



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO**



**Avaliação no ATPDraw das proteções diferencial e de sobrecorrente aplicadas a um
Transformador de Potência**

Discente: André Luiz Almeida de França

Professora orientadora: Prof^ª. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida

Julho
2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nome completo do autor: André Luiz Almeida de França

Título do trabalho: Avaliação no ATPDraw das proteções diferencial e de sobrecorrente aplicadas a um Transformador de Potência

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento SIM NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Maria Leonor Silva De Almeida, Professor do Magistério Superior**, em 02/08/2024, às 21:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **André Luiz Almeida De França, Discente**, em 02/08/2024, às 21:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4717110** e o código CRC **48EA0BAE**.

Referência: Processo nº 23070.017224/2024-16

SEI nº 4717110



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO**



**Avaliação no ATPDraw das proteções diferencial e de sobrecorrente aplicadas a um
Transformador de Potência**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado para a conclusão do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Goiás, UFG.

Discente: André Luiz Almeida de França

Professora orientadora: Prof^a. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida

Julho
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

França, André Luiz Almeida de
Avaliação no ATPDraw das proteções diferencial e de sobrecorrente aplicadas a um Transformador de Potência [manuscrito] / André Luiz Almeida de França. - 2024.
58 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Maria Leonor Silva De Almeida.
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2024.

Bibliografia.

Inclui gráfico, tabelas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. ATPDraw. 2. Proteção de Transformadores. 3. Proteção Diferencial. 4. Proteção de Sobrecorrente. I. Almeida, Maria Leonor Silva De, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Ao primeiro dia do mês de agosto do ano de 2024 iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “**Avaliação no ATPDraw das proteções diferencial e de sobrecorrente aplicadas a um Transformador de Potência**”, de autoria de André Luiz Almeida de França, do curso de Engenharia Elétrica da EMC da UFG. Os trabalhos foram instalados pela Prof^a. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida (EMC/UFG) – orientadora, com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Prof. Dr. Gelson Antônio Andrêa Brigatto (EMC/UFG) e Prof. Dr. Igor Kopcak (EMC/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição do estudante. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de 10,0, tendo sido o TCC considerado aprovado.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 01/08/2024, às 17:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gelson Antonio Andrea Brigatto, Professor do Magistério Superior**, em 01/08/2024, às 17:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Maria Leonor Silva De Almeida, Professor do Magistério Superior**, em 01/08/2024, às 17:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **André Luiz Almeida De França, Discente**, em 02/08/2024, às 21:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4713620** e o código CRC **34BC965D**.

Agradecimentos

Primeiramente, sou grato a Deus por tudo e por todas as pessoas que colocou em minha jornada.

Agradeço aos meus pais, Alberto e Juslei, pois sem eles eu não teria a base necessária para trilhar o caminho até aqui. Sou profundamente grato pelo sacrifício e dedicação empenhados para proporcionar o melhor na formação da pessoa que sou hoje. Sou grato à minha irmã Juliana por todo o apoio e compreensão.

Expresso minha total gratidão à orientadora deste trabalho, Dra. Maria Leonor Silva de Almeida. Sou extremamente grato pela compreensão, paciência, apoio e dedicação durante a orientação.

Aos amigos que fiz na graduação e que carrego para a vida, em especial André Luiz Martins, Jordanna Coelho e Lara Rebeca, meu sincero agradecimento por todo apoio, incentivo e preocupação.

Aos meus amigos de longa data, fundamentais em várias etapas da minha vida, Amanda Arantes e Marcos Vinícius, eu agradeço imensamente.

Aos meus amigos Fabiana, Vinícius e todos os outros que compartilharam momentos importantes comigo e me incentivaram, meu muito obrigado.

Agradeço também a todos os professores que, com seu conhecimento e orientação, contribuíram significativamente para minha formação acadêmica.

Resumo

Este trabalho analisou, no ATPDraw, as proteções diferencial e de sobrecorrente em um transformador de potência com conexão YDn1, com o lado de alta tensão conectado em estrela aterrada e o lado de baixa tensão em delta. As proteções foram implementadas no ATPDraw usando os blocos de proteção diferencial (87T), sobrecorrente instantânea (50) e sobrecorrente temporizada (51). Na qual as funções de sobrecorrente de fase (50F/51F) e de neutro (50N/51N) foram incorporadas no lado de alta tensão. No bloco 87T do ATPDraw, foi necessário incluir no algoritmo a compensação de sequência zero e a correção angular. Dessa forma, foram simuladas faltas nos barramentos e nas buchas do transformador, abrangendo as faltas convencionais e as internas que são ocasionadas por curto-circuito entre espiras e espira-terra. As funções 50F e 51F apresentaram eficácia e seletividade na atuação perante faltas nas buchas e nos barramentos do transformador. As unidades 50N e 51N atuaram para faltas que envolvem o terra, exceto para aquelas aplicadas no lado de baixa tensão, pois a conexão delta impede a contribuição no lado de alta tensão da componente de sequência zero geradas por faltas que envolva o terra. Além disso, as funções 50N e 51N atuaram de forma rápida para o curto-circuito espira-terra na conexão estrela aterrada. Entretanto, nenhuma das funções de sobrecorrente foram capazes de detectar faltas entre espiras e espira-terra aplicadas nos enrolamentos conectados em delta. A proteção diferencial 87T, com compensação de sequência zero e correção angular, apresentou bom desempenho para faltas nos barramentos e nas buchas. Entretanto, necessitou de uma porcentagem elevada de espiras curto-circuitadas no lado de baixa tensão para atuar, correspondendo a 90% para curto-circuito espira-terra e 65% para curto-circuito entre espiras. Portanto, sugeriu-se aumentar a sensibilidade do relé ajustando o *slope* da segunda região para melhorar a detecção de faltas no lado delta.

Palavras-chave: Transformador de Potência, Proteção de Sobrecorrente, Proteção Diferencial, ATPDraw, Proteção de Transformadores.

Abstract

This work analyzed the differential and overcurrent protections in ATPDraw for a YDn1 power transformer, with the high-voltage side connected in a grounded wye configuration and the low-voltage side in delta. The protections were implemented in ATPDraw with differential protection blocks (87T), instantaneous overcurrent (50), and time-delayed overcurrent (51). Phase overcurrent functions (50F/51F) and neutral overcurrent functions (50N/51N) were incorporated on the high-voltage side. In 87T block of ATPDraw, it was necessary to include the zero-sequence compensation and angular correction. Faults were simulated on the transformer's busbars and bushings, covering conventional and internal faults caused by short circuits turn-to-turn and turn-to-ground. The 50F and 51F functions demonstrated effectiveness and selectivity in responding to faults on the bushings and busbars. The 50N and 51N functions operate to ground faults, except for those on the low-voltage side, as the delta connection prevents the high-voltage side from contributing to zero-sequence components generated by ground faults. Additionally, the 50N and 51N functions responded quickly to turn-to-ground short circuits in the grounded wye configuration. However, none of the overcurrent functions could detect turn-to-turn or turn-to-ground faults on the delta-connected windings. The differential protection 87T, with zero-sequence compensation and angular correction, performed well for faults on the busbars and bushings. However, it required a high percentage of short-circuited turns on the low-voltage side to operate, specifically 90% for turn-to-ground short circuits and 65% for turn-to-turn short circuits. Therefore, it was recommended that the relay sensitivity be increased by adjusting the slope of the second region to enhance fault detection on the delta side.

Keywords: Power Transformer, Overcurrent Protection, Differential Protection, ATPDraw, Transformer Protection.

Sumário

Sumário		10
	Lista de ilustrações	12
1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	15
1.2	Estrutura do Texto	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	LÓGICAS DE PROTEÇÃO	18
2.1.1	Função de Sobrecorrente	18
2.1.1.1	Função de Sobrecorrente Instantânea - 50	18
2.1.1.2	Função de Sobrecorrente Temporizada - 51	20
2.1.2	Proteção Diferencial - 87	21
2.1.2.1	Critérios de Ajuste	23
2.2	LÓGICAS DE PROTEÇÃO NO ATP	26
2.2.1	Função de Sobrecorrente no ATP	26
2.2.1.1	Função Sobrecorrente Instantânea no ATP - 50	27
2.2.1.2	Função Sobrecorrente Temporizada no ATP - 51	27
2.2.2	Proteção Diferencial - 87	27
3	IMPLEMENTAÇÃO	32
3.1	Proteção Implementada no ATP	33
3.1.1	Função de Sobrecorrente	33
3.1.2	Função Diferencial	35
3.2	Critérios de Ajuste	36
3.2.1	Critérios de Ajuste 50F	36
3.2.2	Critérios de Ajuste 51F	38
3.2.3	Critérios de Ajuste 50N	39
3.2.4	Critérios de Ajuste 51N	39
3.2.5	Critérios de Ajuste 87T	40
3.3	Ajuste Compensação do ATPDraw	41
4	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	43
4.1	Função de Sobrecorrente	43
4.2	Função Diferencial	45

4.2.1	Análise do Caso CD15 - Lógica ATP	46
4.2.2	Casos Gerais da Proteção Diferencial	48
4.2.2.1	Caso CD6 - Falta bifásica interna no lado de AT	48
4.2.2.2	Casos CD1 e CD2 - Falta trifásica externa e interna no lado de AT	49
4.3	Função de Sobrecorrente - faltas envolvendo espiras	50
4.3.1	Casos de falta entre espiras para conexão estrela-aterrada	51
4.3.2	Casos de falta espira-terra para conexão estrela-aterrada	51
4.3.3	Casos de falta entre espiras e espira-terra para conexão delta	52
4.4	Função Diferencial - faltas envolvendo espiras	52
4.4.1	Casos CE3 e CE5 - falta espira-terra na conexão delta	53
5	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS	57

Lista de ilustrações

Figura 1 – Diagrama da Proteção Diferencial em operação normal ou faltas externas . . .	22
Figura 2 – Diagrama Proteção Diferencial em Falta Interna	22
Figura 3 – Plano de Operação para Proteção Diferencial com Característica Dual Slope	24
Figura 4 – Bloco ABC2RMS	26
Figura 5 – Bloco W1RELAY51	27
Figura 6 – Bloco W1RELAY51I	28
Figura 7 – Bloco ABC2PHRH2	28
Figura 8 – Bloco W1RELAY87	29
Figura 9 – Transformador de Potência Implementado no ATPDraw	32
Figura 10 – Enrolamentos do Transformador de Potência	33
Figura 11 – Funções de Sobrecorrente Implementadas no ATPDraw	34
Figura 12 – Função Diferencial Implementada no ATPDraw	35
Figura 13 – Plano Operacional do Bloco W1RELAY87T	41
Figura 14 – Acesso a Lógica do ATP	42
Figura 15 – Caso CD15 - Lógica 87T ATPDraw	47
Figura 16 – Caso CD15 - Lógica Compensada	48
Figura 17 – Caso CD6 - Falta bifásica interna no lado de Alta	49
Figura 18 – Caso CD2 - Falta trifásica interna no lado de Alta	49
Figura 19 – Caso CD1 - Falta trifásica externa no lado de Alta	50
Figura 20 – Caso CE3 - Falta espira-terra na conexão delta com 90% de espiras	54

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros para curva do tempo de atuação - (IEC 60255-3 e IEEE C37.112)	21
Tabela 2 – Valores de Ajuste dos Relés no ATPDraw	36
Tabela 3 – Correntes de Falta para o Ajuste da Função 50F	37
Tabela 4 – Correntes de Falta para Ajuste da Função 51F	38
Tabela 5 – Correntes de Falta para Ajuste da Função 50N	39
Tabela 6 – Correntes de Falta para Ajuste da Função 51N	40
Tabela 7 – Resultado das Funções de Sobrecorrente Implementadas	44
Tabela 8 – Resultados da Função Diferencial para Faltas	46
Tabela 9 – Resultados da Função Sobrecorrente para faltas entre espiras e espira-terra .	51
Tabela 10 – Resultados da Função Diferencial para faltas entre espiras e espira-terra . .	52

1 Introdução

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição compõem o Sistema Elétrico de Potência (SEP). O transformador é essencial para a integração desse sistema, visto que esse equipamento possui grande abrangência nas suas aplicações. Dentre elas se destaca a utilização como transformador de potência, embora também possua bastante aplicação como transformador regulador, de instrumentação, de aterramento, autotransformador, dentre outros. (ENRIQUEZ, 2020)

O transformador de potência é responsável por elevar ou reduzir as grandezas de corrente e tensão, conforme a necessidade da rede. Não apenas se destaca pelo seu papel fundamental na integração do Sistema Interligado Nacional (SIN), como também os transformadores são essenciais nas subestações de energia. Portanto, devido a sua relevância e considerando que as falhas a nesse equipamento resultam em consequências graves, é imprescindível buscar soluções para mitigar os riscos oferecidos a ele e ao sistema (FEIL, 2019).

Em um empreendimento de subestação, grande parte do recurso destinado a sua implementação está associado ao custo de aquisição dos transformadores de potência (FEIL, 2019). Além disso, a ausência desse equipamento na rede não apenas interrompe o fornecimento de energia, como também causa danos a materiais, impactos ambientais negativos, multas regulatórias para as concessionárias e prejuízos significativos nos demais setores da economia (IKEDOSHI, 2020). Em suma, o elevado custo para a aquisição, a manutenção corretiva e os agravantes gerados ao se danificar um transformador de potência demonstram a sua relevância para o funcionamento pleno do SEP.

A estrutura dos transformadores de potência pode ser entendida na divisão da parte interna e externa (TAMURA, 2022; BECHARA, 2010). A constituição interna é composta pelos elementos responsáveis por ajustar as grandezas de tensão e corrente, enquanto a parte externa possui componentes que protegem mecanicamente o equipamento, além de efetuar o controle da temperatura e possibilitar as conexões com a rede.

A parte robusta do exterior do transformador se encontra no tanque, elemento importante para contenção do óleo isolante e pela segurança da parte fundamental do equipamento. O controle de temperatura é realizado através dos trocadores de calor, conhecidos como radiadores. Por fim, a operação só é possível graças as buchas, que desempenham o papel de conectar os terminais aos barramentos da rede, além de os isolarem das bobinas (TAMURA, 2022; BECHARA, 2010).

Em relação aos componentes internos, os enrolamentos são compostos por bobinas de cobre e a sua quantidade de espiras define a relação de transformação entre as grandezas do

equipamento. Portanto, as estruturas internas são elementos fundamentais, uma vez que sem as bobinas não haveria conexão entre diferentes níveis de tensão. Alguns transformadores possuem comutadores, que controlam o número de espiras e por consequência possibilita o ajuste dos valores de tensão e corrente. Estes pontos de ajuste são conhecidos como *taps* (BECHARA, 2010; TAMURA, 2022).

Diante da enorme importância dos sistema de proteção nos transformadores de potência , ressalta-se a necessidade de empregar esquemas de proteção que assegurem a integridade desses equipamentos. Logo, o sistema de proteção será implementado com arranjos e características relacionados ao transformador protegido. Comparativamente, nas linhas de transmissão, os equipamentos de proteção visam manter a integridade do sistema elétrico em sua totalidade e a redução dos danos causados aos componentes da infraestrutura é benefício secundário. Essa primícia não é aplicada para os transformadores de potência, visto que estes equipamentos possuem custo elevado e assim sua integridade é o objetivo principal.(BECHADA, 2019; OLIVEIRA, 2013).

