

**AVALIAÇÃO DAS PRÁTICAS ADOTADAS NA PROTEÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONECTADOS AO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

FERNANDA TAKAHASHI KITANO

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DAS PRÁTICAS ADOTADAS NA PROTEÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA CONECTADOS AO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

FERNANDA TAKAHASHI KITANO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO SUBMETIDA AO PROGRAMA
DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE
DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:

JOÃO YOSHIYUKI ISHIHARA, Dr., ENE-UnB
(Presidente da Comissão)

FELIPE VIGOLVINO LOPES, Dr., ENE-UnB
(Examinador Interno)

MARIA LEONOR SILVA DE ALMEIDA, Dra., UFG
(Examinadora Externa)

Brasília/DF, 09 de Dezembro de 2019.

FICHA CATALOGRÁFICA

KITANO, FERNANDA TAKAHASHI

Avaliação das práticas adotadas na proteção de transformadores de potência conectados ao Sistema Interligado Nacional [Distrito Federal] 2019.

xvi, 97p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre em Engenharia Elétrica, 2019).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Transformadores de Potência

3. Proteção de Sobrecorrente

I. ENE/FT/UnB

2. Proteção Diferencial

4. Sensibilidade Paramétrica

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

KITANO, F. T. (2019). Avaliação das práticas adotadas na proteção de transformadores de potência conectados ao Sistema Interligado Nacional. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEEDM-733/2019, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 97p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTORA: Fernanda Takahashi Kitano

TÍTULO: Avaliação das Práticas Adotadas na Proteção de Transformadores de Potência Conectados ao Sistema Interligado Nacional.

GRAU: Mestre ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. A autora reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito da autora.

Fernanda Takahashi Kitano

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Aos meus pais, Anete e Newton, *DEDICO*.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por sempre iluminar meu caminho e serenar meu coração nos momentos difíceis.

Agradeço ao Professor Dr. Kleber Melo e Silva pela oportunidade e apoio na elaboração desta dissertação. Agradeço a ele imensamente pelo seus ensinamentos e orientações, que foram muito importantes para mim.

Agradeço aos meus pais, Anete e Newton, por todo o amor, carinho, dedicação e por sempre apoiarem as minhas escolhas. A eles, sou eternamente grata por tudo que sou e por tudo que conquistei. Agradeço ao meu irmão Bruno, por ser para mim um exemplo de ser humano e de profissional. Agradeço a ele, por acreditar nos meus sonhos e por me incentivar a não desistir deles. Agradeço imensamente a ele, por todo o apoio, bondade e generosidade.

Agradeço a minha irmã Isabella, por ser um exemplo de bondade, generosidade e, principalmente, de determinação. Agradeço imensamente a ela, por todo o carinho e apoio.

Aos colegas do Laboratório LAPSE por todo companheirismo e amizade, e por tornarem essa jornada mais leve e divertida. E um agradecimento especial, aos meus amigos Larissa Marques e Tiago Honorato, pelos seus conselhos, ensinamentos, paciência e amizade.

Por fim, agradeço a todos que contribuíram de alguma forma para a conclusão desta dissertação.

RESUMO

Apresenta-se nesta dissertação uma avaliação do desempenho das funções de proteção de transformadores de potência que têm sido tipicamente empregadas pelos Agentes (transmissoras, distribuidoras, geradores, importadores/exportadores e/ou consumidores), de acordo com o relatório ONS RE 3/200/2012 - “Filosofias das Proteções dos Transformadores da Rede de Operação do ONS”, bem como outras funções que têm sido disponibilizadas pelos fabricantes. Desta forma, foram implementadas as funções de proteção diferencial de fase (87T), de sequência negativa (87Q) e de falta à terra restrita (87REF); de sobrecorrente, instantânea e temporizada, de fase (50/51) e de neutro (50/51N); e, direcional de falta à terra restrita (67REF). A avaliação dessas funções foi feita por meio de análises de sensibilidade paramétrica (ASPs) e, também, através de análises transitórias de curtos-circuitos. Os resultados obtidos mostram o desempenho dessas funções para situações de faltas externas e manobra de energização, e para situações de curtos-circuitos internos ao transformador, considerando a influência dos seguintes parâmetros: porcentagem de espiras curto-circuitadas, força das fontes e condições de carregamento do sistema.

Palavras-chave: Transformadores de Potência, Proteção de Transformadores, Rede de Operação do ONS, ATP.

ABSTRACT

This paper presents the evaluation of transformer protection functions that have been typically employed by the Agents (transmitters, distributors, generators, importers/exporters and/or consumers), according to the report ONS RE 3/200/2012 , as well as others functions that have been made available by the manufacturers but are not reported in this document, such as the negative sequence and REF elements. Therefore, this paper compares the performance of the recommended functions by ONS with the negative sequence and REF functions, in order to demonstrate if there is any sensitivity and reliability gain. In order to do so, the following protection functions were implemented: phase (87T) and negative-sequence differential (87Q) as well as restricted earth fault differential protection (87REF); instantaneous and time overcurrent, phase (50/51) and neutral (50/51N) and restricted earth fault directional protection (67REF). The evaluation of these functions was by parametric sensitivity analyzes (PSAs) and also through transient short circuit analysis. The obtained results reveal the performance of these functions for external fault situations and energizing maneuver, and for short circuit situations internal to the transformer, considering the influence of the following parameters: percentage of short-circuited turns, sources strength and conditions of system loading.

Keywords: Power transformers, Transformers protection, ONS operational network, ATP.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	vi
Lista de Símbolos	vii
Glossário	xii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Motivação	2
1.3 Objetivos do Trabalho	3
1.4 Organização do Texto	4
Capítulo 2 – Fundamentos das Proteções de Transformadores de Potência	5
2.1 Princípios Básicos de um Sistema de Proteção	6
2.2 Fundamentos da Proteção Diferencial (Função 87)	7
2.2.1 Fatores que Causam as Falsas Correntes de Operação	10
2.2.1.1 Corrente de <i>Inrush</i> Durante a Energização do Transformador	10
2.2.1.2 Sobre-excitação do Transformador	11
2.2.1.3 Saturação dos TCs	11
2.2.2 Métodos para Evitar a Atuação Indevida da Proteção Diferencial	12
2.2.2.1 Correção das Relações de Transformação	12
2.2.2.2 Correção da Defasagem Angular	13
2.2.2.3 Compensação da Corrente de Sequência Zero	14
2.2.2.4 Bloqueio por Harmônicos	15
2.2.2.5 Restrição por Harmônicos	15
2.2.3 Proteção Diferencial de Sequência Negativa (Função 87Q)	16
2.3 Fundamentos da Proteção de Falta à Terra Restrita (Função REF)	17
2.4 Fundamentos da Proteção de Sobrecorrente (Função 50/51)	18
Capítulo 3 – Revisão do Estado da Arte	21
3.1 Métodos Baseados na Proteção Diferencial	21
3.2 Métodos Baseados na Proteção Diferencial de Sequência Negativa	23
3.3 Métodos Baseados na Proteção de Falta à Terra Restrita	25
3.4 Métodos Baseados na Proteção de Sobrecorrente	26

Capítulo 4 – Apresentação e Análise dos Resultados	28
4.1 Ajustes das Funções de Proteção	29
4.1.1 Proteção Diferencial (Função 87T)	30
4.1.2 Proteções de Sobrecorrente	31
4.1.2.1 Elemento Instantâneo de Sobrecorrente de Fase (Função 50)	31
4.1.2.2 Elemento Instantâneo de Sobrecorrente de Neutro (Função 50N)	33
4.1.2.3 Elemento Temporizado de Sobrecorrente de Fase (Função 51)	35
4.1.2.4 Elemento Temporizado de Sobrecorrente de Neutro (Função 51N)	37
4.2 Análise de Sensibilidade Paramétrica (ASP)	39
4.2.1 Caso 1: Análise da Influência da Porcentagem de Espiras Curto-Circuitadas (p) e do Tipo de Falta	40
4.2.1.1 Caso 1.1 - Falta EE-Y, Variando $p(\%)$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, $\delta = -5^\circ$	40
4.2.1.2 Caso 1.2 - Falta ET-Y, Variando $p(\%)$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, $\delta = -5^\circ$	43
4.2.1.3 Caso 1.3 - Falta EE-D, Variando $p(\%)$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, $\delta = -5^\circ$	45
4.2.1.4 Caso 1.4 - Falta ET-D, Variando $p(\%)$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, $\delta = -5^\circ$	47
4.2.2 Caso 2: Análise da Influência do Carregamento	49
4.2.2.1 Caso 2.1 - Falta EE-Y, $p=1,0\%$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, Variando δ	49
4.2.2.2 Caso 2.2 - Falta ET-Y, $p=10\%$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, Variando δ	51
4.2.2.3 Caso 2.3 - Falta EE-D, $p=1,0\%$, $FF_H=0,1$ e $FF_X=1,0$, Variando δ	51
4.2.2.4 Caso 2.4 - Falta ET-D, $p=50\%$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, Variando δ	53
4.2.3 Caso 3: Análise da Influência da Força da Fonte	56
4.2.3.1 Caso 3.1 - Falta EE-Y, $p=1,0\%$, $FF_H=1,0$, Variando FF_X , $\delta=-15^\circ$	56
4.2.3.2 Caso 3.2 - Falta EE-Y, $p=10\%$, $FF_H=1,0$, Variando FF_X , $\delta=-5^\circ$	56
4.2.3.3 Caso 3.3 - Falta EE-D, $p=1,0\%$, Variando FF_H , $FF_X=1,0$, $\delta=-15^\circ$	59
4.2.3.4 Caso 3.4 - Falta ET-D, $p=50\%$, Variando FF_H , $FF_X=1,0$, $\delta=-15^\circ$	59
4.3 Análise Transitória de Curto-circuito	62
4.3.1 Caso 4: Energização	62
4.3.2 Caso 5: Falta Externa com Saturação do TC	65
Capítulo 5 – Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros	72
Referências Bibliográficas	75

LISTA DE FIGURAS

2.1	Plano operacional. (a) Ocorrência de uma falta externa. (b) Ocorrência de uma falta interna.	7
2.2	Plano operacional.	9
2.3	Plano operacional. (a) Característica <i>dual slope</i> (b) Característica dinâmica. . .	9
2.4	Grupos de defasagem	14
2.5	Plano operacional do elemento diferencial de sequência negativa.	17
2.6	Característica de operação : (a) elemento de sobrecorrente instantâneo (50); (b) elemento de sobrecorrente temporizado (51) de tempo inverso.	20
2.7	Curvas de tempo inverso - Normal inversa.	20
4.1	Modelo do sistema elétrico simplificado.	28
4.2	Esquema de particionamento dos enrolamentos do transformador de potência. .	29
4.3	Caso 1.1 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	42
4.4	Caso 1.2 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	44
4.5	Caso 1.3 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	46
4.6	Caso 1.4 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	48
4.7	Caso 2.1 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	50
4.8	Caso 2.2 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	52

4.9	Caso 2.3 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	54
4.10	Caso 2.4 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	55
4.11	Caso 3.1 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	57
4.12	Caso 3.2 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	58
4.13	Caso 3.3 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	60
4.14	Caso 3.4 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.	61
4.15	Caso 4.1 - Corrente de <i>inrush</i> durante a energização do transformador.	62
4.16	Caso 4.1 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87T; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87T com restrição por harmônicos; (c) Estado das variáveis lógicas - 87T; (d) Estado das variáveis lógicas - 87T com restrição.	63
4.17	Caso 4.1 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87Q; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87REF; (c) Estado das variáveis lógicas - 87Q; (d) Estado das variáveis lógicas - 87REF.	64
4.18	Caso 4.1 - (a) Elemento de direcionalidade do REF; (b) Estado da variável lógica - 67REF	64
4.19	Caso 4.1 - Estado das variáveis lógicas dos elementos de sobrecorrente.	65
4.20	Caso 5.1 - Correntes de fase do enrolamento de alta tensão.	66
4.21	Caso 5.1 - Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão.	66
4.22	Caso 5.1 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87T; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87T com restrição por harmônicos; (c) Estado das variáveis lógicas - 87T; (d) Estado das variáveis lógicas - 87T com restrição.	67
4.23	Caso 5.1 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87Q; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87REF; (c) Estado das variáveis lógicas - 87Q; (d) Estado das variáveis lógicas - 87REF.	67
4.24	Caso 5.1 - (a) Elemento de direcionalidade do REF; (b) Estado da variável lógica.	68

4.25	Caso 5.1 - Estado das variáveis lógicas dos elementos de sobrecorrente.	68
4.26	Caso 5.2 - Correntes de fase do enrolamento de alta tensão.	69
4.27	Caso 5.2 - Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão.	69
4.28	Caso 5.2 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87T; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87T com restrição por harmônicos; (c) Estado das variáveis lógicas - 87T; (d) Estado das variáveis lógicas - 87T com restrição.	69
4.29	Caso 5.2 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87Q; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87REF; (c) Estado das variáveis lógicas - 87Q; (d) Estado das variáveis lógicas - 87REF.	70
4.30	Caso 5.2 - (a) Elemento de direcionalidade do REF; (b) Estado da variável lógica.	70
4.31	Caso 5.2 - Estado das variáveis lógicas dos elementos de sobrecorrente.	71

LISTA DE TABELAS

1.1	Desligamentos forçados de transformadores no ano de 2016 (ONS, 2017a).	2
2.1	Tipos de curvas e valores dos coeficientes	20
4.1	Parametrização do relé	30
4.2	Correntes de curto-circuito trifásico.	31
4.3	Correntes de curto-circuito monofásico na fase A com resistência de falta de 50Ω	33
4.4	Correntes de curto-circuito bifásico mínimo medidas nos terminais dos TCs de alta e baixa tensão.	35
4.5	Correntes de curto-circuito monofásico na fase A medidas nos terminais dos TCs de alta e baixa tensão.	37
4.6	Casos avaliados nas análises de sensibilidade paramétrica.	39
4.7	Faixa de valores dos parâmetros analisados.	40
4.8	Casos avaliados nas análises transitórias de curto-circuito.	62

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Operador complexo $1\angle 120^\circ$.
C_n	Fator de correção que depende da conexão dos TCs.
FF_H	Razão entre as impedâncias da fonte SH e do transformador.
FF_X	Razão entre as impedâncias da fonte SX e do transformador.
H	Índice que representa o enrolamento de alta tensão do transformador.
\hat{I}_a	Fasor corrente da fase A no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador.
\hat{I}_b	Fasor corrente da fase B no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador.
$I_{barrax,TC-H}$	Corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito no barramento de baixa tensão.
$I_{barrax,TC-X}$	Corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão para um curto-circuito no barramento de baixa tensão.
$I_{barrah,TC-H}$	Corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito no barramento de alta tensão.
$I_{barrah,TC-X}$	Corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão para um curto-circuito no barramento de alta tensão.
$I_{buchah,TC-H}$	Corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito na bucha de alta tensão.
$I_{buchax,TC-X}$	Corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão para um curto-circuito na bucha de baixa tensão.
I_{inrush}	Corrente de <i>inrush</i> .
\hat{I}_c	Fasor corrente da fase C no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador.

$\hat{I}_{a,c}$	Fasor corrente compensada da fase A no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador.
$\hat{I}_{b,c}$	Fasor corrente compensada da fase B no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador.
$\hat{I}_{c,c}$	Fasor corrente compensada da fase C no secundário do TC conectado no enrolamento do transformador.
$\hat{I}_{H,pri}$	Fasor corrente no primário do TC conectado no enrolamento H.
$\hat{I}_{H,sec}$	Fasor corrente no secundário do TC conectado no enrolamento H.
\hat{I}_{QH}	Fasor corrente de sequência negativa no enrolamento H.
\hat{I}_{QX}	Fasor corrente de sequência negativa no enrolamento X.
$\hat{I}_{H,pri}$	Fasor corrente no primário do TC conectado no enrolamento H.
\hat{I}_N	Fasor corrente de neutro.
\hat{I}_0	Fasor corrente de sequência zero.
I_{op}	Corrente de operação do elemento 87T.
I_{opQ}	Corrente de operação do elemento 87Q.
I_{opREF}	Corrente de operação do elemento REF.
I_{comp}	Corrente compensada do elemento 87T.
$I_{pickup,87T}$	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação do elemento 87T.
$I_{pickup,87Q}$	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação do elemento 87Q.
$I_{pickup,REF}$	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação do elemento 87REF.
$I_{pickup,50H}$	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação do elemento 50H.
$I_{pickup,50NH}$	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação do elemento 50NH.
$I_{pickup,50X}$	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação do elemento 50X.
$I_{pickup,51H}$	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação do elemento 51H.
$I_{pickup,51NH}$	Corrente de <i>pick-up</i> para atuação do elemento 51NH.

$I_{pickup,51NX}$	Corrente de <i>pick – up</i> para atuação do elemento 51NX.
$I_{pickup,51X}$	Corrente de <i>pick – up</i> para atuação do elemento 51X.
I_{res}	Corrente de restrição do elemento 87T.
I_{resQ}	Corrente de restrição do elemento 87Q.
I_{resREF}	Corrente de restrição do elemento 87REF.
I_{sec}	Corrente de curto-circuito medida no secundário do TC.
$I_{tape,51}$	Corrente de ajuste escolhida para o elemento 51 temporizado.
\hat{I}_X	Fasor da corrente residual nos terminais do transformador.
\hat{I}_Y	Fasor da corrente de neutro do transformador.
\hat{I}_Y^*	Conjugado de \hat{I}_Y .
$\hat{I}_{X,pri}$	Fasor corrente no primário do TC conectado no enrolamento X.
$\hat{I}_{X,sec}$	Fasor corrente no secundário do TC conectado no enrolamento X.
k	Fator de compensação utilizada na corrente de restrição do elemento 87T.
k_2	Constante de proporcionalidade utilizada na restrição harmônica.
k_{2b}	Constante de proporcionalidade utilizada no bloqueio por harmônicos.
k_5	Constante de proporcionalidade utilizada na restrição harmônico.
k_{5b}	Constante de proporcionalidade utilizada no bloqueio por harmônicos.
k_R	Fator de estabilização.
K	Coefficiente relativo ao tipo de curva do elemento 51 temporizado.
L	Coefficiente relativo ao tipo de curva do elemento 51 temporizado.
$max.$	Função que retorna o valor máximo do conjunto de valores.
M	Múltiplo da corrente do elemento 51 temporizado.
M_{51X}	Múltiplo da corrente do elemento 51 temporizado referente ao enrolamento de baixa tensão.

M_{51H}	Múltiplo da corrente do elemento 51 temporizado referente ao enrolamento de alta tensão.
M_0	Matriz de compensação da corrente de sequência zero.
M_θ	Matriz de compensação da defasagem angular.
n	Enrolamento primário ou secundário, conforme cálculo do TAP.
SLP	Inclinação da característica de restrição do plano operacional.
SLP_1	Inclinação da característica de restrição do plano operacional durante condições normais de operação para o elemento 87T.
SLP_2	Inclinação da característica de restrição do plano operacional durante faltas externas para o elemento 87T.
RTC_n	Relação de transformação do TC conectado ao enrolamento n .
RTC_X	Relação de transformação do TC conectado ao enrolamento X .
RTC_H	Relação de transformação do TC conectado ao enrolamento H .
S_{nom}	Potência nominal do transformador em MVA.
SH	Representação da fonte do lado de alta tensão.
SX	Representação da fonte do lado de baixa tensão.
t_{op}	Tempo de operação.
T	Quantidade escalar relativa ao elemento direcional.
T_{curva}	Índice da curva de atuação do elemento 51 temporizado.
TAP	TAP para normalização do sinal de corrente.
$V_{n,nom}$	Tensão nominal de linha em kV relativa ao enrolamento n .
X	Índice que representa o enrolamento de baixa tensão do transformador.
$87T$	Código ANSI para a função diferencial de corrente aplicada a transformadores de potência.
$87Q$	Código ANSI para a função diferencial de corrente de sequência negativa aplicada a transformadores de potência.
$87REF$	Código ANSI para a função diferencial de falta à terra restrita aplicada a transformadores de potência.

<i>67REF</i>	Código ANSI para o elemento direcional de falta à terra restrita.
50	Código ANSI para o elemento instantâneo de sobrecorrente de fase.
50H	Código ANSI para o elemento instantâneo de sobrecorrente de fase relativo ao enrolamento de alta tensão do transformador.
50N	Código ANSI para o elemento instantâneo de sobrecorrente de neutro.
50NH	Código ANSI para o elemento instantâneo de sobrecorrente de neutro relativo ao enrolamento de alta tensão do transformador.
50NX	Código ANSI para o elemento instantâneo de sobrecorrente de neutro relativo ao enrolamento de baixa tensão do transformador.
50X	Código ANSI para o elemento instantâneo de sobrecorrente de fase relativo ao enrolamento de baixa tensão do transformador.
51	Código ANSI para o elemento temporizado de sobrecorrente de fase.
51H	Código ANSI para o elemento temporizado de sobrecorrente de fase relativo ao enrolamento de alta tensão do transformador.
51N	Código ANSI para o elemento temporizado de sobrecorrente de neutro.
51NH	Código ANSI para o elemento temporizado de sobrecorrente de neutro relativo ao enrolamento de alta tensão do transformador.
51NX	Código ANSI para o elemento temporizado de sobrecorrente de neutro relativo ao enrolamento de baixa tensão do transformador.
α	Coefficiente relativo ao tipo de curva do elemento 51 temporizado.
β	Coefficiente relativo ao tipo de curva do elemento 51 temporizado.
p	Coefficiente relativo ao valor da porcentagem de espiras curto-circuitadas.
δ	Coefficiente relativo ao valor do ângulo de carregamento do sistema.
θ	Defasagem angular do transformador.

GLOSSÁRIO

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
ASP	Análise de Sensibilidade Paramétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LKC	Lei de Kirchhoff das Correntes
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
REF	<i>Restricted Earth Fault.</i>
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

O desenvolvimento e crescimento industrial possibilitou à sociedade atual um aumento significativo do consumo de energia elétrica. Assim, é essencial que o fornecimento da mesma seja feito de forma confiável, ininterrupta e com qualidade. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em conjunto com o Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a expectativa é que o crescimento da carga para o Sistema Interligado Nacional (SIN) seja de 3,4% em relação ao ano anterior, ou seja, 2.268 MW médio superior à carga verificada em 2018. De acordo com os dados da EPE, estima-se no período de 2019 a 2023, um crescimento médio anual da carga de energia do SIN de 3,7% ao ano, totalizando em uma expansão média anual, nos cinco anos, de 2.653 MW médio (EPE, 2019). Dessa forma, observa-se a necessidade da ampliação e modernização das instalações e equipamentos elétricos do SIN, a fim de atender a essa demanda.

