrico do cliente (KINDERMANN, 2010). Tais valores de corrente são dimensionados tanto para proteger contra curtos-circuitos entre fases (trifásico e bifásico) (função ANSI 51) como para curtos-circuitos monofásicos (função ANSI 51N). O cálculo da corrente de partida para a função 51 e para a função 51N pode ser efetuado segundo (ENERGISA, 2019):

$$I_{tap(51)} = C \cdot I_n [A], \quad (2.1)$$

$$I_{tap(51N)} = D\% \cdot I_{tap(51)} [A], \quad (2.2)$$

em que I_n é a corrente nominal e C é uma constante arbitrada pelas concessionárias geralmente entre 1,25 a 1,5. Energisa (2019), por exemplo, adota C igual a 1,25. Já corrente de partida de neutro é $D\%$ do valor da corrente de fase. Segundo Kindemann (2010) $D\%$ varia entre 10% a 30%. Atribui-se, para o trabalho em questão que, $D\%$ possui o valor de 10%.

2.1.2 Tipos de Curva e *Dial Time*

Além do parâmetro da corrente de partida, o tipo de curva e o múltiplo de corrente de acionamento, ou *dial time*, são de grande valia para garantir a coordenação entre os equipamentos de proteção. Basicamente, o tipo de curva determina o tempo de operação da função de proteção, a qual é função do múltiplo da corrente nominal medida pelo dispositivo. Este tempo de operação consiste no tempo necessário para envio do sinal de comando aos dispositivos de seccionamento do SEP. Os tipos de curva são usualmente divididos em: Normal Inversa (NI), Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI). Cada tipo de curva possui sua aplicabilidade específica e seu tempo de atuação correlato (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2007).

Segundo Mamede Filho, Mamede (2007), a curva NI possui aplicabilidade em sistemas de potência onde as correntes de curto-circuito variam consideravelmente com a capacidade de geração. Sua velocidade de atuação é a mais lenta entre as outras curvas, sendo seu tempo de operação calculado conforme:

$$T_{op} = \left(\frac{0,14}{\left(\frac{I_{max}}{I_{tap(51/51N)}} \right)^{0,02} - 1} \right) \cdot T_{ms} [s], \quad (2.3)$$

em que T_{op} consiste no tempo de operação da curva, T_{ms} no múltiplo da corrente de acionamento, I_{max} na corrente que está sendo medida pelo dispositivo de proteção responsável por enviar sinal de comando ao dispositivo responsável pelo seccionamento do SEP, que pode ser uma corrente de sobrecarga ou curto-circuito, e $I_{tap(51/51N)}$ na corrente de partida da função temporizada de fase ou de neutro.

Já a curva MI, em geral, possui aplicabilidade em sistemas industriais em que as correntes de curto-circuito variam em função do ponto de defeito. Sua velocidade de atuação é mediana entre as outras curvas, sendo seu tempo de operação calculado segundo (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2007):

$$T_{op} = \left(\frac{13,5}{\left(\frac{I_{max}}{I_{tap(51/51N)}} \right)^1 - 1} \right) \cdot T_{ms} [s]. \quad (2.4)$$

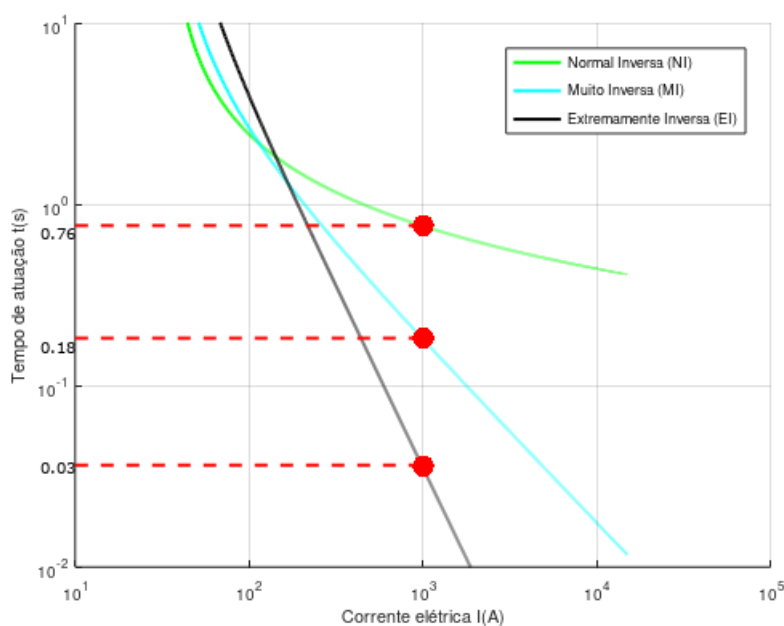
Já a curva EI, normalmente, possui uma temporização menor para maiores correntes, sendo aplicada particularmente em sistemas de distribuição de redes públicas, particularmente em redes rurais, já que se adequam às curvas de temporização dos elos fusíveis. Sua velocidade de atuação é a mais rápida entre as outras curvas, sendo seu tempo de operação calculado segundo (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2007):

$$T_{op} = \left(\frac{80}{\left(\frac{I_{max}}{I_{tap(51/51N)}} \right)^2 - 1} \right) \cdot T_{ms} [s]. \quad (2.5)$$

Para apresentação e comparação das temporizações dos tipos das curvas, foi construído um gráfico log-log em que, no eixo das ordenadas está sendo representado os valores de tempo e o das abscissas os valores de corrente, conforme ilustrado na Figura 1. A fim de comparar os tempos de atuação de cada curva foram escolhidos valores de 1000 A como corrente de curto-circuito e como *dial time* 0,38. Nota-se que, quanto mais perto as curvas estiverem do eixo das abscissas, mais rápido será a sua

atuação na proteção do SEP. Em contrapartida, quanto mais distante as curvas estiverem do eixo das abscissas, mais lenta será sua atuação na proteção do SEP.

Figura 1: Comparação das características das curvas IEC normal inversa, muito inversa e extremamente inversa.



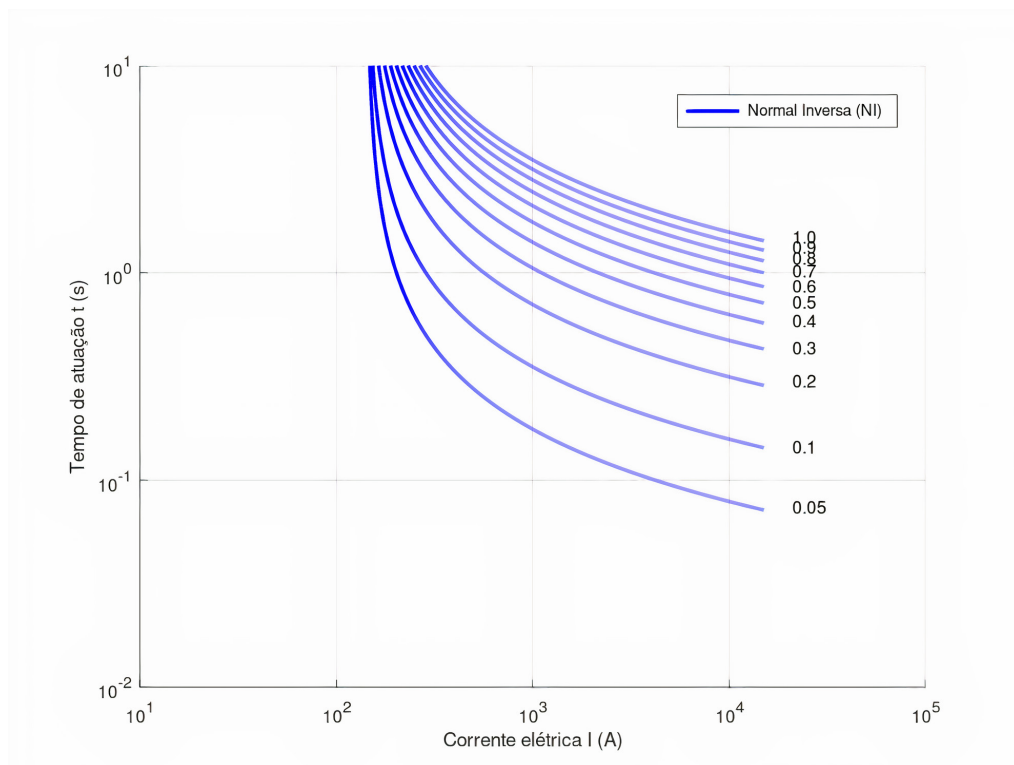
Fonte: O autor.

Já o múltiplo de corrente de acionamento, ou *dial time*, segundo Fontana, Furlanetto, Benedet (2019), consiste em uma variável cuja funcionalidade é provocar um atraso de tempo intencional entre as curvas das funções de proteção da concessionária e do cliente. Nas Figuras 2, 3 e 4 são mostradas as curvas de proteção e a influência do *dial time*. Percebe-se que, quanto maior for o *dial time*, maior o tempo que as funções de proteção irão levar para enviar sinal de *trip* aos dispositivos responsáveis pelo seccionamento do SEP, para a mesma intensidade de corrente medida. Nas Equações (2.3) a (2.5), o *dial time* é representado pelo T_{ms} .

Idealmente, quanto mais rápido for o tempo de operação obtido em função dos tipos de curva, mais rápido os dispositivos de proteção iriam atuar para proteger a rede elétrica. Entretanto, nem todas as vezes é possível obter coordenação entre as curvas das funções de sobrecorrente da concessionária e do cliente. Mamede (2011), por exemplo, orienta utilizar o mesmo tipo de curva de proteção da concessionária para o sistema do cliente nos casos em que não for possível obter coordenação entre cliente

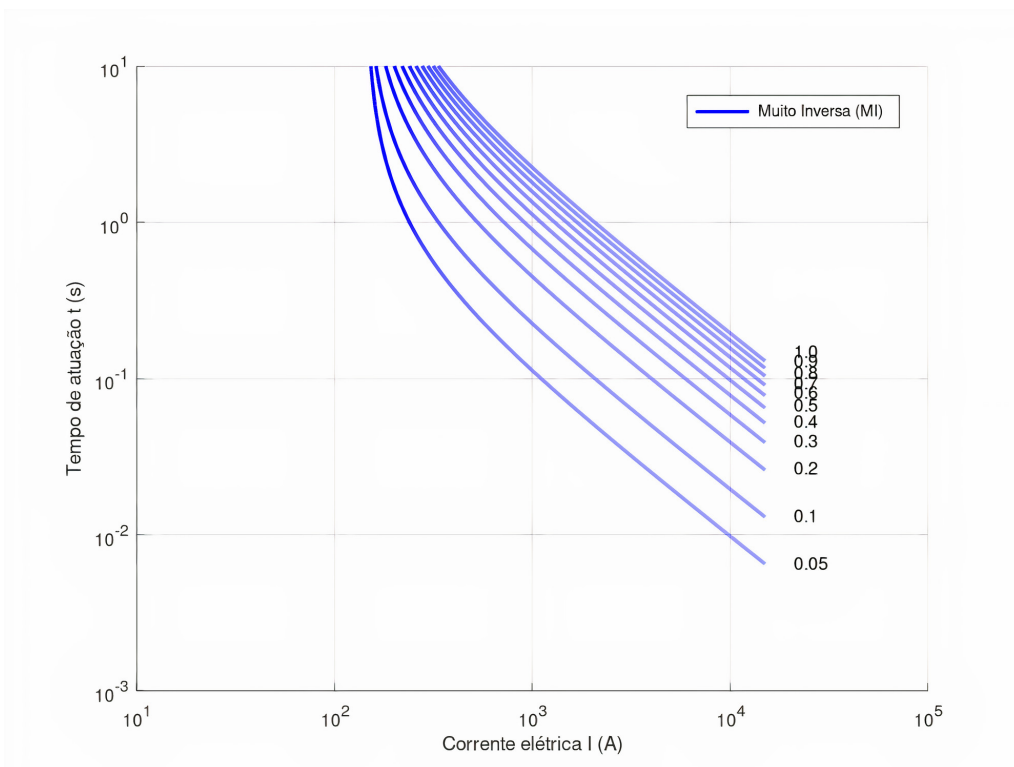
e concessionária.

Figura 2: Curva IEC Normal Inversa.



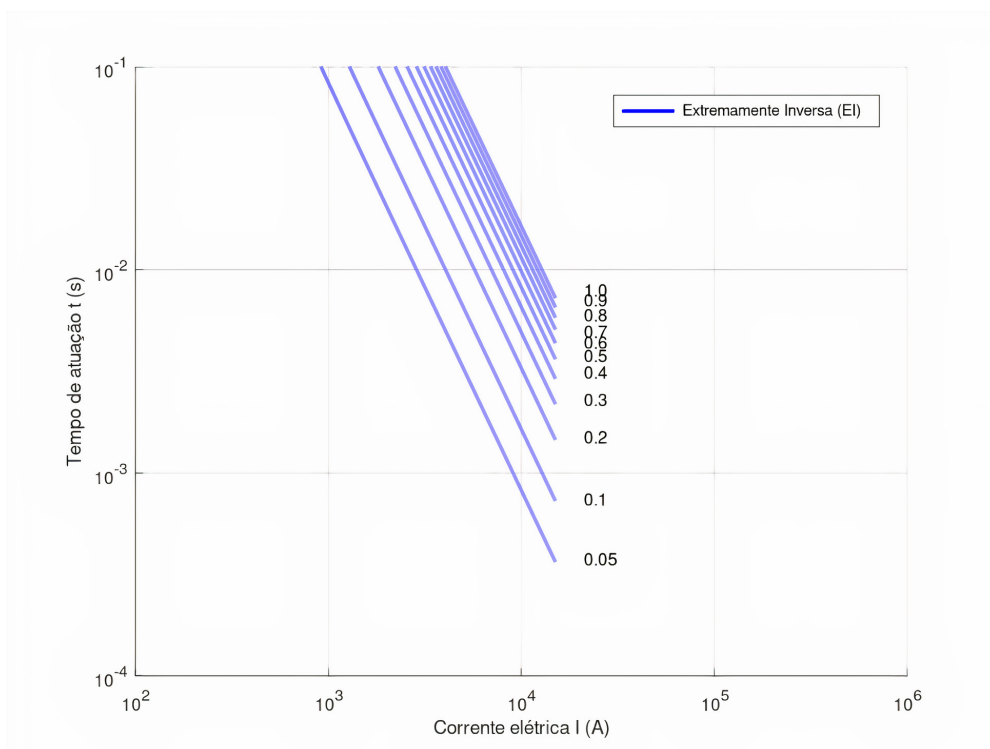
Fonte: O autor.