Com a proposta de minimizar os danos causados pelos curtos-circuitos, se faz necessário compreender a proteção dos transformadores de potência. Então este trabalho objetiva estudar o desempenho das proteções diferencial e de sobrecorrente, no Transformador de Potência, em condições normais e a anormais de operação, que incluem faltas internas e externas.

Nesse trabalho, a proteção será implementada a um transformador de potência com conexão YDn1 (estrela-aterrado delta), no qual o lado de alta tensão está conectado em estrela-aterrado e os enrolamentos de baixa tensão estão conectados em delta. Essa configuração foi escolhida por proporcionar análises importantes voltadas ao comportamento dos enrolamentos conectados em delta, que filtram as componentes de sequência zero em correntes de falta que envolvem o terra, e, dessa forma, permite a exploração de casos em que a proteção pode ou não apresentar dificuldade para detectar as correntes faltantes.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo avaliar o comportamento das proteções de sobrecorrente e diferencial em um transformador de potência e, como consequência, analisar o seu desempenho. Com base nesse objetivo, pretende-se abordar os seguintes pontos:

- Avaliar o desempenho das proteções supracitadas em condições anormais de operação, tais como falhas internas e externas a zona de proteção;
- Implementar os blocos de proteção diferencial e de sobrecorrente disponibilizados no software ATPDraw, para os casos de simulação;
- Compreender os impactos da proteção para cada tipo de falta nas funções de proteção analisadas.

- Descrever o comportamento da proteção diferencial em conjunto com o MATLAB como recurso de ferramenta gráfica.

1.2 Estrutura do Texto

O presente trabalho está estruturado pelos seguintes capítulos:

- **Capítulo 1 - Introdução:** apresenta-se a discussão inicial e motivação para realização do trabalho.
- **Capítulo 2 - Fundamentação Teórica:** são definidos os conceitos fundamentais das funções de proteção, incluindo os ajustes necessários para cada função, conforme descrito na literatura. Além disso, são apresentados os blocos de proteção disponibilizados software ATP, bem como sua descrição e suas lógicas de proteção.
- **Capítulo 3 - Implementação:** descreve-se o sistema implementado, bem como a configuração da proteção adotada e suas especificações. Em sequência são desenvolvidos os cálculos utilizados para obter os parâmetros de ajuste das funções de proteção.
- **Capítulo 4 - Apresentação e Análise dos Resultados :** são explicitados os resultados obtidos nas simulações e analisados os casos de maior destaque.
- **Capítulo 5 - Conclusão:** apresenta-se sucintamente dos resultados e propostas de melhorias.

2 Fundamentação Teórica

Os curtos-circuitos em transformadores de potência representam eventos críticos que podem comprometer tanto o equipamento quanto a estabilidade do sistema elétrico como um todo. A área delimitada pelos transformadores de instrumentação é chamada zona de proteção. Quando as faltas ocorrem no interior da zona ou do transformador, são chamadas de faltas internas, mas, na ocorrência de curtos-circuitos fora dessa área, são denominadas faltas externa. A eficácia da proteção para as faltas no equipamento não só minimiza os danos materiais, como também reduz as interrupções no fornecimento de energia e os prejuízos econômicos. Conforme a classificação supracitada, as faltas que sobrevêm um transformador de potência são classificadas da seguinte forma(MAGRIN, 2017; OLIVEIRA, 2013):

- Falta interna ocasionada por curto-circuito entre espiras;
- Falta interna gerada por curto-circuito entre espiras e o terra;
- Falta interna resultante de um curto-circuito entre fases e curto-circuito entre fase e terra;
- Falta externa decorrente de curto-circuito entre fases e curto-circuito entre fase e terra.

Os motivos para ocorrência das faltas internas diversificam, mas vale destacar o rompimento do dielétrico, o problema nos comutadores ou o desgaste das bobinas. Os sistemas de proteção possuem dificuldade em detectar certos tipos de curto-circuito, a saber faltas internas entre espiras, na qual a magnitude da corrente de falta é inferior a corrente nominal (BECHADA, 2019; OLIVEIRA, 2013; DUARTE, 2018).

Conforme os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2024), os requisitos mínimos para os sistemas de proteção dos transformadores de potência correspondem às funções de proteção capazes de eliminar as faltas internas e garantir proteção de retaguarda para falhas externas. Dessa forma, o transformador deve utilizar uma proteção principal e outra intrínseca a estrutura do transformador. Estes são apresentados logo a baixo:

- Proteção Principal:
 - Proteção Diferencial Percentual por fase — 87;
 - Proteção de Sobrecorrente Temporizada de fase, residual e de neutro — 51, 51R e 51N;
 - Proteção de Sobretensão de Sequência Zero, para transformadores de três enrolamentos — 59G;
 - Função Diferencial de Terra Restrita — 87 N.
- Proteção Intrínseca:

- Proteção para detecção da formação de gás — 63;
- Proteção para detecção do aumento de pressão — 20;
- Proteção de sobretemperatura do óleo - 26;
- Válvula de Alívio.

Este capítulo fundamentará os conceitos necessários para a compreensão das proteções com unidades de sobrecorrente e diferencial. Embasada em diferentes literaturas acerca de proteção, a discussão realizada abrange a aplicação e propósito da utilização de cada uma delas. Além de serem apresentados a aplicação das proteções no software ATPDraw.

2.1 LÓGICAS DE PROTEÇÃO

2.1.1 Função de Sobrecorrente

Os relés digitais com a função de sobrecorrente recebem e monitoram as correntes de fase do sistema. Sua leitura é viabilizada pelo transformador de corrente (TC), que reduz a corrente a níveis adequados e compatíveis com a tecnologia dos relés.

O processamento das unidades de sobrecorrente compara o valor medido a um limiar de segurança, que ao ser ultrapassado indica a circulação de correntes de falta. Esse limite chamado de corrente de *pickup* (I_{pk}) é estabelecido a partir do valor de ajuste, o qual é calculado segundo as características do sistema. Ao ser detectada uma corrente de curto-circuito, um sinal é enviado para abertura dos disjuntores resultando no isolamento do equipamento da rede. Esse sinal é designado como *trip* (MOMESSO, 2017; COELHO, 2019).

A função de sobrecorrente apresenta sensibilidade relativa (DUARTE, 2018), por estar apta como retaguarda para faltas externas e também poder atuar com rapidez para faltas internas. Logo, seu tempo de atuação a define como função de sobrecorrente instantânea ou temporizada. Os critérios de ajuste devem respeitar não apenas a capacidade máxima de operação do transformador, como também deve considerar os efeitos da corrente de magnetização e suportar os transitórios do sistema (DUARTE, 2018). Em suma, as unidades de sobrecorrente devem possuir menor sensibilidade para as correntes de curto-circuito externas.

2.1.1.1 Função de Sobrecorrente Instantânea - 50

A norma *American National Standards Institute* (ANSI) atribui a numeração 50 para a função de sobrecorrente instantânea, cuja atuação é imediata após a detecção da falta (sem atraso intencional). Logo, o tempo de resposta dessa função dependerá apenas do período necessário para a comunicação entre os componentes, do tempo de processamento e do intervalo para abertura dos disjuntores. Sua aplicação visa detectar e mitigar correntes de falta com níveis

mais elevados, ou seja, faltas críticas ao sistema (SATO; FREITAS, 2015; MOMESSO, 2017; COELHO, 2019).

No que diz respeito aos critérios de ajuste da unidade instantânea de sobrecorrente para transformadores, (SATO; FREITAS, 2015) estabelece que a corrente de *pickup* (I_{pk}) deve ser superior a corrente de curto-circuito trifásico (I_{cc3}) na região externa ao transformador. Em concordância (FILHO; MAMEDE, 2013) afirma que o ajuste não deve apenas considerar I_{cc3} , como também deve atender a corrente de magnetização do transformador I_{Inrush} . Na ausência de um valor determinado de *Inrush*, considera-se o valor dessa corrente como sendo igual a 8 vezes o valor da corrente nominal. Por fim (DUARTE, 2018) complementa os critérios supracitados multiplicando o ajuste com um fator K de 1,3, utilizado como fator de segurança. Duarte ainda ressalta a importância dos curtos-circuitos do lado de Baixa Tensão (BT) não afetarem a atuação da proteção no lado de Alta Tensão (AT). Para não ocorrer essa atuação indevida e utilizando o critério conforme (DUARTE, 2018) são estabelecidos os critérios para as unidades instantâneas de fase e neutro.

Dessa forma, os ajustes das funções de sobrecorrente devem considerar:

- Contribuição máxima da corrente de curto-circuito no barramento de BT para a corrente no lado de AT, $I_{CONT,BT}$;
- Contribuição da corrente de curto-circuito no barramento de AT para a corrente no lado de AT, $I_{CONT,AT}$;
- Corrente de magnetização do transformador, que pode ser até 10 vezes a corrente nominal, I_{Inrush} .

Particularmente, as correntes de contribuição de um curto-circuito se refere a corrente medida no TC de medição no lado de AT perante faltas em demais pontos do sistema, sendo para este trabalho $I_{CONT,BT}$ e $I_{CONT,AT}$.

Vale ressaltar que I_{Inrush} é exclusivamente utilizado para unidade instantânea de fase (DUARTE, 2018), ademais as funções sobrecorrente de fase devem considerar as correntes de curto-circuito trifásico máximo. Enquanto a de neutro deve trabalhar com as correntes de curto-circuito monofásico máximas. Portanto, as funções de sobrecorrente devem ajustar, para as respectivas faltas, o limiar de I_{pk} a um valor inferior à mínima falta interna ou nos terminais do transformador ($I_{cc,mx}$).

Em síntese, conforme (DUARTE, 2018) delimita os critérios relativos aos níveis de corrente e estão em concordância com demais autores, são estabelecidos os critérios utilizados neste trabalho. Finalmente os critérios são apresentados nas equações 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4, nas quais o RTC corresponde a relação de transformação dos transformadores de corrente.

$$I_{pk} > K \cdot \frac{I_{CONT,AT}}{RTC} \quad (2.1)$$

$$I_{pk} > K \cdot \frac{I_{CONT,BT}}{RTC} \quad (2.2)$$

$$I_{pk} > K \cdot \frac{I_{Inrush}}{RTC} \quad (2.3)$$

$$I_{pk} < \frac{I_{cc,max}}{RTC} \quad (2.4)$$

2.1.1.2 Função de Sobrecorrente Temporizada - 51

A função de sobrecorrente temporizada recebe essa nomenclatura devido atraso intencional aplicada antes da sua atuação e, conforme a norma ANSI possui numeração 51. O tempo de atuação dessa pode ser definido com um valor constante, tal que a função é denominada de temporizada de tempo definido; ou o tempo de atuação pode ser inversamente proporcional ao valor da corrente medida e, nesse caso, a unidade é intitulada de tempo inverso (MOMESSO, 2017; SATO; FREITAS, 2015).

Nos sistemas de proteção, a unidade temporizada com tempo inverso é a mais utilizada. Ela atua mais rapidamente para correntes de alta magnitude, uma vez que, conforme o valor da corrente cresce, menor é o tempo de atuação e, por consequência, mais rápido perante essas faltas. Essa função utiliza um conjunto de curvas, que é estabelecido por normas internacionais, e para os relés eletromecânicos a curva é definida por suas características intrínsecas (COELHO, 2019; SATO; FREITAS, 2015; DUARTE, 2018; MOMESSO, 2017). As orientações da *International Electrotechnical Commission* (IEC) via norma IEC 60255-3 e o padrão norte-americano estabelecidos pela ANSI mediante a norma.11 IEEE C372 definem o conjunto de curvas utilizados nos relés digitais. Conforme a IEEE C37.112 e IEC 60255-3, a curva do tempo de atuação é definida conforme descrito equação 3.15.

$$t_{at} = D \left(\frac{A}{\left(\frac{I_{medida}}{I_{pk}} \right)^Q - 1} + B \right) \quad (2.5)$$

nos quais:

- t_{at} é tempo de atuação da função temporizada de tempo inverso;
- I_{medida} é a corrente medida pelos TCs;
- A, B, Q e Tr são constantes estabelecidas por norma e apresentadas na Tabela 1;
- D correspondente ao *dial* dos relés eletromecânicos. São usualmente utilizados valores de 0,05 a 1.

Para realizar o ajuste da função temporizada as referências (FILHO; MAMEDE, 2013; DUARTE, 2018; SATO; FREITAS, 2015) destacam a necessidade da corrente de ajuste considerar

Tabela 1 – Parâmetros para curva do tempo de atuação - (IEC 60255-3 e IEEE C37.112)

CONSTANTE	IEC 60255-3			IEEE C37.112		
	NI	VI	EI	NI	VI	EI
A	0,14	13,5	80,0	0,0515	19,61	28,20
B	0	0	0	0,114	0,491	0,122
Q	0,02	1	2	0,02	2	2
Tr	-	-	-	4,85	21,6	29,1

NI: Normalmente Inversa; VI: Muito Inversa; EI: Extremamente Inversa.

a sobrecarga do transformador. Esse valor é mensurado entre 10% a 50% sobre a corrente nominal. Além disso, a corrente de ajuste no lado de AT deve ser inferior à menor contribuição de corrente de curto-circuito bifásica no barramento de BT (ICC_2). Em relação à coordenação, o lado de AT deve coordenar com o curto-circuito trifásico no barramento de BT.

$$K_f \cdot \left(\frac{I_{nom}}{RTC} \right) < I_{ajuste} < \left(\frac{ICC_2}{RTC} \right) \quad (2.6)$$

Em que:

- I_{nom} é a corrente nominal do transformador;
- K_f corresponde ao fator de sobrecarga, o qual são utilizados valores entre 1,1 e 1,5;
- I_{ajuste} é a corrente de ajuste da unidade temporizada.

2.1.2 Proteção Diferencial - 87

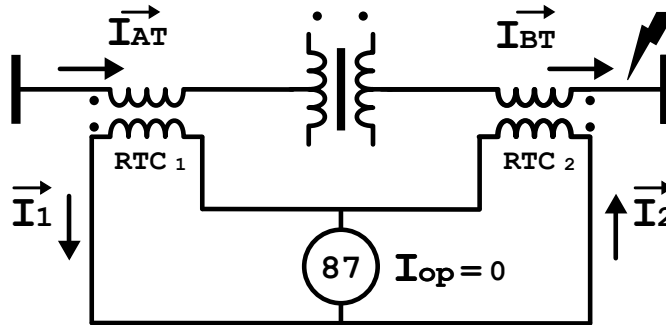
A proteção diferencial com numeração 87, conforme norma ANSI, se trata da proteção amplamente utilizada em transformadores de potência. A função diferencial utiliza como princípio a Lei de Kirchoff para as Correntes (LKC), o qual define que o somatório das correntes que adentram um mesmo nó será igual ao somatório das correntes que saem desse mesmo nó.

Assim, para aplicação da função 87 são instalados dois TCs para implementação da proteção diferencial: um localizado no primário e outra no secundário do transformador de potência. A técnica de proteção diferencial apresenta vantagens significativas, pois tem uma zona de proteção bem delimitada, que se inicia no primeiro TC e termina no segundo TC (MAGRIN, 2017; OLIVEIRA, 2013)

Conforme a LKC, toda a corrente que entra na zona de proteção deve sair em sua totalidade. Sendo assim, o relé realizará a soma das correntes medidas e verificará se houve fuga de corrente. A demonstração da proteção diferencial pode ser observada na Figura 1.