Apesar da busca por uma maior continuidade no suprimento de energia elétrica em todo o país por parte dos agentes e órgãos reguladores, os componentes elétricos do SIN estão constantemente vulneráveis a falhas de diferentes origens. O comportamento e desempenho inadequado desses elementos, pode gerar instabilidade no sistema e de modo consequente a interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Cerca de 10% das faltas ocorrem em transformadores de potência, sendo 70% destas causadas por curtos-circuitos em seus enrolamentos (PAITHANKAR; BHIDE, 2007). Falhas em transformadores causam enormes prejuízos, devido ao custo da energia não entregue por causa da sua indisponibilidade, devido aos possíveis custos adicionais de reparo de danos a equipamentos adjacentes ou até mesmo por causa de um possível blecaute (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

De acordo com o ONS, em 2016, ocorreram 878 desligamentos forçados em transformadores conectados ao SIN, considerando os níveis de tensão de 138, 230, 345, 440, 500 e 750 kV. A Tabela 1.1 ilustra o número de desligamentos por tensão e origem da causa e a duração média.

Tabela 1.1. Desligamentos forçados de transformadores no ano de 2016 (ONS, 2017a).

Transformadores	Tensão (kV)	Desligamento	Duração média (h)
14	750	5	0,920
16	600	0	-
301	500	214	1,685
79	440	28	1,472
187	345	115	3,134
873	230	513	1,202
45	138	3	1,333

Observando-se esses dados estatísticos e levando-se em consideração os mais diversos tipos de falha a que o transformador pode estar sujeito durante a sua vida útil, percebe-se o quão importante é o estudo aprofundado da proteção de transformadores de potência.

1.2 MOTIVAÇÃO

O SIN é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil e é constituído por um enorme e complexo sistema formado por diversos equipamentos elétricos. Além disso dispõem de sistemas de proteção e controle, fundamentais para a integridade física das instalações, equipamentos e componentes. Estes influenciam, de forma abrangente, nos níveis de segurança operacional do sistema, o que torna imprescindível estabelecer requisitos e diretrizes para regulamentar as atribuições e responsabilidades do ONS e dos Agentes (transmissoras, distribuidoras, geradores, importadores/exportadores e/ou consumidores).

A segurança de um sistema elétrico é fortemente influenciada pelo desempenho dos seus sistemas de proteção e controle. A falha de um relé de proteção pode ocasionar desligamentos intempestivos, ampliação da abrangência das perturbações com cortes de carga, oscilações eletromecânicas e, nos casos mais graves, pode evoluir para blecautes locais, regionais ou sistêmicos. Outro fator importante para a segurança do funcionamento do SIN é a coordenação dos ajustes das proteções. A atuação descoordenada das proteções durante uma ocorrência no sistema pode provocar consequências muito mais graves do que aquelas que aconteceriam

caso a perturbação fosse contida por atuações coordenadas das proteções. Logo é necessário que as avaliações das coordenações dos ajustes das proteções instaladas na Rede Básica e nas instalações que se conectam ao barramento de transformador de fronteira sejam realizadas periodicamente. Todos os Agentes responsáveis por instalações em subestações devem avaliar os sistemas de proteção e controle incluindo os ajustes das proteções das instalações sob sua responsabilidade (ONS, 2017b).

Nesse contexto, em virtude de uma grande perturbação que ocorreu no SIN, o ONS fez um levantamento com os agentes acerca das práticas empregadas na proteção de diversos equipamentos, dentre eles os transformadores de potência. Devido a relevância da proteção desse equipamento no SIN, o ONS elaborou uma filosofia a ser seguida pelos agentes com orientações, ajustes e critérios de desligamentos das proteções de transformadores da Rede de Operação do ONS. Para tanto, o ONS emitiu o relatório ONS RE 3/200/2012 - “Filosofias das Proteções dos Transformadores da Rede de Operação do ONS” (ONS, 2012). Nele, são listadas as funções de proteção de transformadores que têm sido tipicamente empregadas pelos agentes, bem como diretrizes para seus ajustes, que devem servir como base para a modernização das proteções então existentes, bem como para a proteção de novos equipamentos que fossem entrar em operação no SIN. Contudo, muito embora esse relatório apresente grande parte das funções de proteção de transformadores, algumas outras que têm sido disponibilizadas pelos fabricantes não são contempladas, a exemplo das funções de proteção de terra restrita direcional (67REF) e diferencial (87REF), e da diferencial de sequência negativa (87Q). De fato, essas funções têm demonstrado ser bastante sensíveis e confiáveis, permitindo a detecção de curtos-circuitos internos ao transformador envolvendo um número reduzido de espiras, o que até então, tem sido feito apenas pelas funções de proteção intrínsecas, que por possuírem tempos de atuação maiores podem causar danos ao equipamento.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo principal do presente trabalho é realizar a avaliação das funções de proteção de transformadores que têm sido tipicamente empregadas pelos agentes, de acordo com o relatório ONS RE 3/200/2012 - “Filosofias das proteções dos transformadores da rede de operação do ONS”, bem como outras que têm sido disponibilizadas pelos fabricantes. Desta forma, foram

implementadas as funções de proteção diferencial de fase (87T), de sequência negativa (87Q) e de falta à terra restrita (87REF); de sobrecorrente, instantânea e temporizada, de fase (50/51) e de neutro (50/51N); e, direcional de falta à terra restrita (67REF). O trabalho apresenta a modelagem e simulação das funções de proteção 87T, 87Q, 87REF, 67REF, 50/51 e 50/51N para avaliar o desempenho do sistema de proteção frente às situações de operação que o sistema elétrico está sujeito.

São definidos como objetivos específicos:

- Desenvolver uma revisão dos fundamentos da proteção de transformadores de potência;
- Implementar algoritmos das funções de proteção 87T, 87Q, 87REF, 67REF, 50/51 e 50/51N e analisar do desempenho de suas atuações;
- Validar os algoritmos utilizados para a proteção do transformador, o qual foi modelado no *software* ATP, com o intuito de ilustrar o desempenho prático da proteção; e
- Realizar análise das funções de proteção e verificar se elas são suficientes para a proteção e garantia de continuidade da operação do SIN.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

- No Capítulo 2, realiza-se a fundamentação teórica das proteções aplicadas a transformadores de potência, abordando suas principais características e especificidades;
- No Capítulo 3, realiza-se o levantamento do estado da arte sobre as proteções de transformadores de potência;
- Capítulo 4, apresentam-se os resultados obtidos da comparação do desempenho das funções de proteção utilizadas em transformadores de potência, tanto as recomendadas no relatório ONS RE 3/200/2012 (ONS, 2012) quanto outras que têm sido disponibilizadas pelos fabricantes.
- Por fim, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DAS PROTEÇÕES DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os transformadores de potência estão submetidos a diversas faltas que ocorrem no sistema elétrico, que podem prejudicar sua operação, e a depender do grau de severidade podem, inclusive, ocasionar a interrupção no fornecimento de energia elétrica. Ademais, do ponto de vista econômico, faltas em transformadores apresentam alto custo, devido ao custo de reparo, ao custo da energia não fornecida e ao custo pelos danos em equipamentos adjacentes (PAITHANKAR; BHIDE, 2007).

Faltas em transformadores podem ser originadas por motivações internas ou externas, e por condições anormais de operação como sobretensão, subfrequência e sobre-excitação (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Uma falta interna ao transformador corresponde ao defeito que ocorre entre as buchas de tensão superior e as buchas de tensão inferior, ou quando ocorre dentro da região protegida por relés diferenciais, delimitada pelos TCs. São, geralmente, classificadas por: curto-circuito espira-terra e entre espiras nos seus enrolamentos; curto-circuito fase-terra e entre fases nos seus terminais; ruptura do óleo isolante no tanque e nos acessórios; e falha no comutador de taps sob carga. A falta externa corresponde ao defeito que ocorre fora da zona da proteção diferencial. A corrente de falta causada por falha externa, cujo módulo é muito elevado, pode causar aquecimento excessivo dentro do transformador (PAITHANKAR; BHIDE, 2007).

Segundo (ONS, 2017c), o sistema de proteção em transformadores de potência deve dispor dos seguintes tipos de proteção:

- Proteção intrínseca, composta por dispositivos de proteção normalmente integrados ao equipamento, sendo eles, a válvula de alívio de pressão (20), temperatura do óleo (26), temperatura do enrolamento (49), relé de gás - Buchholz (63) e detecção do nível de óleo (71). Os ajustes das proteções e supervisões são de responsabilidade do fabricante do

equipamento;

- Proteção principal e alternada, composta pela função de sobrecorrente (50/51), função de sobretensão de sequência zero (59G), função diferencial de fase (87) e terra restrita (87N).

Neste contexto, nota-se a importância da utilização de um sistema de proteção adequado e eficiente, uma vez que esses devem desconectar o transformador, de forma rápida e seletiva, antes da ocorrência de maiores danos ao transformador ou ao sistema elétrico (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Neste Capítulo, são abordados os conceitos fundamentais relacionados às proteções em transformadores de potência, os quais foram essenciais para o desenvolvimento do presente trabalho.

2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO

O objetivo fundamental de um sistema de proteção é identificar as faltas no sistema elétrico e remover, prontamente, de operação qualquer elemento danificado, a fim de evitar o desencadeamento do dano para o resto do sistema, mantendo a integridade dos equipamentos. Para um sistema de proteção obter um bom desempenho, algumas propriedades fundamentais devem ser consideradas (BLACKBURN; DOMIN, 2014):

- Confiabilidade: é a capacidade do sistema de proteção de atuar corretamente quando necessário;
- Segurança: é a capacidade de evitar operações desnecessárias durante a operação normal do sistema e, também, durante faltas que ocorrem fora da zona de proteção;
- Seletividade: é a capacidade de oferecer a máxima continuidade do serviço com um mínimo de desconexões do sistema;
- Velocidade de operação: é a duração mínima da falta, para minimizar danos ao sistema protegido;
- Simplicidade: é a utilização mínima de equipamentos e circuitos para efetuar a proteção;
- Economia: é a capacidade de prover a máxima proteção com custo total mínimo.

2.2 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL (FUNÇÃO 87)

O princípio de operação da proteção diferencial consiste na diferença das correntes que entram e saem da zona de proteção. Em outras palavras, sua operação se baseia na Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC), em que a soma das correntes entrando em um nó é igual à soma das correntes saindo desse mesmo nó. Interpreta-se o nó como sendo o elemento protegido que, nesse caso, é o transformador de potência.

A zona de proteção é definida pela localização dos TCs, responsáveis pela leitura das correntes que entram e saem do elemento protegido. Apresenta-se na Figura 2.1 o diagrama unifilar da proteção diferencial aplicada a um transformador de potência, dotado de dois TCs, conectados nos lados de alta e baixa tensão, alimentando um relé diferencial. $\hat{I}_{H,pri}$ é a corrente medida no lado de alta tensão, correspondente a $\hat{I}_{H,sec}$, que entra no elemento protegido. $\hat{I}_{X,pri}$ é a corrente medida no lado de baixa tensão, correspondente a $\hat{I}_{X,sec}$, que sai do elemento protegido. $\hat{I}_{H,sec}$ e $\hat{I}_{X,sec}$ representam as correntes medidas no secundário dos TCs, transferidas para o relé.

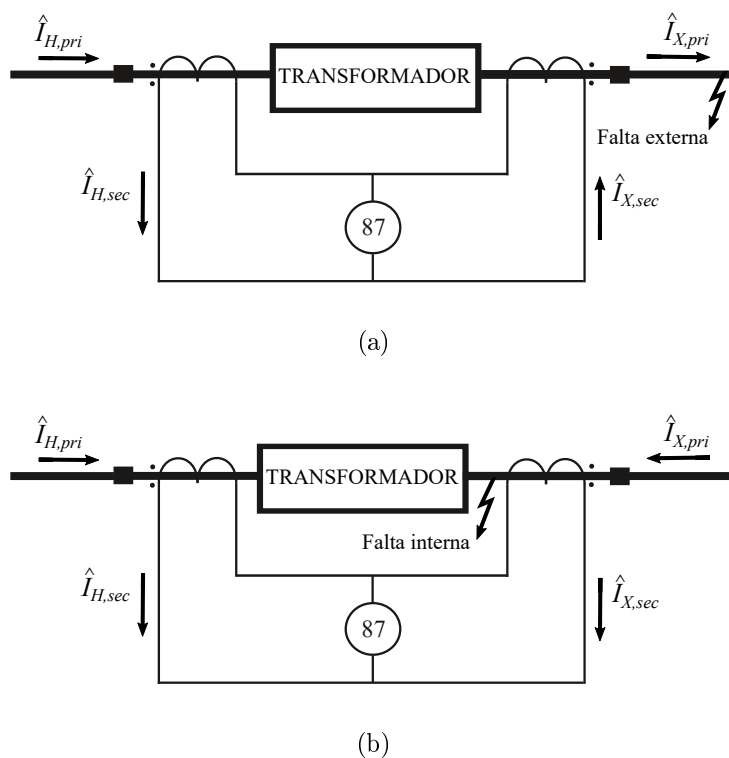


Figura 2.1. Plano operacional. (a) Ocorrência de uma falta externa. (b) Ocorrência de uma falta interna.

Idealmente, para situações de faltas externas e condições normais de operação, conforme ilustrado na Figura 2.1(a), as correntes que entram e saem do elemento protegido apresentam

o mesmo módulo e sentidos opostos, logo, sua diferença é nula e, portanto, não há circulação de corrente no circuito de operação, e a proteção diferencial não atua. No caso de uma falta interna, de acordo com a Figura 2.1(b), as correntes têm o mesmo módulo e sentidos iguais, ou seja, ambas fluem no sentido do elemento protegido, logo, há uma corrente no circuito de operação, chamada de corrente de operação (I_{op}) e, caso ultrapasse um valor pré-definido, denominado de corrente de *pick-up* ($I_{pickup,87T}$), a proteção diferencial atua.

A corrente de operação é definida por (2.1) (FERRER; SCHWEITZER, 2010):

$$I_{op} = |\widehat{I}_{H,sec} + \widehat{I}_{X,sec}|. \quad (2.1)$$

Na proteção diferencial de transformadores, mesmo em condições normais de operação ou em situações de faltas externas, pode surgir uma corrente diferencial não nula, capaz de influenciar na sensibilidade do relé. Essas falsas correntes de operação são provenientes dos seguintes fatores: erros na defasagem angular entre as correntes dos enrolamentos, erros devido as diferenças nas relações de transformação dos TCs e do transformador e erros provenientes da corrente de sequência zero (HOROWITZ; PHADKE, 2014). A fim de evitar a atuação indevida do relé para essas situações, desenvolveu-se a proteção diferencial percentual, em que introduz à lógica de operação uma corrente de restrição (I_{res}). Há várias formas para o cálculo de I_{res} , sendo as mais comuns representadas por (2.2), (2.3) e (2.4) (FERRER; SCHWEITZER, 2010):

$$I_{res} = k|\widehat{I}_{H,sec} - \widehat{I}_{X,sec}|, \quad (2.2)$$

$$I_{res} = k(|\widehat{I}_{H,sec}| + |\widehat{I}_{X,sec}|), \quad (2.3)$$

$$I_{res} = \max(|\widehat{I}_{H,sec}|, |\widehat{I}_{X,sec}|), \quad (2.4)$$

em que k é o fator de compensação, geralmente igual a 0,5 ou 1,0. É importante salientar que nesse trabalho, utilizou-se (2.3).

A proteção diferencial percentual de fase gera o sinal de disparo ou trip quando as duas condições, a seguir, são satisfeitas:

$$I_{op} > I_{pickup,87T}, \quad (2.5)$$

$$I_{op} > SLP \cdot I_{res}, \quad (2.6)$$

em que SLP é o *slope* que se refere à inclinação da curva de restrição no plano operacional.

A característica de operação do relé diferencial percentual, pode ser representada através do plano operacional, em que se plota no plano cartesiano I_{op} em função de I_{res} , como mostrado na Figura 2.2, destacando as regiões de operação e restrição por meio da combinação das condições lógicas expressas em (2.5) e (2.6). Essa característica é composta por uma linha reta horizontal definida pela corrente de *pick-up* mínima e por uma linha reta com inclinação igual a SLP . A região de operação está acima da característica de operação e a região de restrição encontra-se abaixo dessa característica. Para que o relé diferencial percentual não atue para situações de faltas externas que causem a saturação dos TCs, pode-se utilizar dois valores de SLP na característica de restrição, denominada de *dual slope*, conforme mostrado na Figura 2.3(a), a fim de prover mais segurança na sua atuação (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Pode-se também utilizar uma característica adaptativa, que reduz a região de operação para faltas externas, como mostrado na Figura 2.3(b).

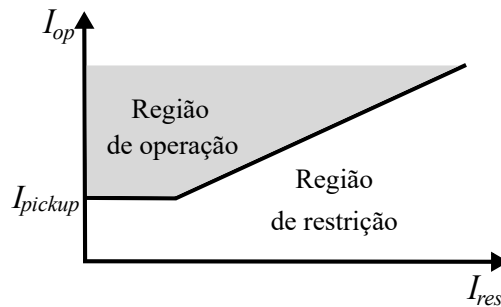


Figura 2.2. Plano operacional.

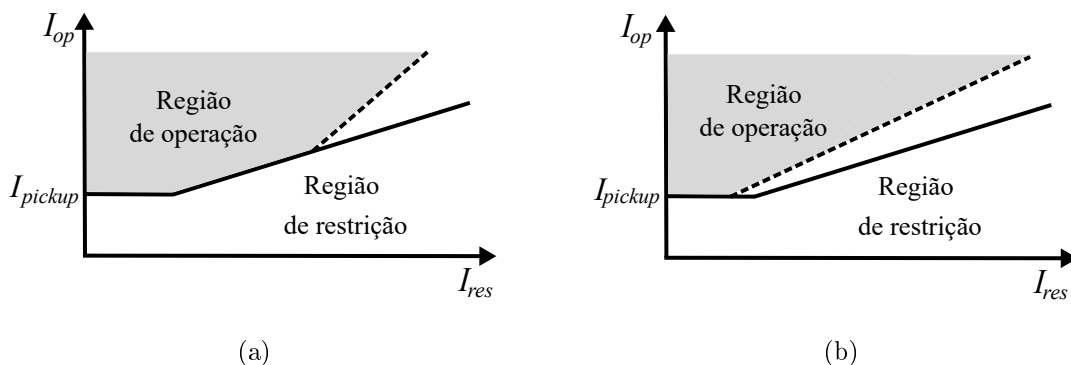


Figura 2.3. Plano operacional. (a) Característica *dual slope* (b) Característica dinâmica.

2.2.1 Fatores que Causam as Falsas Correntes de Operação

Os relés diferenciais percentuais solucionam através do *SLP*, os problemas de faltas externas e de falsas correntes de operação provocadas pelos erros de medição e pelas diferenças entre as relações de transformação dos TCs. Além disso, outros fenômenos podem provocar uma corrente de operação substancial, capazes de provocar a atuação indevida da proteção. Esses fenômenos estão relacionados a não-linearidade presente no material ferromagnético do transformador de potência e dos transformadores de corrente (HOROWITZ; PHADKE, 2014). Os principais fenômenos são a corrente de magnetização ou *inrush* durante a energização do transformador; a sobre-excitação do transformador; e a saturação dos TCs.

2.2.1.1 Corrente de *Inrush* Durante a Energização do Transformador

A corrente de *inrush* é um fenômeno transitório e é causada por um subfluxo magnético transitório que ocorre no núcleo dos transformadores (VECCHIO *et al.*, 2017). Geralmente, são ocasionadas pelas seguintes situações de operação: energização do transformador; restabelecimento de tensão após faltas externas (*recovery inrush*) e energização de transformador em paralelo com um transformador energizado (*sympathetic inrush*). A energização do transformador em vazio é a manobra que causa a corrente de *inrush* mais crítica (GUZMAN *et al.*, 2005). Em termos práticos, energizar um transformador significa aplicar uma tensão senoidal no lado primário, enquanto que o lado secundário está em aberto. Assim, a corrente do lado primário é elevada e a corrente do lado secundário é nula. Diante disso, elevadas correntes circulam no circuito diferencial, provocando atuações indevidas da proteção.

Ao desenergizar um transformador, um fluxo residual de indução magnética permanece no núcleo, denominado de indução remanente. Esta pode representar de 50% a 90% do fluxo máximo de operação da máquina, dependendo do tipo do núcleo de aço-silício utilizado. Ao reenergizar o transformador, uma certa quantidade de fluxo remanente pode permanecer na máquina. Para que o transformador atinja suas características de tensão e corrente nominais, dependendo do valor de indução remanente presente no núcleo e do valor da tensão no instante de chaveamento, será necessário um aumento acima do valor de pico da densidade de fluxo magnético no núcleo. Diante disso, a corrente inicial será maior que a corrente nominal do transformador, este fenômeno é conhecido como corrente de *inrush* (VECCHIO *et al.*, 2017). As correntes de *inrush* podem atingir um valor de 8 a 30 vezes o valor da corrente nominal do equipamento (BLACKBURN; DOMIN, 2014).

Na ocorrência de uma falta externa próxima ao transformador, após a sua eliminação, podem surgir correntes de *inrush* a partir da recuperação da queda de tensão do sistema. Esta situação produz um efeito similar ao que ocorre durante a energização do transformador, contudo, de menor amplitude, uma vez que o transformador permanece em carga suavizando o efeito das correntes de *inrush* (ONS, 2012).

Dentre as principais características da corrente de *inrush*, destacam-se: presença de componentes CC e de harmônicas pares e ímpares; contém uma forma de onda típica com pulsos de corrente separados por intervalos nos quais o módulo da corrente é muito pequeno; apresenta uma constante de tempo de decaimento muito lenta, podendo alcançar alguns segundos; e apresenta elevado conteúdo harmônico de segunda ordem, podendo alcançar valores típicos acima de 15% da componente de frequência fundamental. Assim, durante as manobras de energização, utiliza-se o módulo desta componente harmônica em relação a fundamental, a fim de aumentar a restrição ou bloquear o trip do relé (GUZMAN *et al.*, 2005).

2.2.1.2 Sobre-excitação do Transformador

O nível de fluxo magnético dentro de um transformador é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência do sistema. Quando o transformador é exposto a condições de sobretensão ou subfrequência, os níveis de fluxo produzidos podem saturar o núcleo do transformador, sobreexcitando-o. Assim, há um aumento da corrente de excitação e, por consequência, há o aparecimento de distorções capazes de danificar o transformador (GUZMAN *et al.*, 2005).