Figura 3: Curva IEC Muito Inversa.



Fonte: O autor.

Figura 4: Curva IEC Extremamente Inversa.



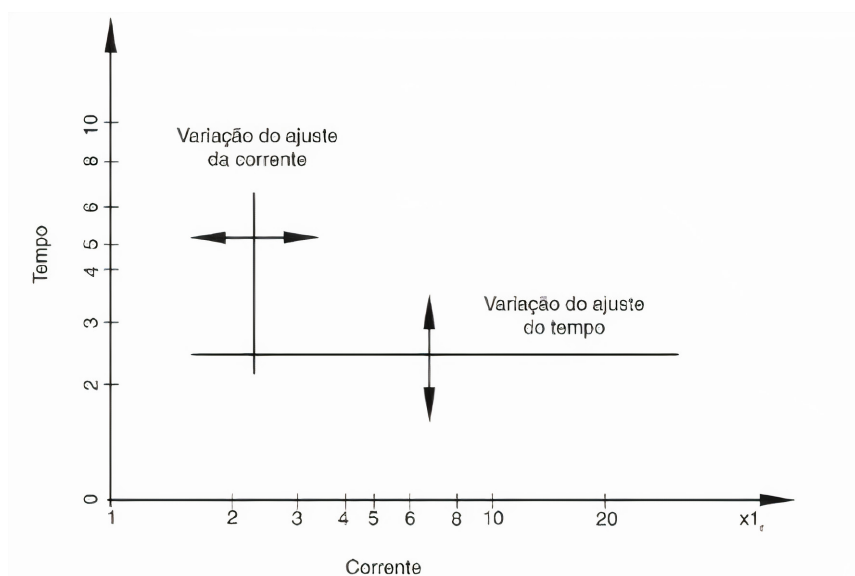
Fonte: O autor.

2.2 FUNÇÃO INSTANTÂNEA

No que concerne à função instantânea, sua parametrização é realizada de modo que, caso a corrente medida supere o valor ajustado, o sistema deve ser desligado instantaneamente. Basicamente, a função instantânea possui sua parametrização por tempo definido, conforme ilustrado na Figura 5, mas tendo seu tempo de atuação teoricamente igual a zero.

De acordo com Eletrobras (2014) e Fontana, Furlanetto, Benedet (2019), de forma semelhante à função temporizada, a função instantânea é dimensionada tanto para proteger contra curtos-circuitos entre fases (ANSI 50) como para curtos-circuitos monofásicos (ANSI 50N).

Figura 5: Curva de Tempo Definido.



Fonte: MAMEDE filho; MAMEDE(2011, p.159).

2.2.1 Corrente de Partida

A parametrização da corrente de partida da função instantânea é dada em função de dois fatores: as correntes de curtos-circuitos trifásicos e bifásicos, assim como da corrente de magnetização de fase, para a função de sobrecorrente de fase (função ANSI 50), e das correntes de curto-circuito monofásica e de magnetização residual, para a função de sobrecorrente de neutro (função ANSI 50N).

Os curtos-circuitos, de forma geral, podem acontecer por diversos motivos, seja

por problemas mecânicos (ação do vento, neve, árvores), problemas elétricos (descargas atmosféricas diretas ou indiretas, surtos de chaveamento), problemas de natureza térmica (sobrecarga no sistema, desbalanceamento na rede), problemas de manutenção (substituição inadequada de peças e equipamentos, pessoal não treinado e qualificado, peças de reposição não adequadas) entre outros fatores. Devido à natureza física dos tipos de curto-circuito, o tipo trifásico geralmente possui as maiores intensidades de corrente, apesar de ser um fenômeno raro, enquanto que o monofásico é o mais comum. As percentagens médias da ocorrência dos curtos-circuitos trifásico, bifásico, bifásico-terra e monofásico-terra são apresentadas na Tabela 1 (KINDERMANN, 2010).

Tabela 1: Ocorrências de curtos-circuitos.

| Tipos de Curto-circuito | Ocorrências (%) |
|------------------------------|-----------------|
| Trifásico (3F) | 6 |
| Bifásico (2F) | 15 |
| Bifásico-Terra (2F-Terra) | 16 |
| Monofásico (1F-Terra) | 63 |

Fonte: adaptada de KINDERMANN (2010, p.154).

Levando em consideração que, para elaboração dos estudos de proteção, as correntes de curto-circuito mais utilizadas durante os procedimentos de parametrização são as devidas as faltas trifásicas (I_{3F}), as faltas monofásicas com maior intensidade de corrente (sem impedância de falta) (I_{1F}) e monofásicas com menor intensidade de corrente (com impedância de falta) ($I_{1F(m)}$), cujos dimensionamentos são (FONTANA; FURLANETTO; BENEDET, 2019):

$$I_{3F} = \left(\frac{I_{base}}{Z_1} \right) [A], \quad (2.6)$$

$$I_{1F} = \left(\frac{3 \cdot I_{base}}{2 \cdot Z_1 + Z_0} \right) [A], \quad (2.7)$$

$$I_{1F(m)} = \left(\frac{3 \cdot I_{base}}{2 \cdot Z_1 + Z_0 + 3 \cdot Z_F} \right) [A], \quad (2.8)$$

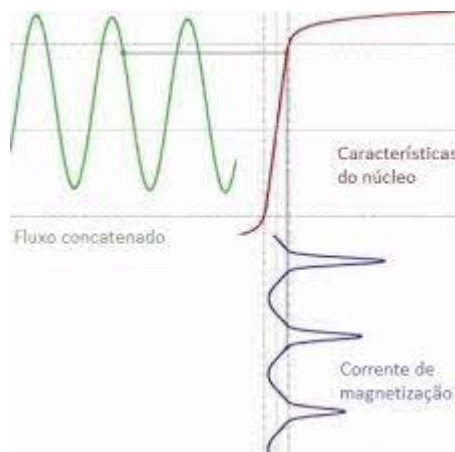
em que $I_{base} = S_{base}/(\sqrt{3} \cdot V_{base})$, sendo a potência de base (geralmente 100 MVA para média tensão) e a tensão de base (geralmente 13,8 kV para média tensão) multiplicada por raiz quadrada de 3 por ser um sistema trifásico, Z_1 é a impedância de sequência positiva, Z_0 a impedância de sequência zero do SEP em estudo e Z_F impedância de falta a terra. Geralmente, as concessionárias fornecem os valores das correntes de curto-circuito do seu sistema até o ponto de conexão do cliente, ponto este denominado de ponto de entrega, em que Z_0 , Z_1 e Z_F são fornecidos ao cliente através de um relatório denominado “Dados de curto-circuito”. A maioria da concessionárias adotam o valor padrão de 40Ω (21 pu) para Z_F (NEONERGIA, 2020; ENERGISA, 2019; CEMIG, 2017). O cliente precisa dimensionar e apresentar essas impedâncias através do estudo de proteção, normalmente correlacionando com as impedâncias da concessionária.

2.3 CORRENTE DE MAGNETIZAÇÃO

Um fenômeno transitório importante que pode ser observado logo após um transformador ser energizado é um pico de corrente, tipicamente da ordem de 10 vezes o valor da corrente nominal do transformador, denominado de corrente de magnetização, ou corrente *inrush*. Além da energização do transformador, alguns fenômenos podem contribuir para elevadas correntes *inrush*, como faltas externas, mudança no tipo de falta durante uma contingência, assim como no paralelismo de um transformador já energizado com outro (MANDERGAN, 2010).

Ele é ocasionado devido ao aumento de fluxo magnético no núcleo para a área de saturação. Esse fenômeno transitório é alvo de muitos estudos por apresentar alta relevância no dimensionamento de sistemas de proteção devido à semelhança deste pico de corrente com um curto-circuito a depender do tamanho do transformador e das propriedades magnéticas do material do seu núcleo (MANDERGAN, 2010). A relação entre fluxo, curva de histerese e corrente *inrush* é apresentada na Figura 6.

Figura 6: Relação entre Fluxo, Curva de Histerese e Corrente.



Fonte: BANDEIRA, SAMPAIO e PONTES (2018, p.6).

Seu tempo de duração, para fins de proteção de sobrecorrente, é da ordem de 100 ms (MANDERGAN, 2010).

Basicamente, a corrente de magnetização I_{mag} pode ser estimada utilizando (MANDERGAN, 2010):

$$I_{mag} = K \cdot I_n [A], \quad (2.9)$$

sendo I_n a corrente nominal do transformador e K uma constante que é dada em função da potência e do tipo de refrigeração (à óleo ou à seco) do equipamento. Esta constante pode ser definida como (MANDERGAN, 2010):

- Para transformadores a óleo < 1,0 MVA: $K = 8$;
- Para transformadores a óleo > 1,0 MVA: $K = 10$;
- Para transformadores a seco: $K = 14$.

Para unidades com mais de um transformador, a corrente de magnetização do conjunto pode ser obtida como a soma da maior corrente de magnetização de um determinado transformador com as correntes nominais dos demais. De uma forma geral, calcula-se a corrente de magnetização de um ou mais transformadores segundo (ENERGISA, 2019):

$$I_{mag(fase)} = (K \cdot I_n) (maior) + \sum_{i=1}^N (I_n(demais transformadores)) [A], \quad (2.10)$$

em que $I_{mag(fase)}$ é a corrente de magnetização de fase, N é o número de transformadores, e $(K \cdot I_n)$ consiste na maior corrente de magnetização do conjunto de transformadores. Nesse contexto, um transformador de 750 kVA a seco com $K = 14$, por exemplo, possui uma maior corrente de magnetização se comparado com um transformador de 1000 kVA a óleo com $K = 8$. Outro ponto a se observar é que o valor calculado se refere à corrente de magnetização de fase. Para se calcular a corrente de magnetização de neutro ($I_{mag(neutro)}$), utiliza-se um valor percentual sobre a corrente de fase. Segundo a Energisa (2019), por exemplo, a corrente de magnetização de neutro é cerca de 20% da corrente de fase, isto é:

$$I_{mag(neutro)} = 20\% \cdot I_{mag(fase)} [A]. \quad (2.11)$$

Caso o valor da corrente de *inrush* seja superdimensionada (visto que a corrente máxima que a fonte pode fornecer é a corrente de curto-circuito), pode-se calcular a corrente de magnetização real de fase ($I_{magReal(fase)}$), conforme descrito na Equação (2.12) (ENERGISA, 2019; MANDERGAN, 2010):

$$I_{magReal(fase)} = \frac{1}{\left(\left(\frac{1}{I_{mag(fase)}} \right) + \left(\frac{1}{I_{Curto-circuitoFases}} \right) \right)} [A], \quad (2.12)$$

em que $I_{mag(fase)}$ é a corrente de magnetização de fase e $I_{Curto-circuitoFases}$ a maior corrente de curto-circuito entre fases passível de ocorrer no SEP.

De forma análoga ao cálculo da corrente de magnetização real de fase, o valor da corrente de magnetização de neutro é utilizado em comparação com a maior corrente de curto-circuito monofásico mínimo passível de ocorrer no SEP, em que (ENERGISA, 2019; MANDERGAN, 2010):

$$I_{magReal(neutro)} = \frac{1}{\left(\left(\frac{1}{I_{mag(neutro)}} \right) + \left(\frac{1}{I_{Curto-circuitoMonofasicoMnimo}} \right) \right)} [A], \quad (2.13)$$

em que $I_{mag(neutro)}$ é a corrente de magnetização de neutro e $I_{Curto-circuitoMonofasicoMnimo}$ é a maior corrente de curto-circuito monofásico mínimo passível de ocorrer no SEP.

Para se garantir a coordenação entre as funções de proteção da concessionária e do cliente, análises entre as correntes de curto-circuito e as correntes de magnetização devem ser realizadas, conforme descrito pelas Equações (2.14) e (2.15), sendo escolhido o menor valor que possibilite a coordenação entre tais funções (FONTANA; FURLANETTO; BENEDET, 2019).

$$I_{mag(fase)} \leq I_{tap(50)} \leq I_{3F} [A], \quad (2.14)$$

$$I_{mag(neutro)} \leq I_{tap(50N)} \leq I_{1F(m)} [A], \quad (2.15)$$

sendo $I_{mag(fase)}$ e $I_{mag(neutro)}$ as correntes de magnetização de fase e de neutro, respectivamente, $I_{tap(50)}$ e $I_{tap(50N)}$ as correntes de partida das funções instantânea de fase e de neutro, I_{3F} a corrente de curto-circuito trifásico e $I_{1F(m)}$ a corrente de curto-circuito monofásico com intensidade mínima. Para validar a existência de coordenação entre dispositivos de proteção, um gráfico de tempo x corrente no formato log-log, denominado de coordenograma, é tipicamente utilizado, o qual contém informações das curvas dos sistemas de proteção do cliente e da concessionária. Geralmente, o coordenograma é composto pelas funções de sobrecorrente temporizada e instantânea de fase e de neutro (ENERGISA, 2019). O objetivo principal do coordenograma é, após as análises teóricas e matemáticas pertinentes, fornecer os ajustes e curvas das funções de sobrecorrente de fase e de neutro da concessionária e do cliente, demonstrando se há coordenação ou não entre ambas.