A proteção diferencial deve pode ser explicitada a partir da Figura 1 apresentada. O uso efetivo da proteção deve considerar a polaridade adotada pelos TC_1 e TC_2 . Em vista

Figura 1 – Diagrama da Proteção Diferencial em operação normal ou faltas externas



Fonte: Autoria própria.

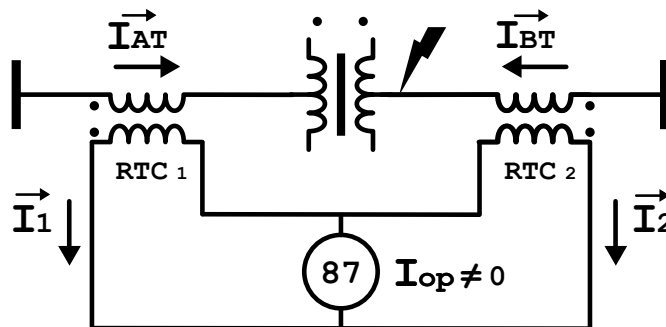
disso, as correntes medidas pelos TCs nos lados de AT e BT do transformador de potência são, respectivamente, \vec{I}_1 e \vec{I}_2 . O módulo da soma dos fasores de correntes define a corrente de operação I_{op} , ou corrente diferencial, que é calculada conforme equação 2.72.7 e está relacionada com a detecção de faltas internas e externas.

$$I_{op} = \left| \vec{I}_1 + \vec{I}_2 \right| \quad (2.7)$$

Ressalta-se que existem erros inerentes ao sistema e seus equipamentos, esses resultam em uma pequena diferença entre as correntes medidas e são estimadas em valores próximos a 3% (MAGRIN, 2017). Ressalta-se que, \vec{I}_1 e \vec{I}_2 devem estar em p.u. uma vez que \vec{I}_{AT} e \vec{I}_{BT} possuem ordem de grandeza distintas.

Em condições normais de operação ou durante faltas externas a zona de proteção, \vec{I}_1 e \vec{I}_2 estão defasadas de 180° e possuem mesma magnitude. Nesse caso, desconsiderando o erro inerente, I_{op} será igual a zero. Contudo, na ocorrência de uma falta interna, o sentido de circulação de \vec{I}_{BT} é invertido, conforme apresentado na Figura 2. Assim, \vec{I}_1 e \vec{I}_2 possuem o mesmo ângulo de fase com amplitudes distintas, resultando em uma I_{op} diferente de zero. A utilização desta lógica possibilita identificar a ocorrência de faltas na zona de proteção, enquanto não atua para faltas externas e para condições normais do sistema.

Figura 2 – Diagrama Proteção Diferencial em Falta Interna



Fonte: Fonte: Autoria própria. .

Semelhantemente à unidade instantânea, é estabelecido um limiar de atuação, a corrente de *pickup*, I_{pk} . Além disso, a região de atuação de uma proteção também será delimitada pela corrente de restrição I_{res} , a qual pode ser obtida pelas equações 2.8, 2.9 e 2.10.

$$I_{res} = k_{comp} \cdot |\vec{I}_1 + \vec{I}_2| \quad (2.8)$$

$$I_{res} = k_{comp} \cdot (|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|) \quad (2.9)$$

$$I_{res} = max \cdot |\vec{I}_1|, |\vec{I}_2| \quad (2.10)$$

Em que k_{comp} corresponde a um fator de compensação usualmente utilizado, de valor 0,5 ou 1, e no caso de relés eletromecânicos dependerá do fabricante (MAGRIN, 2017; TAVARES, 2013; PERES, 2019). Para este trabalho, será utilizada a equação 2.9.

A partir da corrente de restrição calculada, a atuação do relé ocorrerá somente quando a corrente de operação for superior a uma porcentagem da I_{OP} . Este percentual é determinado pelo *slope* (SLP), correspondente a inclinação da reta que define a região de restrição. A sensibilidade da proteção está relacionada com o valor do *slope* usualmente os valores utilizados para esse ajuste ficam entre 10% e 40%. Quanto mais próximo de 10% mais sensível a proteção é (OLIVEIRA, 2013; DUARTE, 2018). O SLP visa mitigar os erros ocasionados por correntes de excitação e relação dos TCs. Além disso, algumas proteções diferenciais utilizam a característica *dual slope* para oferecer estabilidade adicional contra faltas externas que ocasionam saturação dos TCs (PERES, 2019). Conforme apresentado, a proteção atuará segundo os seguintes critérios:

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res} \quad (2.11)$$

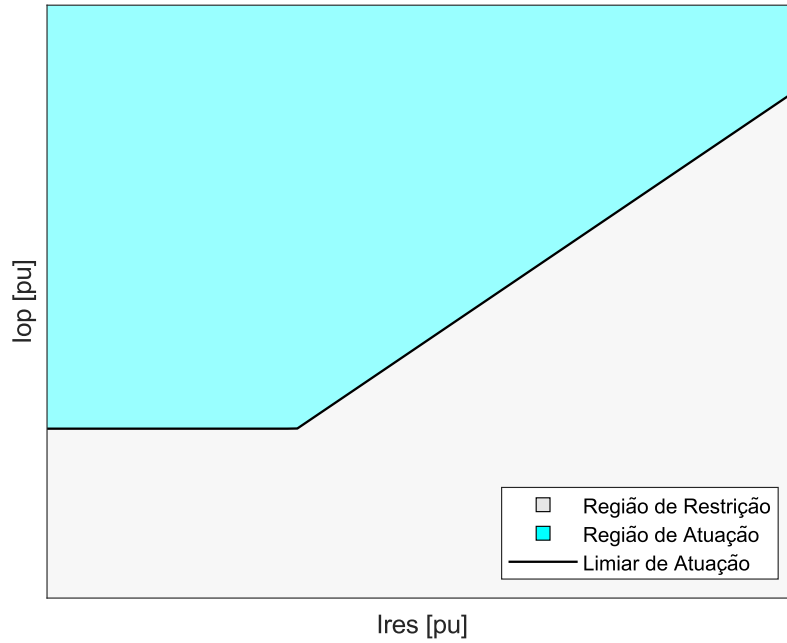
$$I_{op} > I_{pk,87T} \quad (2.12)$$

As corrente de operação e restrição delimitam duas zonas: a região de restrição e de operação, conforme Figura 3. Dessa forma, sua nomenclatura diz respeito a sua função de determinar se o relé entrará em operação ou irá restringir a sua atuação perante os fasores medidos (OLIVEIRA, 2013; TAVARES, 2013; DUARTE, 2018).

2.1.2.1 Critérios de Ajuste

O transformador utilizado neste trabalho possui conexão YDn1 (estrela-aterrado delta), no qual o lado de alta tensão está conectado em estrela-aterrada e o lado de baixa tensão em delta. É factuel que as faltas que envolvem o terra produzem correntes de falta que circulam no secundário dos TCs no lado de alta. No lado de baixa tensão as correntes de sequência zero são filtradas e se mantêm circulando presas na conexão delta, assim a corrente de falta não é mensurada corretamente pelo relé por não circular nos TCs no lado de baixa conectado em delta. Deste modo, a proteção diferencial ao comparar duas correntes distintas atuará indevidamente. Tendo em vista que as correntes de sequência zero na conexão delta naturalmente filtrada, para

Figura 3 – Plano de Operação para Proteção Diferencial com Característica Dual Slope



Fonte: Autoria própria.

que a comparação da proteção diferencial ocorra corretamente, se faz necessário remover a componente de sequência zero das correntes de fase do lado de alta (ANTUNES, 2019; PERES, 2019; Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial Ltda, 2019). Por definição a corrente de sequência zero é calculado em termos das correntes de fase pela seguinte equação:

$$\vec{I}_0 = \frac{1}{3} (\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C) \quad (2.13)$$

Em que as correntes medidas de alta são definidas como \vec{I}_A, \vec{I}_B e \vec{I}_C . A corrente de sequência zero será eliminada do primário (conexão estrela-aterrado) ao ser subtraída das correntes de fase, conforme equação 2.14

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{A \text{ comp.}} \\ \vec{I}_{B \text{ comp.}} \\ \vec{I}_{D \text{ comp.}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vec{I}_A - \vec{I}_0 \\ \vec{I}_B - \vec{I}_0 \\ \vec{I}_C - \vec{I}_0 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Substituindo a corrente de sequência zero na equação anterior, é obtido a equação:

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{A \text{ comp.}} \\ \vec{I}_{B \text{ comp.}} \\ \vec{I}_{D \text{ comp.}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vec{I}_A - \frac{1}{3} (\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C) \\ \vec{I}_B - \frac{1}{3} (\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C) \\ \vec{I}_C - \frac{1}{3} (\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C) \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Após isoladas as correntes de fase, é possível extrair a matriz de compensação de sequência zero da equação:

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{A \text{ comp.}} \\ \vec{I}_{B \text{ comp.}} \\ \vec{I}_{D \text{ comp.}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{I}_A \\ \vec{I}_B \\ \vec{I}_C \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

A matriz de compensação, portanto será:

$$M_{comp.} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Ademais, a conexão YDn1 apresenta defasagem de 30° para os fasores de correntes medidos no lado de delta, em referência as correntes medidas na conexão estrela-aterrada (Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial Ltda, 2019). Visando evitar as atuações indevidas no relé diferencial, deve ser aplicado uma matriz de correção para as correntes em atraso, ou seja, no lado de baixa tensão do transformador de potência (Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial Ltda, 2019). Para tanto, a matriz aplicada as correntes medidas na conexão delta é definida por:

$$M_{\theta} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Os erros na corrente diferencial ocasionados pela relação de transformação dos TCs, chamado de erros de *mismatch*, são difíceis de serem mitigados, mesmo que o transformador não possua variação dos *taps* (DUARTE, 2018). Não sendo possível realizar a combinação perfeita entre a relações do TCs, deve-se realizar correção e normalização p.u. das correntes medidas. Conforme (PERES, 2019; TAVARES, 2013) a normalização é realizada dividindo as correntes medidas nos lados de AT e BT pelo TAP_n de acordo a seguinte equação:

$$TAP_n = \frac{1000 S_{\max} C_n}{\sqrt{3} V_n RTC_n} \quad (2.19)$$

Em que:

- n refere-se ao lado do transformador de corrente que está sendo normalizado;
- S_{\max} é a potência nominal do transformador em (MVA);
- C_n fator de correção sendo atribuído 1 para TCs conectado em estrela, e $\sqrt{3}$ para conexão em delta;
- V_n tensão entre fases nominal referente ao lado que o TC_n está acoplado, (kV);
- RTC_n relação de transformação do TC_1 e TC_2 .

Os ajustes a serem realizados no relé da proteção diferencial podem ser baseados em (DUARTE, 2018). O valor de *pickup* $I_{pk,87T}$ deve considerar a corrente diferencial gerada pelos erros inerentes aos TCs. Por isso, normalmente adota-se para $I_{pk,87T}$ um valor entre 10% a 30% da corrente nominal. Adicionalmente, a inclinação da curva está relacionada à sensibilidade do relé e deve garantir a atuação perante faltas internas. Usualmente são utilizados para o *SLP* uma inclinação de 30% em relação à corrente de restrição.

No que diz respeito a característica *dual slope*, necessita-se definir a corrente que delimita o início da segunda zona de restrição e a inclinação da segunda reta, os quais são respectivamente: I_{break} e SLP_2 . Como o *dual slope* visa mitigar os erros ocasionados pela saturação dos TCs e as correntes produzidas perante esse fenômeno, utiliza-se $I_{break} = 1,5 \cdot I_{nom}$. Enquanto o SLP_2 deve ser ajustado para um valor superior a 50%, considerando o pior caso de um TC saturado totalmente, então podem ser atribuídos os valores de 95% a 98% da corrente de restrição, para a inclinação da segunda reta.

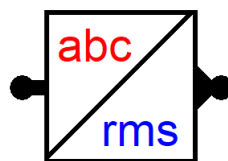
2.2 LÓGICAS DE PROTEÇÃO NO ATP

Nesta seção, serão discutidos os principais blocos e funções utilizados no ATPDraw para a implementação das funções de proteção. O *software* ATPDraw oferece blocos prontos, conhecidos como MODELS, essenciais para a configuração das proteções diferencial e de sobrecorrente.

2.2.1 Função de Sobrecorrente no ATP

Para implementação da função de sobrecorrente no ATPDraw é utilizado o bloco ABC2RMS, conforme Figura 4. Ele é encontrado na aba de *Power System Tools*, local que contém os componentes trifásicos para o estudo da proteção do sistema e análises de falta. Sua operação é simples e consiste em uma calculadora que utiliza os sinais de corrente ou de tensão e os entrega em termos de valor eficaz (RMS). Os demais blocos são apresentados nas subseções posteriores. Esse bloco também apresenta um fator de escala, denominado *scale*, multiplicado na saída, o qual permite a normalização do sinal de entrada em pu.

Figura 4 – Bloco ABC2RMS

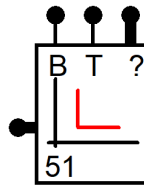


Fonte: ATPDraw.

2.2.1.1 Função Sobrecorrente Instantânea no ATP - 50

Os relés no ATPDraw geralmente possuem uma entrada para o sinal de bloqueio e duas saídas: uma para o sinal de *trip* e outra para indicar a fase defeituosa. O relé de sobrecorrente com unidade instantânea no ATPDraw, conhecido como *Over-current 50/51* é indicado na Figura 5, que inclui também a função temporizada de tempo definido. Esse bloco requer como entrada o valor eficaz da corrente, além do valor de ajuste da corrente de *pickup* e do tempo de atuação, que é tipicamente ajustado para 1 μs na operação instantânea.

Figura 5 – Bloco WIRELAY51



Fonte: ATPDraw.

Cada relé possui um código na linguagem MODELS responsável por realizar a operação da proteção. A lógica implementada na unidade 50 consiste em comparar a razão entre a corrente eficaz de entrada e a corrente de *pickup*. Quando essa razão é superior a 1 indica que o limiar foi ultrapassado e o sinal de *trip* é enviado.

O sinal de entrada trifásico é a corrente medida pelos TCs e o bloco trabalha com o valor RMS para os cálculos e portanto, esse valor foi empregado na análise. A frequência de amostra do sinal, no bloco chamado de *SampleFreq*, deve ser um múltiplo inteiro da frequência base, conforme especificado pelo código do modelo. Neste trabalho, foi escolhida uma frequência de 600 Hz, que atende bem a essa condição.

2.2.1.2 Função Sobrecorrente Temporizada no ATP - 51

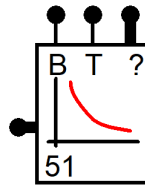
O bloco da função sobrecorrente de tempo inverso no ATPDraw também utiliza o valor eficaz da corrente como sinal de entrada. A diferença está no tempo de atuação, ajustado conforme o sinal recebido. Para configurar esse bloco, é necessário definir as variáveis conforme apresentado na equação 3.15, utilizando os parâmetros listados na Tabela 1.

Na curva da norma IEEE C37.112, devido à lógica de programação, consta o tempo fornecido de Tr. A Figura 6 apresenta o bloco do relé *Time over current 51*.