A corrente de excitação contém harmônicas ímpares, predominantemente, de terceira e quinta ordens, as quais podem causar um aumento na corrente diferencial, sensibilizando a proteção. Uma corrente típica de excitação do transformador conterá uma componente que possui 52% do valor nominal, uma terceira componente harmônica igual a 26% da nominal, uma quinta componente harmônica igual a 11% da nominal, uma sétima componente harmônica igual a 4% da nominal, e assim por diante (BLACKBURN; DOMIN, 2014). A terceira harmônica, por ficar confinada no interior dos enrolamentos conectados em delta, não é utilizada nas funções de bloqueio por sobre-excitação e apenas a quinta harmônica é empregada (HOROWITZ; PHADKE, 2014).

2.2.1.3 Saturação dos TCs

O TC é um equipamento que reproduz no seu circuito secundário, por meio do fenômeno de conversão eletromagnética, a corrente que circula no seu circuito primário, segundo uma relação de transformação. São utilizados para fins de medição, proteção e controle. Assim como os transformadores de potência, os TCs também estão sujeitos a saturação.

Em situações de faltas internas ou externas à zona de proteção, devido aos valores elevados de corrente e ao aumento excessivo da densidade de fluxo resultante, o núcleo do TC pode entrar na região de saturação, causando uma distorção significativa na forma de onda da corrente secundária do TC. Diante disso, a proteção pode se comportar de duas formas (GUZMAN *et al.*, 2005):

- Para faltas externas, aparecem as falsas correntes de operação que podem causar a atuação indevida da proteção.
- Para faltas internas, os harmônicos resultantes da saturação do TC podem causar o retardo da operação, ou até mesmo impedir a atuação do relé diferencial que possua restrição ou bloqueio por harmônicos.

O pior caso de saturação é produzido pelo efeito da componente CC presente na corrente de falta. Durante o período de saturação, as correntes secundárias dos TCs podem conter uma componente CC com decaimento exponencial, além de harmônicos pares e ímpares (GUZMAN *et al.*, 2005).

2.2.2 Métodos para Evitar a Atuação Indevida da Proteção Diferencial

As falsas correntes de operação surgem em transformadores, devido aos seguintes fatores: defasagem angular entre as correntes dos enrolamentos, erros nas relações de transformação dos TCs e do transformador de potência, corrente de sequência zero, correntes de *inrush*, sobre-excitação e saturação dos TCs. Para tanto, faz-se necessário estabelecer ajustes e correções para mitigar falhas causadas por esses fatores, a fim de evitar a atuação indevida da proteção. Essas correções são descritas a seguir:

2.2.2.1 Correção das Relações de Transformação

Tradicionalmente, as correções são feitas através da conexão dos TCs e pelos relés eletromecânicos que dispõem, fisicamente, de *taps* que mitigam as diferenças entre as correntes medidas. Entretanto, não obtém-se uma completa compensação, uma vez que o número de *taps* é limitado (ELMORE, 2003). Com o advento de modernos relés microprocessados, compensa-se, totalmente, a diferença entre as correntes, via *software* (EDWARDS *et al.*, 2017).

Assim, a compensação da relação de transformação consiste em normalizar as correntes medidas no secundário dos TCs por uma única base. A normalização é feita dividindo as correntes secundárias dos TCs medidas em ambos os enrolamentos primário e secundário por uma grandeza denominada TAP (FERRER; SCHWEITZER, 2010), conforme (2.7):

$$TAP_n = \frac{1000 \cdot S_{nom} \cdot C_n}{\sqrt{3} \cdot V_{n,nom} \cdot RTC_n}, \quad (2.7)$$

em que n é o enrolamento para o qual está sendo calculado o TAP; S_{nom} é a potência nominal do transformador em MVA; $V_{n,nom}$ é a tensão nominal de linha relativa ao enrolamento n em kV; RTC_n é a relação de transformação do TC conectado ao enrolamento n e; C_n é relativo ao tipo de ligação dos TCs, valendo $\sqrt{3}$ para TCs em delta e 1 para TCs em estrela.

2.2.2.2 Correção da Defasagem Angular

As correntes dos enrolamentos primário e secundário do transformador devem estar em fase para a correta operação da proteção diferencial. Em conexões estrela-estrela e delta-delta, as correntes do lado primário e do lado secundário encontram-se em fase. Entretanto, em conexões estrela-delta e delta-estrela, há uma mudança de fase entre as correntes de fase primária e secundária (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Assim, dependendo do tipo de conexão do transformador (delta, estrela ou zigzag) pode ocorrer uma defasagem angular entre as correntes dos enrolamentos, que deve ser compensada a fim de evitar uma operação incorreta da proteção diferencial.

Apresenta-se na Figura 2.4 os grupos de defasagem, descrevendo as possíveis combinações entre a conexão de dois enrolamentos de um transformador, na qual D ou d indicam enrolamento delta, Y ou y, estrela e z, zigzag, e o número do grupo indica o defasamento da conexão, determinada em múltiplos de 30° . Pode-se citar como exemplo, o grupo Yd1, no qual o lado de alta tensão está conectado em estrela e o lado de baixa tensão em delta, e pertence ao grupo 1 com defasagem de $1 \cdot 30^\circ = 30^\circ$ (IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2008).

Em relés numéricos microprocessados, a correção da defasagem angular é feita através da matriz de compensação M_θ , em que θ refere-se ao ângulo de defasagem. A equação generalizada para a correção da defasagem no secundário do transformador é exibida em (2.8). Em (IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2008), apresentam-se as matrizes de compensação para vários grupos de defasagem.

$$M_\theta = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 + 2\cos\theta & 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) & 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) \\ 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) & 1 + 2\cos\theta & 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) \\ 1 + 2\cos(\theta + 120^\circ) & 1 + 2\cos(\theta - 120^\circ) & 1 + 2\cos\theta \end{bmatrix}. \quad (2.8)$$

As correntes que entram no terminal do relé (\widehat{I}_a , \widehat{I}_b e \widehat{I}_c) são compensadas através da multiplicação pela matriz M_θ obtendo as correntes compensadas ($\widehat{I}_{a,c}$, $\widehat{I}_{b,c}$ e $\widehat{I}_{c,c}$), tal como exposto em (2.9)

$$\begin{bmatrix} \widehat{I}_{a,c} \\ \widehat{I}_{b,c} \\ \widehat{I}_{c,c} \end{bmatrix} = M_\theta \cdot \begin{bmatrix} \widehat{I}_a \\ \widehat{I}_b \\ \widehat{I}_c \end{bmatrix}. \quad (2.9)$$

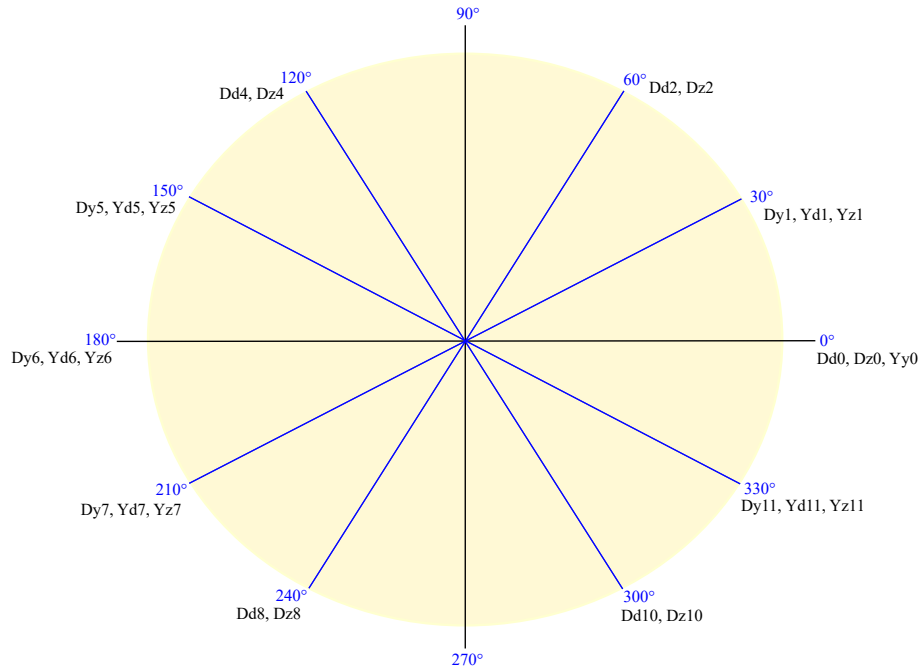


Figura 2.4. Grupos de defasagem

2.2.2.3 Compensação da Corrente de Sequência Zero

Para uma falta externa, envolvendo a terra, no lado conectado em estrela em um transformador estrela-aterrado/delta, tem-se que as correntes de sequência positiva e negativa entram e saem da zona de proteção, resultando em uma condição de equilíbrio para o elemento diferencial, assumindo que o relé ajuste e corrija as relações de transformação e a defasagem angular corretamente. Entretanto, uma vez que a falta envolve a terra, as correntes de sequência zero fluem no sistema conectado ao enrolamento estrela-aterrado. Como o outro enrolamento do transformador está conectado em delta, as correntes de sequência zero passam a circular dentro do delta. Desta forma, como as correntes medidas pelos TCs do lado delta não contém componente de sequência zero, estas devem ser removidas das correntes medidas do lado conectado em estrela, a fim de evitar erros na função 87T e gerar um falso trip (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Em relés numéricos microprocessados, a compensação da corrente de sequência zero é feita pela matriz M_0 , conforme (2.10). Obtêm-se essa matriz através da subtração das correntes de fase com as correntes de sequência zero (ZIEGLER, 2012).

$$M_0 = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}. \quad (2.10)$$

A combinação das matrizes M_θ e M_0 origina a matriz $M_{\theta 0}$, conforme (2.11), que faz a compensação da defasagem angular e de sequência zero simultaneamente.

$$M_{\theta 0} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) \\ \cos(\theta - 120^\circ) & \cos\theta & \cos(\theta + 120^\circ) \\ \cos(\theta + 120^\circ) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos\theta \end{bmatrix}. \quad (2.11)$$

2.2.2.4 Bloqueio por Harmônicos

O bloqueio por harmônicos é utilizado para evitar a atuação indevida da proteção em casos de energização e sobre-excitação do transformador. Para tanto, o elemento diferencial utiliza as componentes harmônicas de segunda e quinta ordem da corrente de operação para bloquear a operação da proteção em situações de corrente de *inrush* e condições de sobre-excitação (IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2008).

No bloqueio por componentes harmônicas compara-se a corrente de operação com as componentes harmônicas independentemente da corrente de restrição (IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2008). As lógicas de bloqueio utilizam apenas harmônicas de segunda ($I_{op,2h}$) e quinta ordem ($I_{op,5h}$) da corrente de operação, conforme (2.12) e (2.13), e a atuação do bloqueio é baseada nessas condições, se uma delas forem satisfeitas, o bloqueio atuará, impedindo o envio de *trip*.

$$\frac{|I_{op,2h}|}{|I_{op}|} < k_{2b}, \quad (2.12)$$

$$\frac{|I_{op,5h}|}{|I_{op}|} < k_{5b}, \quad (2.13)$$

em que k_{2b} e k_{5b} são as constantes de proporcionalidade.

2.2.2.5 Restrição por Harmônicos

A corrente de *inrush* do transformador possui presença significativa da segunda harmônica, e a corrente em decorrência da sobreexcitação possui elevado conteúdo de quinta harmônica (IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2008). Para efetuar a restrição por harmônicos, a corrente de restrição é reforçada por um percentual de correntes harmônicas presentes no sinal, denominada neste trabalho de corrente compensada (I_{comp}), e calculada conforme (2.14). Assim, a unidade 87T ainda continua habilitada para atuar (IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2008), obedecendo as condições de operação mostradas na (2.14) e (2.15).

$$I_{comp} = I_{res} + \frac{1}{SLP} \cdot \left(\frac{1}{k_2} \cdot I_{2h} + \frac{1}{k_5} \cdot I_{5h} \right), \quad (2.14)$$

$$I_{op} > I_{pickup} \quad e \quad I_{op} > SLP \cdot I_{comp}, \quad (2.15)$$

sendo que, I_{2h} e I_{5h} são os módulos das componentes de segunda e quinta harmônicas; k_2 e k_5 são constantes de proporcionalidade. De acordo com (ANDERSON, 1999), alguns relés restringem sua operação quando a concentração de segunda harmônica ultrapassa 15% em relação à componente fundamental.

2.2.3 Proteção Diferencial de Sequência Negativa (Função 87Q)

Os elementos diferenciais de fase detectam uma boa variedade de curtos-circuitos internos ao transformador. Porém, para alguns casos em que o curto-circuito envolve uma pequena quantidade de espiras, a proteção diferencial de fase apresenta dificuldade em identificá-lo. Isso ocorre porque, em um curto entre espiras, a corrente de falta tem módulo elevado no ponto da falta, mas que reflete como uma corrente com módulo muito pequeno nos terminais do transformador, não sendo suficiente para sensibilizar a proteção (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Para condições de carregamento leve, tanto o elemento diferencial de fase quanto o elemento diferencial de sequência negativa apresentam sensibilidade semelhante. Caso o transformador encontre-se operando com alto carregamento, a sensibilidade do elemento diferencial de sequência negativa tende a permanecer inalterada, enquanto que o elemento diferencial de fase tende a diminuir sua sensibilidade (GUZMÁN *et al.*, 2009).

A lógica da função 87Q é aplicada de forma semelhante à da função 87T, conforme (2.1) e (2.3). Dessa forma, após realizados os ajustes e correções descritos nas Subseções anteriores, tem-se que a corrente de operação (I_{opQ}) e a corrente de restrição (I_{resQ}) são calculadas segundo às componentes de sequência negativa do enrolamento de baixa (\hat{I}_{QX}) e alta (\hat{I}_{QH}) tensão do transformador (KASZTENNY *et al.*, 2015b).

As correntes de operação (I_{opQ}) e restrição (I_{resQ}) da função 87Q são definidas por (2.16) e (2.17), respectivamente (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

$$I_{opQ} = |\hat{I}_{QH} + \hat{I}_{QX}|, \quad (2.16)$$

$$I_{resQ} = \max(|\hat{I}_{QH}|, |\hat{I}_{QX}|). \quad (2.17)$$

De forma análoga à proteção diferencial tradicional, a função 87Q gera sinal de *trip* quando as duas condições a seguir são satisfeitas. Ilustra-se na Figura 2.5 o plano operacional referente ao elemento 87Q.

$$I_{opQ} > I_{pickup,87Q}, \quad (2.18)$$

$$I_{opQ} > SLP \cdot I_{resQ}. \quad (2.19)$$

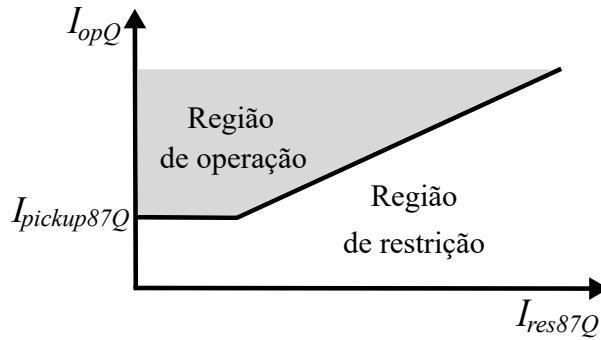


Figura 2.5. Plano operacional do elemento diferencial de sequência negativa.

Ressalta-se que a proteção diferencial de sequência negativa é muito sensível à faltas assimétricas. Dessa forma, o elemento 87Q não pode atuar nos casos de corrente de *inrush*, de saturação do TC e de sobre-excitação. Para tanto, utiliza-se o bloqueio por harmônicos durante os casos de energização e condições de sobre-excitação. E para a saturação do TC devido a falta externa, aplica-se o bloqueio ou a temporização da função, em um atraso mínimo de dois ciclos para sua operação (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

2.3 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DE FALTA À TERRA RESTRITA (FUNÇÃO REF)

A proteção de falta à terra restrita, do inglês *Restricted Earth Fault* (REF), é muito sensível a faltas próximas ao neutro do enrolamento aterrado do transformador. Nota-se que, para esse tipo de falta, a corrente no neutro é alta enquanto que a corrente de fase é baixa, desta forma a função 87T tem baixa sensibilidade para faltas próximas ao neutro do transformador, não sendo capaz de detectá-la. Sendo assim, faz-se necessário o uso do elemento REF (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Portanto, este elemento detecta, de forma rápida e segura, faltas envolvendo a terra próximas ao neutro do transformador.

Em relés microprocessados, o elemento REF utiliza o princípio da proteção diferencial ou o princípio de comparação de fases (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Em sua forma diferencial, a função 87REF compara a corrente de neutro (\hat{I}_N) com a corrente de sequência zero (\hat{I}_0) medida nos terminais do transformador. As Equações (2.20) e (2.21), apresentam a corrente de operação (I_{opREF}) e a corrente de restrição (I_{resREF}), respectivamente, sendo k_R um fator

de estabilização (NIMTAJ *et al.*, 2011a).

$$I_{opREF} = |\hat{I}_N|, \quad (2.20)$$

$$I_{resREF} = k_R \cdot (|(\hat{I}_N - 3 \cdot \hat{I}_0)| - |(\hat{I}_N + 3 \cdot \hat{I}_0)|). \quad (2.21)$$

A função 87REF opera quando as duas condições a seguir são satisfeitas:

$$I_{opREF} > I_{pickup,REF}, \quad (2.22)$$

$$I_{opREF} > I_{resREF}. \quad (2.23)$$

Em sua forma direcional, o elemento REF baseia-se no princípio da comparação do ângulo de fase entre a corrente de neutro do transformador e a corrente residual ($3 \cdot \hat{I}_0$) medida em seus terminais. Dessa forma, a função direcional de falta à terra restrita (67REF) determina a direcionalidade da corrente, a fim de determinar se a falta é interna (T é positivo) ou externa (T é negativo) à zona de proteção do transformador. Para tanto, compara-se a diferença de ângulos entre a corrente de neutro (\hat{I}_Y) e a corrente residual (\hat{I}_X) que percorre o TC conectado ao terminal do transformador. Após a comparação, a direcionalidade da corrente é determinada usando (2.24) (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

$$T = Re \left[\hat{I}_X \cdot \hat{I}_Y^* \right], \quad (2.24)$$

sendo \hat{I}_X a corrente residual nos terminais do transformador e \hat{I}_Y^* , o conjugado de \hat{I}_Y , corrente de neutro do transformador.

2.4 FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE (FUNÇÃO 50/51)

A proteção de sobrecorrente possui baixa sensibilidade para faltas internas ao transformador, dessa forma mostra-se como uma proteção pouco eficiente. A proteção de sobrecorrente é empregada como proteção primária para curtos-circuitos internos e como proteção de retaguarda para curtos-circuitos externos. Como proteção primária, o ideal é que a proteção de sobrecorrente opere em alta velocidade na ocorrência de faltas internas e como proteção de retaguarda deve coordenar com as proteções das linhas e equipamentos adjacentes. Adicionalmente, a proteção de sobrecorrente deve proteger o transformador contra possíveis danos térmicos provocados por faltas externas não eliminadas e desta forma a proteção deve possuir uma característica que coordene com a curva de suportabilidade (tempo x corrente) do trans-

formador. A proteção de sobrecorrente deve atuar quando o módulo da corrente, que flui no elemento do sistema que se quer proteger, supera o valor da corrente previamente ajustado (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

O relé de sobrecorrente contém dois elementos: o instantâneo (50) e o temporizado (51). A função 50 não apresenta atraso intencional no tempo de atuação. Dessa maneira, essa função atua para qualquer corrente que apresente valor maior que a corrente de ajuste. Assim, de acordo com o critério de velocidade, o relé 50 deve atuar com a maior velocidade possível. Todavia, devido à coordenação entre os vários elementos de proteção, é interessante que os relés de sobrecorrente tenham uma certa temporização antes de ordenarem a abertura do disjuntor, por isso a função 51 é definida como o elemento que apresenta atraso intencional no tempo de atuação (FILHO; MAMEDE, 2011).

Além disso, a proteção de sobrecorrente pode ser classificada como: sobrecorrente de fase (50/51) que atua de acordo com as correntes medidas diretamente nas fases, e sobrecorrente de neutro (50/51N) que opera de acordo com a corrente medida no neutro.