Para que o coordenograma seja elaborado, faz-se necessário o conhecimento de alguns dados do sistema elétrico da concessionária e do cliente. Para a concessionária, os dados típicos são (FONTANA; FURLANETTO; BENEDET, 2019):

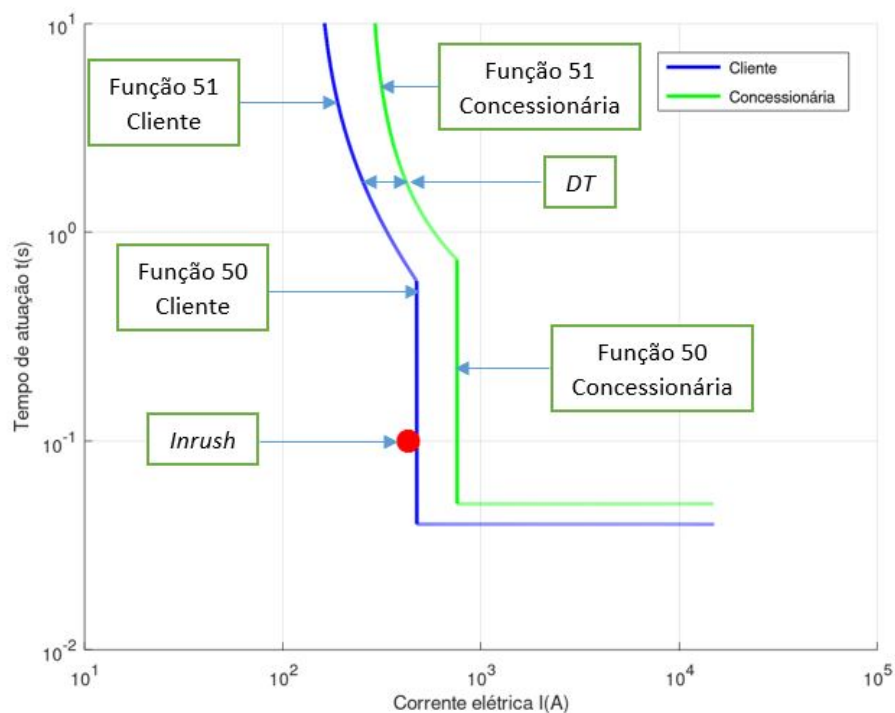
- Correntes de curto-circuito no ponto de entrega;
- Impedâncias no ponto de entrega;
- Tensão nominal;
- Parametrização e curvas da proteção das funções de proteção de sobrecorrente,

cujas informações podem variar de acordo com cada região do país, em função das diretrizes estabelecidas pelas concessionárias locais (ENERGISA, NEOENERGIA, ELEKTROBRAS, CEMIG, COELBA). Já para o cliente, os dados necessários são (FONTANA; FURLANETTO; BENEDET, 2019):

- Demanda contratada (kW);
- Dados de placa dos transformadores:
 - Potência (kVA);
 - Impedância percentual de curto-circuito ($Z_{\%}$);
 - Corrente de magnetização (*inrush*);
- Parametrização e curvas das funções de proteção de sobrecorrente.

Um exemplo de coordenograma é apresentado pela Figura 7, em que são mostrados os gráficos das parametrizações resultantes das funções 50 e 51 da concessionária e do cliente, onde é feita a comparação dos tempos de atuação das funções temporizadas para saber se existe diferença de tempo mínima exigidas pelas concessionárias (coordenação), sendo representada na Figura 7 pela variável DT . Para haver coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes da concessionária e do cliente, as curvas de proteção do cliente necessariamente precisam estar abaixo das curvas de proteção da concessionária, uma vez que a ocorrência de faltas nesse sistema devem ser eliminadas rapidamente para garantir a seletividade do sistema.

Figura 7: Coordenograma.



Fonte: O autor.

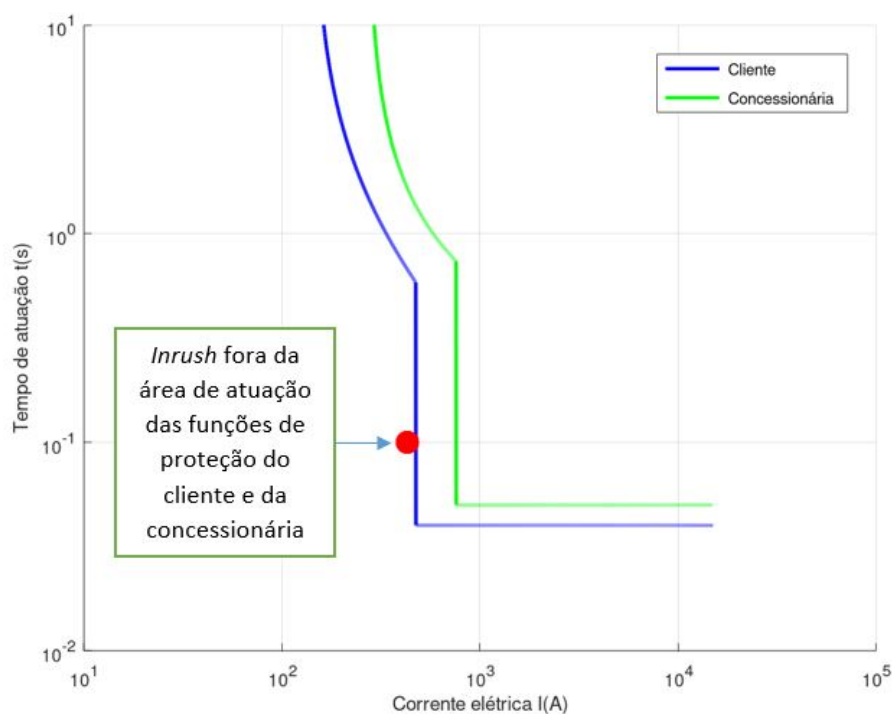
Segundo Fontana, Furlanetto, Benedet (2019), os principais itens que devem ser atendidos para garantir coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes da concessionária e do cliente são:

- Tipo de curva:
 - Especificar o tipo: NI, MI e EI;
- Corrente de partida:
 - Para a função temporizada de fase: a corrente de partida deve ser pelo menos 25% maior que a corrente nominal do SEP. Para função temporizada de neutro, a corrente de partida deve ser 10% do valor da corrente de partida temporizada de fase;
 - Para a função instantânea de fase (50) deve ser um valor entre a corrente de magnetização e a corrente trifásica. Já para a função instantânea de neutro (50N) deve ser um valor entre a corrente de magnetização e a corrente monofásica mínima;

- Deve ser menor que as correntes de curto-circuito, garantindo-se assim que todos os valores de curto-circuito serão monitorados pelas funções de proteção;
- *Dial Time*:
 - Garantir que toda curva fique com no mínimo $0,2\text{ s}$ abaixo da proteção da concessionária.

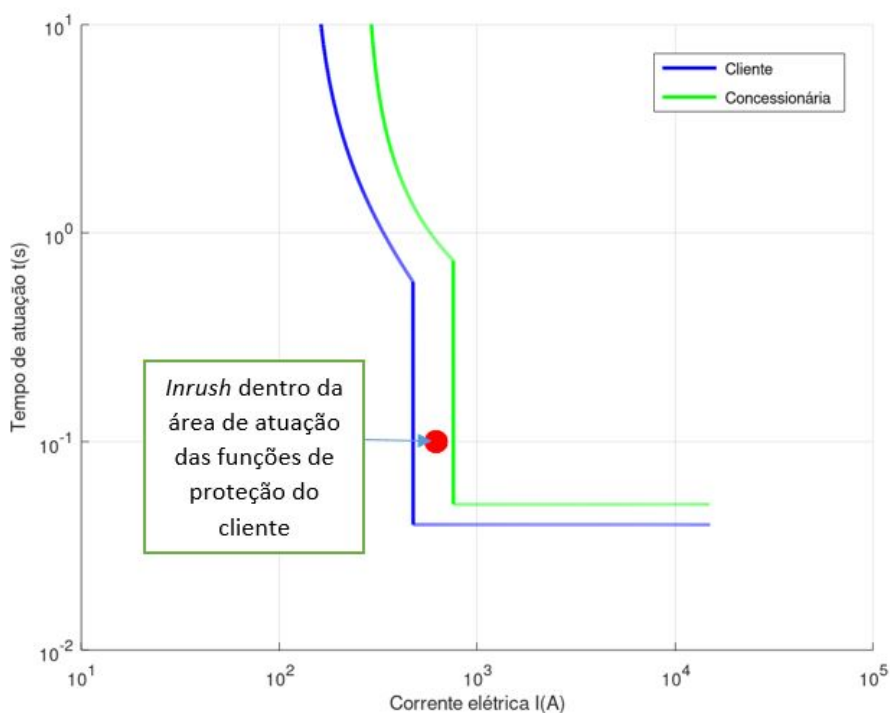
Ainda segundo Fontana, Furlanetto, Benedet (2019), um cuidado que deve ser tomado como o dimensionamento da corrente *inrush*. Caso esta corrente seja mal dimensionada, sinais de *trip* enviados aos dispositivos de seccionamento do SEP podem ser indevidamente emitidos, desligando-o de forma equivocada. Na Figura 8, um exemplo de situação em que a corrente de magnetização é dimensionada de forma correta é apresentado, isto é, a corrente de magnetização situa-se fora da área de atuação das funções de proteção. Já nas Figuras 9 e 10, a mesma situação é ilustrada, porém considerando que a corrente de magnetização é dimensionada erroneamente, ou seja, dentro da área de atuação das funções de proteção.

Figura 8: SEP com a corrente de magnetização dimensionada corretamente – fora da área de atuação do cliente e da concessionária.



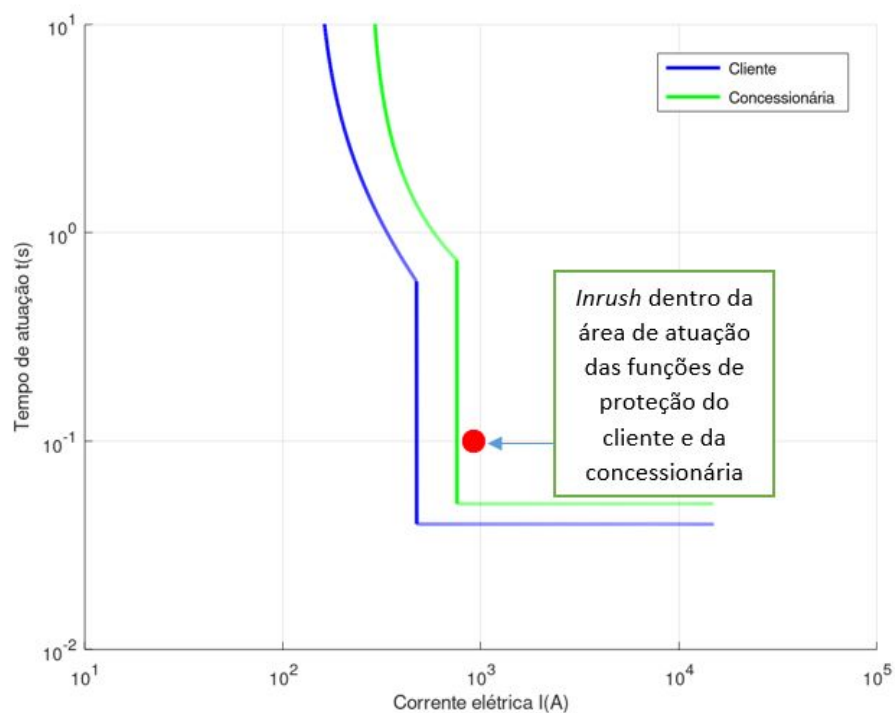
Fonte: O autor.

Figura 9: SEP com a corrente de magnetização dimensionada de forma equivocada – dentro da área de atuação do cliente e fora da área de atuação da concessionária.



Fonte: O autor.

Figura 10: SEP com a corrente de magnetização dimensionada de forma equivocada – dentro da área de atuação do cliente e da concessionária.



Fonte: O autor.

Das situações apresentadas nas Figuras 8 a 10, é possível dizer, portanto, que existe a possibilidade de que um mal dimensionamento da corrente de magnetização acarrete na descoordenação entre os dispositivos de proteção, afetando consequentemente a confiabilidade do SEP, podendo resultar, inclusive, na reprovação do estudo de proteção por parte da concessionária.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O aumento da demanda por energia elétrica tem crescido nos últimos anos em função dos avanços tecnológicos e do crescimento populacional ao redor do mundo. Neste cenário, as diretrizes que envolvem os sistemas elétricos como geração, transmissão e distribuição estão em constante transformação. Nesse sentido, medidas de segurança a exemplo do dimensionamento mais refinado dos parâmetros de proteção são necessários para manter a estabilidade do SEP.

Assim, para se ter um SEP devidamente protegido, alguns dispositivos, como relés, religadores e fusíveis, são tipicamente utilizados por possuírem algumas funções de proteção contra sobrecorrente, as quais são parametrizadas com o intuito de identificar e isolar distúrbios sem que os efeitos dessas anomalias se propaguem para outros pontos da rede.