2.2.2 Proteção Diferencial - 87

Para a implementar a proteção diferencial com o relé *Diff. Transformer 87T* é fundamental utilizar o bloco ABC2PHRH2, uma vez que o relé requer como entrada o sinal de corrente na frequência fundamental e a segunda harmônica, na forma retangular. Dessa forma, o ABC2PHRH2 realiza o cálculo dos fasores a partir de um sinal no domínio do tempo utilizando a

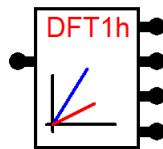
Figura 6 – Bloco W1RELAY51I



Fonte: ATPDraw.

Transformada Rápida de Fourier. Para configurá-lo corretamente, é necessário inserir a frequência do sistema, a ordem do harmônico e um fator de escala que ajusta a grandeza em pu. É possível visualizar este componente na Figura 7. Além disso, é recomendado que a frequência de amostra seja superior a 16 vezes a frequência da rede, sendo determinado para este trabalho a frequência de 1020 Hz.

Figura 7 – Bloco ABC2PHRH2



Fonte: ATPDraw.

Dessa maneira, os fasores calculados no bloco ABC2PHRH2 são entregues como sinal de saída na forma retangular e, para aplicação com o relé, correspondem à corrente medida pelo TC em cada fase do transformador de potência. Dessa forma, são fornecidos quatro dados, apresentados nas Equações (2.20) e (2.21):

$$I_1 = I_{Re1} + jI_{Im1} \quad (2.20)$$

$$I_h = I_{Reh} + jI_{Imh} \quad (2.21)$$

Em que I_{Re1} e I_{Im1} representam a parte real e imaginária da corrente fundamental, e I_{Reh} e I_{Imh} representam a parte real e imaginária da componente harmônica, respectivamente. Devem ser utilizados dois blocos ABC2PHRH2 com a 87T, um para a corrente no lado de AT e outro para a corrente do lado BT. O relé receberá os fasores como dados de entrada, e realizará as operações necessárias para identificar as faltas.

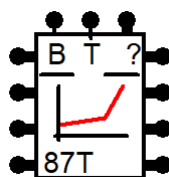
A proteção diferencial 87 no *software* ATPDraw utiliza o relé de proteção diferencial para transformadores denominado W1RELAY87T, o qual possui um algoritmo próprio. Conforme seu código e a referência apresentada no ATPDraw, são solicitados para a configuração do relé os seguintes parâmetros:

- K_1 diz respeito à inclinação da primeira zona de restrição, definida pela razão da corrente diferencial e de restrição. Esse ajuste previne contra a atuação incorreta devido a erros nos TCs ou *mismatch*.
- K_2 é a inclinação da segunda zona de restrição para características *dual slope*, e visa mitigar os erros causados pela saturação a faltas externas.
- i_{start} corresponde à corrente de ajuste, ou corrente de *pickup* da primeira área.
- i_{step2} é a corrente de ajuste que delimita o ponto de início da segunda inclinação do limiar de atuação.
- t_{delay} diz respeito ao tempo necessário para o acionamento do sinal de *trip*. Como a atuação da proteção diferencial é instantânea, utiliza-se 0,000001.
- k é o fator de compensação utilizado no cálculo da corrente de restrição.
- n é utilizado para a Relação de Transformação do Transformador de Potência.
- θ é a diferença de fase entre a corrente do primário e do secundário do Transformador de Potência.
- h_{res} aborda o bloqueio de harmônicas, ou seja, a porcentagem da harmônica em relação à fundamental aceitável para atender à condição de bloqueio.
- Demais variáveis seguem a configuração padrão do MODELS.

O bloco da proteção diferencial para transformadores possui como entrada os fasores calculados no bloco ABC2PHRH2, correspondendo às correntes medidas nos lados primário e secundário em sua forma retangular. A lógica implementada no MODEL utiliza como referência os autores (WARD; ERWIN, 2005). Para facilitar o entendimento, é definido que a corrente medida no lado primário será denominada como \vec{I}_{AT} e no lado secundário como \vec{I}_{BT} . É importante destacar que essas correntes incluem a fundamental e a harmônica de segunda ordem.

Conforme discutido na seção de proteção diferencial, para faltas internas, as correntes medidas estão em fase, porém com magnitudes distintas. No caso de faltas externas, as correntes estão defasadas em 180° , porém possuem a mesma magnitude. Assim, para faltas internas, o módulo da soma de \vec{I}_{AT} e \vec{I}_{BT} será diferente de zero, enquanto para faltas externas será próximo ou igual a zero.

Figura 8 – Bloco WIRELAY87



Fonte: ATPDraw.

A lógica de proteção calcula a corrente diferencial conforme o equacionamento 2.22.

$$I_{\text{diff}} = \left| I_{AT}^{\vec{}} + I_{BT}^{\vec{}} \right| \quad (2.22)$$

A corrente de restrição é definida pela equação 2.23.

$$I_{\text{res}} = k \left(\left| I_{AT}^{\vec{}} \right| + \left| I_{BT}^{\vec{}} \right| \right) \quad (2.23)$$

A lógica utilizada estabelece que para a atuação da proteção diferencial, deve-se atender a um destes critérios:

- $I_{\text{diff}} > i_{\text{start}} + K_1 \cdot I_{\text{res}}$
- $I_{\text{diff}} > i_{\text{start}} + K_2 \cdot I_{\text{res}} - (K_2 - K_1) \cdot i_{\text{step2}}$

O algoritmo implementado no bloco 87T do ATPDraw visa realizar a correção angular para os transformadores que apresentam diferença de fase entre as conexões do primário e secundário. Contudo, a correção realizada por ele difere da que é realizada mediante a matriz de correção angular.

Para a corrente medida no lado de AT são obtidos os fasores de corrente da componente fundamental $I_{AT,1}^{\vec{}}$ e da componente de segunda ordem $I_{AT,h}^{\vec{}}$. Suas representações em forma retangular serão dadas por:

$$I_{AT,1}^{\vec{}} = I_{AT, \text{Re}1} + jI_{AT, \text{Im}1} \quad (2.24)$$

$$I_{AT,h}^{\vec{}} = I_{AT, \text{Re}h} + jI_{AT, \text{Im}h} \quad (2.25)$$

Vale ressaltar que os fasores são obtidos através do bloco ABC2PHRH2. Com esses dados, a lógica implementada calcula a corrente da conexão em estrela-aterrada vista pelo lado de delta. Primeiramente são determinados os módulos das correntes $I_{AT,1}^{\vec{}}$ e $I_{AT,h}^{\vec{}}$ pelas seguintes equações:

$$I_{AT1} = n \cdot \sqrt{I_{AT, \text{Re}1}^2 + I_{AT, \text{Im}1}^2} \quad (2.26)$$

$$I_{ATh} = n \cdot \sqrt{I_{AT, \text{Re}h}^2 + I_{AT, \text{Im}h}^2} \quad (2.27)$$

Conforme explicitado anteriormente, o n diz respeito a relação de transformação do transformador de potência, tendo vista que o bloco de proteção trabalha em unidades de p.u. o valor de n será 1. Dito isso, o algoritmo calcula o argumento dos fasores de corrente no lado de AT. Em sequência deduz pelo valor de defasagem θ , fornecido na parametrização do bloco. Então com esse novo ângulo a corrente medida no primário não estará defasada do secundário, e dessa

forma serão calculados os novos fasores para a obtenção da corrente de operação e restrição. Esse processo é definido pelas seguintes equações:

$$I_{AT, Re1} = I_{AT1} \cdot \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{I_{AT, Im1}}{I_{AT, Re1}} \right) - \theta \right) \quad (2.28)$$

$$I_{AT, Im1} = I_{AT1} \cdot \sin \left(\tan^{-1} \left(\frac{I_{AT, Im1}}{I_{AT, Re1}} \right) - \theta \right) \quad (2.29)$$

$$I_{AT, Reh} = I_{ATh} \cdot \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{I_{AT, Imh}}{I_{AT, Reh}} \right) - \theta \right) \quad (2.30)$$

$$I_{AT, Imh} = I_{ATh} \cdot \sin \left(\tan^{-1} \left(\frac{I_{AT, Imh}}{I_{AT, Reh}} \right) - \theta \right) \quad (2.31)$$

Deve-se destacar que a única correção realizada pelo ATP foi desenvolvida nesta seção, e o algoritmo proposto pelo bloco WIREAY não realiza a compensação de sequência zero. O bloco ABC2PHRH2 calcula os fasores das correntes fundamentais e harmônicas, que são ajustados conforme a frequência e a relação de transformação do transformador. Esses fasores permitem que o relé *Diff. Transformer 87T* identifique as falhas no sistema, considerando a compensação angular necessária para garantir uma proteção diferencial precisa e confiável.

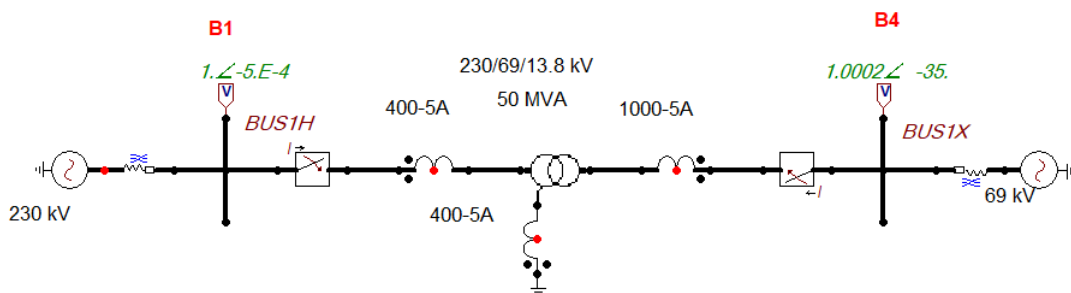
3 Implementação

O presente trabalho visa avaliar o desempenho das funções de sobrecorrente de fase instantânea e temporizada (50F/51F); as de neutro instantânea e temporizada (50N/51N); e a proteção diferencial (87T) aplicadas a um transformador de potência, perante faltas externas e internas. Com esse fim, foi utilizada a interface do ATP, o ATPDraw, para a implementação do sistema. Esta seção abordará as características desse sistema e sua configuração.

O sistema de proteção a ser avaliado é empregado em um transformador, com potência nominal de 50 MVA e sua relação de transformação é 230/69 kV. O lado de alta tensão é ligado em estrela-aterrada e os enrolamentos de baixa tensão são conectados em delta, ou seja, uma conexão do tipo YDn1. Esse equipamento é conectado a dois barramentos, que estão ligados a duas fontes modeladas pelo equivalente de thevenin.

No que diz respeito à medição de corrente desse equipamento, são implementados três TCs, dos quais um é responsável por medir a corrente de neutro e os demais delimitam a zona de proteção do transformador. Os instrumentos de medição possuem relação de transformação de 400-5 A para o lado de AT e para mensurar a corrente no neutro; e de 1000-5 A no lado de BT. Os TCs alocados do lado estrela-aterrada e delta são denominados, respectivamente, RTC_1 e RTC_2 . O sistema a ser analisado é explicitado na Figura 9.

Figura 9 – Transformador de Potência Implementado no ATPDraw

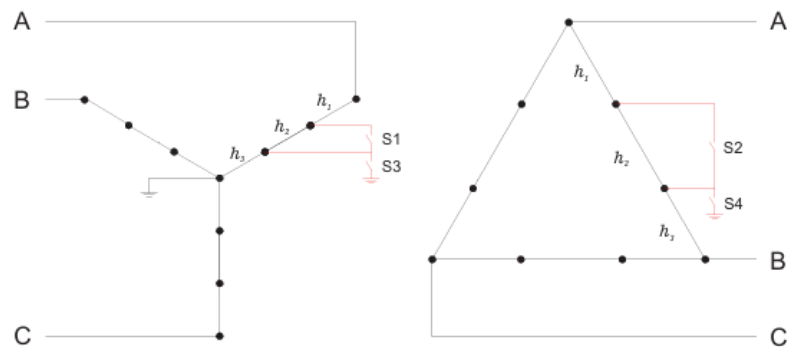


Fonte: Autoria própria.

O transformador de potência adotado nas simulações foi modelado para contemplar as análises de curtos-circuitos entre espiras e espira-terra. Sendo assim, para auxiliar a simulação, cada enrolamento é dividido em três partes, tanto para o primário quanto para o secundário, como ilustrado na Figura 10. A porcentagem de espiras curto-circuitadas entre si é definido por $h2$, enquanto a porcentagem equivalente para espiras em curto-circuito com o terra é estabelecida por $h3$. Dessa maneira, a quantidade de espiras restantes é determinada por $h1 = 1 - h3 - h2$

(PERES, 2019). Além dos parâmetros apresentados, o instante de fechamento das fases deve ser fornecido durante a implementação, para as chaves S1, S2, S3 e S4. O fechamento dos contatos S2 e S1 provoca, respectivamente, o curto-circuito entre espiras para ambos os lados do transformador de potência. Similarmente, as demais chaves, S3 e S4, simulam as faltas espira-terra.

Figura 10 – Enrolamentos do Transformador de Potência



Fonte: (PERES, 2019)

3.1 Proteção Implementada no ATP

O sistema de proteção implementado, conforme abordado na fundamentação, utilizou como principal referência os critérios apresentados em (DUARTE, 2018), que oferece um vasto conhecimento sobre proteção de sistemas elétricos de potência. Para os ajustes de proteção, os critérios não foram restritos somente à referência mencionada, como também foram pesquisados dados técnicos em outros materiais, para avaliação de quais critérios eram mais adequados para configuração do sistema em si. Tendo em vista o exposto, será apresentado o sistema de proteção implementado no ATPDraw.

3.1.1 Função de Sobrecorrente

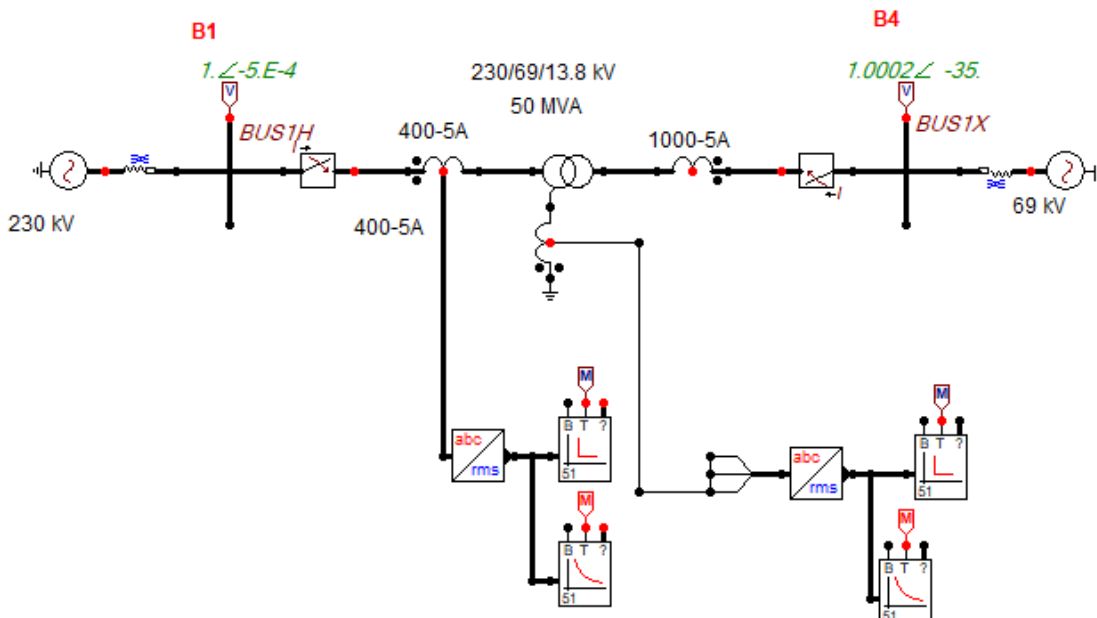
Especificamente, as funções de proteção de sobrecorrente instantânea (50F) e temporizada (51F) foram incorporadas para as fases no lado de alta tensão, que possui conexão estrela-aterrada. Adicionalmente, as unidades de sobrecorrente de neutro instantânea (50N) e temporizada (51N) foram acrescentadas ao TC de neutro TC_N . As funções instantâneas operam como proteção principal no lado de AT, e devem atuar para as falhas na bucha do transformador. Dessa maneira, a função 50N deve apresentar sensibilidade para detectar correntes de falta envolvendo a terra, ou correntes de sequência zero (DUARTE, 2018).