Ainda sobre o tempo de atuação, o relé de sobrecorrente temporizado é classificado em: tempo definido (50) e tempo inverso (51). As características de operação dos elementos de sobrecorrente instantâneo e temporizado de tempo inverso são mostradas na Figura 2.6, em que I_{50} e I_{51} são as correntes de ajuste, ou de *pick-up*, dos elementos 50 e 51, respectivamente. O relé de sobrecorrente de tempo definido tem sua atuação retardada pré-fixada, sendo na Figura 2.6(a) é definido igual a zero (o retardo). Ao contrário do relé 50, o relé de sobrecorrente de tempo inverso é caracterizado por uma curva de tempo inverso, definida conforme as normas IEC 60255-151:2009 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009) e IEEE C37.112 standard (IEEE STANDARDS ASSOCIATION, 2018), cuja característica permite diminuir o tempo de operação conforme o módulo da corrente aumenta. Esses relés apresentam uma família de curvas, tempo x corrente. O tempo de operação do relé é calculado selecionando-se o índice da curva do relé através do múltiplo da corrente, conforme (2.25):

$$M = \frac{I_{sec}}{I_{tape,51}}, \quad (2.25)$$

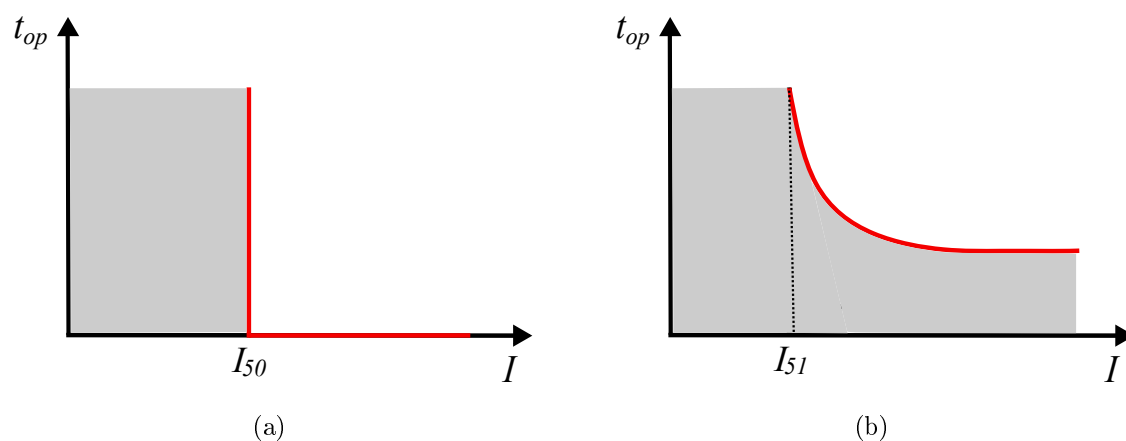
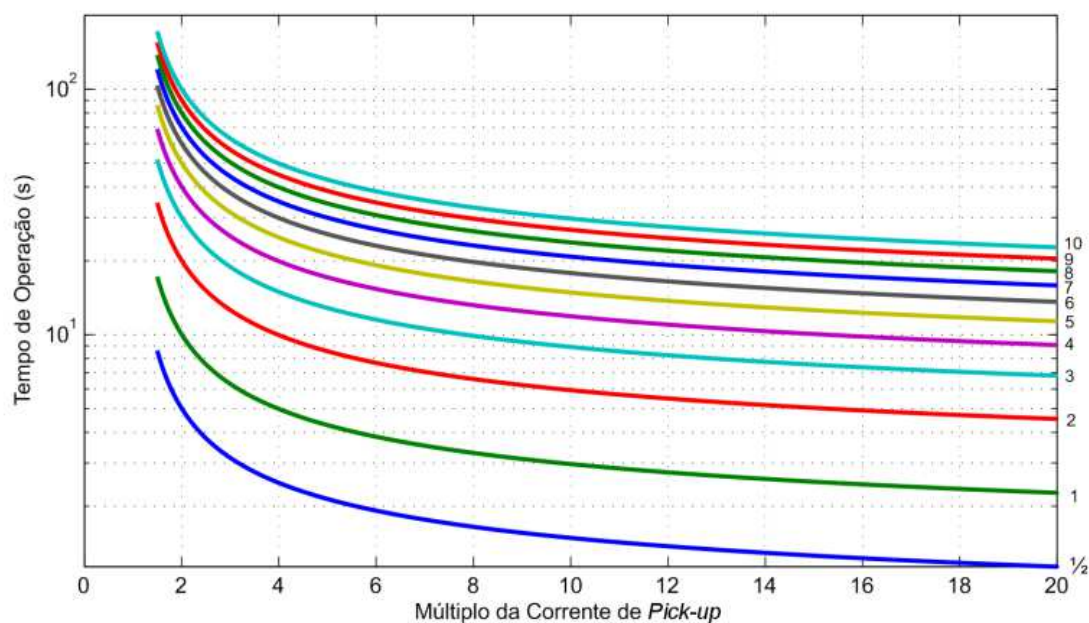
em que I_{sec} é a corrente de curto-circuito medida no secundário do TC e $I_{tape,51}$ é a corrente de ajuste escolhida para a função de sobrecorrente temporizada.

Calculado o valor de M e selecionado o índice da curva de atuação T_{curva} , determina-se o tempo de operação t_{op} , de acordo com (2.26). A Tabela 2.1 apresenta os valores dos coeficientes K , α , L e β correspondentes a cada tipo de curva. Ilustra-se na Figura 2.7 as curvas da unidade temporizada, considerando a curva normal inversa da norma IEC.

$$t_{op} = T_{curva} \left(\frac{K}{M^\alpha - \beta} + L \right). \quad (2.26)$$

Tabela 2.1. Tipos de curvas e valores dos coeficientes

Norma	Tipo de Curva	K	α	L	β
<i>IEC</i>	Normal Inversa	0.14	0.02	0	1
	Muito Inversa	13.5	1.0	0	1
	Extremamente Inversa	80	2.0	0	1
	Ultra Inversa	120	1.0	0	1
<i>IEEE</i>	Inversa	0.0086	0.02	0.0185	1
	Muito Inversa	2.855	2.0	0.0712	1
	Extremamente Inversa	6.407	2.0	0.025	1

**Figura 2.6.** Característica de operação : (a) elemento de sobrecorrente instantâneo (50); (b) elemento de sobrecorrente temporizado (51) de tempo inverso.**Figura 2.7.** Curvas de tempo inverso - Normal inversa.

CAPÍTULO 3

REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

Apresenta-se neste capítulo uma revisão bibliográfica do estado da arte sobre proteção de transformadores de potência, com enfoque para os métodos baseados na proteção diferencial, na proteção diferencial de sequência negativa, na proteção de falta à terra restrita e na proteção de sobrecorrente. Para tanto, são apresentados os artigos mais relevantes sobre os referidos assuntos, abordando suas principais ideias e contribuições, a fim de destacar sua importância para o desenvolvimento desta dissertação.

3.1 MÉTODOS BASEADOS NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

No início do século XX, foram publicados importantes trabalhos e discussões referentes ao uso de relés em sistemas de alta tensão contra faltas internas, inclusive o uso de relés diferenciais em transformadores de potência (TORCHIO, 1917).

Durante a energização do transformador, devido à presença de correntes de *inrush* que podem causar uma operação incorreta da proteção diferencial, Cordray (1931) propôs uma solução para esse problema. O método proposto consiste em introduzir um atraso de tempo intencional no relé diferencial, em que utiliza-se um relé adicional para configurar o ajuste do relé diferencial para um valor mais alto quando o banco do transformador de potência é energizado.

Kennedy & Hayward (1938) apresentaram um novo método a fim de evitar a operação devido às falsas correntes de operação, denominado de princípio da restrição por harmônicos. Para tanto, propuseram um relé eletromecânico diferencial apenas com restrição por harmônicos aplicado à proteção de barramentos. Os autores observaram que a componente fundamental e a componente de segunda harmônica dos sinais das correntes devido à saturação do TC e corrente de *inrush* são maiores que os sinais das correntes provenientes de falta interna. A fim de aprimorar esse método, Hayward (1941) e Mathews (1954) aplicaram o relé diferencial percentual com restrição por harmônicos na proteção de transformadores de potência.

Os primeiros métodos de restrição por harmônicos desenvolvidos, utilizavam todas as componentes harmônicas para restringir. Assim, Sharp & Glassburn (1958) propõem o método do bloqueio por harmônicos, em que o relé utiliza apenas a componente de segunda harmônica para bloquear a atuação da proteção diferencial. Os autores desenvolveram um relé baseado na unidade diferencial percentual que atua somente para faltas internas, e na unidade de blo-

queio por harmônicas que utiliza a componente de segunda harmônica para evitar a operação incorreta durante as correntes de *inrush*. Complementando essa ideia, Einvall & Linders (1975) apresentaram um relé diferencial de transformador que além de empregar a componente harmônica de segunda ordem para identificar as correntes de *inrush*, utilizam também a componente de quinta harmônica para detectar os casos de sobre-excitação do transformador, uma vez que estas também podem causar uma operação incorreta da proteção. Com base no reconhecimento da forma de onda para distinguir as causas das faltas, Rockefeller (1969) e Wilkinson (1997) propuseram outros métodos e também os aplicaram em relés de transformadores. Porém, esses métodos não identificam os casos de sobre-excitação do transformador.

O estudo da proteção baseada em relés numéricos microprocessados começou em meados da década de 70. Desde então, na literatura, percebe-se que o avanço da pesquisa em proteção diferencial de transformadores de potência está sendo com base em relés digitais. Sykes & Morrison (1972) foram um dos primeiros autores a sugerirem técnicas para aplicação da proteção diferencial de transformadores em relés digitais. O método apresentado consiste, essencialmente, em uma adaptação do método da restrição por harmônicos, em que utilizou-se a simulação digital de filtros analógicos para fornecer a função de restrição harmônica. São analisados o conteúdo da componente de segunda harmônica da corrente diferencial, e a magnitude da segunda harmônica em relação a fundamental é utilizada para evitar o disparo do relé para correntes de *inrush*.

Guzman *et al.* (2002) descreveram uma nova abordagem para a proteção diferencial de transformadores que garante segurança para faltas externas e para condições de corrente de *inrush* e de sobre-excitação, além de proporcionar confiabilidade para faltas internas. Os autores observaram que o método da restrição ou o método de bloqueio por harmônicos aumentam a segurança do relé, mas na ocorrência de uma falta interna com a presença da corrente de *inrush* podem atrasar sua operação. Assim, os autores propuseram um novo algoritmo baseado na combinação dos métodos de restrição e bloqueio por harmônicos com a técnica de reconhecimento da forma de onda.

Kasztenny *et al.* (2014a) apresentaram um novo método para detectar as correntes de *inrush* para a proteção diferencial de transformadores de potência. Os autores propuseram um novo algoritmo que identifica as correntes de *inrush* com base no período em que o sinal da corrente apresenta módulo pequeno e formato plano. Para tanto, o algoritmo combina os valores absolutos da corrente diferencial instantânea com os valores absolutos da derivada da corrente diferencial, a fim de comprovar o baixo nível e a planicidade dos sinais de corrente no tempo de permanência. O método permite o bloqueio da proteção diferencial para os casos em que ocorre uma saturação severa do TC, sem comprometer a confiabilidade da proteção. Além disso, o método apresentou um comportamento melhor do que o método tradicional de bloqueio por harmônicos que utiliza a componente de segunda harmônica para detectar as correntes de *inrush*.

Sevov *et al.* (2017) propuseram uma nova abordagem para melhorar o desempenho da proteção diferencial de transformadores. Além disso, definiram orientações sobre como configurar a proteção para melhorar a sensibilidade e a segurança durante faltas internas e externas, com e sem saturação do TC. Para tanto, implementaram um método de detecção de saturação do TC, e uma lógica que identifica a direcionalidade da falta, se é externa ou interna à zona de proteção.

3.2 MÉTODOS BASEADOS NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

Na proteção de transformadores de potência, há situações em que um curto-circuito pode refletir uma corrente de falta com módulo muito pequeno nos terminais do elemento protegido, não sendo suficiente para sensibilizar a proteção. Para tanto, estes casos requerem o uso de elementos de proteção com alta sensibilidade a fim de que todas as faltas sejam extintas. Nesse contexto, tem-se desenvolvido métodos baseados na componente de sequência negativa para detectar curtos-circuitos internos entre espiras.

Gajić *et al.* (2005) apresentaram um novo princípio de proteção de transformadores de potência baseado na componente de sequência negativa, esta mostra-se como uma proteção muito sensível para faltas entre espiras. Os autores afirmaram que o método tradicional da proteção diferencial de transformadores não é eficiente para detectar pequenos curtos-circuitos entre espiras no enrolamento do transformador, assim este novo método é uma complementação ao método tradicional. Para tanto, os autores propuseram um algoritmo que discrimina faltas internas das faltas externas. A lógica consiste na comparação dos módulos das correntes de sequência negativa nos lados de alta e baixa tensão do transformador com os valores de limiares pré-definidos. Caso os módulos de ambas contribuições de corrente de sequência negativa estiverem acima dos limites pré-estabelecidos, compara-se os ângulos de fase das correntes dos lados de alta e baixa tensão do transformador, assim duas regras são utilizadas para discriminar a direcionalidade da falta: se essas correntes estiverem em fase determina-se que a falta é interna, porém se estiverem defasadas de 180° determina-se que a falta é externa. O resultado do método proposto detectou faltas entre espiras, envolvendo menos de 1% de espiras curto-circuitadas.

Guzmán *et al.* (2009) propuseram um elemento diferencial que combina a segurança e a confiabilidade do método de restrição por harmônicos com a velocidade do método de bloqueio por harmônicos para otimizar o desempenho do relé. Além disso, adicionaram-se o método da componente de sequência negativa a fim de melhorar a sensibilidade da proteção para faltas internas entre espiras envolvendo uma pequena proporção de espiras curto-circuitadas em condições de carga elevada. O método apresentou fornecer maior sensibilidade do que o elemento diferencial convencional para faltas assimétricas durante condições de carga elevada, detectando

curtos-circuitos internos que envolvem apenas 2% do enrolamento.

Babiy *et al.* (2011) propuseram uma simples e eficiente técnica de proteção diferencial baseada em correntes de sequência negativa. Com esta técnica de proteção, é possível detectar pequenas faltas internas em transformadores. Além disso, é capaz de diferenciar entre faltas internas e externas. A discriminação é obtida comparando-se a mudança de fase entre dois fasores da corrente de sequência negativa. O método proposto utiliza dois estágios de comparação. O primeiro estágio compara as magnitudes das correntes de sequência negativa dos lados primário e secundário do transformador com um valor pré-definido correspondente a 1% da corrente base da proteção diferencial. Se a contribuição das correntes de sequência negativa de ambos os lados do transformador é maior do que o nível pré-definido, então o segundo estágio é utilizado. O segundo estágio é uma comparação direcional, onde a diferença de fase entre os dois fasores das correntes de sequência negativa em ambos os lados do transformador é comparado com um valor pré-estabelecido (idealmente zero graus). Caso a mudança de fase entre os dois fasores de correntes de sequência negativa são maiores que esse valor pré-definido, ocorre uma falta interna e um disparo de comando para atuação da proteção é emitido. A avaliação do método foi realizada para diferentes condições de operação, para diferentes quantidades de espiras curto-circuitadas e, também, para distintas conexões do transformador de potência. Assim, verificou-se que o esquema funcionou corretamente, detectando curtos-circuitos internos envolvendo 1% de espiras curto-circuitadas.

(KASZTENNY *et al.*, 2015a) descreveram os princípios da proteção diferencial de sequência negativa, e enfatizaram a sua excelência em sensibilidade e velocidade de atuação. Os autores analisaram as aplicações do elemento 87Q para linhas de transmissão, transformadores de potência, reatores shunt e estatores de geradores e motores. Os elementos 87Q apresentaram um bom histórico de desempenho quando aplicados às linhas de transmissão e aos transformadores de potência, por possuírem menores sinais de restrição, a sensibilidade mostrou-se melhor quando comparado aos elementos diferenciais de fase, uma vez que não contemplam a corrente de carga. Além disso, duas novas abordagens baseadas nas componentes de sequência negativa para proteção de geradores contra curtos-circuitos entre espiras.

Zacharias & Gokaraju (2016) propuseram um protótipo de relé, utilizando corrente de sequência negativa e tensão de sequência negativa, que mantém sua sensibilidade durante a energização. O protótipo foi construído para testar o novo método de detecção de faltas entre espiras. Para obter corrente e tensão de sinais que podem ser processados pelo protótipo, um modelo de transformador trifásico foi construído usando um RTDS (*Real Time Digital Simulator*) desenvolvido pela RTDS Technologies (TECHNOLOGIES, 2006). O relé desempenhou para diversas condições, dentre elas: sobre-excitação, saturação do TC, energização do transformador e faltas externas. Os resultados experimentais apresentados indicaram que o algoritmo proposto é mais rápido e mais sensível do que a proteção diferencial tradicional, além disso mostrou-se capaz de detectar faltas entre espiras envolvendo 3% dos enrolamentos que

ocorreram durante a energização do transformador.

Farzin *et al.* (2019) descreveram a importância dos métodos da proteção diferencial de sequência negativa e do método baseado em vetores espaciais (EPVA), uma vez que são os métodos mais promissores para a detecção de faltas internas entre espiras. Os autores avaliaram o desempenho desses métodos através de testes experimentais para detectar faltas entre espiras quando submetidos a diferentes condições operacionais. Os resultados mostraram que a definição correta dos valores limites são importantes para que os métodos baseados nas componentes de sequência negativa e EPVA tenham um desempenho confiável. Além disso, os resultados experimentais verificam que a seleção de um limite fixo para esses métodos de detecção pode ser muito difícil. Mesmo que o ajuste do limite fixo seja possível, ele pode comprometer o desempenho confiável e seguro dos métodos de proteção relacionados.

3.3 MÉTODOS BASEADOS NA PROTEÇÃO DE FALTA À TERRA RESTRITA

Tan *et al.* (2007) apresentaram um novo método para proteção de falta à terra restrita. A proteção REF convencional com restrição percentual de *dual slope* impede a atuação da proteção para faltas externas com saturação do TC, no entanto, ela ainda pode estar sujeita a problemas relacionados às faltas de alta impedância que apresentam uma corrente de falta pequena e uma alta componente CC, assim é necessário uma lógica adicional de detecção para saturação de TC. A fim de solucionar esse problema, os autores propuseram um algoritmo que adiciona à equação da corrente de restrição uma inclinação fixa de 1,005, a qual garante estabilidade diante de condições de correntes de *inrush*, e não é afetado pela saturação do TC. Dos resultados obtidos, os autores afirmaram que ao realizarem os testes de reprodução, o novo elemento REF proposto apresentou uma estabilidade superior comparado ao elemento REF tradicional durante condições de faltas externas e, conseqüentemente, não foi afetado pela corrente de *inrush*.

Kasztenny *et al.* (2010) revisaram os conceitos da proteção diferencial para curtos-circuitos internos em transformadores e descreveram detalhadamente os fundamentos do transformador de potência, desde o princípio de funcionamento e equacionamento, a fim de explicar a sensibilidade da proteção de transformadores quando submetidos a diferentes tipos de faltas. Além disso, os autores descreveram os conceitos da proteção de falta à terra restrita e da proteção diferencial de sequência negativa, e enfatizaram a sua importância na detecção de faltas espira-terra e entre espiras, respectivamente.

Nimtaj *et al.* (2011b) apresentaram uma comparação entre dois algoritmos de proteção de falta à terra restrita em transformadores de potência. Para tanto, analisaram os algoritmos da General Electric e da Siemens. Os autores observaram que o algoritmo da General Electric baseia-se nas componentes de sequência positiva, negativa e zero para produzir uma corrente de restrição para diferentes tipos de faltas. Além de aumentar a segurança do relé, melhora

a estabilidade da proteção para faltas externas. O algoritmo da Siemens compara a corrente de neutro com a corrente de sequência zero. Como o método é baseado na soma vetorial, o deslocamento do ângulo de fase entre a corrente de neutro e a corrente de sequência zero é importante para a correta operação da proteção. Entretanto, para os casos de saturação de TC, a corrente de restrição pode ser alterada causando a incorreta atuação da proteção.

Ghanbari *et al.* (2016) apresentaram uma nova abordagem para melhorar a sensibilidade da proteção diferencial e da proteção de falta à terra restrita para transformadores industriais. Os transformadores industriais utilizam um resistor limitador para limitar a corrente de falta no ponto de neutro. Porém, esse resistor diminui a sensibilidade de suas proteções diferenciais e REF. Assim, a fim de melhorar esse problema, os autores propuseram um limitador de falta modificado (BFCL) para limitar a corrente de falta fase-terra no ponto de neutro do transformador, sem prejudicar a sensibilidade dessas proteções. Os resultados experimentais confirmaram a proposta do BFCL para limitar a corrente de falta e preservar a sensibilidade dos elementos diferencial e REF.

3.4 MÉTODOS BASEADOS NA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

Guzmán *et al.* (2009) propuseram uma proteção de sobrecorrente configurável dinamicamente que melhora a coordenação da proteção para diferentes condições operacionais. Os relés numéricos fornecem a mesma funcionalidade que os relés eletromecânicos de sobrecorrente de tempo inverso, além da capacidade de selecionar a característica de operação. Essa flexibilidade evita a necessidade de especificar um relé específico de acordo com os requisitos das características operacionais. A desvantagem dessa abordagem é que as alterações no grupo de configurações diminuem a disponibilidade do relé, uma vez que este se desativa por um curto período de tempo (aproximadamente um ciclo) enquanto altera os grupos de configurações. O relé desativa não apenas o elemento de sobrecorrente, mas todas as funções do relé. Além disso, a alteração de grupos de configurações pode resultar em discrepâncias entre eles, se o usuário não inserir as configurações corretas. Os usuários devem garantir que as configurações de todos os elementos de proteção ativados sejam aplicáveis às novas condições, que pode criar erros. Assim, os autores desenvolveram um elemento de tempo inverso configurável dinamicamente que substitui os parâmetros fixos e configuráveis por variáveis que são atualizadas dinamicamente, com base nas equações que o usuário programa. Os resultados mostraram que essa adaptabilidade do elemento melhora a coordenação do tempo de operação dos elementos de sobrecorrente aplicados a transformadores paralelos.

Kasztenny *et al.* (2014b) propuseram um novo algoritmo com base na análise da forma de onda para detectar as correntes de *inrush* nos transformadores. Os autores também apresentaram um novo método baseado no princípio de sobrecorrente instantânea bidirecional, a fim de acelerar o disparo para faltas internas durante condições de *inrush*, cancelando seu sinal de

bloqueio. O elemento pode operar em meio ciclo, mesmo em níveis relativamente baixos de corrente de falta interna.

Thoeurn *et al.* (2017) apresentaram uma modelagem de relé de sobrecorrente usando redes neurais artificiais a fim de superar o problema de sobreajuste. Os autores utilizaram o método de rede neural de retropropagação bayesiana (BRBPNN) para modelar as curvas características do relé de sobrecorrente. O sobreajuste significa que o sistema converge gradualmente para os dados de treinamento com menos erros, enquanto possui grandes erros para testar os dados. Com essa abordagem, os problemas podem ser tratados naturalmente, como seleção de modelo de regularização (sobreajustada ou não), comparação, sem a necessidade de um conjunto de dados de validação cruzada em separado.

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com o intuito de realizar a análise proposta neste trabalho, avalia-se o comportamento e desempenho das funções de proteção 87T, 87Q, 87REF, 67REF, 50/51 e 50/51N para um transformador de potência operando frente a diversas situações de curtos-circuitos e manobras. Vale ressaltar que as funções de proteção propostas pelo ONS são a 87T, 50/51 e 50/51N. Para essas análises, um sistema elétrico simplificado, composto por um transformador de potência com equivalentes de Thévenin em seus dois terminais, foi modelado e simulado no *software* ATP.

Ilustra-se na Figura 4.1 o sistema elétrico simplificado empregado para a realização das simulações. Este consiste de um transformador de potência trifásico de 230/69 kV, com potência nominal de 50 MVA e conexão YNd1. A zona de proteção do transformador é delimitada por TCs do tipo C400 com relação de transformação de 1200-5 A, com TAP de 400-5 A do lado de 230 kV e com TAP de 1000-5 A do lado de 69 kV. Além disso, o sistema é composto por dois equivalentes de Thévenin tanto no lado de alta quanto no lado de baixa tensão, a fim de representar o restante do sistema. A fonte do lado de alta tensão é representada por SH e a fonte do lado de baixa tensão representada por SX.