Segundo Mamede Filho, Mamede (2011), as funções de proteção contra sobrecorrente atuam quando a corrente de curto-circuito medida supera os valores parametrizados, fazendo com que um sinal de comando (*trip*) aos dispositivos de seccionamento do SEP seja enviado, a depender do nível e da continuidade do curto-circuito, protegendo assim o sistema. A emissão desse sinal de *trip* para comandar a abertura dos dispositivos de seccionamento depende do tipo de proteção implementado, podendo ser enviado de forma instantânea (função ANSI 50) ou temporizada (função ANSI 51) (KINDERMANN, 2005).

O dimensionamento das funções de sobrecorrente geralmente ocorre para empreendimentos que necessitam de uma subestação para alimentação dos clientes (cargas). Desta forma, segundo a NBR 14039 (2003), conforme disposto na seção 5.3, deve-se dispor de funções de proteção contra sobrecorrente como proteções mínimas indicadas para subestações acima de 300 kVA. Os ajustes dessas funções devem ter uma relação com os parâmetros das funções de proteção contra sobrecorrentes da concessionária local. Essa relação deve ser fundamentada na seletividade cronométrica entre as funções de proteção contra sobrecorrente da concessionária e do cliente, ou seja, na diferença da temporização intencional entre estas funções (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Sendo assim, para se manter um SEP devidamente protegido, a correta para-

metrização dessas funções de proteção é um fator de grande valia. Tendo isso em vista, ressalta-se que seu dimensionamento é realizado em um estudo chamado de estudo de proteção, em que um dos parâmetros mais importantes a ser observado entre as funções de proteção contra sobrecorrentes da concessionária e do cliente é denominada de coordenação (CEMIG, 2017).

Basicamente, segundo Frazão (2019), a coordenação do sistema de proteção consiste na capacidade de temporizar a operação dos dispositivos de proteção de modo a operarem de forma lógica e organizada, com vistas a evitar a atuação de todos os elementos conectados no sistema, fato este que poderia resultar numa desenergização desnecessária de todo o SEP. Seu objetivo consiste em incorporar atrasos na operação dos dispositivos de proteção, de modo a garantir a seletividade do sistema. A falta de coordenação entre as funções de proteção do cliente e da concessionária implicam necessariamente na reprovação do projeto de proteção pelas concessionárias (CEMIG, 2017).

Portanto, a validação da existência de coordenação entre dispositivos de proteção configura-se como uma etapa fundamental nos projetos elétricos e, com esta finalidade, um gráfico denominado coordenograma é tipicamente confeccionado nos estudos de proteção, o qual contém informações das curvas dos sistemas de proteção do cliente e da concessionária. Um tempo mínimo a ser respeitado entre as curvas de proteção da concessionária e a do cliente é usualmente reportado em normas das empresas de distribuição de energia elétrica (CEMIG, 2017; ENERGISA, 2019; NEOENERGIA, 2020). Porém, valores típicos encontram-se no intervalo 0,2 a 0,4 s (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Apesar da maioria dos estudos de proteção voltados para aplicações em sistemas de distribuição de energia utilizarem, ou até proporem mecanismos para a construção coordenogramas, nem sempre é possível identificar se existe ou não coordenação. Em Tirzo (2013), por exemplo, apesar da construção do coordenograma ser realizada, não é intuitivo saber se existe ou não coordenação entre as funções de proteção da concessionária e do cliente, pois não é demonstrado de forma clara a diferença de atuação dos tempos de atuação das referidas funções. Essa diferença de tempo é uma das variáveis mais importantes para determinar se as funções de proteção da concessionária e do cliente estão devidamente coordenadas entre si, ou seja, se o SEP vai

ser protegido sem sofrer intercepções desnecessárias por parte da concessionária.

Apesar do tempo de atuação ser um dos parâmetros mais importantes para determinar a existência de coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes, outros parâmetros também podem influenciar no desempenho de tais funções, a exemplo da corrente de magnetização dos transformadores (ENERGISA, 2019; FONTANA; FURLANETTO; BENEDET, 2019).

Segundo Mandergan (2010), a corrente de magnetização do transformador, também conhecida como corrente *inrush*, é um fenômeno que ocorre tipicamente na energização do equipamento, em faltas externas, mudança no tipo de falta durante uma contingência, assim como no paralelismo de um transformador já energizado com outro. Este valor pode chegar a mais de dez vezes a corrente nominal nos primeiros ciclos de onda, por isso é importante levá-lo em consideração durante os estudos, de modo a evitar que ocorra uma atuação indevida do sistema de proteção. Seu tempo de duração, para fins de proteção de sobrecorrente, é tipicamente da ordem de 100 ms. Deste modo, para o seu correto dimensionamento, análises entre o valor da referida corrente de magnetização e a corrente de curto-circuito máxima passível de ocorrer no SEP em estudo devem ser realizadas.

Em Negrão (2015) é apresentada uma metodologia que propõem solucionar a coordenação de relés direcionais de sobrecorrente em sistemas de transmissão em malha. Apesar da apresentação e elaboração do coordenograma no trabalho, não fica explicitado a metodologia utilizada para construção do coordenograma.

Já em Barbosa (2018) e Tirzo (2013), seus cálculos são apresentados a partir do conhecimento dos parâmetros do circuito elétrico do dispositivo e da carga conectada em seus terminais. Todavia, apesar dos cálculos propostos protegerem os circuitos avaliados, algumas variáveis deixaram de ser citadas, a exemplo da corrente de magnetização real e os ajustes do *dial* de tempo das curvas de proteção, parâmetros esses que podem resultar em problemas na coordenação entre concessionária e cliente.

Em Schmidt (2020), é apresentado um estudo a respeito da proteção de SEP e o desenvolvimento de um programa capaz de realizar automaticamente os cálculos para definição dos parâmetros da proteção geral dos sistemas em estudo. Apesar de ser mencionado como são realizados os cálculos da corrente de magnetização, não é mencionado como esse parâmetro pode influenciar na coordenação do sistema de

proteção do SEP.

Em Cao et al. (2019) e Kasztenny (2005) é realizado um estudo sobre a corrente de magnetização de transformador em que análises matemáticas são realizadas com intuito de aprimorar os dispositivos de proteção contra sobrecorrentes usando as características de forma de onda da corrente *inrush*. Apesar de apresentar os cálculos e os gráficos da corrente de magnetização, não é levado em consideração a comparação dos valores calculados com outros valores de transitórios, podendo acarretar em um sobredimensionamento dos ajustes dos dispositivos de proteção.

De modo geral, em Negrão (2015), Barbosa (2018), Tirzo (2013) e Schmidt (2020) é proposta uma metodologia para a análise da coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção. Apesar de apresentar os cálculos dos valores da corrente de magnetização, foi-se utilizado a versão mais simplista, que não se leva em consideração a comparação do valor calculado com o valor do curto-circuito da concessionária, podendo acarretar em um sobredimensionamento dos ajustes da função de sobrecorrente instantânea.

Em um cenário de superdimensionamento, a corrente de magnetização real emerge como uma figura que reúne características e competências que, a princípio, parecem mais adequadas aos sistemas que possuem sua corrente de magnetização acima da corrente de curto-circuito máxima. Sendo assim, Energisa (2019) correlaciona a corrente de magnetização com a corrente de curto-circuito máxima do SEP, de modo a evitar um superdimensionamento desse parâmetro e conseqüentemente, descoordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes.

Portanto, percebe-se que, apesar da maioria dos trabalhos reportarem avaliações acerca de parâmetros que possam afetar a coordenação e seletividade de funções de proteção contra sobrecorrentes, os impactos do dimensionamento da corrente de magnetização de transformadores normalmente não são levados em consideração nos processos de coordenação. Dessa forma, estudos que contemplem o impacto da referida corrente na proteção de redes de distribuição se fazem necessários, a exemplos dos estudos desenvolvidos neste trabalho, uma vez que o correto dimensionamento de tal grandeza pode proporcionar uma maior confiabilidade da coordenação entre as funções de proteção, evitando assim possíveis reprovações dos estudos conduzidos na concessionária local.

Um resumo da revisão bibliográfica realizada é apresentada na Tabela 2, cujas diferenças com o trabalho proposto são explicitadas.

Tabela 2: Resumo da revisão bibliográfica e comparações com o trabalho proposto.

| | Proteção 50/51 | Corrente <i>Inrush</i> | Coordenação em Função do Tempo | Coordenação em Função da Corrente <i>Inrush</i> |
|--------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|---|--|
| Barbosa (2018) | x | x | x | |
| Cao et al. (2019) | | x | | |
| Energisa (2019) | x | x | x | x |
| Mamede Filho, Mamede (2011) | x | x | x | |
| Frazão (2019) | x | x | x | |
| Kasztenny (2005) | | x | | |
| Mandergan (2010) | x | x | x | |
| Negrão (2015) | x | x | x | |
| Schmidt (2020) | x | | | |
| Tirzo (2013) | x | x | x | |
| Trabalho Proposto | x | x | x | x |

Fonte: O autor.

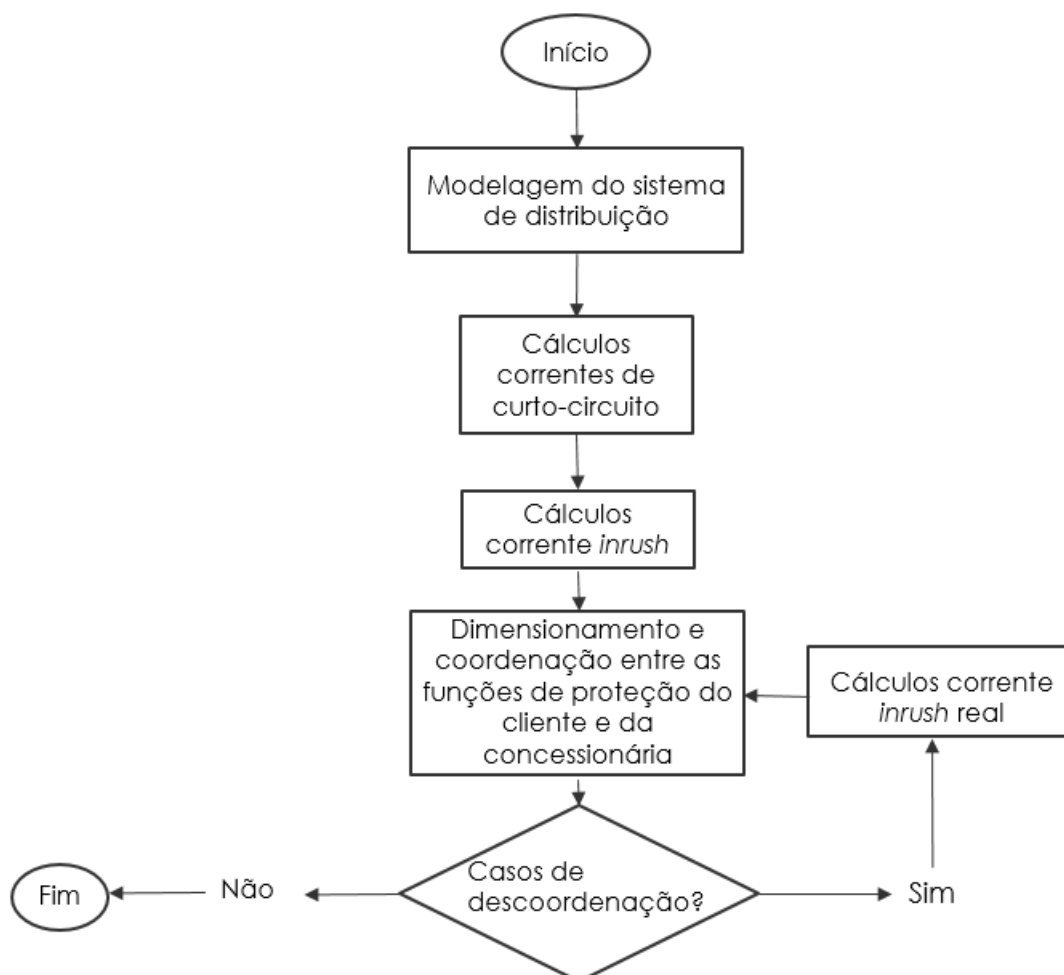
4 METODOLOGIA DAS AVALIAÇÕES

A metodologia adotada neste trabalho consiste de testes e simulações realizadas nos *softwares* OCTAVE e ANAFAS. O *software* ANAFAS será utilizado para modelar os sistemas elétricos analisados e simular os diferentes cenários de faltas. Já o OCTAVE será usado para implementar e avaliar coordenogramas, bem como o impacto da corrente de magnetização em funções de proteção contra sobrecorrentes. Basicamente, o trabalho será composto por duas etapas, que são:

- **Primeira etapa (Estudo de Caso Considerando um Sistema Teste):** Um SEP com parâmetros fictícios baseando-se no exemplo de estudo de proteção apresentado na norma DIS-NOR-036 da Neoenergia foi implementado. Os parâmetros das funções de proteção contra sobrecorrentes, como correntes de curto-circuito e *inrush*, serão parametrizadas manualmente para compreensão do processo passo-a-passo. O OCTAVE será usado para confeccionar o coordenograma, ou seja, correlacionar no mesmo gráfico as curvas de proteção da concessionária e do consumidor. Uma vez implementados, as correntes de magnetização serão simuladas de modo a verificar o desempenho de cada função de proteção, principalmente, no que concerne aos impactos da corrente de magnetização no dimensionamento das funções de proteção contra sobrecorrentes;
- **Segunda etapa (Estudo de Caso Real):** Far-se-á uma análise nos impactos da corrente de magnetização no dimensionamento das funções de proteção contra sobrecorrentes, baseando-se em um estudo de proteção real realizado para uma indústria de geração fotovoltaica localizada em Petrolina-PE. As simulações dos curtos-circuitos serão realizadas no *software* ANAFAS, para subsidiar os estudos de proteção, cujo coordenograma será confeccionado no *software* OCTAVE.