Em contrapartida, as unidades 51 temporizadas de fase devem trabalhar como proteção de retaguarda, não somente para correntes faltantes a jusante, como também deve detectar

faltas no barramento de alta. A unidade 51N atuará detectando correntes de sequência zero nos enrolamentos com conexão estrela-aterrada.

Desse modo, na interface do ATPDraw, os relés de sobrecorrente foram incorporados conforme disposto no capítulo de fundamentação e são apresentados na Figura 11. Para cada relé, foi previamente conectado o bloco de cálculo ABC2RMS. Também foi adaptada para proporcionar a conexão do TC_N , que mede exclusivamente a corrente de neutro. Como o relé e o bloco ABC2RMS aceitam apenas sinais trifásicos, foi adicionada uma ramificação para integrar o sinal do TC_N à configuração de três fases, possibilitando a utilização do bloco ABC2RMS. Por fim, os resultados são obtidos pela operação do relé graficamente pela atuação do sinal de *trip*.

Figura 11 – Funções de Sobrecorrente Implementadas no ATPDraw



Fonte: Autoria própria.

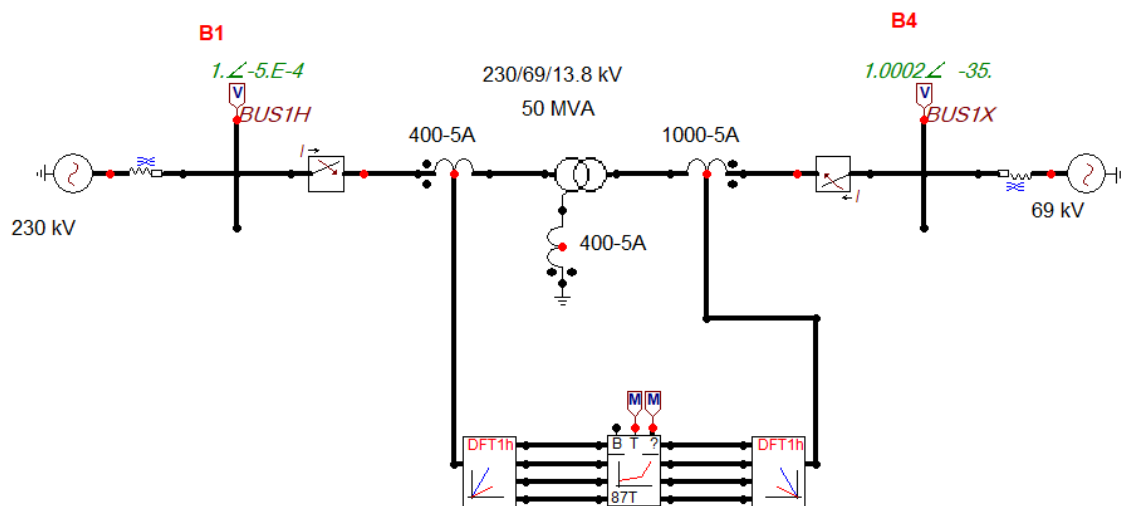
Relembrando que os blocos de cálculo, tanto os usados na proteção de sobrecorrente quanto na proteção diferencial, permitem a multiplicação da saída por um fator de escala, denominado *scale*. Para as implementações, os sinais de corrente foram normalizados para p.u. através desse parâmetro.

Além disso, os *TAPs* de normalização foram calculados conforme a equação 2.19. Considerando que as relações de transformação são $RTC_1 = 80$ e $RTC_2 = 200$ para os TCs no lado de AT e BT, respectivamente, os valores obtidos foram: $TAP_{AT} = 1,5689$ e $TAP_{BT} = 2,0918$. Como o parâmetro *scale* é multiplicado no sinal de saída, ele deve ser o inverso do *TAP*. Portanto, os valores de escala inseridos no ATP são: para o lado de AT, $scale_{AT} = 0,6374$; e para o lado de BT, $scale_{BT} = 0,4780$. Evidencie-se que o $scale_{AT}$ foi utilizado nos blocos de cálculo da função sobrecorrente de fase e de neutro no lado de AT.

3.1.2 Função Diferencial

A zona de proteção para a função diferencial é bem delimitada, pois a unidade 87T deve atuar somente para as faltas internas, ou seja, entre os TCs alocados nos terminais do transformador de potência. Dessa forma, os curtos-circuitos que ocorrem fora da região determinada pelos instrumentos de medição são conhecidos como faltas externas. Assim sendo, no ATPDraw foram incorporados dois blocos de cálculo, um para o primário e outro para o secundário. Suas entradas foram configuradas para receber o sinal de corrente medido pelo TC, permitindo que sejam calculados seus fasores. Esses são encaminhados para o bloco de proteção diferencial 87T, e serão multiplicados pelo fator de escala correspondente a cada lado. Para essa implementação são utilizados $scale_{AT}$ e $scale_{BT}$ anteriormente apresentados. A implementação é apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Função Diferencial Implementada no ATPDraw



Fonte: Autoria própria.

Portanto, a configuração da proteção foi realizada conforme desenvolvimento acima. Assim, os relés de proteção com função de sobrecorrente foram alocados no lado de alta tensão e no TC de neutro; e o bloco de proteção diferencial deverá detectar somente as faltas internas no transformador.

Desse modo, a proteção de sobrecorrente atua principalmente para faltas internas e como retaguarda para faltas externas, enquanto a proteção diferencial deve detectar faltas internas ao transformador.

A próxima seção abordará os critérios de ajuste aplicados ao sistema de proteção.

3.2 Critérios de Ajuste

Nesta seção, serão apresentados os ajustes utilizados e implementados nos blocos de proteção das funções 50F, 51F, 50N, 51N e 87T do ATPDraw. A Tabela 2 apresenta os ajustes de forma sumarizada. Os seus valores serão justificados e apresentados em sequência no presente trabalho.

Tabela 2 – Valores de Ajuste dos Relés no ATPDraw

Função	Variável	Variável no ATPDraw	Valor de Ajuste
87T	SLP	K_1	0,30
	SLP_2	K_2	0,95
	$I_{pk,87T}$	i_{start}	0,3 p.u.
	I_{break}	i_{step2}	1,5 p.u.
	-	t_{delay}	0,000001 s
	-	k	1,00
	-	n	1,00
	-	θ	30°
-	h_{res}	0,20	
50F	$I_{pk,50F}$	Is	14 p.u.
50N	$I_{pk,50N}$	Is	9,2919
51F	$I_{ajuste,51F}$	Is	2 p.u.
	D_{51F}	D	0,54515
51N	$I_{ajuste,51N}$	Is	0,4780
	D_{51N}	D	0,3972
51F,51N	A	A	0,0515
	B	B	0,114
	Q	Q	0,02
	TR	TR	4,85

3.2.1 Critérios de Ajuste 50F

Os critérios adotados foram apresentados no capítulo de fundamentação, na seção da função de sobrecorrente, e estão pautados nos critérios estabelecidos por (DUARTE, 2018) em conformidade com demais autores.

Em vista disso, para a implementação da função de sobrecorrente de fase, utilizaram-se as correntes de curto-circuito trifásicas medidas pelo TC do lado de AT, TC_1 . Deve-se atentar ao fato de que os relés de sobrecorrente no ATPDraw trabalham com o valor eficaz das correntes inseridas como sinal de entrada. Portanto, optou-se por utilizar, no ajuste da função, o valor eficaz das correntes de curto-circuito medidas pelo TC_1 , e calculadas pelo bloco ABC2RMS.

Vale destacar que, para as correntes medidas e utilizadas para avaliação dos critérios, implementou-se o *scale* de 1 e, portanto os valores eficazes das correntes estão em unidade de

Amperes e estas devem ser normalizadas em p.u. pelo TAP_{AT} . Em resumo, foram adotadas as correntes de curto-circuito fornecidas pelo secundário dos TCs para os ajustes, as quais devem ser normalizadas. Essa abordagem foi implementada para todas as configurações de sobrecorrente 50F, 51F, 50N e 51N.

Segundo (DUARTE, 2018) o ajuste da 50F deve ser superior às correntes de contribuição no lado de AT do máximo valor de falta externa e suportar a corrente de magnetização do transformador.

A Tabela 3 apresenta o valor eficaz das correntes utilizadas no ajuste da proteção mensuradas para faltas trifásicas, no barramento e na bucha do transformador. A corrente eficaz medida no TC_{AT} , para correntes faltantes no barramento BT, compreende a contribuição da corrente de curto-circuito no lado de BT no enrolamento de AT. A contribuição é utilizada para os ajustes em que a proteção 50F não deve atuar para faltas fora de sua zona de proteção.

Tabela 3 – Correntes de Falta para o Ajuste da Função 50F

Local da Falta	Tipo de Falta	Corrente Eficaz TC_{AT} (A)
Barramento AT	3F	12,423
Barramento BT	3F	16,693
Bucha AT	3F	830,687

Nota: 3F - Trifásica

Assim, os critérios 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 são adequados para o valor eficaz da corrente no secundário do TC_1 . Então, conforme (SATO; FREITAS, 2015; DUARTE, 2018), estabeleceu-se um fator de segurança de 1,3 para K e para a corrente de magnetização um valor de oito vezes a corrente nominal do transformador de potência. Portanto, o valor de ajuste de $I_{pk,50F}$ deve atender as seguintes inequações:

$$I_{pk,50F} > K \cdot \frac{16,693}{TAP_{AT}} = 13,832 pu \quad (3.1)$$

$$I_{pk,50F} > K \cdot \frac{12,423}{TAP_{AT}} = 10,294 pu \quad (3.2)$$

$$I_{pk,50F} > K \left(\frac{8 \cdot I_{nom}}{RTC \cdot TAP_{AT}} \right) = 10,400 pu \quad (3.3)$$

$$I_{pk,50F} < \frac{830,687}{TAP_{AT}} = 529,476 pu \quad (3.4)$$

Perante aos critérios estabeleceu-se como limiar de atuação:

$$I_{pk,50F} = 14,000 pu \quad (3.5)$$

3.2.2 Critérios de Ajuste 51F

A função 51F, conforme, discutido deve atuar como retaguarda para a menor contribuição no lado de alta quando ocorrer uma falta mínima bifásica no barramento de BT, considerando a menor contribuição de um curto-circuito bifásico na barra de BT. Semelhantemente ao processo da função 50F, tem-se apresentado na Tabela 4 as correntes obtidas. Ademais, o ajuste deve ser superior a corrente de sobrecarga do transformador, ou seja, a corrente nominal multiplicada por um fator de sobrecarga K_f .

Tabela 4 – Correntes de Falta para Ajuste da Função 51F

Local da Falta	Tipo de Falta	Corrente Eficaz TC_{AT} (A)
Barramento BT	2F	10,036

Nota: 2F - Bifásica

Considerando um fator de sobrecarga de 30% da corrente nominal, estabeleceu-se um K_f de 1,3. Esse valor foi normalizado em p.u. para I_{nom} de 125,511 A. Logo, o ajuste de $I_{ajuste,51F}$ deve respeitar e atender os seguintes critérios:

$$I_{pk,51F} < K \frac{10,036}{TAP_{AT}} = 6,397 pu \quad (3.6)$$

$$I_{pk,51F} > K_f \left(\frac{I_{nom}}{RTC \cdot TAP_{AT}} \right) = 1,3 pu \quad (3.7)$$

Dessa maneira optou-se como ajuste:

$$I_{pk,51F} = 2 pu \quad (3.8)$$

Dentre a família de curvas apresentadas estabeleceu-se, para as funções temporizadas neste trabalho, a curva de tempo Normalmente Inversa, no qual possui parâmetros estabelecidos pela norma IEEE C37.112. Os parâmetros da curva escolhida são fornecidos na Tabela 1 .

Assim sendo, o tempo de coordenação entre os relés, segundo (SATO; FREITAS, 2015; DUARTE, 2018), deve possuir intervalo de atuação de 300 a 400 ms. (SATO; FREITAS, 2015) afirma também que o *dial* de tempo deve ser calculado conforme o intervalo de tempo escolhido. Dessa forma, buscando a coordenação entre a função temporizada e instantânea de fase, estabeleceu-se o t_{at} de 300 ms para o curto-circuito trifásico na bucha do transformador. A corrente de falta medida no TC_1 é fornecida pela Tabela 3 e deve ser normalizada pelo TAP_{AT} , no qual I_{medida} será igual a 529,476 pu. Rearranjando a equação (3.15), o *dial* de tempo para a unidade temporizada D_{51F} de fase é definida por:

$$D_{51F} = \frac{t_{at}}{\frac{A}{\left(\frac{I_{medida}}{I_{pk,51F}}\right)^Q - 1} + B} \quad (3.9)$$

Logo, o *dial* de tempo D_{51F} obtido é 0,545.

3.2.3 Critérios de Ajuste 50N

A função de sobrecorrente de neutro deve ser insensível às faltas monofásicas ou bifásicas-terra no barramento de baixa e alta tensão (DUARTE, 2018). Assim como nas funções anteriores, as correntes das faltas monofásica e bifásica-terra foram obtidas por meio de simulação para o ajuste da função 50N, considerando uma resistência de falta de 50Ω . Os valores coletados da simulação são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Correntes de Falta para Ajuste da Função 50N

Local da Falta	Tipo de Falta	Corrente Eficaz TC_{AT} (A)
Barramento AT	1F	2,8318
Barramento BT	1F	3,1889
Bucha AT	1F	35,6698
Barramento AT	2FT	10,1474
Barramento BT	2FT	11,2138
Bucha AT	2FT	716,6719

Nota: 1F - Falta Monofásica; 2FT - Falta Bifásica-Terra

De acordo com os ajustes apresentados e as adequações realizadas para o valor eficaz, os critérios devem ser atendidos conforme as inequações apresentadas abaixo, nos quais devem ser consideradas a máxima contribuição das faltas bifásica-terra.

$$I_{pk,50N} > K \cdot \frac{11,214}{TAP_{AT}} = 9,292 pu \quad (3.10)$$

$$I_{pk,50N} > K \cdot \frac{10,147}{TAP_{AT}} = 8,408 pu \quad (3.11)$$

$$I_{pk,50N} < \frac{716,672}{TAP_{AT}} = 465,803 pu \quad (3.12)$$

Com base nos critérios, foi definido um limiar de atuação:

$$I_{pk,50N} = 9,292 pu \quad (3.13)$$

3.2.4 Critérios de Ajuste 51N

A implementação da função temporizada de neutro se baseia em dois critérios: deve ser superior de 10% a 20% em relação à corrente nominal do TC. Dentro dessa faixa, opta-se por utilizar 15% de 5 A, valor que consiste na corrente nominal do secundário do TC. Portanto, quando normalizado, a função de sobrecorrente de neutro deve ser superior a 0,478 pu.