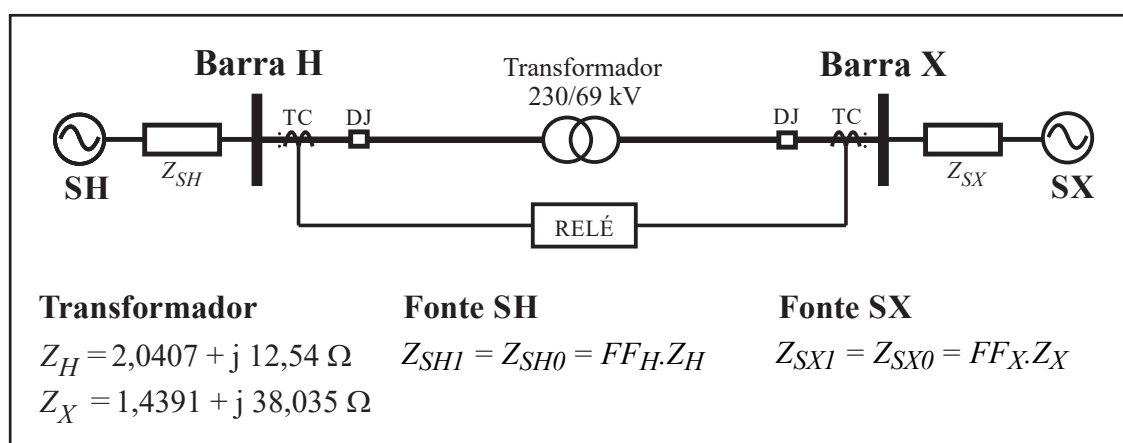


Figura 4.1. Modelo do sistema elétrico simplificado.

A variável força da fonte diz respeito à sua capacidade de contribuição de corrente de curto-circuito. Esse parâmetro é quantificado pela razão entre a impedância equivalente do sistema conectado a fonte e a impedância do transformador, neste trabalho denominada de FF , sendo FF_H correspondente ao lado de alta tensão e FF_X ao lado de baixa tensão. O cálculo das impedâncias equivalentes de Thévenin é mostrado na Figura 4.1, assim como as impedâncias

dos enrolamentos primário e secundário do transformador de potência. Vale ressaltar que os subíndices 0 (zero) e 1 (um), correspondem às componentes de sequência zero e positiva, respectivamente. Para tanto, nota-se que quanto menor o valor de FF , menor é a impedância equivalente do sistema ligado à fonte analisada.

Determina-se o carregamento do sistema considerando a tensão da barra do lado de alta tensão (Barra H) igual a $1\angle 0^\circ$ pu e a tensão da barra do lado de baixa tensão (Barra X) igual a $1\angle(\delta - 30^\circ)$ pu, onde δ é o ângulo de carregamento do sistema. O transformador de potência simulado pertence ao grupo YNd1, dessa forma as tensões e correntes de sequência positiva do lado de baixa tensão estão atrasadas de 30° das tensões e correntes de sequência positiva do lado de alta tensão, respectivamente.

Vale ressaltar que a aplicação de curtos-circuitos internos ao transformador, como espira-terra e espira-espira, são configuradas a partir da modelagem do transformador com seus enrolamentos particionados em três segmentos (h_1 , h_2 e h_3), conforme Figura 4.2. Para a aplicação das faltas internas é feito um controle de fechamento das chaves S1, S2, S3 e S4 como ilustrado na Figura 4.2. No enrolamento estrela, para aplicar uma falta entre espiras a chave S1 é fechada e a chave S3 é aberta e uma falta espira-terra a chave S1 é aberta e a chave S3 é fechada. No enrolamento delta, para uma falta entre espiras a chave S2 é fechada e a S4 é aberta e uma falta espira-terra a chave S2 é aberta e a S4 é fechada.

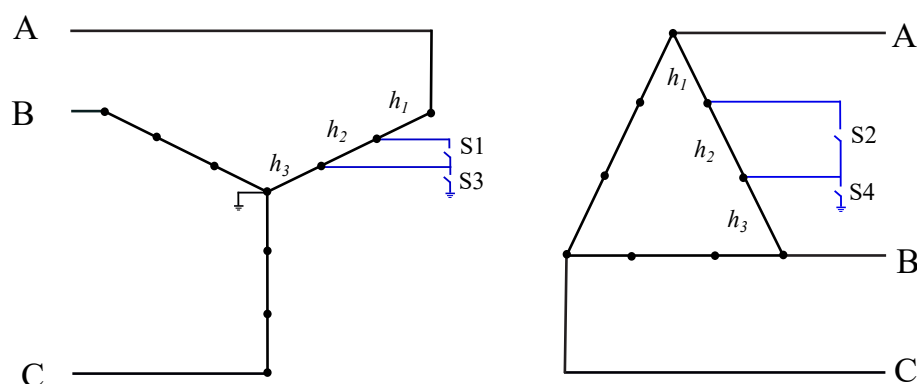


Figura 4.2. Esquema de particionamento dos enrolamentos do transformador de potência.

4.1 AJUSTES DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Exibem-se na Tabela 4.1 os valores de ajuste utilizados nas funções de proteção. O termo “H” refere-se ao lado de alta tensão do transformador, e o termo “X” ao lado de baixa tensão. Os ajustes das funções 87 e 50/51 foram calculados com base no relatório ONS RE 3/200/2012 (ONS, 2012). Os critérios e cálculos de ajustes para essas funções são detalhados a seguir. Vale ressaltar que os cálculos realizados do ajuste de I_{pickup} para a função 50X não satisfaz as inequações conforme (ONS, 2012), assim essa função não será testada, conforme explicada posteriormente. Da mesma forma ocorre com a função 50NX, uma vez que não há contribuições

de sequência zero vindas da fonte para faltas que envolvam a terra no lado de baixa tensão, devido à ligação do seu enrolamento em delta. Os ajustes utilizados para as funções 87Q, 87REF e 67REF são configurados de acordo com os valores recomendados pelos fabricantes de alguns relés que se encontram disponíveis em SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES (2017).

Tabela 4.1. Parametrização do relé

Função	Variável	Parâmetro
87T	SLP_1	0,3
	SLP_2	0,8
	$I_{pickup,87T}$	0,3 pu
	k_2	15,0
	k_5	25,0
87Q	SLP_{87Q}	1,0
	$I_{pickup,87Q}$	0,1 pu
87REF	SLP_{REF}	1,0
	$I_{pickup,REF}$	0,2 pu
	k_R	2,0
50H	$I_{pickup,50H}$	12,75 pu
50NH	$I_{pickup,50NH}$	3,98 pu
50X	$I_{pickup,50X}$	–
50NX	$I_{pickup,50NX}$	–
51H	$I_{pickup,51H}$	1,75 pu
51NH	$I_{pickup,51NH}$	0,48 pu
51X	$I_{pickup,51X}$	1,75 pu
51NX	$I_{pickup,51NX}$	–

4.1.1 Proteção Diferencial (Função 87T)

De acordo com o relatório ONS RE 3/200/2012 (ONS, 2012), o valor de ajuste de $I_{pickup,87T}$ deve ser superior à corrente diferencial provocada pelos erros dos TCs e pela atuação dos comutadores de taps sob carga. Os fabricantes recomendam ajustar o pickup entre $0,1 I_n$ e $0,3 I_n$, sendo usual o ajuste de $0,3 I_n$ (30% da corrente nominal do transformador).

A variável SLP_1 define a restrição durante condições normais de operação e deve assegurar a sensibilidade para faltas internas. Para tanto, é usual um ajuste de 30%. A variável SLP_2 visa assegurar estabilidade adicional para o relé durante faltas externas, em que a saturação dos TCs irá provocar valores elevados de corrente diferencial. Normalmente o ajuste é superior a 50%, assim foi escolhido o valor de ajuste de 0,8.

A variável k_2 refere-se aos ajustes das funções de restrição e bloqueio por harmônicos durante

condições de *inrush*, normalmente são ajustadas para um nível de segundo harmônico de 15% a 20% da fundamental. Dessa forma, foi setado o valor de 15,0. A função de bloqueio por sobre-excitação indicada pela variável k_5 , normalmente é ajustada para um nível de quinto harmônico de 25% a 35% da fundamental. Portanto, seta-se o valor de 25,0.

4.1.2 Proteções de Sobrecorrente

As Seções 4.1.2.1, 4.1.2.2, 4.1.2.3 e 4.1.2.4 apresentam os cálculos referentes aos valores de corrente de *pickup* das funções 50 e 51 utilizados neste trabalho. Vale ressaltar, que os valores de corrente de curto-circuito mostrados nas Tabelas 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 foram obtidas através de simulações no ATP para faltas localizadas na barra do lado de alta tensão (Barra H), na barra do lado de baixa tensão (Barra X), na bucha do transformador do lado de alta tensão (Bucha H) e na bucha do transformador do lado de baixa tensão (Bucha X).

4.1.2.1 Elemento Instantâneo de Sobrecorrente de Fase (Função 50)

Os valores de ajustes de $I_{pickup,50H}$ e $I_{pickup,50X}$ são calculados utilizando as correntes de curto-circuito trifásico. A Tabela 4.2 mostra as correntes de curto-circuito medidas nos terminais dos TCs localizados no lado de alta tensão (TC-H) e no lado de baixa tensão (TC-X).

Tabela 4.2. Correntes de curto-circuito trifásico.

Local da falta	Corrente TC-H (A)	Corrente TC-X (A)
Barra H	340,02	1133,58
Barra X	1186	3953,67
Bucha H	3930,77	0,689
Bucha X	0,206	1565,68

Os valores obtidos são analisados a seguir.

- No enrolamento de alta tensão (Função 50H):

O valor de ajuste de $I_{pickup,50H}$ (A) deve satisfazer as inequações (4.1), (4.2) e (4.3) mostradas abaixo:

$$I_{pickup,50H} > \frac{I_{barraX,TC-H}}{RTC_H} > \frac{1186}{RTC_H} > 14,83, \quad (4.1)$$

$$I_{pickup,50H} > \frac{I_{barraH,TC-H}}{RTC_H} > \frac{340,02}{RTC_H} > 4,25, \quad (4.2)$$

$$I_{pickup,50H} < \frac{I_{buchaH,TC-H}}{RTC_H} < \frac{3930,77}{RTC_H} < 49,13, \quad (4.3)$$

$$I_{pickup,50H} > \frac{I_{inrush}}{RTC_H}, \quad (4.4)$$

em que $RTC_H = 400/5$; $I_{barraX,TC-H}$ corresponde a corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito no barramento de baixa tensão; $I_{barraH,TC-H}$ refere-se a corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito no barramento de alta tensão; $I_{buchaH,TC-H}$ corresponde a corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito na bucha de alta tensão; I_{inrush} refere-se a corrente de *inrush*.

Ressalta-se em (4.4) que o elemento 50H deve ser insensível às correntes de energização do transformador (I_{inrush}). Normalmente ela é inferior às correntes $I_{barraX,TC-H}$ e $I_{barraH,TC-H}$, uma vez que estas definem o valor da corrente de *pickup* da unidade instantânea.

Após os cálculos, têm-se os seguintes conjuntos de valores de ajuste para $I_{pickup,50H}$:

$$14,83 \text{ A} < I_{pickup,50H} < 49,13 \text{ A}.$$

Assim, escolhe-se:

$$I_{pickup,50H} = 25 \text{ A},$$

$$I_{pickup,50H,pu} = 15,93 \text{ pu}.$$

- No enrolamento de baixa tensão (Função 50X):

O valor de ajuste de $I_{pickup,50X}$ (A) deve satisfazer as inequações mostradas a seguir:

$$I_{pickup,50X} > \frac{I_{barraX,TC-X}}{RTC_X} > \frac{3953,67}{RTC_X} > 19,77, \quad (4.5)$$

$$I_{pickup,50X} > \frac{I_{barraH,TC-X}}{RTC_X} > \frac{1133,58}{RTC_X} > 5,67, \quad (4.6)$$

$$I_{pickup,50X} < \frac{I_{buchaX,TC-X}}{RTC_X} < \frac{1565,68}{RTC_X} < 7,83, \quad (4.7)$$

$$I_{pickup,50X} > \frac{I_{inrush}}{RTC_X}, \quad (4.8)$$

em que $RTC_X = 1000/5$; $I_{barraX,TC-X}$ corresponde a corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão para um curto-circuito no barramento de baixa tensão; $I_{barraH,TC-X}$ refere-se a corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão

para um curto-circuito no barramento de alta tensão; $I_{buchaX,TC-X}$ corresponde a corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão para um curto-circuito na bucha de baixa tensão;

Conforme explicado anteriormente, o elemento 50X também deve ser insensível às correntes de energização do transformador (I_{inrush}). Como as correntes $I_{barraX,TC-X}$ e $I_{barraH,TC-X}$ definem o valor de $I_{pickup,50X}$, geralmente I_{inrush} apresenta valor inferior à elas.

Após o desenvolvimento dos cálculos, constatou-se que não há um valor de $I_{pickup,50X}$ que satisfaça as inequações (4.5), (4.6) e (4.7). Dessa forma, a função 50X não será testada.

4.1.2.2 Elemento Instantâneo de Sobrecorrente de Neutro (Função 50N)

Os valores de ajustes de $I_{pickup,50NH}$ e $I_{pickup,50NX}$ são calculados utilizando as correntes de curto-circuito monofásico na fase A, com resistência de falta igual a 50Ω (ONS, 2012). Apresentam-se na Tabela 4.3 as correntes de curto-circuito medidas nos terminais dos TCs localizados no lado de alta tensão (TC-H) e no lado de baixa tensão (TC-X).

Tabela 4.3. Correntes de curto-circuito monofásico na fase A com resistência de falta de 50Ω .

Local da falta	Corrente TC-H (A)	Corrente TC-X (A)
Barra H	94,95	293,37
Barra X	214,29	766,65
Bucha H	3736,38	293,37
Bucha X	214,29	508,76

Os valores obtidos são analisados a seguir.

- No enrolamento de alta tensão (Função 50NH):

O valor de ajuste de $I_{pickup,50NH}$ (A) deve satisfazer as inequações (4.9), (4.10) e (4.11) ilustradas abaixo:

$$I_{pickup,50NH} > \frac{I_{barraX,TC-H}}{RTC_H} > \frac{214,29}{RTC_H} > 2,68, \quad (4.9)$$

$$I_{pickup,50NH} > \frac{I_{barraH,TC-H}}{RTC_H} > \frac{94,95}{RTC_H} > 1,19, \quad (4.10)$$

$$I_{pickup,50NH} < \frac{I_{buchaH,TC-H}}{RTC_H} < \frac{3736,38}{RTC_H} < 46,70, \quad (4.11)$$

em que $RTC_H = 400/5$; $I_{barraX,TC-H}$ corresponde a corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito no barramento de baixa tensão;

$I_{barrasH,TC-H}$ refere-se a corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito no barramento de alta tensão; $I_{buchasH,TC-H}$ corresponde a corrente subtransitória de contribuição do lado de alta tensão para um curto-circuito na bucha de alta tensão;

Realizados os devidos cálculos, obtém-se os seguintes conjuntos de valores de ajuste para $I_{pickup,50NH}$ (A):

$$2,68 \text{ A} < I_{pickup,50NH} < 46,70 \text{ A}.$$

Assim, escolhe-se:

$$I_{pickup,50NH} = 6,25 \text{ A},$$

$$I_{pickup,50NH,pu} = 3,98 \text{ pu}.$$

- No enrolamento de baixa tensão (Função 50NX):

O valor de ajuste de $I_{pickup,50NX}$ (A) deve satisfazer as inequações mostradas a seguir:

$$I_{pickup,50NX} > \frac{I_{barrasX,TC-X}}{RTC_X} > \frac{766,65}{RTC_X} > 3,83, \quad (4.12)$$

$$I_{pickup,50NX} > \frac{I_{barrasH,TC-X}}{RTC_X} > \frac{293,37}{RTC_X} > 1,47, \quad (4.13)$$

$$I_{pickup,50NX} < \frac{I_{buchasX,TC-X}}{RTC_X} < \frac{508,76}{RTC_X} < 2,54, \quad (4.14)$$

em que $RTC_X = 1000/5$; $I_{barrasX,TC-X}$ corresponde a corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão para um curto-circuito no barramento de baixa tensão; $I_{barrasH,TC-X}$ refere-se a corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão para um curto-circuito no barramento de alta tensão; $I_{buchasX,TC-X}$ corresponde a corrente subtransitória de contribuição do lado de baixa tensão para um curto-circuito na bucha de baixa tensão;

Após o desenvolvimento dos cálculos, constatou-se que não há um valor de $I_{pickup,50NX}$ que satisfaça as inequações (4.12), (4.13) e (4.14). Dessa forma, a função 50NX não será testada. Isso ocorre porque para transformadores conectados em estrela aterrado-delta, uma vez que o lado de baixa tensão está conectado em delta, não há contribuições de sequência zero vindas da fonte para faltas que envolvam a terra no lado de baixa tensão, assim, nesse caso, a função 50NX não é sensível para este tipo de falta.

4.1.2.3 Elemento Temporizado de Sobrecorrente de Fase (Função 51)

Os valores de ajustes de $I_{pickup,51H}$ e $I_{pickup,51X}$, são calculados utilizando as correntes de curto-circuito bifásico. Apresenta-se na Tabela 4.4 as correntes de curto-circuito medidas nos terminais dos TCs localizados no lado de alta tensão (TC-H) e no lado de baixa tensão (TC-X).

Como se trata de uma função com atraso de tempo, é necessário coordenar os dois relés (lados de alta e baixa tensão do transformador). Para isso, inicia-se o cálculo pelo relé mais a jusante, do lado de baixa tensão, e depois faz-se a coordenação com o relé a montante, ou seja, o relé do lado de alta tensão.

Tabela 4.4. Correntes de curto-circuito bifásico mínimo medidas nos terminais dos TCs de alta e baixa tensão.

Local da falta	Corrente TC-H (A)	Corrente TC-X (A)
Barra H	130,54	414,18
Barra X	977,41	2934,68
Bucha H	16850,22	414,18
Bucha X	977,41	1052,32

O valor de ajuste de $I_{pickup,51H}$ e $I_{pickup,51X}$ devem ser ajustados de modo a permitir certa sobrecarga. Normalmente são ajustados entre 1,5 e 2,0 vezes a corrente nominal do transformador, calculada para a máxima potência do transformador considerando todos os estágios de refrigeração em operação.

- Para o cálculo de ajuste de $I_{tape,51X}$ (A) as seguintes inequações devem ser satisfeitas:

$$I_{tape,51X} \geq (1,5 \text{ a } 2,0) \cdot \frac{1000 \cdot S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom}} \frac{1}{RTC_X} \geq (1,75) \cdot \frac{1000 \cdot S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom}} \frac{1}{RTC_X} \geq 3,66, \quad (4.15)$$

$$I_{tape,51X} < \frac{I_{barraX,TC-X}}{RTC_X} < \frac{2934,68}{RTC_X} < 14,67, \quad (4.16)$$

Após os cálculos, obtém-se os seguintes conjuntos de valores para $I_{tape,51X}$:

$$3,66 \text{ A} \leq I_{tape,51X} < 14,67 \text{ A}.$$

Assim, define-se:

$$I_{tape,51X} = 3,66 \text{ A},$$

$$I_{tape,51X,pu} = 1,75 \text{ pu}.$$

A seguir, calcula-se o tempo de operação ($t_{op,51X}$), considerando a curva IEC 0,1 NI (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009):

$$M_{51X} = \frac{|I_{barraX,TC-X}|}{I_{tape,51X}}, \quad (4.17)$$

$$t_{op,51X} = T_{curva,51X} \left(\frac{k}{M^\alpha - \beta} + L \right). \quad (4.18)$$

Logo,

$$t_{op,51X} = 0,11 \text{ s.}$$

O intervalo de tempo para coordenação recomendado pelo relatório ONS RE 3/200/2012 (ONS, 2012) é de pelo menos 300 ms. Dessa forma,

$$t_{op,51H} = t_{op,51X} + 0,3 = 0,41 \text{ s.}$$

A partir de $t_{op,51H}$, calcula-se o ajuste da curva de atuação ($T_{curva,51H}$) utilizando (4.19) e (4.20), e os dados referentes a norma IEC NI (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009)

$$M_{51X} = \frac{|I_{barraX,TC-X}|}{I_{tape,51X}}, \quad (4.19)$$

$$T_{curva,51H} = \frac{t_{op,51X}(M_{51H} - 1)}{k}. \quad (4.20)$$

- Para o cálculo de $I_{tape,51H}$ (A) deve-se satisfazer as seguintes inequações:

$$I_{tape,51H} \geq (1,75) \cdot \frac{1000 \cdot S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V} \frac{1}{RTCH} \geq 2,75, \quad (4.21)$$

$$I_{tape,51H} < \frac{I_{barraX,TC-H}}{RTCH} < \frac{977,41}{RTCH} < 12,22. \quad (4.22)$$

Após os cálculos, obtém-se os seguintes conjuntos de valores para $I_{tape,51H}$:

$$2,75 \text{ A} \leq I_{tape,51H} < 12,22 \text{ A.}$$

Assim, define-se:

$$I_{tape,51H} = 2,75 \text{ A,}$$

$$I_{tape,51H,pu} = 1,75 \text{ pu.}$$

Logo,

$$M_{51H} = 113,36, \quad (4.23)$$

$$T_{curva,51H} = 0,29. \quad (4.24)$$

4.1.2.4 Elemento Temporizado de Sobrecorrente de Neutro (Função 51N)

Os valores de ajustes de $I_{pickup,51NH}$ e $I_{pickup,51NX}$ são calculados utilizando as correntes de curto-circuito monofásico. Apresenta-se na Tabela 4.5 as correntes de curto-circuito medidas nos terminais dos TCs localizados no lado de alta tensão (TC-H) e no lado de baixa tensão (TC-X).

Tabela 4.5. Correntes de curto-circuito monofásico na fase A medidas nos terminais dos TCs de alta e baixa tensão.

Local da falta	Corrente TC-H (A)	Corrente TC-X (A)
Barra H	94,95	293,37
Barra X	214,29	766,65
Bucha H	3736,38	293,37
Bucha X	214,29	508,76

O pickup da unidade de sobrecorrente residual temporizada deve ser ajustado bastante sensível, já que não depende do carregamento do transformador. Normalmente deve ser ajustado entre 10% e 20% da corrente nominal do TC.

- Para o cálculo de ajuste de $I_{pickup,51NX}$ (A) as seguintes inequações devem ser satisfeitas:

$$I_{tape,51NX} \geq (0,1 \text{ a } 0,2) \cdot \frac{I_{n,TC}}{RTC_X} \geq (0,15) \cdot \frac{I_{n,TC}}{RTC_X} \geq 0,75, \quad (4.25)$$

$$I_{tape,51NX} < \frac{I_{barraX,TC-X}}{RTC_X} < \frac{766,65}{RTC_X} < 3,83. \quad (4.26)$$

Após os cálculos, obtém-se os seguintes conjuntos de valores para $I_{tape,51NX}$:

$$0,75 \text{ A} \leq I_{tape,51X} < 3,83 \text{ A}.$$

Assim, define-se:

$$I_{tape,51NX} = 0,75 \text{ A},$$

$$I_{tape,51NX,pu} = 0,36 \text{ pu}.$$

Como o lado de baixa do transformador é ligado em delta, não há contribuições de sequência zero vindas da fonte para faltas que envolvam a terra no lado de baixa tensão. Dessa forma, a função 51NX não será testada.