A metodologia das análises segue algumas etapas que podem ser vistas na Figura 10, onde um fluxograma é apresentado, demonstrando a sequência seguida para a construção de um estudo de proteção em função da corrente de magnetização. Inicialmente um sistema teste é modelado, em seguida, são efetuados os cálculos de curto-circuito com o intuito de realizar o dimensionamento das funções de proteção contra sobrecorrentes do cliente e da corrente *inrush*.

Figura 11: Fluxograma da metodologia proposta.



Fonte: O autor.

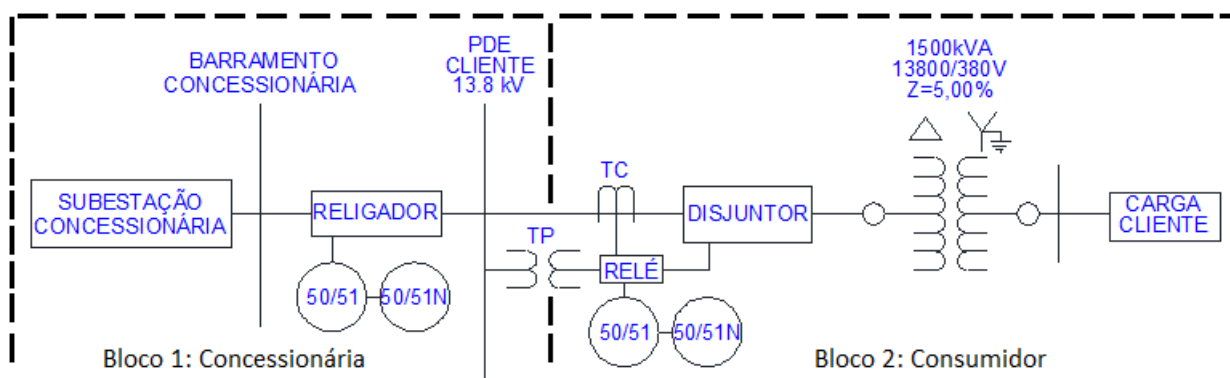
Caso exista descoordenação devido à corrente *inrush*, novos ajustes na corrente *inrush* e nas funções de proteção contra sobrecorrentes do consumidor são efetuados. Caso a coordenação exista, o estudo de proteção é submetido à concessionária. A análise da existência de coordenação entre as funções de proteção do consumidor e da concessionária dá-se através do coordenograma, o qual foi implementado no *software* OCTAVE.

5 ESTUDOS DE CASO

5.1 ESTUDO DE CASO CONSIDERANDO UM SISTEMA TESTE

Para um melhor entendimento do sistema, a primeira etapa de avaliação do trabalho dá-se através de um estudo de caso considerando um sistema teste baseado no exemplo de estudo de proteção no Anexo II da DIS-NOR-036, norma de 2020 da NEOENERGIA, cujos dados necessários para elaboração de um estudo de proteção em função da corrente de magnetização será apresentado. A representação, via diagrama unifilar, do sistema avaliado está apresentada na Figura 12. Este sistema foi escolhido devido aos dados estarem disponíveis na referida norma, e pelas características do dimensionamento da corrente *inrush* facilitaram as simulações.

Figura 12: Representação do SEP estudado.



Fonte: O autor.

Conforme ilustrado na Figura 12, o sistema é composto por dois blocos, em que o primeiro representa os circuitos equivalentes da concessionária e o segundo o do consumidor. Para a realização do estudo de proteção é importante relacionar dados de impedâncias da concessionária e do consumidor para cada trecho do SEP, os quais são necessários para os cálculos de curto-circuito. Os valores das impedâncias são extraídos das características dos equipamentos do cliente e da concessionária, de modo que a partir da simulação do sistema teste é possível obter esses dados em valores por unidade (pu).

Os dimensionamentos das funções de proteção contra sobrecorrentes foram realizados de forma a respeitar normas das distribuidoras de energia elétrica, de modo

que o sistema opere com segurança e confiabilidade. Fundamentalmente, necessário verificar se existe coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes da concessionária e do consumidor, para que a operação deste sistema de distribuição exerça sua função sem comprometer os consumidores a ele conectados e a proteção da concessionária em si.

Para um projeto de proteção são necessários conhecer as principais características técnicas do transformador do consumidor, como potência, tensão, tipo de refrigeração e impedância percentual, os valores das correntes de curto-circuito do consumidor, os ajustes de proteção por parte da concessionária, dimensionamento da corrente de magnetização, o dimensionamento das funções de proteção do consumidor e a construção do coordenograma correlacionando os parâmetros das funções de proteção contra sobrecorrentes do consumidor e da concessionária.

5.1.1 Dados Básicos de Instalação e Fornecimento

Para o estudo de caso considerando o sistema teste ilustrado na Figura 12, considerou-se um transformador com refrigeração à óleo. Para se calcular a corrente de magnetização do transformador é preciso dimensionar a sua corrente nominal. Essa corrente é calculada por meio das Equações (5.1) e (5.2) em que, os dados do transformador e os valores das impedâncias de sequência positiva e zero que estão reportados na mesma norma e estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Características técnicas do transformador.

| | Variáveis | Valores |
|----------------|-------------------------|----------------|
| | $Z_{\%}$ | 5% |
| Cliente | Tensão Primária | 13,8 kV |
| | Potência | 1500 kVA |
| | Refrigeração | Óleo |
| Concessionária | $Z_{1(concessionaria)}$ | 3,3 pu |

Fonte: O autor.

$$I_{nominal} = \left(\frac{PotenciaTransformador[kVA]}{TensoTransformador[kV] \cdot \sqrt{3}} \right), \quad (5.1)$$

$$I_{nominal} = \left(\frac{1500[kVA]}{13,8[kV] \cdot \sqrt{3}} \right) = 62,76 A. \quad (5.2)$$

A corrente de magnetização é dimensionada após os cálculos da corrente nominal, conforme descrito na seção 2.3. O seu cálculo é realizado segundo as Equações (2.9) e (2.11), isto é:

$$I_{mag} = 10 \cdot 62,76 = 627,76 A, \quad (5.3)$$

$$I_{mag(neutro)} = 20\% \cdot 627,76 = 125,55 A. \quad (5.4)$$

Após os cálculos das correntes nominais do transformador e da corrente de *in-rush*, parte-se para o ajuste das funções de proteção contra sobrecorrentes, conforme apresentado na seção 2.1. Assim, das Equações (2.1) e (2.2), tem-se que:

$$I_{tap(51)} = 1,25 \cdot 62,76 \approx 80,00 A, \quad (5.5)$$

$$I_{tap(51N)} = 10\% \cdot 80,00 \approx 8 A. \quad (5.6)$$

Vale salientar que a maioria das concessionárias, inclusive a utilizada nesse estudo de caso, adota como os valores de base os valores de 100 MVA para a potência, 13,8 kV para a média tensão, 4183,70 A como corrente na média tensão e Z_F como 40 ohms (NEOENERGIA, 2020).

Para se calcular os valores das correntes de curto-circuito serão necessários calcular as impedâncias Z_1 e Z_0 . Considerando que as configurações das ligações do transformador, as impedâncias Z_1 e Z_0 foram calculadas usando:

$$Z_{1(consumidor)} = Z_{1(concessionaria)} + Z_{1(transformador)} [pu], \quad (5.7)$$

$$Z_{0(consumidor)} = Z_{0(transformador)} [pu], \quad (5.8)$$

em que $Z_{1(consumidor)}$ é a impedância positiva do consumidor, $Z_{1(concessionaria)}$ é a impedância positiva da concessionária, 3,3 pu, e $Z_{1(transformador)}$ é a impedância positiva

percentual do transformador, 5%, conforme apresentado na Tabela 3.

Como a impedância do transformador está em percentual será necessário manipular a variável e transformá-la em pu. Esse procedimento é realizado segundo:

$$Z_{0e1(\text{transformador})} = Z\% \cdot \left(\frac{S_{\text{base(nova)}}}{S_{\text{base(antiga)}}} \right) \cdot \left(\frac{V_{\text{base(antiga)}}}{V_{\text{base(nova)}}} \right)^2 [pu], \quad (5.9)$$

em que $S_{\text{base(nova)}}$ é a potência de base da concessionária, ou seja, 100 MVA, $S_{\text{base(antiga)}}$ é a potência transformador, ou seja, 1500 kVA, $V_{\text{base(nova)}}$ é a tensão de base da concessionária, 13,8 kV, e $V_{\text{base(antiga)}}$ é a tensão utilizada do transformador pelo sistema do consumidor, nesse caso, 13,8 kV.

Correlacionando as variáveis, as impedâncias do transformador $Z_{1(\text{transformador})}$ e $Z_{0(\text{transformador})}$ são iguais a:

$$Z_{0e1(\text{transformador})} = 5\% \cdot \left(\frac{100[MVA]}{1500[kVA]} \right) \cdot \left(\frac{13,8[kV]}{13,8[kV]} \right)^2 [pu], \quad (5.10)$$

$$Z_{0e1(\text{transformador})} = 3,33 pu. \quad (5.11)$$

Sabendo-se que $Z_{1(\text{concessionaria})}$ é 3,3 pu e $Z_{1(\text{transformador})}$ é igual a 3,33 pu, então a $Z_{1(\text{consumidor})}$ é igual a:

$$Z_{1(\text{consumidor})} = 3,3 + 3,33 = 6,63 pu, \quad (5.12)$$

como $Z_{0(\text{consumidor})}$ é igual a $Z_{0(\text{transformador})}$, então $Z_{0(\text{consumidor})}$ é igual a:

$$Z_{0(\text{consumidor})} = 3,33 pu. \quad (5.13)$$

Dado que as impedâncias de sequência zero e positivas do consumidor foram calculadas, os valores das correntes dos curtos-circuitos trifásicos, monofásicos e monofásicos com intensidade mínima são, respectivamente:

$$I_{3F} = \left(\frac{4183,70}{6,63} \right) = 631,03 A, \quad (5.14)$$

$$I_{1F} = \left(\frac{3 \cdot 4183,7}{2 \cdot 6,63 + 3,33} \right) = 756,55 A, \quad (5.15)$$

$$I_{1F(m)} = \left(\frac{3 \cdot 4183,7}{2 \cdot 6,63 + 3,33 + 3 \cdot 21} \right) = 157,70 \text{ A.} \quad (5.16)$$

Conforme apresentado na seção 2.3, para se garantir a coordenação entre as funções de proteção da concessionária e do consumidor, análises entre as correntes de curto-circuito e as correntes de magnetização devem ser realizadas, conforme as Equações (2.14) e (2.15):

$$1,10 \cdot 627,76 \text{ A} \leq I_{tap(50)} \leq 631,03 \text{ A}, \quad (5.17)$$

$$1,10 \cdot 125,55 \text{ A} \leq I_{tap(50N)} \leq 157,70 \text{ A}, \quad (5.18)$$

Assim, foram escolhidos os valores de 630 A para $I_{tap(50)}$ e de 140 A para $I_{tap(50N)}$. Calculados os valores de *tap* das funções de proteção contra sobrecorrentes do consumidor, os valores do *dial time* e do tipo de curva do consumidor são dimensionados conforme apresentado na seção 2.1.2 observando as características da proteção da concessionária, que estão dispostas na Tabela 4.

Tabela 4: Ajustes de fase e neutro das funções de proteção da concessionária.

| | Ajustes de Fase | Ajustes de Neutro |
|------------------|------------------------|--------------------------|
| $I_{tap(50)}$ | 3600 A | 1200 A |
| $I_{tap(51)}$ | 600 A | 90 A |
| Curva | NI | NI |
| <i>Dial Time</i> | 0,10 | 0,20 |

Fonte: adaptada de NEOENERGIA (2020, p.69).

Para o dimensionamento do *dial time* deve-se ser levado em consideração o tipo de curva, a corrente de curto-circuito máxima em contato no sistema de proteção, a corrente de *tap* das funções de proteção temporizadas e o tempo de operação da concessionária e do cliente.

Conforme abordado na seção 2.1.2, o tipo de curva deve ser o mais rápido possível, porém deve ser observado o tipo de curva das outras funções de proteção. Como a curva da concessionária é NI, então a curva do consumidor também será NI para evitar descoordenação entre as curvas da concessionária e do cliente.