Ao mesmo tempo, a função 51N deve ser inferior à corrente de falta do curto-circuito monofásico mínima no lado baixa tensão. Novamente foram realizadas simulações para a

obtenção dos valores eficazes da contribuição na conexão estrela-aterrada da falta monofásica, apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Correntes de Falta para Ajuste da Função 51N

Local da Falta	Tipo de Falta	Corrente Eficaz TC_{AT} (A)
Barramento BT	1F	4,246

Nota: 1F - Monofásica

Logo deve ser inferior a:

$$I_{pk,51N} < \frac{4,246}{TAP_{AT}} = 2,706 pu \quad (3.14)$$

Em relação à curva da unidade temporizada de neutro, foi utilizada a curva Normalmente Inversa da Norma IEEE C37.112. Para coordenar a proteção 51N com a 50N, com um tempo de atuação de 300 ms, foi considerada a corrente monofásica máxima, ou seja, a corrente de curto-circuito monofásica na bucha do lado de AT.

A corrente de falta medida no TC_1 é fornecida na Tabela 6 e deve ser normalizada pelo TAP_{AT} , resultando em I_{medida} igual a 22,736 pu. Rearranjando a equação (3.15), o *dial* de tempo da unidade temporizada D_{51N} é definido por:

$$D_{51N} = \frac{t_{at}}{\frac{A}{\left(\frac{I_{medida}}{I_{pk,51N}}\right)^Q - 1} + B} \quad (3.15)$$

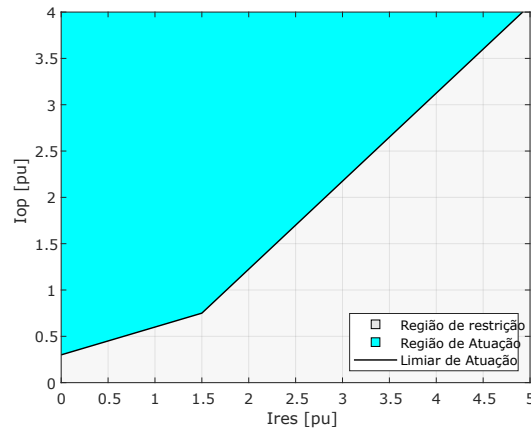
Assim, o *dial* de tempo D_{51N} calculado é 0,397.

3.2.5 Critérios de Ajuste 87T

De acordo com os critérios estabelecidos por (DUARTE, 2018), foram analisados os requisitos necessários para a implementação da proteção diferencial. A corrente de *pickup* do bloco 87T ($I_{pk,87T}$) foi ajustada para 30% da corrente nominal, equivalente a 0,3 pu, um valor frequentemente adotado. Para a inclinação SLP_1 da primeira zona de restrição, foi considerado um ajuste de 0,3, que cobre os erros discutidos na fundamentação teórica. Este valor é normalmente utilizado para assegurar a precisão na proteção diferencial, garantindo que os erros relacionados ao transformador e aos transformadores de corrente sejam devidamente considerados.

Para acrescentar proteção adicional em relação a faltas externas, o bloco 87T possibilita a utilização da característica *dual slope*, em que deve ser adotada uma inclinação superior a 0,5. Considerando o pior caso em que apenas um TC satura, (DUARTE, 2018) afirma que a razão entre a corrente de operação e a corrente de restrição pode atingir um limite de 95%. Diante desse cenário, foi adotado o valor de 0,95 para o SLP_2 , o qual se iniciará no ponto normalmente

Figura 13 – Plano Operacional do Bloco WIRELAY87T



Fonte: Autoria própria.

adotado de $1,5 \cdot I_{nom}$ ou 1,5 pu. O plano operacional da configuração implementada no bloco 87T do ATPDraw é visualizada na Figura 13

Note que existe uma diferença no plano operacional da lógica aplicada pelo ATPDraw e o que é apresentado pela teoria. Esse fato ocorre, pois o primeiro do WIRELAY87T visa atender a soma da corrente de restrição com o ajuste de *pickup*, enquanto o da literatura busca atender as duas condições.

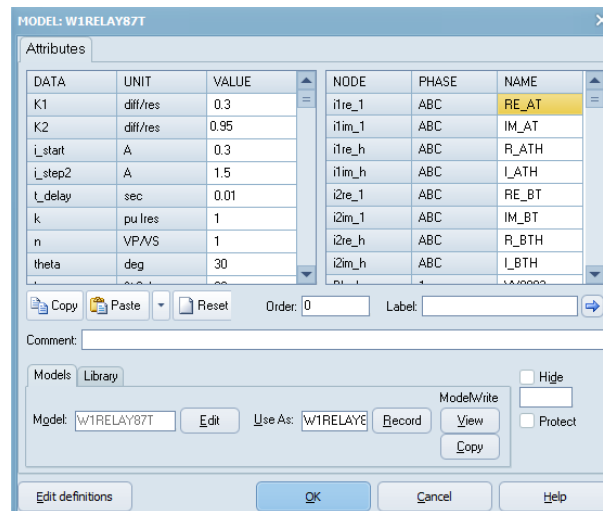
3.3 Ajuste Compensação do ATPDraw

Com base no que foi discutido na fundamentação teórica, e visando garantir a operação eficaz da proteção diferencial no ATPDraw, o algoritmo proposto pelo bloco WIRELAY87T foi ajustado para contemplar as compensações de sequência zero e correção da defasagem angular.

Relembrando que, conforme foi apresentado, a lógica de proteção utilizada pelo ATP realiza nos argumentos dos fasores a subtração ou soma do ângulo de fase da corrente adiantada, ou atrasada, a depender do tipo de conexão.

Portanto, acessando o bloco MODEL WIRELAY e acessando o botão *edit* foram realizadas alterações na lógica de proteção proposta, conforme Figura 14.

Figura 14 – Acesso a Lógica do ATP



Fonte: Autoria própria.

Dessa forma são aplicadas as correntes medidas na conexão estrela-aterra a compensação de sequência zero mediante matriz M_{comp} . Enquanto para as correntes correspondentes aos nos enrolamentos conectados em delta, a aplicação da correção angular através da matriz M_{θ} .

4 Apresentação e Análise dos Resultados

Tendo como objetivo avaliar o desempenho e a aplicação das proteções de sobrecorrente e diferencial ao transformador de potência apresentado, foram realizadas simulações no software ATPDraw, fundamentadas na configuração e critérios descritos no capítulo anterior. Os relés de proteção foram avaliados sob situações de falta no sistema. As condições de falha podem ser pontuadas pelo tipo de curto-circuito e o local de incidência. Assim, os tipos de falta examinados são compreendidos como:

- Trifásica (3F);
- Bifásica (2F);
- Bifásica-terra (2FT);
- Monofásica (1F);
- Entre espiras (EE);
- Espira-terra (ET).

Ademais, o local de aplicação da falta dependerá do tipo de curto-circuito simulado. As faltas EE e ET ocorrem exclusivamente na área interna da proteção, que é considerada a área entre os instrumentos de medição, os TCs.

Os demais tipos de falta são aplicados na região externa e interna da zona de proteção, ou seja, as faltas externas são aplicadas nos barramentos do lado AT e do lado de BT, enquanto as faltas internas são aplicadas na bucha do transformador do lado com conexão estrela-aterrado e do lado conectado em delta.

Diante do exposto, para o relé 87T foram avaliadas as faltas internas e externas, incluindo faltas entre espiras e espiro-terra, com variação do percentual de espiras curto-circuitadas. As funções 50F, 51F, 50N e 51N tiveram seu comportamento observado em relação às faltas aplicadas nos barramentos e na bucha dos lados de AT e BT.

4.1 Função de Sobrecorrente

Inicialmente, são apresentados na Tabela 7 os resultados das simulações para as unidades de sobrecorrente implementadas. Dessa forma, é explicitado o desempenho da proteção referente ao tipo de falta, enrolamento (AT correspondente à estrela-aterrada ou BT correspondente ao delta) e local da falta (interna ao transformador, na bucha, denominada de IN ou externa ao transformador, no barramento, denominada de EX). Ademais, quando a função não atua perante

uma falta utiliza-se o hífen (-).

No que diz respeito às funções temporizadas, foi mensurado o tempo de atuação do sinal de *trip* t_{trip} e, desse modo, é possível extrair informações acerca da velocidade de operação para faltas mais elevadas no equipamento. Além do intervalo do acionamento, os dados sobre o local de atuação e sua região fornecem conhecimento sobre sua seletividade.

Tabela 7 – Resultado das Funções de Sobrecorrente Implementadas

Casos	Falta			Tempo de acionamento - t_{trip} (s)			
	Enrolamento	Local	Tipo	50F	51F	50N	51N
CS1	AT	EX	1F	-	1,3616	-	0,46699
CS2	BT	EX	1F	-	1,7944	-	-
CS3	AT	IN	1F	0,0583	0,3259	-	0,46699
CS4	BT	IN	1F	-	1,7944	-	-
CS5	AT	EX	2F	-	-	0,0601	0,4695
CS6	BT	EX	2F	-	1,0690	-	-
CS7	AT	IN	2F	0,0517	0,3595	-	-
CS8	BT	IN	2F	-	1,0690	-	-
CS9	AT	EX	2FT	-	1,3782	0,0600	0,4695
CS10	BT	EX	2FT	-	1,2400	-	-
CS11	AT	IN	2FT	0,0517	0,3533	0,0600	0,4695
CS12	BT	IN	2FT	-	1,2400	-	-
CS13	AT	EX	3F	-	1,4590	-	-
CS14	BT	EX	3F	-	1,0680	-	-
CS15	AT	IN	3F	0,0517	0,3960	-	-
CS16	BT	IN	3F	-	1,2400	-	-

Com base na tabela 7, verifica-se que as funções de sobrecorrente procederam corretamente para a maioria dos casos, isto é detectaram sobrecarga no sistema. A unidade instantânea de fase nos casos CS3, CS7, CS11 e CS15 atuou somente para faltas localizadas na bucha do transformador. Como o ajuste da simulação promove a falta em 0,05 s, o tempo de atuação da unidade instantânea diz respeito ao tempo de processamento.

Além disso, observa-se que o tempo de coordenação, entre as funções 50F e 51F, foi respeitado. A atuação da função temporizada de fase ocorre 0,3960 segundos após a atuação da unidade instantânea, sendo superior ao tempo de coordenação exigido de 300 ms para faltas trifásicas na bucha de AT. Por outro lado, os ajustes implementados para as funções 51F consideram a corrente de *pickup* inferior ao curto-circuito bifásico mínimo, então os tempos de atuação para os casos CS2 e CS4 são os mais elevados. Isso ocorre, pois a magnitude da corrente de falta monofásica é inferior aos demais tipo de falta, acarretando maior tempo de coordenação.

No que diz respeito ao desempenho da unidade 50N, a função deve ser insensível aos curtos-circuitos monofásico e bifásico-terra no barramento de BT, o que foi efetivamente observado nos casos CS2 e CS10. Verificou-se também, que a função 50N não sensibilizou

diante de faltas monofásicas na bucha do transformador. Esse comportamento ocorre devido ao valor da corrente eficaz medida durante o curto-circuito, aproximadamente igual a 6 pu, sendo inferior ao valor de ajuste do limiar da 50N, $I_{pk,50N} = 9,292$ pu. Porém, conforme (DUARTE, 2018) para que a unidade 50N seja sensibilizada para uma falta monofásica, ela deve no mínimo atender critério do curto-circuito bifásico-terra no lado de AT, o que de fato é verificado no caso CS11.

Por fim, a função 51N não demonstrou sensibilidade diante de faltas que envolvam o terra no lado com conexão delta. Isto é, nos casos CS2, CS4, CS10 e CS12, a conexão delta impede as contribuições da corrente de sequência zero para a conexão estrela-aterrada. Dessa forma, não existirá corrente de neutro a ser detectada e então não ocorrerá atuação. Além disso, a 51N não se sensibilizou diantes dos curtos-circuitos que ocorrem no lado de BT.

4.2 Função Diferencial

Em relação à implementação da proteção diferencial são observados os resultados das simulações na Tabela 8. Considerando os pontos abordados anteriormente, a lógica de proteção do ATPDraw não contempla a compensação de sequência zero, e corrige o defasamento diretamente sem a utilização da matriz M_θ . Em vista disso, os resultados do bloco 87T com compensação refletem o desempenho da lógica de proteção modificada para incluir a compensação de sequência zero e a correção angular.

Como resultado, são fornecidas a atuação do sinal de *trip* correspondente ao tipo de falta, local e região de atuação de ambas as implementações. Em complementação aos dados de operação do relé, também são verificadas as fases faltantes, abrangendo dimensão da sensibilidade e acrescentando dados na análise.

Em sequência, serão apresentadas as análises do desempenho geral para ambas as lógicas implementadas. Referente à lógica de proteção do bloco 87T do ATPDraw, foi observado que a função atuou conforme o esperado para as faltas bifásicas e trifásicas, isto é, para as faltas localizadas na região externa da zona de proteção, nos barramentos de AT e BT, o relé não foi sensibilizado. Do mesmo modo que para as falhas internas nos terminais do transformador, a proteção demonstrou eficácia em detectar as correntes faltantes.

Em contrapartida, em relação às correntes de curto-circuito que envolvem o terra, houve um desempenho inferior, tendo em vista que para o caso CD15 ocorreu operação indevida por parte do relé para uma falta externa no lado de BT. Para as faltas externas serão verificados os valores da corrente de operação e restrição. Devem ser avaliados, portanto, os fasores de cada caso.

Semelhantemente, a lógica com compensação atuou com eficácia para faltas bifásicas e trifásicas. No entanto, ao contrário da lógica do ATPDraw, a proteção não apresentou atuação

Tabela 8 – Resultados da Função Diferencial para Faltas

Casos	Falta			Lógica 87T Compensada			Lógica 87T ATPDraw				
	Enrolamento	Local	Tipo	Trip 87T	A	B	C	Trip 87T	A	B	C
CD1	AT	EX	3F	-	-	-	-	-	-	-	-
CD2	AT	IN	3F	Atuou	✓	✓	✓	Atuou	✓	✓	✓
CD3	BT	EX	3F	-	-	-	-	-	-	-	-
CD4	BT	IN	3F	Atuou	✓	✓	✓	Atuou	✓	✓	✓
CD5	AT	EX	2F	-	-	-	-	-	-	-	-
CD6	AT	IN	2F	Atuou	✓	✓	-	Atuou	✓	✓	-
CD7	BT	EX	2F	-	-	-	-	-	-	-	-
CD8	BT	IN	2F	Atuou	✓	✓	-	Atuou	✓	✓	-
CD9	AT	EX	2FT	-	-	-	-	-	-	-	-
CD10	AT	IN	2FT	Atuou	✓	✓	✓	Atuou	✓	✓	✓
CD11	BT	EX	2FT	-	-	-	-	-	-	-	-
CD12	BT	IN	2FT	Atuou	✓	✓	✓	Atuou	✓	✓	-
CD13	AT	EX	1F	-	-	-	-	-	-	-	-
CD14	AT	IN	1F	Atuou	✓	✓	✓	Atuou	✓	-	-
CD15	BT	EX	1F	-	-	-	-	Atuou	-	✓	-
CD16	BT	IN	1F	Atuou	✓	-	✓	Atuou	✓	✓	-

indevida perante o curto-circuito monofásico no lado com conexão delta. Ademais, a proteção diferencial implementada contemplou todas as faltas que ocorreram na zona de proteção, demonstrando seletividade.