A seguir, calcula-se o tempo de operação ($t_{op,51NX}$), considerando a curva IEC 0,1 NI

(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009):

$$M_{51NX} = \frac{|I_{barraX,TC-X}|}{I_{tape,51NX}}, \quad (4.27)$$

$$t_{op,51NX} = T_{curva,51NX} \left(\frac{k}{M^\alpha - \beta} + L \right). \quad (4.28)$$

Logo,

$$t_{op,51NX} = 0,075 \text{ s.}$$

O intervalo de tempo para coordenação recomendado pelo relatório ONS RE 3/200/2012 (ONS, 2012) é de pelo menos 300 ms. Dessa forma,

$$t_{op,51NH} = t_{op,51X} + 0,3 = 0,375 \text{ s.}$$

A partir de $t_{op,51NH}$, calcula-se o ajuste da curva de atuação ($T_{curva,51H}$) utilizando (4.29) e (4.30), e os dados referentes a norma IEC NI (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2009)

$$M_{51NX} = \frac{|I_{barraX,TC-X}|}{I_{tape,51NX}}, \quad (4.29)$$

$$T_{curva,51NH} = \frac{t_{op,51NX}(M_{51NH} - 1)}{k}. \quad (4.30)$$

- Para o cálculo de $I_{tape,51NH}$ (A) deve-se satisfazer as seguintes inequações:

$$I_{tape,51NH} \geq (0,15) \cdot \frac{I_{n,TC}}{\sqrt{3} \cdot V} \frac{1}{RTC_H} \geq 0,75, \quad (4.31)$$

$$I_{tape,51NH} < \frac{I_{barraX,TC-H}}{RTC_H} < \frac{214,29}{RTC_H} < 2,68. \quad (4.32)$$

Após os cálculos, obtém-se os seguintes conjuntos de valores para $I_{tape,51NH}$:

$$0,75 \text{ A} \leq I_{tape,51NH} < 2,68 \text{ A.}$$

Assim, define-se:

$$I_{tape,51NH} = 0,75 \text{ A,}$$

$$I_{tape,51NH,pu} = 0,48 \text{ pu.}$$

Logo,

$$M_{51NH} = 1581,33, \quad (4.33)$$

$$T_{curva,51NH} = 0,425. \quad (4.34)$$

4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARAMÉTRICA (ASP)

Análises de Sensibilidade Paramétrica (ASPs) auxiliam e permitem um estudo mais abrangente na interpretação dos dados. Nessas análises, apenas um parâmetro é variado, em uma faixa de valores específica, enquanto os outros mantêm-se com valores fixos. Para tanto, diferentes bases de dados foram geradas a fim de avaliar o desempenho das funções de proteção quando estas são influenciadas por diferentes parâmetros, quais sejam: porcentagem de espiras curto-circuitadas (p), força das fontes (variando FF_H e FF_X) e condições de carregamento do sistema (δ). Descrevem-se na Tabela 4.6 os casos analisados para curtos-circuitos internos espira-terra e espira-espira do lado estrela e do lado delta do transformador, e apresenta-se na Tabela 4.7 a faixa de valores utilizadas para cada parâmetro. As faltas foram aplicadas em 50 ms.

Tabela 4.6. Casos avaliados nas análises de sensibilidade paramétrica.

Casos	Tipo de Falta	$p(\%)$	FF_H	FF_X	δ
1.1	EE-Y	p	1,0	1,0	-5°
1.2	ET-Y	p	1,0	1,0	-5°
1.3	EE-D	p	1,0	1,0	-5°
1.4	ET-D	p	1,0	1,0	-5°
2.1	EE-Y	1,0	1,0	1,0	δ
2.2	ET-Y	10	1,0	1,0	δ
2.3	EE-D	1,0	0,1	1,0	δ
2.4	ET-D	50	1,0	1,0	δ
3.1	EE-Y	1,0	1,0	FF_X	-15°
3.2	ET-Y	10	FF_H	1,0	-5°
3.3	EE-D	1,0	1,0	FF_X	-15°
3.4	ET-D	50	FF_H	1,0	-15°

Legenda:

ET-Y: Espira-terra no enrolamento estrela;

ET-D: Espira-terra no enrolamento delta;

EE-Y: Espira-espira no enrolamento estrela;

EE-D: Espira-espira no enrolamento delta.

Tabela 4.7. Faixa de valores dos parâmetros analisados.

Parâmetro	Intervalo de variação
$p(\%)$	1%, 2%, 3%, 4%, ..., 95%, 96%, 97%, 98%
δ	$-60^\circ, -55^\circ, \dots, -10^\circ, -5^\circ, 0, \dots, 5^\circ, 10^\circ, 55^\circ, 60^\circ$
FF_H e FF_X	0,1; 0,2; ... ; 0,9; 1,0; 2,0; ...; 10,0

4.2.1 Caso 1: Análise da Influência da Porcentagem de Espiras Curto-Circuitadas (p) e do Tipo de Falta

Os casos 1.1, 1.2, 1.3 e 1.4, descritos na Tabela 4.6, são realizados com o objetivo de analisar a influência da porcentagem de espiras curto-circuitadas e do tipo de falta. Para tanto, as simulações foram realizadas para os casos de curtos-circuitos espira-terra e espira-espira desde 1% até 98% do enrolamento. Para essas simulações, consideram-se as fontes SH e SX fracas ($FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$), com carregamento leve ($\delta = -5^\circ$).

4.2.1.1 Caso 1.1 - Falta EE-Y, Variando $p(\%)$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, $\delta = -5^\circ$

O caso 1.1 é a simulação de um curto-circuito espira-espira aplicado no enrolamento conectado em estrela na fase A. Apresentam-se na Figura 4.3 os comportamentos das funções de proteção implementadas. Observa-se que a falta foi identificada pelas funções 87T, 50/51H, 50/51NH e 87Q. Os detalhes da atuação de cada proteção são descritos a seguir.

A função 87T, sensibiliza a proteção. De acordo com a Figura 4.3(a), na fase A, ela atua para qualquer valor de porcentagem de espiras curto-circuitadas. As fases B e C somente atuam a partir de 1,2% a 1,8%, respectivamente. Como para cada fase existe o cálculo dos parâmetros diferenciais, a cobertura da proteção 87T é determinada por uma união entre os diferenciais de fase. Ou seja, é necessário que apenas uma das fases detecte o defeito para ocorrer o trip. Portanto, infere-se que a função 87T detecta faltas para todo o enrolamento.

Observa-se na Figura 4.3(b) que a função 50H atua a partir de 12,5% de espiras curto-circuitadas, e a função 51H a partir de 2%. Contudo, devido ao elevado tempo de atuação da função 51H, aproximadamente 1s, seria necessário o uso das proteções intrínsecas, como o relé de gás (Buchholz) (FERRER; SCHWEITZER, 2010). Já a função 51X não cobre faltas para nenhum percentual do enrolamento, Figura 4.3(c). Nota-se na Figura 4.3(d), que a função 50NH atua para curtos-circuitos a partir de 5% de espiras curto-circuitadas, e a função 51NH atua para todas as porcentagens de espiras, mas também com um tempo de atuação elevado.

O comportamento da função 67REF, Figura 4.3(e), mostra que a direcionalidade da corrente está no sentido reverso, isto é, saindo da zona de proteção. Como o defeito não envolve a terra, esse resultado está em conformidade com o esperado para essa falta. Analogamente a 67REF,

a função 87REF, Figura 4.3(f), não atua para curtos-circuitos em qualquer porcentagem do enrolamento.

A função 87Q, Figura 4.3(g), atua para curtos-circuitos ao longo de todo o enrolamento, isso é justificado pelo fato do elemento 87Q ser mais sensível ao desequilíbrio causado pela natureza do curto-circuito entre espiras.

Como o curto-circuito envolve uma pequena quantidade de espiras, o elemento diferencial de fase pode apresentar dificuldade em identificá-la. Para condições de carregamento leve, tanto o elemento diferencial de fase quanto o elemento diferencial de sequência negativa apresentam sensibilidade semelhante. Entretanto, a cobertura do enrolamento pela função 87T pode modificar-se por alterações no carregamento do transformador e nas contribuições de curto-circuito do sistema. Pela análise das proteções de sobrecorrente, conclui-se que ela não atua para faltas abaixo de 2%. Diante desses resultados, nota-se a importância do elemento 87Q, uma vez que cobre faltas para todo o enrolamento, inclusive para curtos-circuitos que envolvem uma pequena parcela de espiras em curto-circuito.

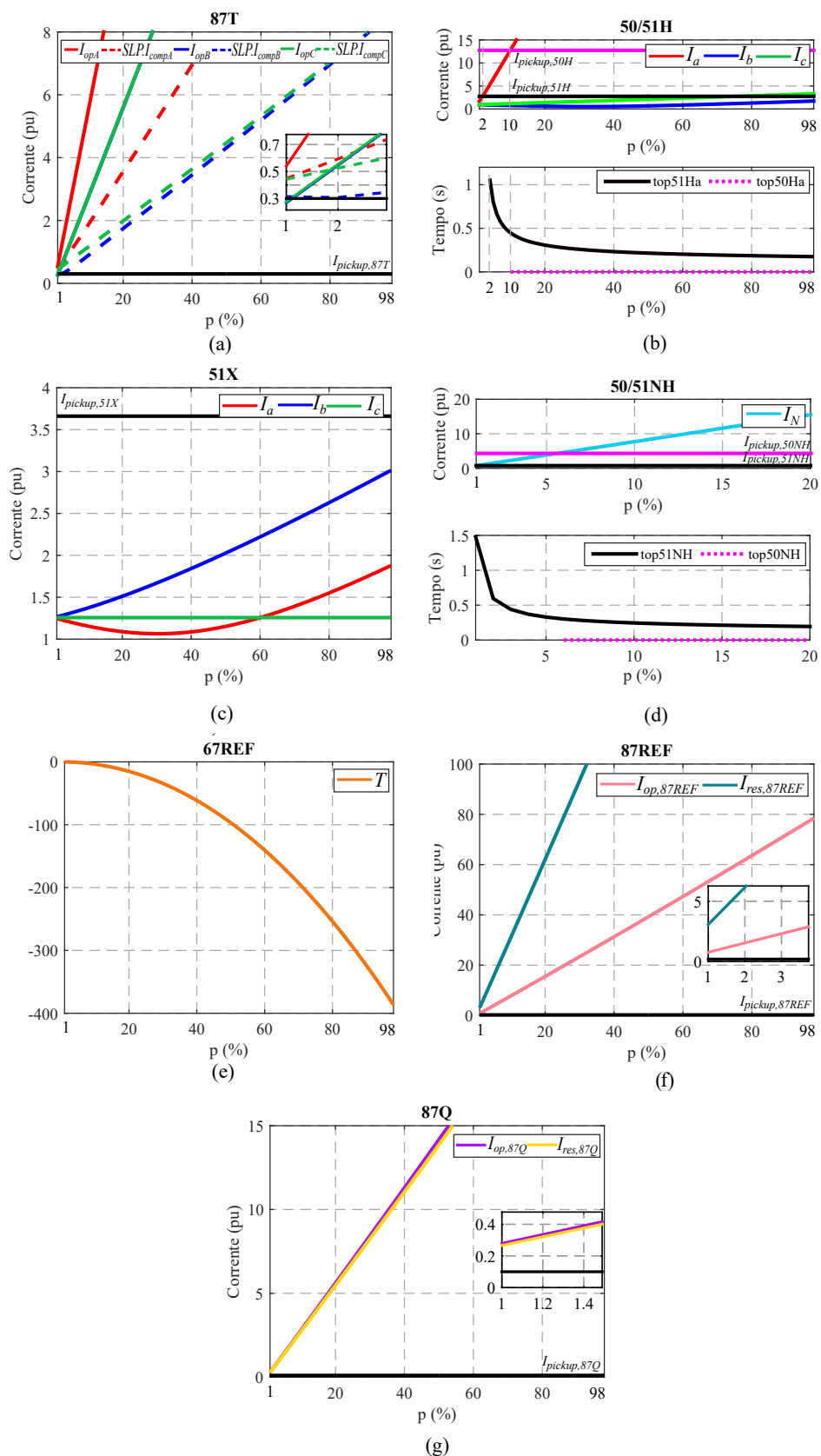


Figura 4.3. Caso 1.1 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

4.2.1.2 Caso 1.2 - Falta ET-Y, Variando $p(\%)$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, $\delta=-5^\circ$

O caso 1.2 em análise é a simulação de um curto-circuito espira-terra aplicado no lado conectado em estrela do transformador na fase A. Exibe-se na Figura 4.4 que a falta foi identificada pelas funções 87T, 50/51H, 50/51NH, 67REF, 87REF e 87Q.

De modo similar ao caso 1.1, nota-se que o comportamento das funções 87T, 87Q, 50/51H e 51X apresenta características semelhantes. Entretanto, devido à natureza do defeito, o restante das funções demonstram algumas diferenças relevantes. O desempenho da atuação de cada proteção é detalhado abaixo.

Observa-se que a Função 87T, Figura 4.4 (a), apresenta comportamento análogo ao espira-espira. Os elementos de fase protegem o mesmo percentual do enrolamento e, conseqüentemente, cobre faltas para qualquer percentual de espiras em curto-circuito.

Nota-se na Figura 4.4 (b), que o mesmo se repete para a função 50H e 51H, em que o enrolamento é protegido a partir de 12,5% e 2% de espiras curto-circuitadas, respectivamente. A função 51X, Figura 4.4 (c), também não atua em qualquer porcentagem do enrolamento, uma vez que a falta é localizada no lado de alta tensão do transformador, não sensibilizou a proteção. Já a função 50/51NH, Figura 4.4 (d), atua para todas as porcentagens de espiras em curto-circuito. Isso ocorre porque como o curto é espira-terra, este envolve a terra.

O comportamento da 67REF, Figura 4.4 (e), apresenta um sentido positivo da corrente de neutro em todo o enrolamento, isto é, entrando na zona de proteção. De forma similar a 67REF, a função 87REF também protege todo o enrolamento, como mostra a Figura 4.4 (f). Estes resultados estão em conformidade com o esperado, visto que a falta envolve a terra.

A função 87Q apresenta comportamento semelhante ao espira-espira, em que a função atua para curtos-circuitos ao longo de todo o enrolamento.

Apesar da atuação das proteções diferencial de fase e de sobrecorrente 50/51H, esta não protege o enrolamento por completo. Nota-se que, para esse tipo de falta, a corrente no neutro é alta enquanto que a corrente de fase é baixa, desta forma a função 87T tem baixa sensibilidade para faltas próximas ao neutro do transformador. A função 50/51NH cobre faltas ao longo de todo o enrolamento, mas o tempo de atuação é elevado, sendo necessário o uso das proteções intrínsecas, como o relé de Buchholz (FERRER; SCHWEITZER, 2010). A partir dessas análises, verifica-se a importância da utilização dos elementos de sequência negativa e, principalmente, a REF, uma vez que esta é muito sensível a faltas próximas ao neutro do enrolamento aterrado do transformador.

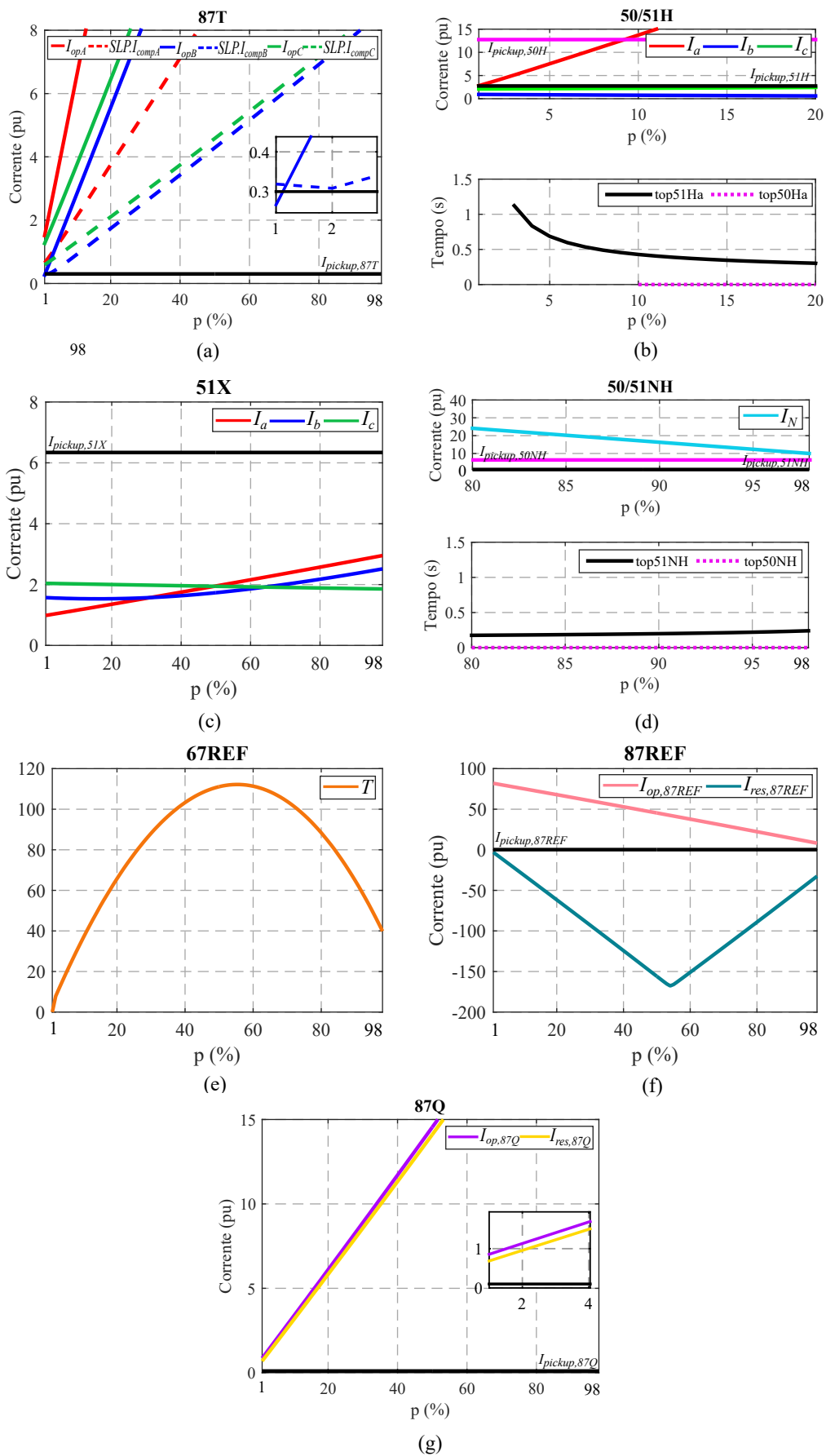


Figura 4.4. Caso 1.2 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

4.2.1.3 Caso 1.3 - Falta EE-D, Variando $p(\%)$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, $\delta= -5^\circ$

O caso 1.3 apresenta a simulação de um curto-circuito espira-espira aplicado no enrolamento conectado em delta nas fases A e B. Os comportamentos das funções de proteção implementadas são mostradas na Figura 4.5, percebe-se que a falta foi identificada pelas funções 87T, 50H e 87Q. Os detalhes da atuação de cada proteção são descritos a seguir.

Nota-se na Figura 4.5 (a), que o elemento 87T nas fases A e C, atuam para faltas ao longo de todo o enrolamento, enquanto o elemento na fase B detecta a falta a partir de 18%. Como dito anteriormente, conclui-se que a função 87T protege todo o enrolamento.

Ilustra-se na Figura 4.5 (b) que a função 50H não atua para nenhuma porcentagem de espiras, e a função 51H atua a partir de 30% de espiras curto-circuitadas, com tempo de atuação elevado, aproximadamente 1,5s. Na função 51X, Figura 4.5 (c), ocorre atuação das fases A e B, mas somente a partir de 80% do enrolamento. Na Figura 4.5 (d), mostra que função 50/51NH não cobre faltas em todo o enrolamento. Dessa figura, percebe-se que a corrente apresenta um módulo muito pequeno, não sendo suficiente para sensibilizar a proteção. Isso justifica-se pelo fato de que faltas entre espiras resultam em uma corrente de falta elevada, mas que reflete nos terminais do transformador com um módulo muito pequeno.

As funções 67REF e 87REF, conforme Figuras 4.5 (e) e 4.5 (f), respectivamente, não atuam para esse tipo de falta. Como a falta foi aplicada no enrolamento conectado em delta do transformador, não haverá corrente percorrendo o condutor neutro do lado conectado em estrela, uma vez que conexões do tipo delta são filtros naturais de componentes de sequência zero.

O elemento de 87Q, representado pela Figura 4.5 (g), detecta faltas que envolvem desde uma porcentagem mínima do enrolamento até a sua totalidade.

Conforme explicado na Seção 4.2.1.1, devido ao tipo e localização da falta, a proteção diferencial de fase pode ter dificuldade em identificá-la. Contudo, como o carregamento considerado é leve, os elementos 87T e 87Q se mostraram com sensibilidade parecida. Nota-se que o elemento de sobrecorrente tanto do lado de alta quanto do lado de baixa tensão apresenta-se como uma proteção ineficaz para esse tipo de falta. Da análise desses resultados, conclui-se a relevância do uso do elemento de sequência negativa como complemento da diferencial de fase, dependendo do carregamento do sistema, a 87T pode não proteger todo o enrolamento.