Dado que o tipo de curva dimensionado para o consumidor foi o NI e o sistema deve possuir diferença mínima de 0,2 s entre o tempo de operação da concessionária e do cliente para haver coordenação segundo Cemig (2017) e, adotando-se uma corrente de curto-circuito máxima de 1000 A para as funções de proteção contra sobrecorrentes de fase e 300 A para para as funções de proteção de neutro, primeiro deve-se calcular o tempo de operação da função de proteção da concessionária, segundo a Equação (2.4) e depois subtrair de 0,2 s para encontrar o tempo de operação de fase e de neutro das funções de proteção contra sobrecorrentes do consumidor.

$$T_{op(F)} = \left(\frac{0,14}{\left(\frac{1000}{600} \right)^{0,02} - 1} \right) \cdot 0,10 = 1,36 \text{ s}, \quad (5.19)$$

$$T_{op(N)} = \left(\frac{0,14}{\left(\frac{300}{90} \right)^{0,02} - 1} \right) \cdot 0,20 = 1,15 \text{ s}. \quad (5.20)$$

Para a função de proteção contra sobrecorrentes temporizada de fase, o tempo de operação do consumidor é:

$$T_{op(F)} = 1,36 - 0,2 = 1,16 \text{ s}. \quad (5.21)$$

Para a função de proteção contra sobrecorrentes temporizado de neutro o tempo de operação do consumidor é:

$$T_{op(N)} = 1,15 - 0,2 = 0,95 \text{ s}. \quad (5.22)$$

Tendo encontrado o tempo de operação do consumidor, o *dial time* da função de proteção contra sobrecorrentes temporizada de fase é dado por:

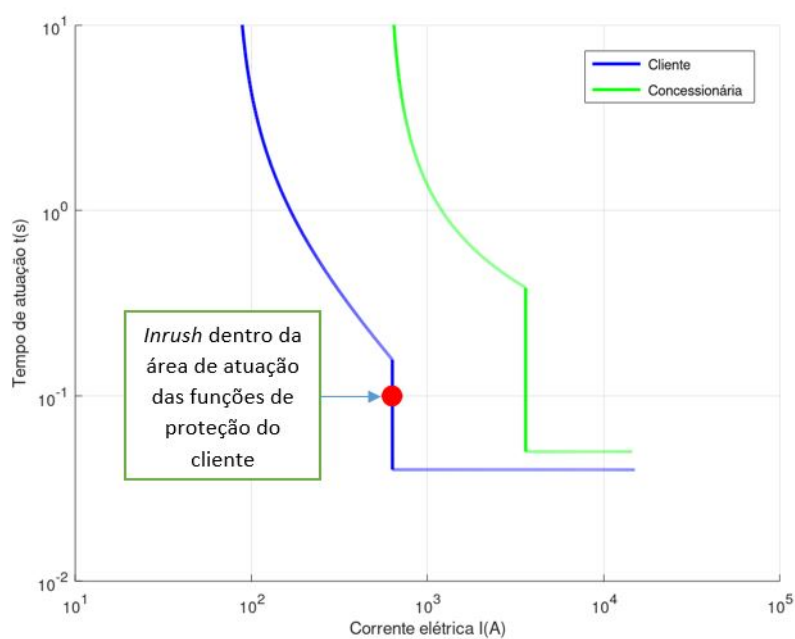
$$T_{ms(\text{consumidor})} = \left(\frac{0,14}{\left(\frac{1000}{600} \right)^{0,02} - 1} \right)^{-1} \cdot 1,16 \leq 0,08 \text{ s}. \quad (5.23)$$

Já o *dial time* da função de proteção contra sobrecorrentes temporizada de neutro é dado por:

$$T_{ms(\text{consumidor})} = \left(\frac{0,14}{\left(\frac{300}{90}\right)^{0,02} - 1} \right)^{-1} \cdot 0,95 \leq 0,16 \text{ s.} \quad (5.24)$$

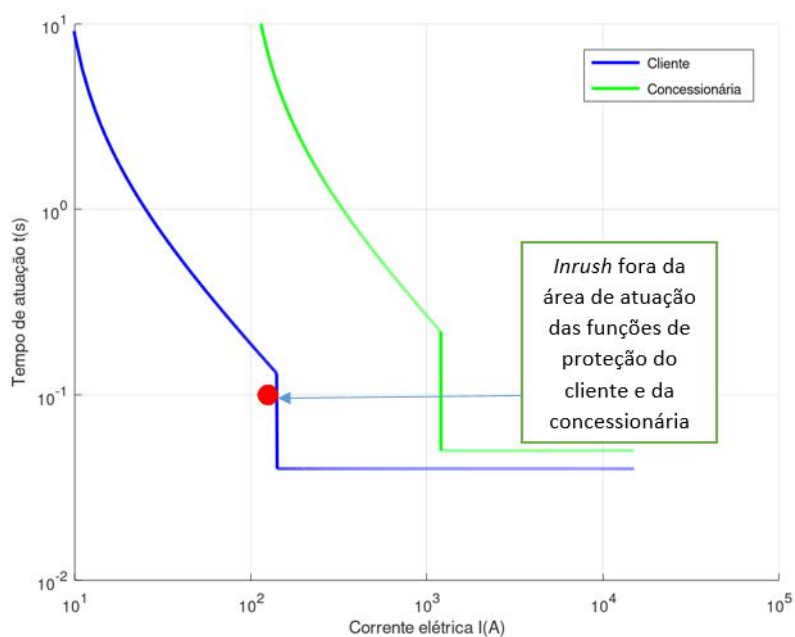
Dado que todas as variáveis foram devidamente parametrizadas, o coordenograma correlato é construído no *software* OCTAVE para poder correlacionar os parâmetros da concessionária e do consumidor, com vistas a analisar se existe ou não coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes. Os coordenogramas de fase e de neutro são apresentados nas Figuras 13 e 14, respectivamente.

Figura 13: Coordenograma de fase dimensionado com corrente de magnetização nominal.



Fonte: O autor.

Figura 14: Coordenograma de neutro dimensionado com corrente de magnetização nominal.

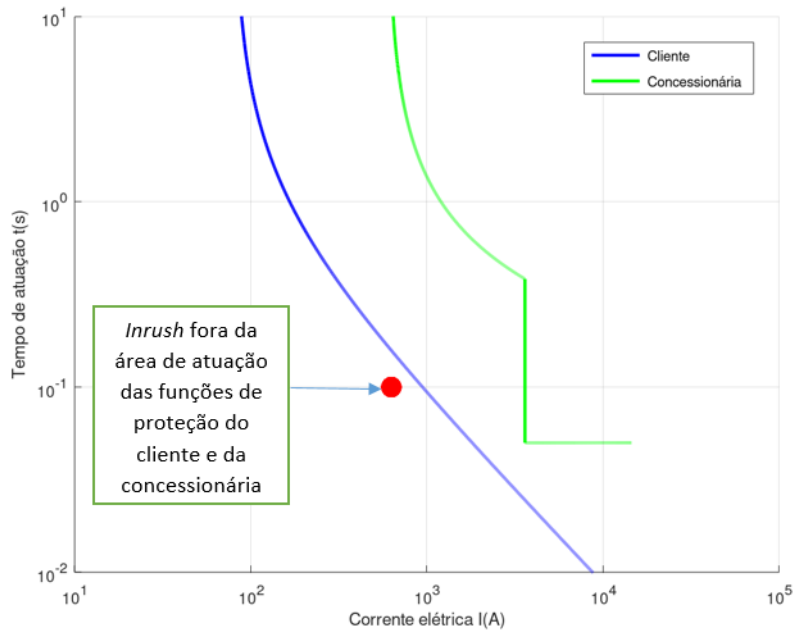


Fonte: O autor.

Conforme abordado na seção 2.3 as funções de proteção contra sobrecorrentes de fase estão descoordenadas, pois a corrente de magnetização nominal está dentro da área de atuação de proteção das funções de proteção contra sobrecorrentes do consumidor. Para corrigir esse problema, duas vertentes podem ser seguidas, que são: o bloqueio da função contra sobrecorrentes instantânea de fase do consumidor, evitando assim que a corrente *inrush* fique dentro da sua área de proteção, ou calcular a corrente de magnetização real, redimensionando conseqüentemente as funções de proteção contra sobrecorrentes instantâneas do consumidor.

Seguindo a primeira linha de raciocínio, as curvas das funções de neutro da concessionária já estão coordenadas conforme foi apresentado na Figura 15.

Figura 15: Coordenograma de fase dimensionado com corrente de magnetização nominal.



Fonte: O autor.

Apesar do sistema ficar coordenado com a concessionária, foi-se necessário bloquear a função contra sobrecorrentes instantânea do consumidor, o que não garante um maior grau de proteção do sistema.

Seguindo a segunda vertente, fez-se necessário dimensionar as correntes de magnetização real, seguindo as Equações (2.12) e (2.13).

$$I_{magReal(fase)} = \frac{1}{\left(\left(\frac{1}{627,76}\right) + \left(\frac{1}{2990}\right)\right)} = 518,83 \text{ A}, \quad (5.25)$$

$$I_{magReal(neutro)} = \frac{1}{\left(\left(\frac{1}{125,55}\right) + \left(\frac{1}{193}\right)\right)} = 76,06 \text{ A} \quad (5.26)$$

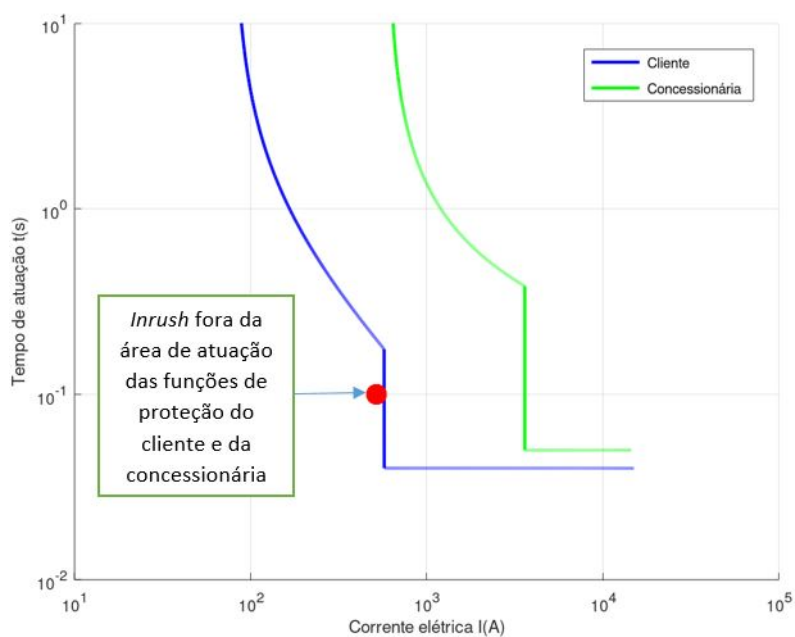
As funções de proteção contra sobrecorrentes instantâneas após os ajustes da corrente de magnetização ficam:

$$1,10 \cdot 518,83 \text{ A} \leq I_{tap(50)} \leq 631,03 \text{ A}, \quad (5.27)$$

$$1,10 \cdot 76,06 \text{ A} \leq I_{tap(50N)} \leq 91,05 \text{ A}, \quad (5.28)$$

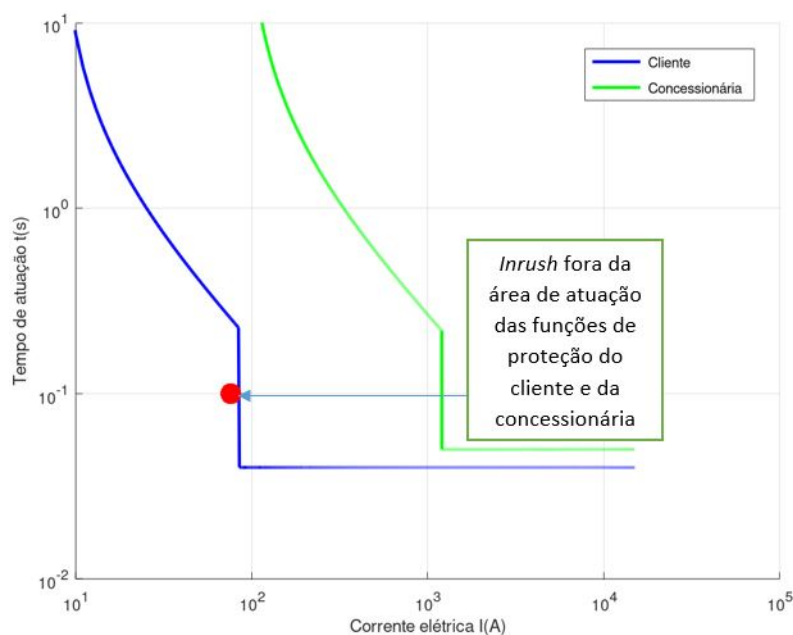
em que foram escolhidos os valores 572 A e 84 A para $I_{tap(50)}$ e $I_{tap(50N)}$, respectivamente. Tendo parametrizado as funções de proteção contra sobrecorrentes os coordenogramas são contruídos para verificar se agora existe coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes da concessionária e do consumidor, os quais são ilustrados nas Figuras 16 e 17.

Figura 16: Coordenograma de fase com SEP coordenado em função da corrente de magnetização real.



Fonte: O autor.

Figura 17: Coordenograma de neutro com SEP coordenado em função da corrente de magnetização real.



Fonte: O autor.

Das Figuras 16 e 17, como existe a diferença mínima de 0,2 s entre as funções de proteção contra sobrecorrentes e a corrente de magnetização está a esquerda das curvas das funções de proteção, pode-se afirmar que as funções de proteção contra sobrecorrentes da concessionária e do cliente estão coordenadas, além das curvas de proteção de neutro do consumidor ganhar maior distância das curvas de proteção contra sobrecorrentes de neutro da concessionária. Neste cenário, não houve necessidade de bloquear a função instantânea do cliente, possuindo todas as funções de proteção mínimas para proteção do SEP.

Tendo em vista todos os principais dimensionamentos citados, estudos de caso considerando sistemas com parâmetros reais foram realizados, mais especificamente em uma Usina Fotovoltaica localizada em na região de Petrolina - PE.