4.2.1 Análise do Caso CD15 - Lógica ATP

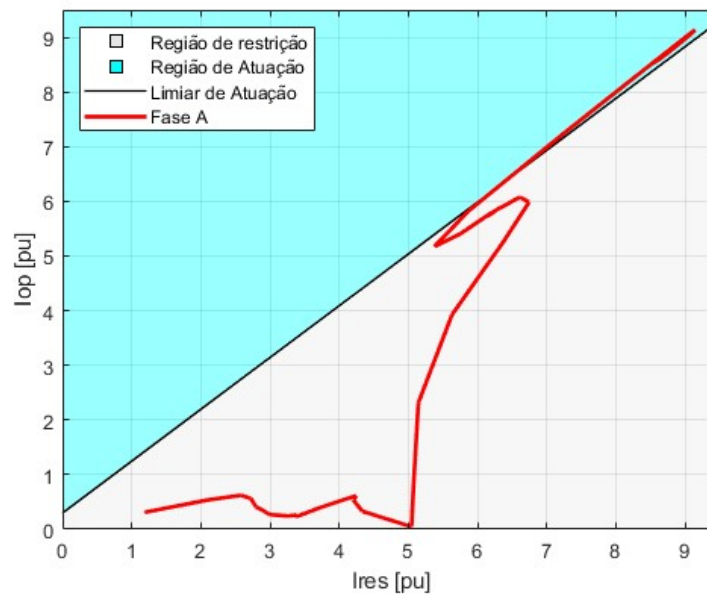
Foi avaliado no caso CD15, a atuação da proteção diferencial perante uma falta monofásica no lado de delta. Verifica-se que, para os ajustes implementados, a atuação ocorreu de forma indevida para uma falta fora da sua zona de proteção. Utilizando os dados da simulação, é possível confeccionar o gráfico que exhibe o comportamento dos fasores perante a falta externa no lado de BT, conforme Figura 15, na qual se apresenta o resultado da lógica do ATPDraw na característica operacional CD15.

Da figura 15 destaca-se que a corrente visualizada permanece próxima do limiar estabelecido entre as correntes de operação e restrição. A corrente de operação é mensurada em aproximadamente 8,358 p.u. ultrapassando o limite calculado para um corrente de restrição de 9,438 pu, conforme equação 4.1.

$$I_{op} > i_{start} + SLP_2 \cdot I_{res} - (SLP_2 - SLP_1) \cdot i_{step2} = 7,265pu \quad (4.1)$$

Não é possível afirmar que a atuação indevida ocorre pela ausência de compensação de sequência zero na lógica da proteção, uma vez que a corrente medida no neutro não é detectada.

Figura 15 – Caso CD15 - Lógica 87T ATPDraw

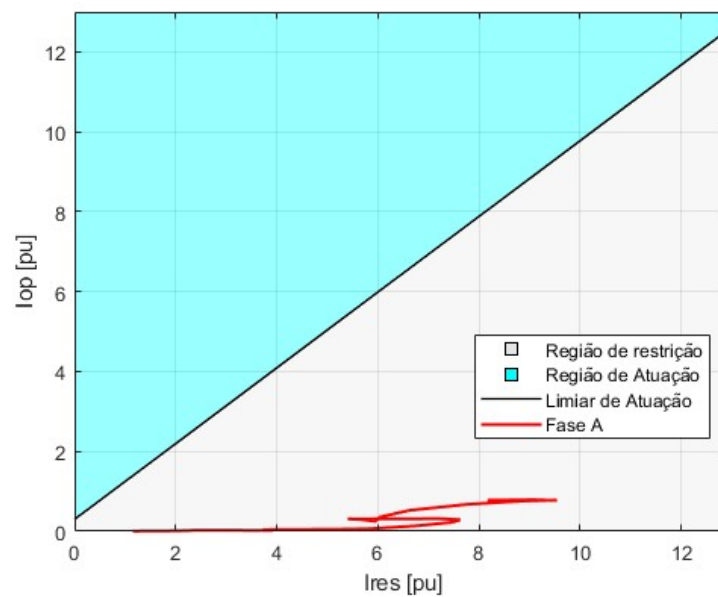


Fonte: Autoria própria.

Considerando que a inclinação da segunda região de proteção abrange o pior dos casos, e que as correntes de curto-circuito monofásica são de baixa magnitude, descarta-se a possibilidade do valor de ajuste do SLP_2 (igual a 0,95) apresentar alta sensibilidade a essas correntes de baixa magnitude das faltas monofásicas.

Contudo, buscando avaliar a lógica incorporada com a correção angular mediante matriz apresentada na equação (2.18), plotou-se para análise comparativa o comportamento da lógica corrigida. É possível observar na Figura 16 que I_{res} indica a elevação da magnitude da corrente no exterior da zona de proteção; contudo, as correntes estão defasadas de aproximadamente 180° , obtendo uma I_{op} próxima de zero quando atinge o regime permanente de falta. Conclui-se, que a aplicação da correção angular conforme (Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial Ltda, 2019) se evidenciou assertiva, uma vez que o erro é ocasionado pela defasagem angular.

Figura 16 – Caso CD15 - Lógica Compensada



Fonte: Autoria própria.

É importante ressaltar a maior sensibilidade na atuação da proteção com compensação, uma vez que, para falta monofásica interna no lado de AT a proteção detectou o distúrbio em todas as fases do sistema.

4.2.2 Casos Gerais da Proteção Diferencial

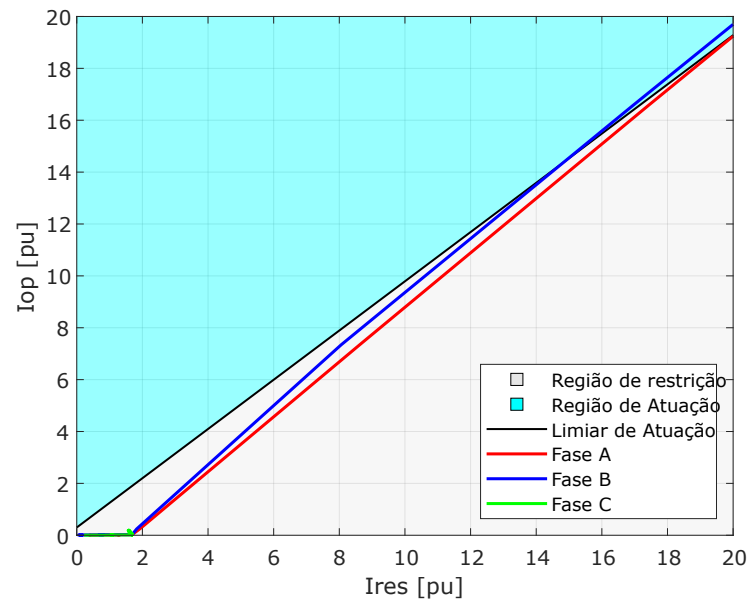
Em vista de avaliar o desempenho da lógica com correção, os casos neste trabalho serão analisados mediante a utilização da lógica compensada. As análises serão complementadas com ferramenta de auxílio gráfico através da plotagem no MATLAB.

4.2.2.1 Caso CD6 - Falta bifásica interna no lado de AT

O caso D6 corresponde a um curto-circuito bifásico, na bucha do transformador, entre as fases A e B. O comportamento dos fasores para esse caso é apresentado na Figura 17. Nota-se que a fase C não foi sensibilizada, uma vez que para essa fase a corrente de operação foi aproximadamente zero.

Nas demais fases os valores correspondentes a corrente de operação e restrição para a fase B são respectivamente 14,392 p.u. e 14,850 p.u. A atuação para fase A ocorre em grandezas relativamente elevadas, em que I_{op} e I_{res} são respectivamente 20,471 p.u. e 19,728 p.u. Esse caso demonstra a sensibilização usual para correntes de falta na zona interna da proteção.

Figura 17 – Caso CD6 - Falta bifásica interna no lado de Alta

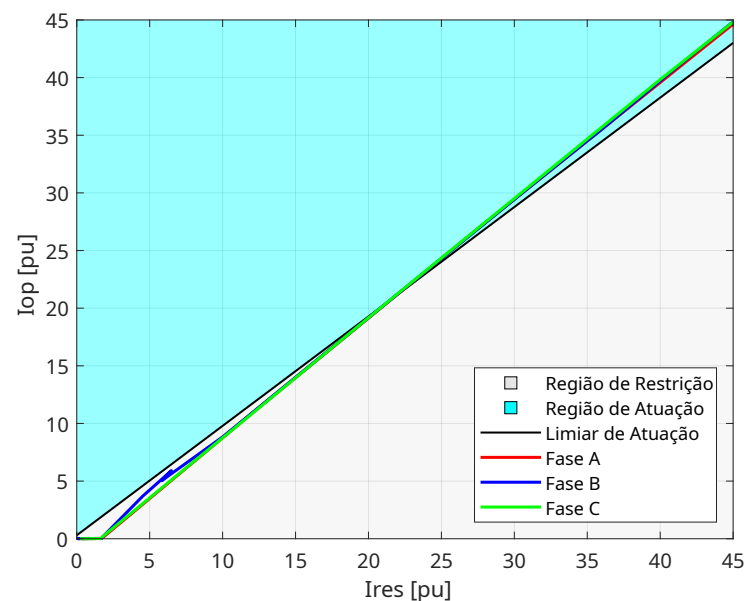


Fonte: Autoria própria.

4.2.2.2 Casos CD1 e CD2 - Falta trifásica externa e interna no lado de AT

Para avaliar o desempenho da proteção frente a faltas trifásicas no lado com conexão estrela-aterrada foram simulados os casos CD1 e CD2, em que são, respectivamente, aplicadas faltas no barramento e na bucha do transformador. Para a plotagem dos gráficos, sendo apresentados na Figura 18 o comportamento dos fasores das fases A, B e C diante uma falha trifásica interna. Esse fasores adentram a região de operação com valores de correntes muito próximas.

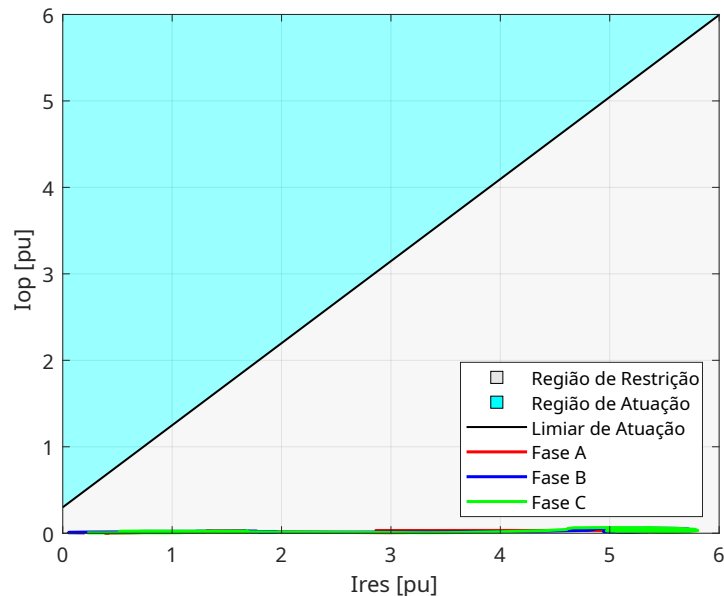
Figura 18 – Caso CD2 - Falta trifásica interna no lado de Alta



Fonte: Autoria própria.

Adicionalmente na Figura 19, outra consideração pode ser feita em relação à diferença angular entre as correntes medidas no primário e no secundário: apesar das faltas trifásicas serem caracterizadas por possuírem correntes de alta magnitude, a função diferencial atuará exclusivamente se as correntes estiverem circulando em sentidos opostos nos terminais do TC, conforme mencionado na seção de fundamentação.

Figura 19 – Caso CD1 - Falta trifásica externa no lado de Alta



Fonte: Autoria própria.

Portanto, a proteção diferencial demonstrou ser segura ao atuar para os casos apresentados na Tabela 8, ou seja, foi sensibilizada somente para faltas dentro da sua zona de proteção.

4.3 Função de Sobrecorrente - faltas envolvendo espiras

Para complementar as análises referentes ao desempenho da função de sobrecorrente, foram simulados cenários envolvendo o curto-circuito entres-espiras (EE) e espira-terra (ET). Essas faltas foram aplicadas na conexão estrela-aterrada e delta, e aspira avaliar o desempenho das funções 50F, 51F, 50N e 51N para os tipos de falta apresentados. Para esse propósito, foram simulados casos com diferentes porcentagens de espiras curto-circuitadas até identificar o ponto de sensibilização de cada função. Em outras palavras, as simulações foram realizadas em incrementos de 5%, na porcentagem de espiras curto-circuitadas, até que todas as funções fossem acionadas e seu comportamento fosse observado.

Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 9 e discutidos em sequência. A variável $p\%$ representa a porcentagem de espiras em curto-circuito. Quando a função atua, é

fornecido o tempo de acionamento; caso contrário, é inserido um (-) sinalizando que não houve atuação.

Tabela 9 – Resultados da Função Sobrecorrente para faltas entre espiras e espira-terra

p%	Falta		Tempo de Acionamento - t_{trip} (s)			
	Conexão	Tipo	50F	51F	50N	51N
5 %	Estrela-Atterrada	EE	-	1.648	-	0.551
10 %	Estrela-Atterrada	EE	-	1.000	0.073	0.434
15 %	Estrela-Atterrada	EE	0.065	0.802	0.060	0.387
5 %	Estrela-Atterrada	ET	-	0.998	0.052	0.285
10 %	Estrela-Atterrada	ET	-	0.998	0.052	0.285
15 %	Estrela-Atterrada	ET	0.065	0.802	0.052	0.285
5 % - 90%	Delta	EE	-	-	-	-
5 % - 90%	Delta	ET	-	-	-	-

4.3.1 Casos de falta entre espiras para conexão estrela-atterrada

Para as faltas entre espiras aplicadas na conexão estrela-atterrada, verificou-se que as unidades de sobrecorrente temporizadas de fase (51F) e de neutro (51N) são sensibilizadas a partir de 5% de espiras em curto-circuito. Para essa porcentagem, verificou-se um tempo elevado para o acionamento do sinal de *trip*. Essa ocorrência pode ser explicada pela baixa contribuição da corrente de curto-circuito nas fases para faltas entre espiras (PERES, 2019) e pela característica da função temporizada com curva inversa, que prevê um tempo de atuação mais longo para correntes de baixa magnitude. O caso com 5% de espiras curto-circuitadas apresenta o maior tempo de atuação em comparação com os demais casos.

Observou-se que, à medida que aumenta a quantidade de espiras em curto-circuito, o tempo de atuação das funções temporizadas diminui, indicando uma maior contribuição da corrente de falta. Além disso, a função 50N se sensibiliza para uma falta entre espiras a partir de 10%, enquanto a função 50F se sensibiliza a partir de 15%. Em termos gerais, as funções de sobrecorrente foram capazes de detectar o curto-circuito entre espiras simuladas na conexão delta.