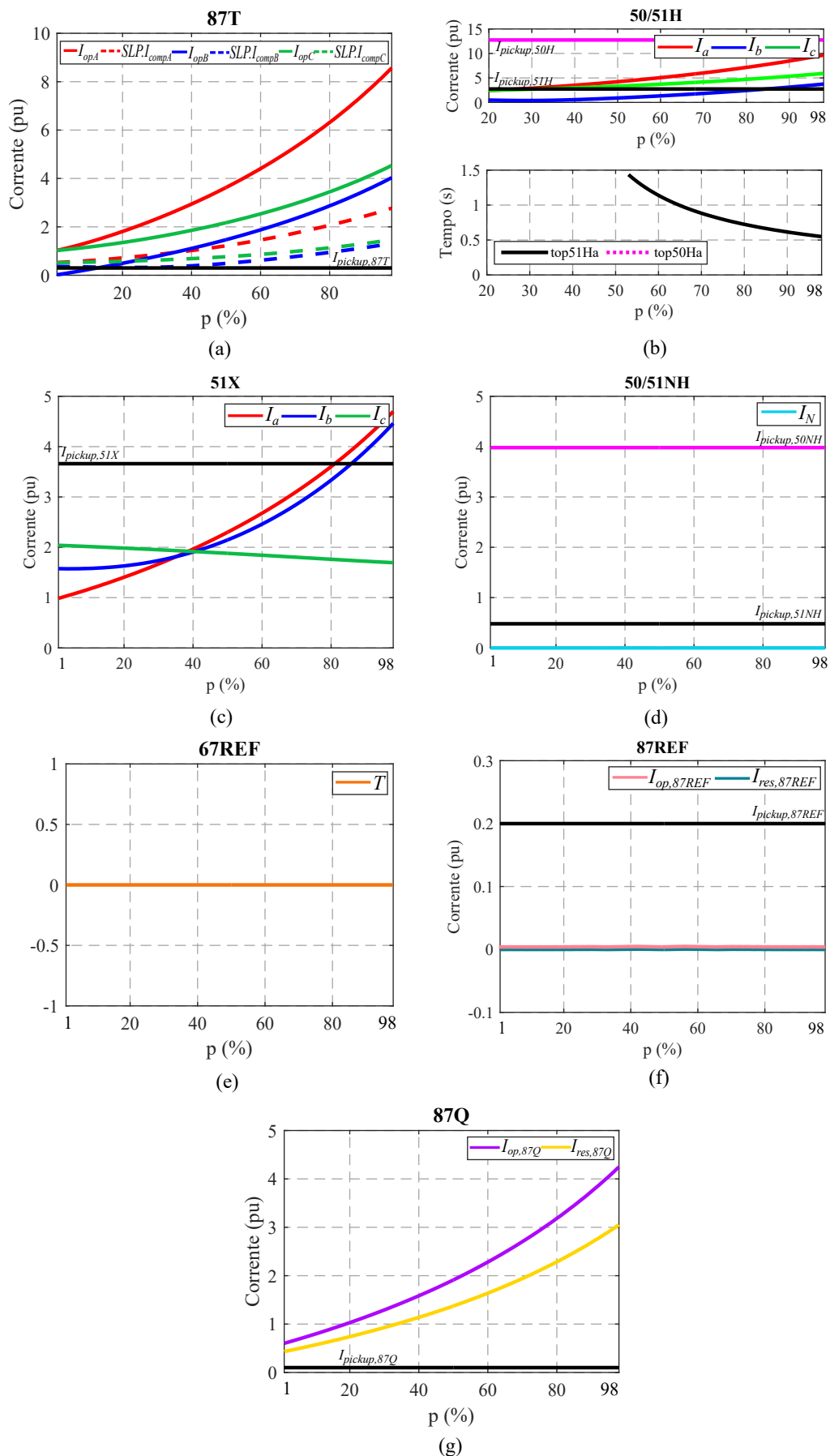


Figura 4.5. Caso 1.3 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

4.2.1.4 Caso 1.4 - Falta ET-D, Variando $p(\%)$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, $\delta= -5^\circ$

O caso 1.4 apresenta a simulação de um curto-circuito espira-terra aplicado no lado conectado em delta nas fases A e B. Os comportamentos das funções de proteção implementadas são mostradas na Figura 4.6, para esse caso a falta foi identificada pelas funções 87T, 50H e 87Q. O desempenho da atuação de cada proteção é detalhado abaixo.

Observa-se na função 87T, Figura 4.6 (a), que os elementos de fase apresentam um comportamento bastante característico. O elemento da fase A cobre faltas ao longo de todo o enrolamento. O elemento da fase B detecta a falta até 80%, enquanto a fase C atua para a faixa de 43% a 52% do enrolamento. Conforme citado anteriormente, a função 87T é composta pela união dos elementos das três fases separadas de forma que o enrolamento encontra-se totalmente protegido.

Apresenta-se na Figura 4.6 (b) que a função 51H detecta a falta até 37% a de espiras curto-circuitadas, e a função 50H não atua para nenhuma porcentagem de espiras. Também não ocorre atuação das funções 51X e 50/51NH, Figuras 4.6 (c) e 4.6 (d), respectivamente.

De acordo com as Figuras 4.6 (e) e 4.6 (f), observa-se que as funções 67REF e 87REF não são excitadas para esse caso por motivo análogo ao caso 1.3, Seção 4.2.1.3.

A função 87Q, Figura 4.6 (g), somente não detecta para uma faixa muito pequena de porcentagem de espiras curto-circuitadas.

A partir dessas análises, percebe-se que além da aplicação do elemento diferencial de fase pode-se utilizar também a função 87Q, a fim de garantir uma maior segurança para o esquema de proteção por atuar apenas em uma eventual não detecção da falta pelos elementos de fase, tendo em vista que estes já conseguem cobrir todo o enrolamento.

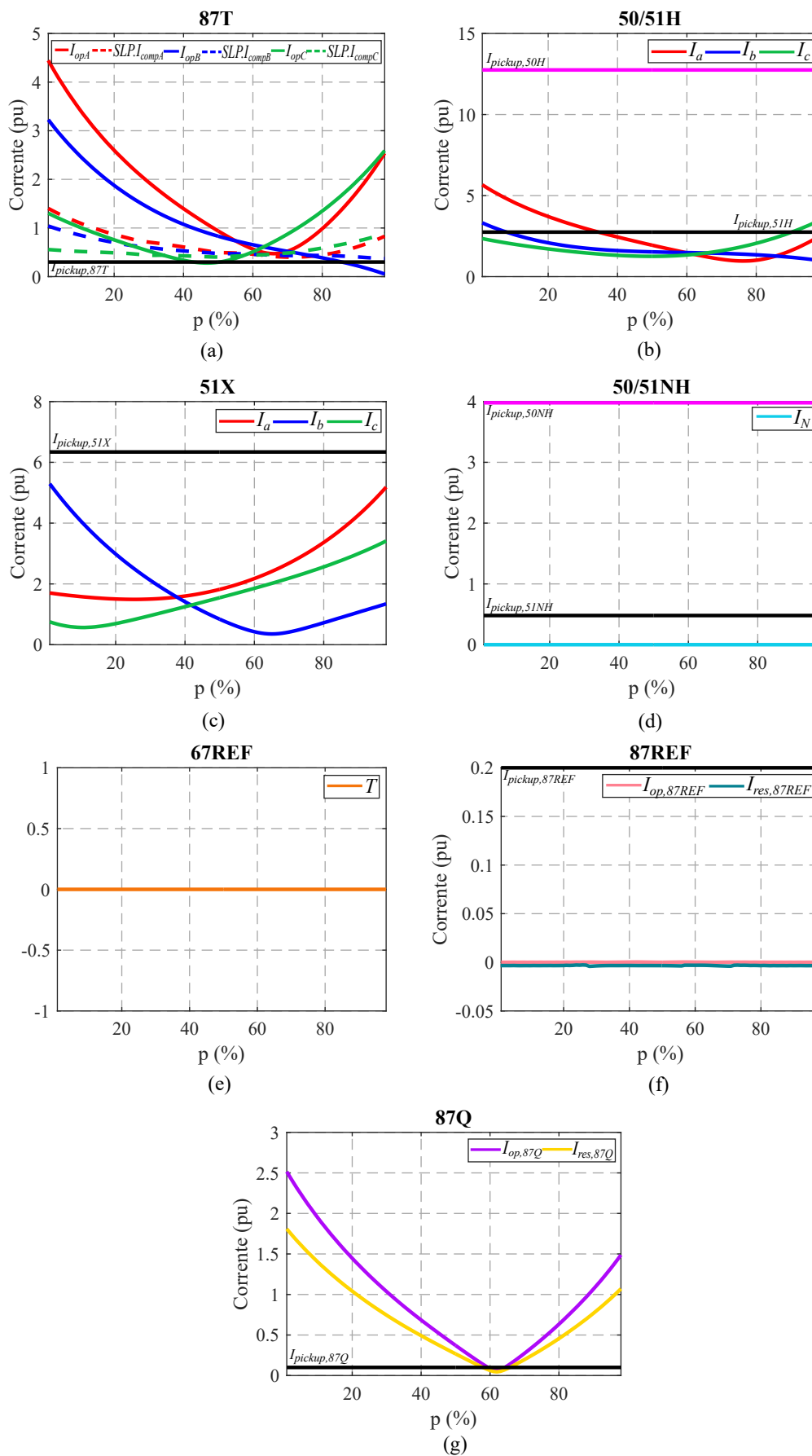


Figura 4.6. Caso 1.4 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

4.2.2 Caso 2: Análise da Influência do Carregamento

Os casos 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4, descritos na Tabela 4.6, são simulados com o intuito de verificar os efeitos da variação do carregamento do sistema. Para tanto, as simulações foram realizadas para os curtos-circuitos espira-terra e espira-espira, e varia-se o ângulo de carregamento no intervalo de $-60^\circ < \delta < 60^\circ$, com passo de 5° .

4.2.2.1 Caso 2.1 - Falta EE-Y, $p=1,0\%$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, Variando δ

O caso 2.1 é a simulação de um curto-circuito espira-espira aplicado no enrolamento conectado em estrela envolvendo 1% do enrolamento, na fase A. Para esse caso, o sistema é configurado com ambas as fontes fracas ($FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$). Na Figura 4.7 são apresentados os comportamentos das funções de proteção implementadas, observa-se que a falta foi identificada pelas funções 87T, 51X, 51NH e 87Q. Os detalhes da atuação de cada proteção são descritos a seguir.

Observa-se na função 87T, Figura 4.7 (a), que o elemento na fase A atua para ângulos de carregamento entre $-10^\circ < \delta < 10^\circ$, aproximadamente. Ressalta-se que não há atuação dos elementos de fase B e C. O elemento diferencial de fase apresenta boa sensibilidade quando o transformador de potência está com alto carregamento. No entanto, à medida que o carregamento aumenta, a sua sensibilidade é reduzida.

Nota-se na Figura 4.7 (b), que a função 51H detecta faltas no intervalo entre $-60^\circ < \delta < -15^\circ$ e $15^\circ < \delta < 60^\circ$, porém com um tempo de atuação elevado, aproximadamente 1,2s, e a função 50H não atua para nenhum ângulo de carregamento. A função 51X, Figura 4.7 (c) não cobre faltas somente para a faixa de $-18^\circ < \delta < 18^\circ$. A função 50NH, Figura 4.7 (d), não detecta a falta para nenhum ângulo de carregamento, ao contrário do elemento 51NH, Figura 4.7 (e), que protege para todos os ângulos, com tempo de atuação de 1.5s.

De acordo com as Figuras 4.7 (e) e 4.7 (f), percebe-se que as funções 67REF e 87REF, não são excitadas para esse caso. Como o curto é entre espiras, o defeito não envolve a terra, e portanto, o resultado está em conformidade com o esperado.

A função 87Q, Figura 4.7 (g), é sensibilizado para todas as variações de carregamento, sendo, portanto, relativamente independentes do carregamento.

Pode-se observar que a proteção diferencial de fase atua dentro do intervalo de -35° a 35° , ângulos de operação do sistema, mesmo para um curto espira-espira, que são difíceis de serem detectados por esses elementos. As funções de sobrecorrente 51H e 51X detectam a falta para cargas leves, enquanto que a 51NH atua para todos os ângulos, mas não atua instantaneamente e com tempo de atuação alto, enquanto o elemento diferencial de sequência negativa cobre faltas para todos os ângulos de carregamento, evitando danos no transformador.

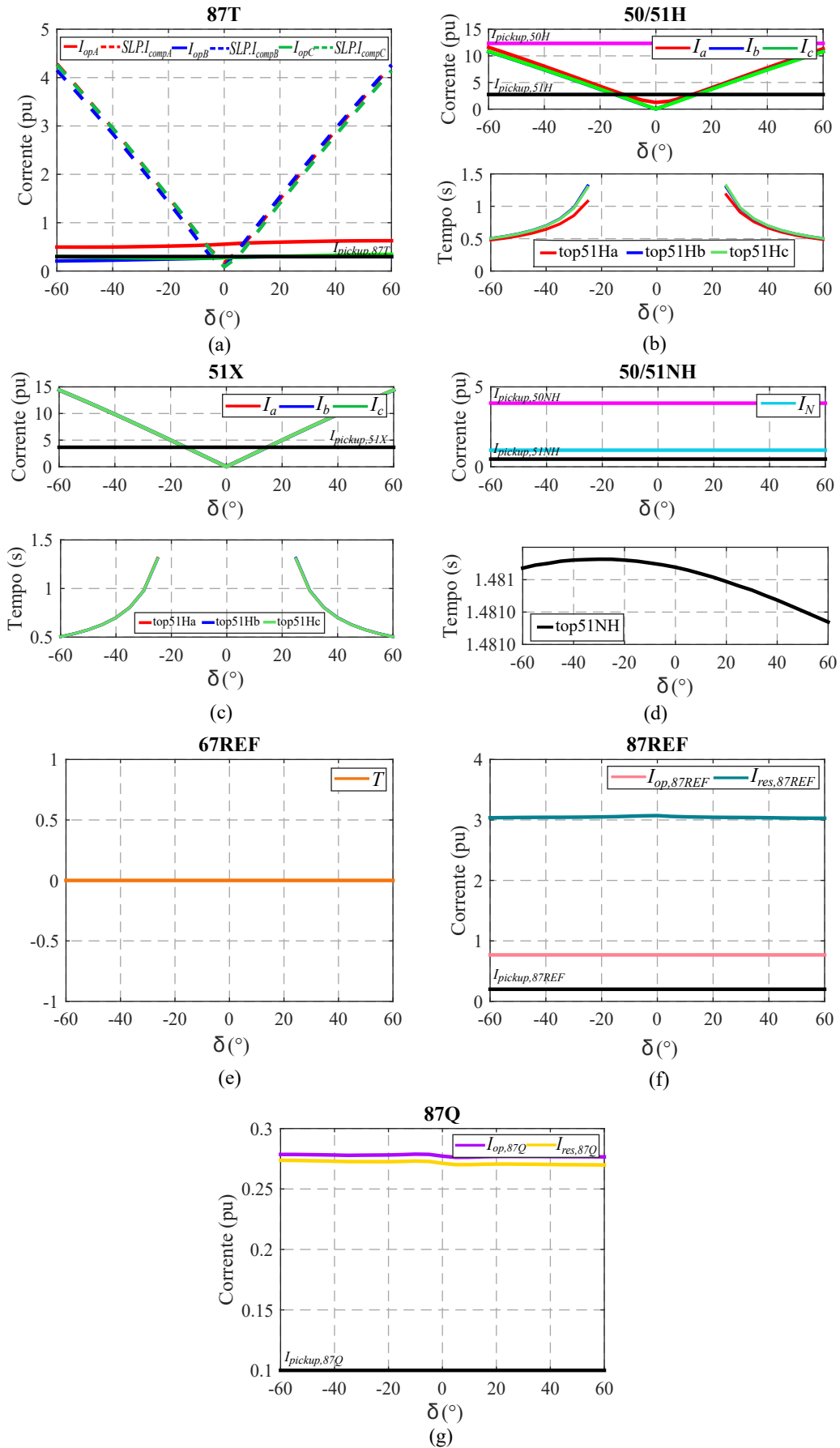


Figura 4.7. Caso 2.1 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

4.2.2.2 Caso 2.2 - Falta ET-Y, $p=10\%$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, Variando δ

O caso 2.2 é a simulação de um curto-circuito espira-terra aplicado no enrolamento conectado em estrela envolvendo 10% do enrolamento, na fase A. Para esse caso, o sistema é configurado com ambas as fontes fracas ($FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$). Na Figura 4.8 são apresentados os comportamentos das funções de proteção implementadas, observa-se que a falta foi identificada por todas as funções de proteção. O desempenho da atuação de cada proteção é detalhado abaixo.

A função 87T, conforme Figura 4.8 (a), detecta faltas para todos os ângulos de carregamento, nota-se na fase A que a corrente de operação encontra-se acima da corrente de *pick-up* e do $SLP.I_{compA}$. As fases B e C não detectaram a falta.

De acordo com a Figura 4.8 (b), observa-se que a função 50H atua para todos os ângulos de carregamento, enquanto que a 51H, não protege somente para uma pequena faixa de valores que varia entre $-5^\circ < \delta < 10^\circ$. A função 51X, Figura 4.8 (c), detecta faltas no intervalo entre $-60^\circ < \delta < -18^\circ$ e $18^\circ < \delta < 60^\circ$, com tempo de atuação de 1.5s, aproximadamente. A função 50/51NH cobre faltas para todos os ângulos de carregamento, Figura 4.8 (d), com tempo de operação de 0.15s.

O elemento 67REF, Figura 4.8 (e), mostra o valor de T positivo, ou seja, a corrente está entrando na zona de proteção, indicando o caso de uma falta interna. Esse comportamento está em conformidade com o esperado, visto que a falta aplicada envolve a terra. Semelhante a 67REF, a função 87REF, Figura 4.8 (f), é sensibilizada para todas as variações de carregamento.

A função 87Q, Figura 4.8 (g), também cobre a falta para todas as variações de carregamento.

A partir dessas análises, percebe-se que a proteção de sobrecorrente 51H e 51X não atuam para um intervalo de $-18^\circ < \delta < 18^\circ$, sua sensibilidade aumenta quanto maior o ângulo de carregamento. No entanto, nota-se que os elementos de sobrecorrente de neutro temporizado e instantâneo atuam para todos os ângulos de carregamento, e de acordo com o tempo de operação a 50NH atua instantaneamente e a função 51NH com uma certa temporização. Assim, nota-se que os elementos diferenciais de fase, sequência negativa e REF garantem segurança para o esquema de proteção, uma vez que mostraram-se sensíveis ao tipo de falta aplicada.

4.2.2.3 Caso 2.3 - Falta EE-D, $p=1,0\%$, $FF_H=0,1$ e $FF_X=1,0$, Variando δ

O caso 2.3 é a simulação de um curto-circuito espira-espira aplicado no enrolamento conectado em delta envolvendo 1% do enrolamento, nas fases A e B. Para esse caso, o sistema é configurado com a fonte SH forte ($FF_H=0,1$) e a fonte SX fraca ($FF_X=1,0$). Na Figura 4.9 são apresentados os comportamentos das funções de proteção implementadas. Observa-se que a falta foi identificada pelas funções 50H, 51X. Os detalhes da atuação de cada proteção são descritos a seguir.

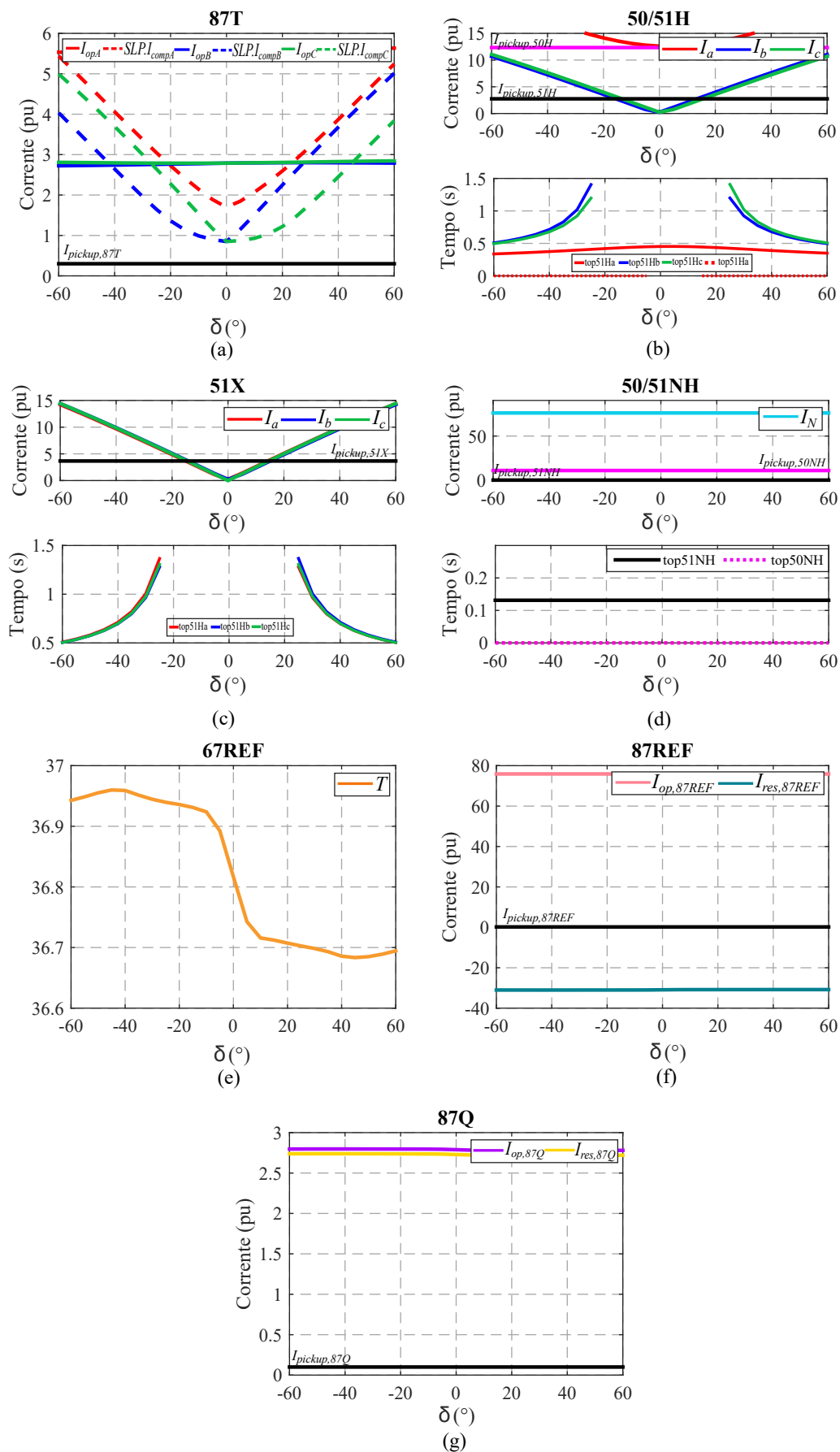


Figura 4.8. Caso 2.2 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

A função 87T, Figura 4.9 (a), não detectou a falta para nenhum ângulo de carregamento. Nota-se que as correntes de operação nas fases A, B e C estão localizadas abaixo da corrente de *pick-up*.

Das Figuras 4.9 (b), 4.9 (c) e 4.9 (d), observa-se que as funções 50H e 51X atuam nos intervalos $-60^\circ < \delta < -18^\circ$ e $18^\circ < \delta < 60^\circ$, ambos com um tempo de operação elevado, aproximadamente 1,5s. Os elementos 51H e 50/51NH não cobrem faltas para nenhuma variação do ângulo de carregamento.