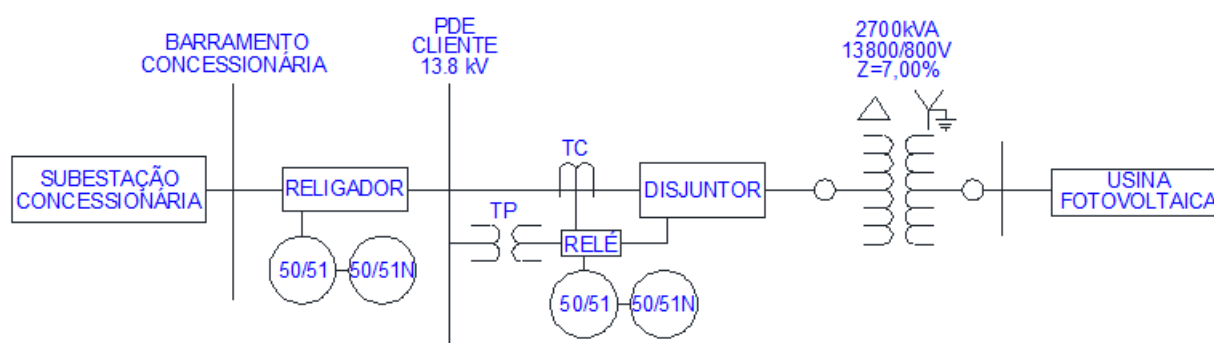
5.2 ESTUDO DE CASO CONSIDERANDO UM SISTEMA REAL

Nesta seção, dois estudos de caso são apresentados, que são: os impactos do dimensionamento nominal e real da corrente de magnetização na coordenação entre funções de proteção contra sobrecorrentes, em que no primeiro é mostrado os impactos do mau dimensionamento da corrente de magnetização, e no segundo os impactos

do correto dimensionamento da corrente de magnetização. Para tanto, considerou-se um SEP modelado a parâmetros reais localizado em Petrolina – PE, que possui potência de 2,7 MVA, tensão de 13,8 kV/800 V, ligação Delta-Estrela aterrado, em que na baixa tensão está acoplado um sistema de geração solar com 3402 kWp-2500 kW.

O sistema de distribuição considerado encontra-se disponível nos acervos de uma renomada empresa de projetos elétricos de subestações localizada em Recife-PE. Sua representação via diagrama unifilar está apresentada na Figura 18.

Figura 18: Representação do SEP estudado.



Fonte: O autor.

Para obtenção das correntes de curto-circuito nos diferentes pontos da rede elétrica, o SEP apresentado na Figura 18 foi implementado no *software* ANAFAS. Como os valores das impedâncias são extraídos das características dos equipamentos do cliente e da concessionária, assim a partir da simulação do sistema avaliado é possível obter os dados das correntes de falta em valores por unidade (pu).

Para realizar tais estudos de caso, faz-se necessário apresentar os parâmetros nominais do transformador e os valores das correntes de curto-circuito do SEP, as quais são dispostas nas Tabelas 5 a 8.

Tabela 5: Características técnicas do transformador.

| Variáveis | Valores |
|-----------------|----------|
| $Z\%$ | 7 % |
| Tensão Primária | 13,8 KV |
| Potência | 2700 kVA |
| Refrigeração | Óleo |

Fonte: O autor.

Tabela 6: Valores das correntes de curto-circuito da concessionária.

| Variáveis | Valores |
|------------|----------|
| I_{3F} | 818,80 A |
| I_F | 709,11 A |
| $I_{F(m)}$ | 167,97 A |

Fonte: O autor.

Tabela 7: Valores das correntes de curto-circuito do consumidor.

| Variáveis | Valores |
|------------|----------|
| I_{3F} | 565,88 A |
| I_F | 745,5 A |
| $I_{F(m)}$ | 177,8 A |

Tabela 8: Ajustes de fase e neutro das funções de proteção da concessionária.

| | Ajustes de Fase | Ajustes de Neutro |
|---------------|-----------------|-------------------|
| $I_{tap(50)}$ | 756 A | 129,6 A |
| $I_{tap(51)}$ | 270 A | 34 A |
| Curva | MI | MI |
| Dial Time | 0,11 | 0,38 |

Fonte: adaptada de NEOENERGIA.

5.2.1 Corrente de Magnetização Nominal

Neste estudo de caso foi considerado que a corrente de magnetização foi calculada sem levar em conta a intensidade da corrente de curto-circuito máxima passível de ocorrer no SEP em questão, ou seja, sem levar em consideração a corrente de magnetização real.

Dado que a potência do transformador é maior que 1000 kVA e que sua refrigeração é a óleo ($K = 8$, conforme disposto na seção 2.3), as condições da sua corrente de magnetização podem ser calculados como:

$$I_{mag} = \left(\frac{2700 [kVA]}{13,8 [kV] \cdot \sqrt{3}} \right) \cdot 8 = 903,68 A, \quad (5.29)$$

$$I_{mag(neutro)} = 20\% \cdot 903,68 = 180,74 A. \quad (5.30)$$

O dimensionamento da função de proteção contra sobrecorrentes instantânea pode ser calculado a partir das Equação (2.14) e (2.15), resultando em:

$$1,10 \cdot 903,68 A \leq I_{tap(50)} \leq 565,88 A, \quad (5.31)$$

$$1,10 \cdot 180,74 A \leq I_{tap(50)} \leq 177,80 A, \quad (5.32)$$

em que a corrente mínima das funções de proteção contra sobrecorrentes instantâneas de fase e de neutro são as correntes de curto-circuito trifásica e monofásica com intensidade mínima. Os parâmetros do cliente para a situação presente foram dimensionados conforme dados apresentados na Tabela 9:

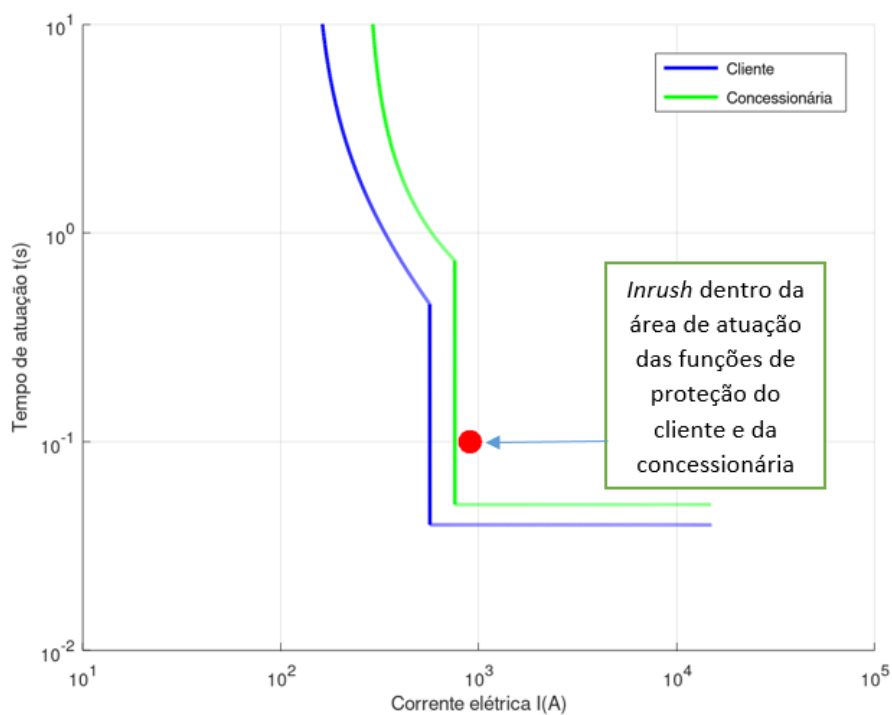
Tabela 9: Ajustes de fase e neutro das funções de proteção da concessionária.

| | Ajustes de Fase | Ajustes de Neutro |
|------------------|------------------------|--------------------------|
| $I_{tap(50)}$ | 565,88 A | 177,80 A |
| $I_{tap(51)}$ | 143 A | 29 A |
| Curva | MI | MI |
| <i>Dial Time</i> | 0,10 | 0,10 |

Fonte: O autor.

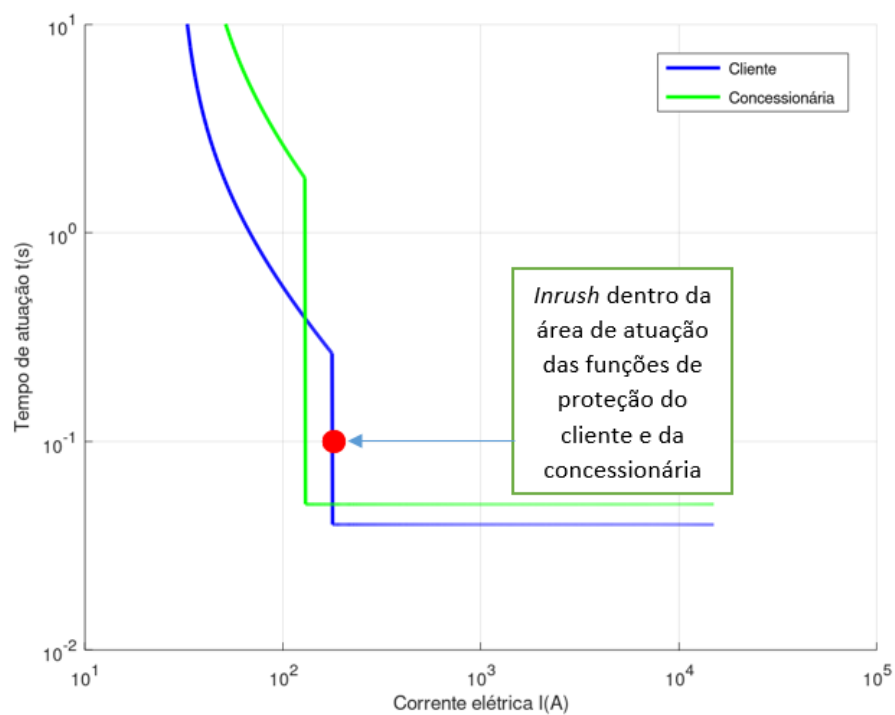
Dentro do cenário estabelecido, os coordenogramas correlatos estão apresentados nas Figuras 19 e 20.

Figura 19: Coordenograma de Fase com SEP descoordenado.



Fonte: O autor.

Figura 20: Coordenograma de Neutro com SEP descoordenado.



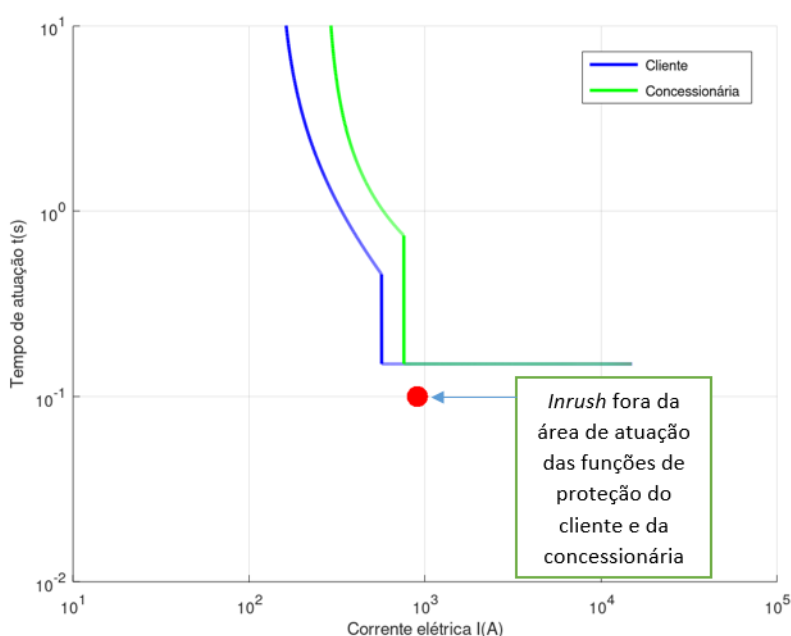
Fonte: O autor.

Dos coordenogramas ilustrados nas Figuras 19 e 20, percebe-se que existe des-

coordenação tanto para as funções de proteção contra sobrecorrentes de fase, como principalmente na função de sobrecorrente de neutro da concessionária e do cliente. Do coordenograma de fase mostrado na Figura 20, a corrente de magnetização está a direita das funções de proteção. Já no coordenograma de neutro, além da corrente de magnetização está a direita das funções de proteção, a função de proteção da concessionária está a frente da curva do cliente, evidenciando que não existe seletividade entre as funções de proteção. Isso se dá porque ambas as funções estão dimensionadas antes da corrente de magnetização, dando indícios que a corrente de *inrush* está superdimensionada. Isso sensibilizaria tanto as proteções da concessionária e quanto do cliente quando o transformador estivesse no seu processo de energização.

Uma possível solução para esta situação é apresentada na Figura 21 para coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes de fase, em que a temporização das funções de proteção instantânea em vez de ter valores próximos a zero, terá seu valor de atuação um pouco maior ao tempo de energização do transformador para fins de proteção, sendo dimensionado o valor de 150 ms.

Figura 21: Coordenograma de Fase com SEP coordenado.