4.3.2 Casos de falta espira-terra para conexão estrela-atterrada

Em relação às faltas espira-terra aplicadas na conexão estrela-atterrada, observou-se que o tempo de atuação é menor quando comparado aos casos de faltas entre espiras. A função 50N sensibilizou para a falta espira-terra com apenas 5% de espiras em curto-circuito, enquanto a função 50F só foi acionada com 15% das espiras curto-circuitadas com o terra.

Adicionalmente, no caso com 15% de espiras em curto-circuito, observou-se que as unidades temporizadas de fase e de neutro apresentam diferenças significativas no tempo de

atuação. As funções de neutro 50N e 51N têm tempos de atuação menores, com 52 ms e 285 ms, respectivamente, em comparação com as funções temporizadas de fase 50F e 51F, que têm tempos de 65 ms e 802 ms, respectivamente. Essa diferença é atribuída ao comportamento das faltas espira-terra, onde a contribuição da corrente de curto-circuito nas correntes de fase é baixa, enquanto a contribuição para a corrente de neutro é alta (PERES, 2019).

Portanto, devido às maiores contribuições na corrente de neutro para faltas espira-terra, observou-se uma atuação mais rápida das funções de sobrecorrente de neutro em comparação com as funções de fase. Além disso, na conexão estrela-aterrada, a função de sobrecorrente apresentou uma sensibilização com um intervalo menor de tempo para faltas espira-terra em comparação com os casos de falta entre espiras.

4.3.3 Casos de falta entre espiras e espira-terra para conexão delta

Referente aos casos de curto-circuito entre espiras e espira-terra para a conexão delta, foram realizadas simulações variando a porcentagem de espiras de 5% até 90%, visando identificar a atuação da proteção. Verificou-se que nenhuma das funções de sobrecorrente foram capazes de detectar a corrente de curto-circuito no lado de BT para faltas entre espiras (EE) e espira-terra (ET). Esse fenômeno ocorre devido à baixa contribuição das correntes de fase para o curto-circuito EE. Além disso, para faltas do tipo ET, a conexão delta impede a contribuição da componente de sequência zero no neutro do lado de AT, dificultando a sensibilização das funções de proteção.

4.4 Função Diferencial - faltas envolvendo espiras

Para complementar as análises referentes à função diferencial, também foram simulados cenários envolvendo curto-circuito entre espiras (EE) e espira-terra (ET). Os resultados dessa implementação são apresentados na Tabela 10. Foram realizados incrementos de 5%, na porcentagem de espiras em curto-circuito, nas simulações até ser identificado o ponto de sensibilização da função diferencial. Assim, na Tabela 10, o parâmetro p% refere-se à porcentagem de espiras necessárias para a detecção da proteção diferencial em relação ao tipo de falta e à conexão, ou em outras palavras, a porcentagem de espiras em que a proteção 87T atuou.

Tabela 10 – Resultados da Função Diferencial para faltas entre espiras e espira-terra

Casos	Conexão	Tipo	p%
CE1	Estrela-aterrada	ET	15 %
CE2	Estrela-aterrada	EE	15 %
CE3	Delta	ET	90 %
CE4	Delta	EE	65 %

A detecção de curtos-circuitos entre espiras é um desafio para as funções diferenciais, pois as correntes medidas durante essas faltas são de baixa magnitude. Isso se aplica tanto a curtos-circuitos entre espiras quanto a curtos-circuitos espira-terra (PERES, 2019). Assim, a proteção diferencial para transformadores enfrenta dificuldades na detecção de faltas internas ao equipamento. Isso é observado para todos os casos da tabela, uma vez que é necessária uma porcentagem maior de espiras curto-circuitadas para a falha ser detectada, o que implica na atuação da proteção em correntes mais elevadas.

Os casos CE1 e CE2 correspondem a faltas espira-terra e entre espiras na conexão estrela-aterrada. Verifica-se que, para ambos os casos, é necessário que 15% das espiras estejam em curto-circuito para que ocorra a atuação. Em relação às faltas simuladas na conexão delta, observa-se que é necessário um percentual elevado de espiras em curto-circuito para a proteção diferencial atuar. O curto-circuito entre espiras no lado de baixa tensão só é detectado quando 65% das espiras estão em curto-circuito, sendo considerado um valor elevado.

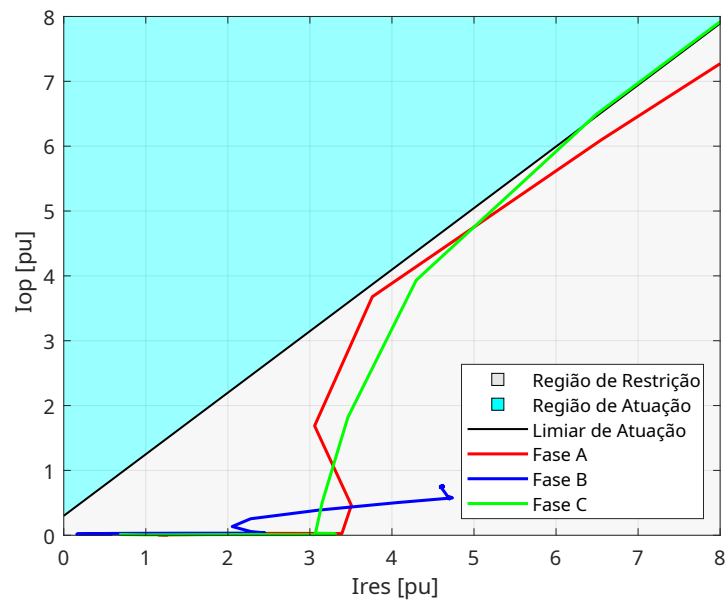
Contudo, o caso mais crítico corresponde à falta do tipo espira-terra na conexão delta, que demanda uma quantidade muito elevada de espiras para a atuação da proteção, sendo necessário que 90% das espiras estejam em curto-circuito para a sensibilização da função 87T.

Dessa forma, observa-se que, para a configuração implementada, as faltas EE com porcentagem de espiras em curto-circuito inferior a 65% e as faltas ET com percentual inferior a 90% não serão detectadas pela proteção diferencial. Essas faltas podem causar danos no transformador, e, conforme desenvolvido na subseção anterior, a função de sobrecorrente também não atuará para essas porcentagens de espiras em curto-circuito, demonstrando que a proteção implementada não contempla esses casos.

4.4.1 Casos CE3 e CE5 - falta espira-terra na conexão delta

Para a compreensão do caso com maior número de espiras curto-circuitadas, utilizou-se a ferramenta MATLAB para visualização gráfica, conforme casos anteriores. Esse caso simula um curto-circuito espira-terra na conexão delta do transformador, com a maior contribuição de corrente. Verifica-se na Figura 20 níveis elevados para as correntes de operação e restrição, considerando um curto-circuito entre espiras, os quais correspondem, respectivamente, a 6,32 pu e 6,34 pu. Quando comparadas a curtos-circuitos trifásicos, essas correntes apresentam menor magnitude.

Figura 20 – Caso CE3 - Falta espira-terra na conexão delta com 90% de espiras



Fonte: Autoria própria.

Apesar das correntes de operação das fases A e C estarem próximas da região de atuação, a proteção diferencial não foi sensibilizada. Graficamente, a partir da Figura 20, observa-se que os fasores se deslocam próximos da região de atuação. Portanto, a redução da inclinação da curva pode ser uma opção a ser discutida, uma vez que aumentaria a área de atuação e atenderia as correntes de operação para faltas espira-terra.

Vale destacar que os critérios adotados por (DUARTE, 2018) não consideram faltas entre espiras e espira-terra, os ajustes para a inclinação da segunda zona de restrição, SLP_2 , é menos sensível para detectar esse tipo de falta. Relembrando que, quanto menor o valor do *slope*, maior a sensibilidade da proteção diferencial. Tendo em vista que a proteção diferencial utilizou uma característica *dual slope*, e que para a inclinação da reta na segunda região estabeleceu-se um valor consideravelmente alto de 0,95 para o SLP_2 , propõe-se a redução desse valor para aumentar a sensibilidade da função diferencial a faltas envolvendo espiras.

Assim, verificou-se que a proteção diferencial deve ser ajustada para possuir sensibilidade maior perante faltas internas que envolvem espiras no lado de delta.

5 Conclusão

Considerando a relevância do transformador de potência para o presente estudo, foram examinadas as proteções diferencial e de sobrecorrente aplicadas a um transformador de potência, utilizando como principal recurso as simulações implementadas no ATPDraw.

Visando a implementação das funções, foi pesquisado na literatura os critérios utilizados para ajustar as funções 50, 51 e 87. Sobretudo, para a unidade de sobrecorrente, observou-se uma variedade de critérios, os quais dependem da configuração do sistema, propósito e fatores de segurança ou sobrecarga considerados. Após análise adotaram-se os ajustes conforme fundamentação teórica.

Em relação à simulação, descreveram-se os blocos utilizados na implementação dos relés de proteção no ATPDraw, assim como os blocos auxiliares de cálculo. Ademais, foi necessário incorporar à lógica do bloco WIRELAY87T a compensação de sequência zero e correção angular devido à configuração das conexões do transformador utilizado.

No que diz respeito aos ajustes implementados, simulou-se para unidades instantâneas considerando o curto-circuito máximo no sistema. Dessa forma, para a configuração do sistema no ATPDraw, esses valores demonstraram ser altos quando comparados a sistemas existentes. Em implementações futuras, são sugeridos ajustes para considerar um sistema mais próximo do real.

As unidades de sobrecorrente apresentaram um desempenho satisfatório na maior parte dos casos. Observou-se que a função 51N não foi sensibilizada para faltas envolvendo terra no lado com conexão delta. Além disso, as unidades 50F e 51F atuaram com eficácia nos casos simulados. No entanto, as funções de sobrecorrente não conseguiram detectar faltas entre espiras e espira-terra no lado de baixa tensão. Isso se deve à baixa contribuição das faltas EE nas correntes de fase e à dificuldade na detecção no lado de AT das componentes de sequência zero geradas pelas faltas ET, os quais são impedidas pela conexão delta.

Adicionalmente, foi comparada a lógica própria do ATPDraw com a lógica que incorpora a compensação de sequência zero e correção angular. O algoritmo do ATPDraw atuou indevidamente para um caso externo monofásico no lado de alta. A lógica corrigida atuou com eficácia para todos os casos, demonstrando ser uma escolha assertiva, tendo em vista a configuração do transformador utilizado.

Por fim, foi observado que a proteção diferencial demonstrou ser pouco sensível para curtos-circuitos envolvendo espiras no lado delta do transformador, necessitando de uma porcentagem elevada de espiras para sua detecção. A proteção diferencial apresenta dificuldades para a atuação interna de faltas que envolvem espiras. Para faltas internas nos enrolamentos com

conexão delta, a função 87T apresentou dificuldade na detecção de faltas EE para porcentagem de espiras curto-circuitadas inferior a 65%; e em relação às faltas ET, a proteção não foi sensibilizada para um percentual de espiras em curto-circuito inferior a 90%. Recomenda-se aumentar a sensibilidade do função 87T reduzindo o valor do *slope* da segunda região para melhorar a detecção de faltas envolvendo espiras no lado delta.

Conclui-se, portanto, que este trabalho contribuiu para a compreensão dos critérios necessários para os ajustes das funções discutidas, como também para o entendimento dos relés de proteção disponibilizados pelo ATPDraw como uma ferramenta de apoio na análise do comportamento do sistema de proteção. No entanto, alguns parâmetros devem ser ajustados para obter representações mais próximas do real.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se:

- Implementar outros elementos no sistema apresentado para avaliar casos como, por exemplo, linhas de transmissão;
- Implementar outros relés disponibilizados pelo ATPDraw;
- Avaliar a proteção diferencial de linhas utilizando como ferramenta o ATPDraw.

Referências

ANTUNES, K. C. S. *Análise do Desempenho das Proteções Diferenciais de Fase e Baseada em Sequência Negativa para Transformadores de Potência*. 118 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2019. Citado na página 24.

BECHADA, R. *Avaliação das práticas adotadas na proteção de transformadores de potência conectados ao Sistema Interligado Nacional*. 97 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Brasília, DF, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 17.

BECHARA, R. *Análise de falhas em transformadores de potência / R. Bechara*. 102 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 15.

COELHO, A. L. M. *Análise da Resposta Transitória de Transformadores de Corrente de Proteção e o Impacto em Relés de Sobrecorrente Numéricos*. 118 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19 e 20.

DUARTE, A. C. d. R. *Introdução à proteção de sistemas elétricos de potência. Equipamentos de geração e transmissão: conceitos e critérios*. 1.ed.. ed. São Paulo: Artliber Editora, 2018. Publicação relacionada ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). ISBN 978-85-88098-79-4. Citado 15 vezes nas páginas 17, 18, 19, 20, 23, 25, 26, 33, 36, 37, 38, 39, 40, 45 e 54.

ENRIQUEZ, A. R. S. *Diagnóstico de falhas em transformadores de potência através de análise de gases dissolvidos usando rede neural artificial*. 99 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Eletricidade) — Universidade Federal do Maranhão, São Luís, MA, 2020. Citado na página 14.

FEIL, D. L. P. *Substituição de Transformadores de Potência em Subestações de Energia: Uma Estratégia Global*. 156 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria, RS, 2019. Citado na página 14.

FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. [reimpr.]. Rio de Janeiro: LTC, 2013. ISBN 978-8-216-2012-9. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.

IKEDOSHI, M. A. *Desenvolvimento de metodologia para diagnóstico de falhas incipientes em transformadores de potência utilizando análise de gases e aprendizado de máquina*. 159 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru, SP, 2020. Citado na página 14.

MAGRIN, F. G. *Novas funções para a proteção de transformadores*. 123 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 17, 21, 22 e 23.

MOMESSO, A. E. C. *Proteção Adaptativa de Relés de Sobrecorrente com Lógica Fuzzy*. 135 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência, São Carlos, SP, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19 e 20.

OLIVEIRA, M. O. *Proteção Diferencial Adaptativa de Transformadores de Potência Baseada na Análise de Componentes Wavelets*. 123 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Escola de Engenharia, Porto Alegre, RS, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 15, 17, 21 e 23.

ONS, O. N. d. S. E. *Submódulo 2.11: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção*. 2024. Acessado em: 10 de junho de 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Citado na página 17.

PERES, L. M. *Proteção Diferencial de Transformadores de Potência Baseada na Corrente de Sequência Negativa*. 111 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Brasília, DF, 2019. Citado 7 vezes nas páginas 23, 24, 25, 33, 51, 52 e 53.

SATO, F.; FREITAS, W. *Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica*. 1.ed.. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015. ISBN 978-85-352-6886-7. Citado 4 vezes nas páginas 19, 20, 37 e 38.

Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial Ltda. *Compensação Angular e Remoção da Componente de Sequência Zero na Proteção Diferencial de Transformadores*. [S.l.], 2019. Por Rafael Cardoso. Disponível em: <<https://selinc.com/login/?returnUrl=%2Fapi%2Fdownload%2F115854%2F%3Flang%3Dpt>>. Citado 3 vezes nas páginas 24, 25 e 47.

TAMURA, L. *Análise de falha e vida útil de transformadores de potência por meio de estudo de casos*. 189 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 15.

TAVARES, K. A. *Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Transformadores de Potência no ATP*. 91 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Brasília, DF, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 25.

WARD, S.; ERWIN, T. *Current Differential Line Protection Setting Considerations*. 2005. Citado na página 29.