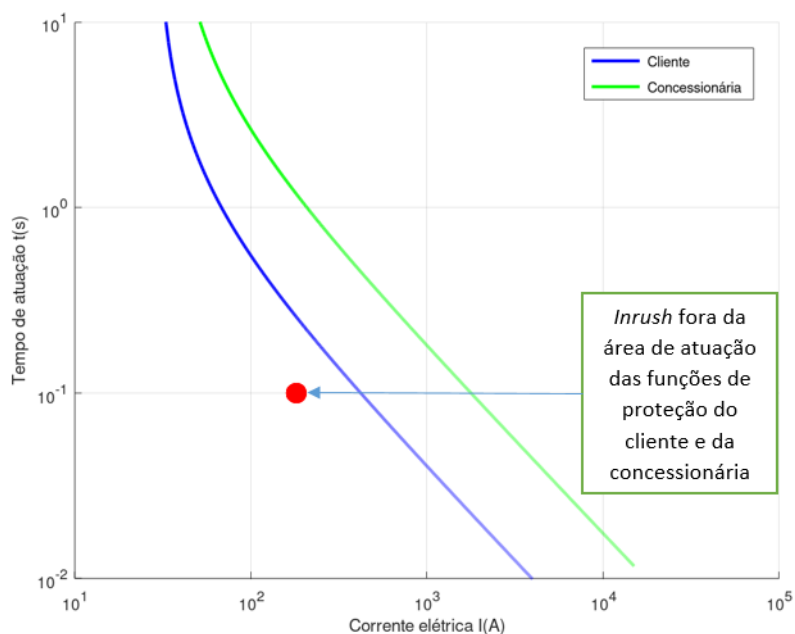


Fonte: O autor.

Para existir coordenação entre as funções de proteção contra sobrecorrentes de neutro foi necessário bloquear as funções de proteção contra sobrecorrentes instantâneas da concessionária e do consumidor, conforme apresentado na Figura 22,

pois suas curvas estavam depois da corrente de magnetização.

Figura 22: Coordenograma de Neutro com SEP coordenado.



Fonte: O autor.

Vale salientar que nesse cenário, para que as funções de proteção contra sobrecorrentes da concessionária e do cliente estejam coordenadas, faz-se necessário solicitar à concessionária alguns ajustes na temporização dos parâmetros da sua proteção contra sobrecorrentes instantânea de fase, além de pedir o bloqueio da função de proteção contra sobrecorrentes instantânea de neutro, por não haver coordenação com as funções do cliente. Como o processo em si da solicitação de modificação dos parâmetros da concessionária é moroso, e podem existir claras divergências entre os parâmetros dimensionados pelo cliente ocasionadas em função da corrente de magnetização, conclui-se que dificilmente a concessionária acataria pela modificação dos seus parâmetros, podendo ocasionar inclusive na reprovação do estudo de proteção do cliente. Sendo assim, outras soluções necessitam ser buscadas, a exemplo do dimensionamento da corrente de magnetização real.

5.2.2 Corrente de Magnetização Real

Neste estudo de caso, a corrente de magnetização foi calculada levando em conta a corrente de curto-circuito máxima do SEP em questão, ou seja, valendo-se da

corrente de magnetização real.

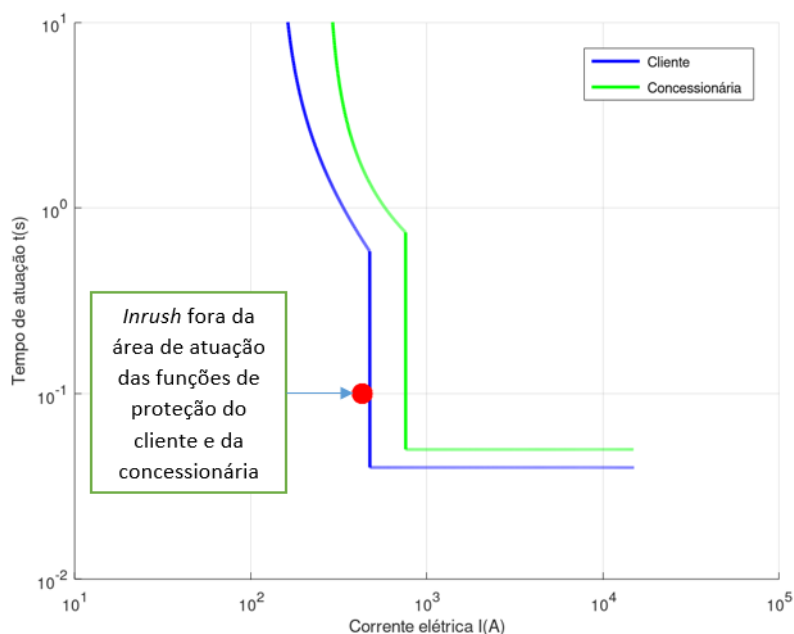
Dado que a corrente de magnetização foi dimensionada, conforme cálculos realizados na seção 2.3, nota-se que o seu valor (903,68 A) está acima da corrente máxima de curto-circuito no ponto de conexão com a rede de distribuição do cliente (565,88 A). Logo, faz-se necessário um ajuste no dimensionamento da corrente de magnetização, conforme exposto nas Equações (2.12) e (2.13). Assim, tem-se que:

$$I_{magReal(fase)} = \frac{1}{\left(\left(\frac{1}{903,68}\right) + \left(\frac{1}{818,80}\right)\right)} = 429,57 A \quad (5.33)$$

$$I_{magReal(neutro)} = \frac{1}{\left(\left(\frac{1}{180,74}\right) + \left(\frac{1}{129,6}\right)\right)} = 75,48 A \quad (5.34)$$

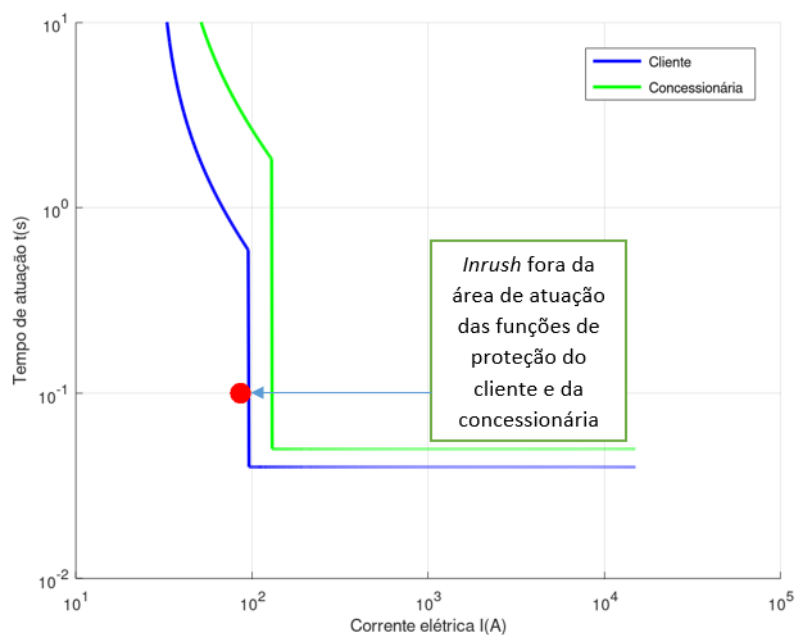
Das Equações (5.33) e (5.34), percebe-se que as correntes de magnetização atualizadas, comparando seus valores com as correntes de curto-circuito trifásicas e monofásicas mínimas do SEP em questão, tiveram seus valores menores, refletindo diretamente na coordenação entre as funções de proteção, como pode ser observado nas Figuras 23 e 24.

Figura 23: Coordenograma de fase com SEP coordenado corrente de magnetização real.



Fonte: O autor.

Figura 24: Coordenograma de neutro com SEP coordenado corrente de magnetização real.



Fonte: O autor.

Dos resultados apresentados nas Figuras 31 e 24, percebe-se através dos coordenogramas, que as funções de proteção da concessionária e do cliente estão coordenadas tanto devido a diferença de tempo, quanto que ambas estão alocadas ao lado direito da corrente de magnetização real do transformador, indicando que não atuarão quando ele energizar.

Portanto, diante das análises realizadas, estudos que levem em conta o dimensionamento correto da corrente de magnetização dos transformadores durante processos de parametrização de funções de proteção de sobrecorrente são fundamentais, pois podem evitar atuações indevidas do sistema de proteção durante a energização do equipamento. Além disso, tais cenários são essenciais para evitar reprovações dos projetos de proteção entregues às concessionárias.

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho, estudos acerca do impacto da corrente de magnetização de transformadores na coordenação de funções de proteção de sobrecorrente foram realizados. Para tanto, estudos de caso considerando sistemas simplificados e sistemas baseados em parâmetros reais foram conduzidos, em que as funções de proteção contra sobrecorrentes temporizada e instantânea, de fase e de neutro, tanto por parte da concessionária tanto por parte do consumidor foram avaliadas através de gráficos bilogarítmicos denominados de coordenograma, em que foram identificadas as consequências do dimensionamento da corrente de magnetização.

Basicamente, a corrente nominal de magnetização pode conduzir a descoordenação da proteção, o que pode levar ao bloqueio de outros elementos. No entanto, ao se dimensionar corretamente tal parâmetro, uma maior confiabilidade no processo de coordenação é alcançado, uma vez que é possível garantir a seletividade entre as funções de proteção da concessionária e do cliente.

Como continuidade dos estudos realizados neste trabalho, propõe-se avaliar os impactos da corrente de magnetização de transformadores na coordenação de funções de proteção de sobrecorrente e do ponto ANSI no coordenograma, simulando os impactos com *software* EMTP, incluindo a GD fotovoltaica, com a finalidade de garantir segurança ao SEP, maior confiança aos estudos de proteção e a aprovação dos estudos de proteção pelas concessionárias, pois sua parametrização pode ocasionar atuações indevidas das proteções contra sobrecorrentes.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039**: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. Rio de Janeiro: ABNT, 2003.

Disponível em:

https://www.inesul.edu.br/site/documentos/instalacoes_eletricas_residenciais/normas/nbr_14039_instalacoes_eletricas_media_tensao.pdf. Acesso em: 20 de jan. de 2020.

BANDEIRA, J. H. L.; SAMPAIO, R. F.; PONTES, R. S. T. **Simulation of inrush currents in a wind power plant using ATP draw**. *In*: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2018, pp. 1-6. DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395622.

Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395622>. Acesso em: 15 de jul. de 2021.

BARBOSA, Luiz Henrique Arantes. **Ajuste e Coordenação dos Relés de Proteção para Curtos-Circuitos Trifásicos de um Sistema Elétrico Industrial**. Uberlândia, 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/23398>. Acesso em: 25 de abr. de 2021.

CAO, Wenbin et al. **The Impact of Zero-Mode Inrush Current of T-Hin on Zero-Sequence Overcurrent Protection and an Improved Protection with the Second Harmonic Restraint**. China, 2019. MDPI. Disponível em:

<https://www.mdpi.com/1996-1073/12/15/2911>. Acesso em: 15 de jul. de 2021.

CEMIG. **ND-4.15**: Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig. Minas Gerais: CEMIG, 2017. Disponível em:

https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/nd_4_15_000001p.pdf.

Acesso em: 25 de jul. de 2020.

ENERGISA. **NDU - 002**: Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária.

Cataguaires: ENERGISA, 2019. Disponível em:

<https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%20002%20-%20Fornecimento%20de%20Energia%20EI%3%A9trica%20em%20Tens%3%A3o%20Prim%3%A1ria.pdf>. Acesso em: 12 de jul. de 2020.

FONTANA, Diego; FURLANETTO, Cesar; BENEDET, Edmilson. **Software para Estudo de Proteção e Seletividade**. Supercoord v2, [s.l.]. Disponível em:

http://www.supercoord.com.br/?gclid=CjwKCAjwglSIBhBfEiwALE19SUwriwfvBfVYrLjQ-kiRa8YdY3YcwFJIZOvASzro_g1vS6DWIGMnBoC8tsQAvD_BwE. Acesso em: 20 de jun. de 2018.

FRAZÃO, Rodrigo José. **Proteção do Sistema Elétrico de Potência**. Paraná: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019.

KASZTENNY, Bogdan. **Impact of transformer inrush currents on sensitive protection functions How to configure adjacent relays to avoid nuisance tripping?** *In*: 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2006, pp. 21

pp.-. DOI: 10.1109/CPRE.2006.1638695. Disponível em:
<https://ieeexplore.ieee.org/document/1638695>. Acesso em: 15 de jul. de 2021.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2. ed. Florianópolis: LabPlan, 2005.

MAMEDE FILHO, Joao; MAMEDE, Daniel. **Manual de Equipamentos Elétricos**. Rio de Janeiro: LTC, 2007.

MAMEDE FILHO, Joao; MAMEDE, Daniel. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MANDERGAN, Cláudio. **Proteção e Seletividade**. O Setor Elétrico, [s./].

NEGRÃO, Danilo Luiz Alves. **Metodologia para coordenação e seletividade da proteção direcional de sobrecorrente em sistemas de transmissão de energia elétrica**. São Carlos, 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo. Disponível em:
<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-05082015-105138/pt-br.php>. Acesso em: 25 de mar. de 2021.

NEOENERGIA. **DIS-NOR-036**: Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual. [S./]: NEOENERGIA, 2020. Disponível em:
<https://servicos.celpe.com.br/residencial-rural/Pages/Informa%C3%A7%C3%B5es/normas-e-padres.aspx>. Acesso em: 12 de jul. de 2020.

SCHMIDT, Anderson Rodrigo. **Desenvolvimento de Um Software para Geração Automática do Estudo de Coordenação e Seletividade para Ajuste do Disjuntor Geral em Unidades Consumidoras com Alimentação e Medição em Média Tensão**. Ijuí, 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul. Disponível em:
<https://bibliodigital.unijui.edu.br:8443/xmlui/handle/123456789/6983>. Acesso em: 18 de mar. de 2021.

TIRZO, Fernando César. **Proposta de Coordenação e Seletividade da Proteção Elétrica do Catuaí Shopping Londrina**. Londrina, 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Londrina. Disponível em:
http://www.uel.br/ctu/deel/TCC/TCC2013_FernandoCezarTizo.pdf. Acesso em: 11 de mai. de 2020.