Conforme explicado na Seção 4.2.1.3, as funções 67REF e 87REF, Figuras 4.9 (e) e 4.9 (f), não detectam faltas para conexões em delta do transformador.

A função 87Q, também não detecta a falta em toda a variação do ângulo de carregamento.

Devido ao tipo e localização da falta, percebe-se que os elementos diferenciais apresentam dificuldade em identificá-la, até mesmo para um carregamento leve. Já as funções de sobrecorrente para cargas mais leves, também, não atuam. Desse modo, nota-se que o elemento de sequência negativa teve sua operação comprometida para essa situação de curto-circuito considerada crítica.

4.2.2.4 Caso 2.4 - Falta ET-D, $p=50\%$, $FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$, Variando δ

O caso 2.4 é a simulação de um curto-circuito espira-terra aplicado no enrolamento conectado em delta envolvendo 50% do enrolamento, nas fases A e B. Para esse caso, o sistema é configurado com ambas as fontes fracas ($FF_H=1,0$ e $FF_X=1,0$). Na Figura 4.10 são apresentados os comportamentos das funções de proteção implementadas, observa-se que a falta foi identificada pelas funções 51H, 51X e 87Q. Os detalhes da atuação de cada proteção são descritos a seguir.

Nota-se na Figura 4.10 (a), que o elemento 87T nas fases A, não atua para curtos-circuitos para nenhum ângulo de carregamento, enquanto os elementos de fase B e C detectam a falta em um intervalo de $-5^\circ < \delta < 5^\circ$. Como dito anteriormente, conclui-se que a função 87T atua para essa faixa de valores. De modo similar ao caso 2.3, Seção 4.2.2.3, percebe-se que as funções de sobrecorrente apresentaram comportamento semelhante. O mesmo acontece com as funções 67REF e 87REF, conforme Figuras 4.10 (e) e 4.10 (f), uma vez que não são excitadas por motivo análogo ao caso anterior. Contrário ao caso anterior, o elemento 87Q detecta faltas para todos os ângulos de carregamento.

Para enrolamentos conectados em delta verifica-se que faltas à terra apresentam valores mínimos quando estas ocorrem próximas à porção central do enrolamento, resultando em uma situação crítica para a proteção diferencial tradicional. Como nos casos anteriores, a proteção de sobrecorrente tem seu desempenho prejudicado para um carregamento leve a moderado. Da análise desses resultados, conclui-se a importância do uso do elemento de sequência negativa,

uma vez que foi o único elemento que atua para esse tipo de falta em todos os ângulos de carregamento.

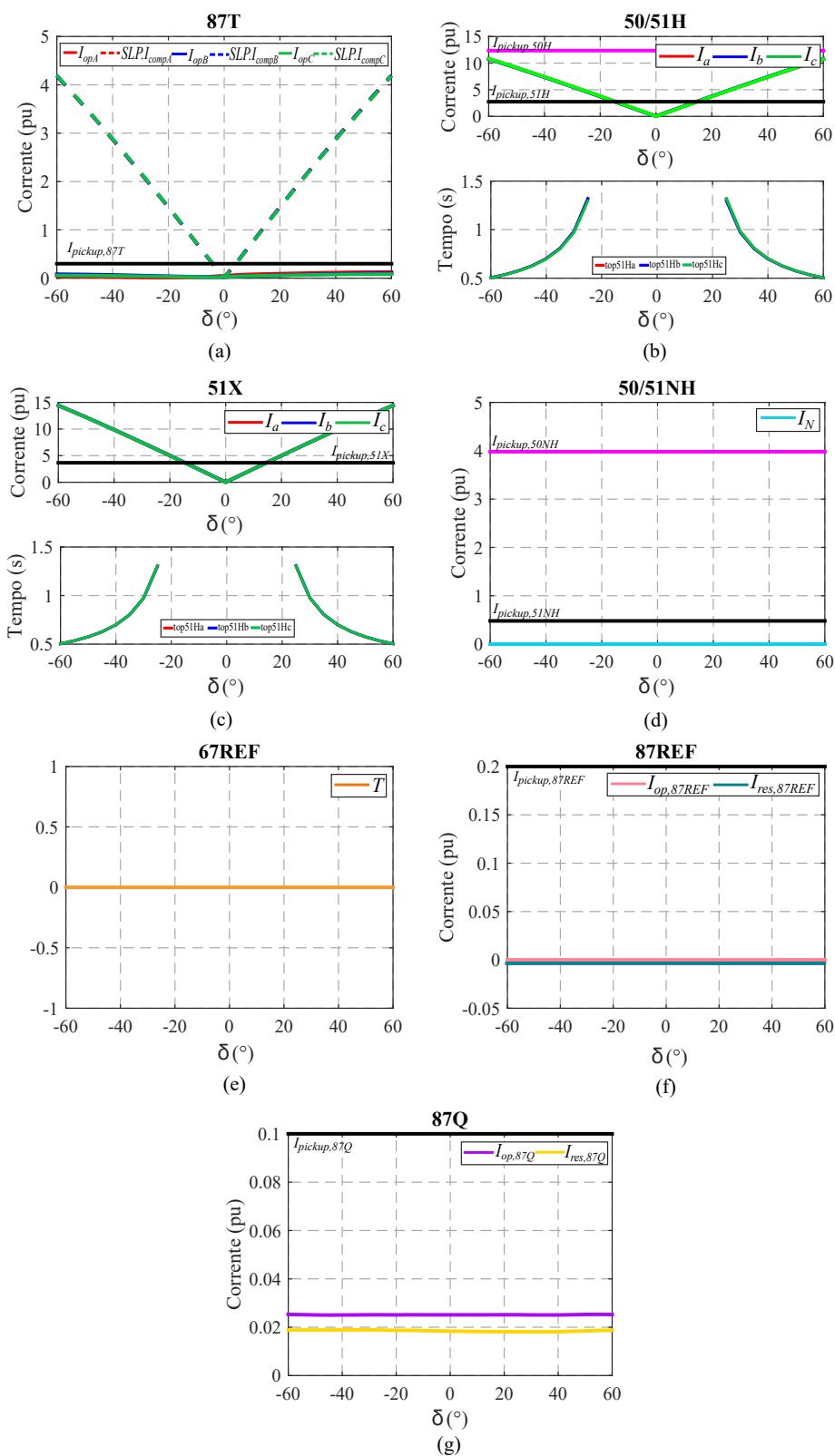


Figura 4.9. Caso 2.3 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

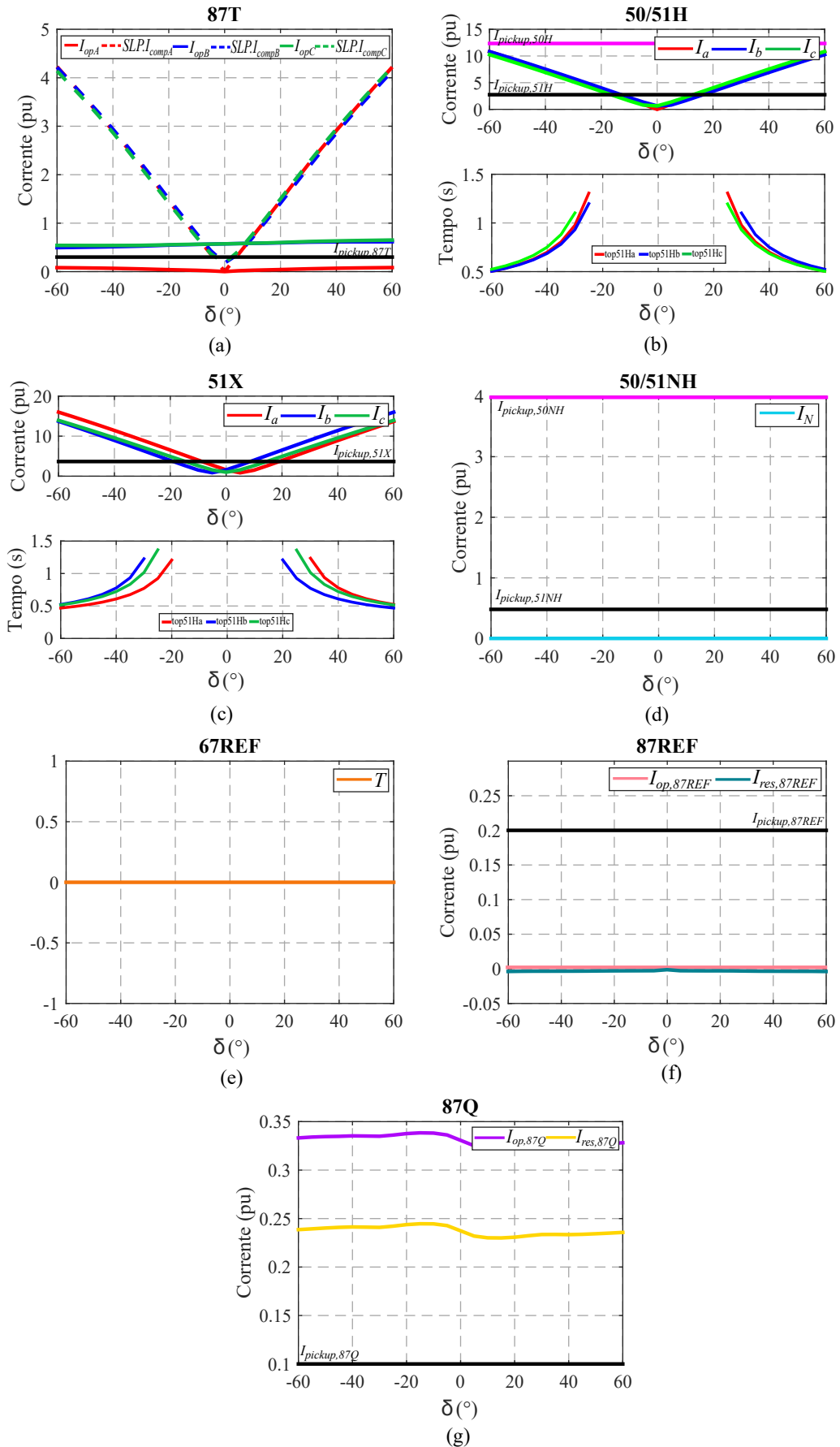


Figura 4.10. Caso 2.4 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

4.2.3 Caso 3: Análise da Influência da Força da Fonte

Os casos 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4, descritos na Tabela 4.6, são realizados com o objetivo de analisar a influência da força das fontes. Para tanto, as simulações foram realizadas para os casos de curtos-circuitos espira-terra e espira-espira, em que para cada falta varia-se a força da fonte para uma das fontes, enquanto a outra permanece com valor fixo. Para essas simulações, os valores da porcentagem de espiras em curto-circuito e os ângulos de carregamento variam de acordo com o tipo de caso, conforme descrito na Tabela 4.6. A forma de análise para os casos 1, 2 e 3 são semelhantes, assim para o caso 3 será feita uma análise geral a fim de evitar repetições.

Vale ressaltar que a força da fonte está relacionada à sua capacidade de contribuição de corrente de curto-circuito. Portanto, nota-se que quanto maior o valor de FF , menor é a força da fonte, reduzindo a contribuição proveniente da fonte para a corrente de falta.

4.2.3.1 Caso 3.1 - Falta EE-Y, $p=1,0\%$, $FF_H=1,0$, Variando FF_X , $\delta=-15^\circ$

O caso 3.1 é a simulação de um curto-circuito espira-espira aplicado no enrolamento conectado em estrela envolvendo 1% do enrolamento na fase A. Para esse caso, o sistema é configurado com fonte fraca no lado de alta tensão ($FF_H=1,0$) e varia-se os valores de FF_X no intervalo entre 0,1 e 10,0, com carregamento moderado ($\delta = -15^\circ$). Na Figura 4.11 são apresentados os comportamentos das funções de proteção implementadas, observa-se que a falta foi identificada pelas funções 51X, 51NH e 87Q.

Por motivos similares ao caso 1.1, Seção 4.2.1.1, nota-se que o elemento diferencial de fase não identifica o curto-circuito, visto que é uma falta entre espiras e envolve uma quantidade muito pequena de espiras. O mesmo ocorre para as funções 67REF e 87REF, visto que não sofrem excitação. Pela análise das proteções de sobrecorrente, somente a 51X e 51NH detectam a falta para qualquer valor de FF_X , mas com elevado tempo de operação, aproximadamente 1,5s. A função 87Q é sensibilizada para qualquer variação da força da fonte.

4.2.3.2 Caso 3.2 - Falta EE-Y, $p=10\%$, $FF_H=1,0$, Variando FF_X , $\delta=-5^\circ$

O caso 3.2 em análise é a simulação de um curto-circuito espira-terra aplicado no lado conectado em estrela em 10% do enrolamento na fase A. Para esse caso, o sistema é configurado com fonte fraca no lado de baixa tensão ($FF_X=1,0$) e variam-se os valores de FF_H no intervalo entre 0,1 e 10,0, com carregamento baixo ($\delta = -5^\circ$). Ilustra-se na Figura 4.12 que a falta foi identificada pelas funções 87T, 50/51H, 50/51NH, 67REF, 87REF e 87Q.

A partir da análise da Figura 4.12, nota-se que os elementos diferenciais de fase, de sequência negativa e REF garantem segurança para o esquema de proteção, uma vez que detectam faltas em qualquer variação da força da fonte. Para esse caso, percebe-se claramente que quanto

maior o valor de FFH , menor é a contribuição de corrente de curto-circuito.

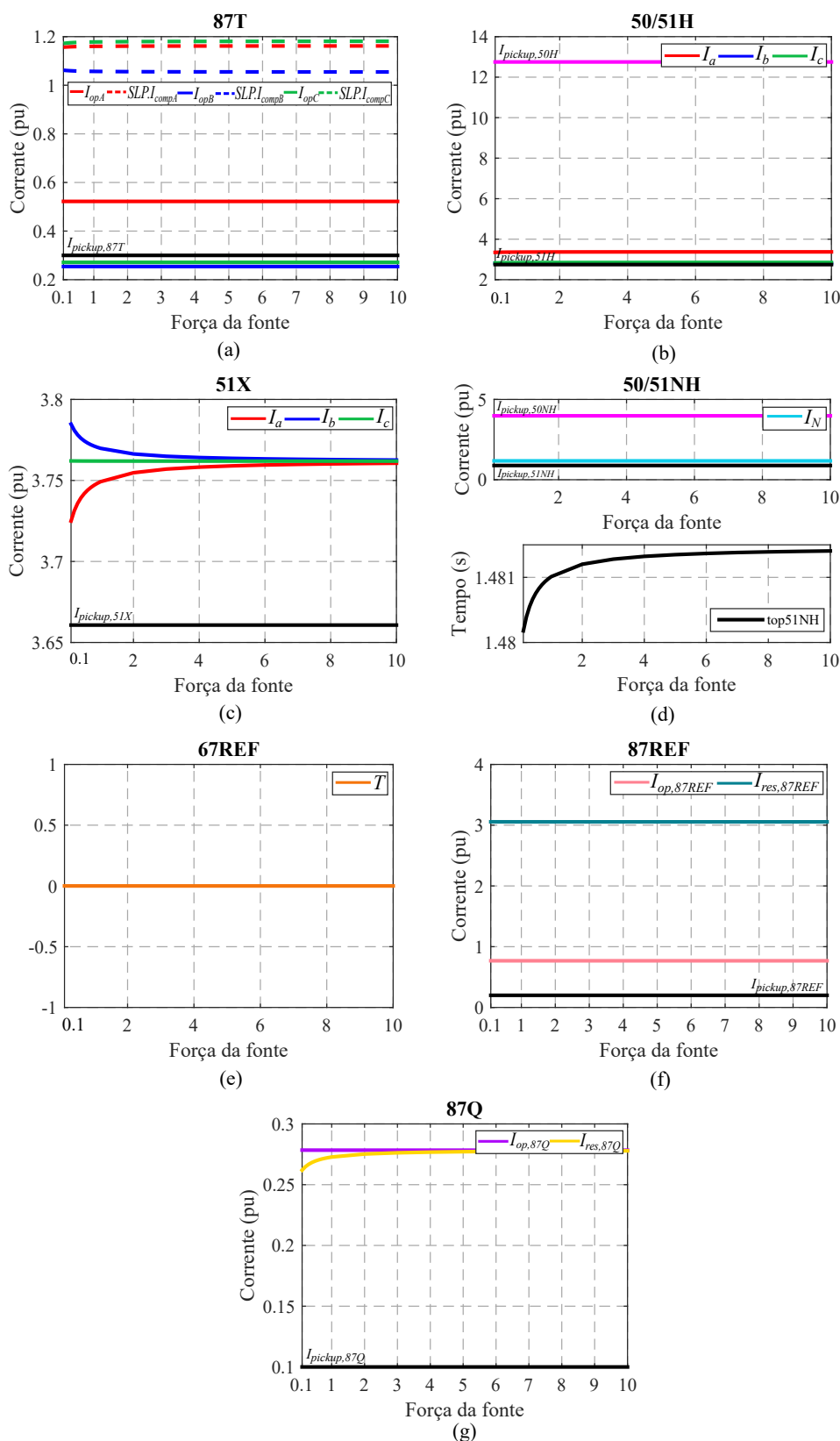


Figura 4.11. Caso 3.1 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

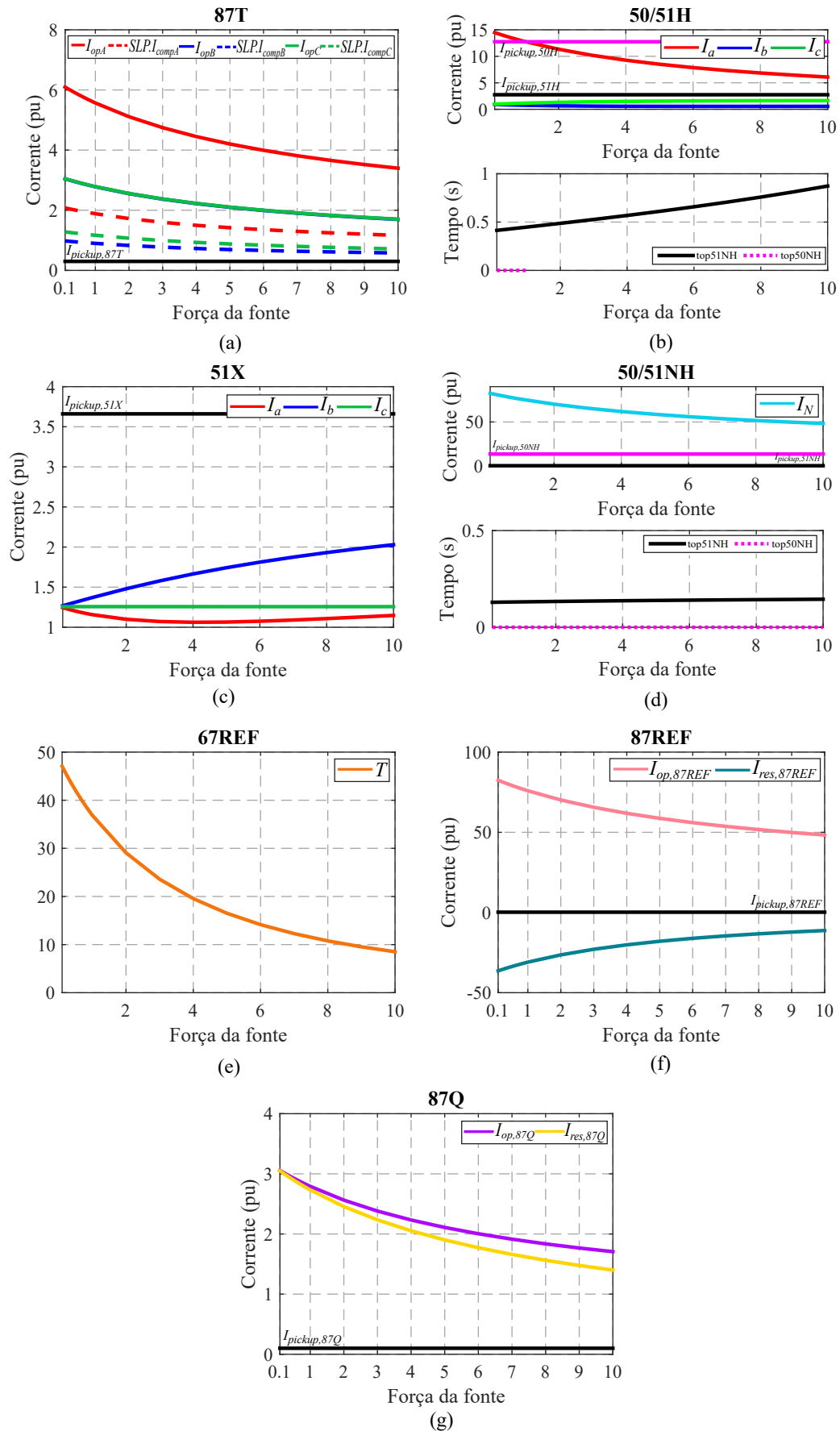


Figura 4.12. Caso 3.2 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

4.2.3.3 Caso 3.3 - Falta EE-D, $p=1,0\%$, Variando FF_H , $FF_X=1,0$, $\delta=-15^\circ$

O caso 3.3 apresenta a simulação de um curto-circuito espira-espira aplicado no enrolamento conectado em delta envolvendo 1% do enrolamento nas fases A e B. Para esse caso, o sistema é configurado com fonte fraca no lado de alta tensão ($FF_H=1,0$) e varia-se os valores de FF_X no intervalo entre 0,1 e 10,0, com carregamento moderado ($\delta = -15^\circ$). Os comportamentos das funções de proteção implementadas são mostradas na Figura 4.13, percebe-se que a falta foi identificada pelas funções 50H e 51X.

De modo análogo ao caso 2.3, Seção 4.2.2.3, observa-se que devido ao tipo e localização da falta, esse caso é considerado uma situação crítica, uma vez que as funções 87T, 87Q, 67REF e 87REF têm sua operação comprometida.

4.2.3.4 Caso 3.4 - Falta ET-D, $p=50\%$, Variando FF_H , $FF_X=1,0$, $\delta=-15^\circ$

O caso 3.4 é a simulação de um curto-circuito espira-terra aplicado no enrolamento conectado em delta envolvendo 50% do enrolamento, nas fases A e B. Para esse caso, o sistema é configurado com fonte fraca no lado de baixa tensão ($FF_X=1,0$) e varia-se os valores de FF_H no intervalo entre 0,1 e 10,0, com carregamento moderado ($\delta = -15^\circ$). Na Figura 4.14 são apresentados os comportamentos das funções de proteção implementadas, observa-se que a falta foi identificada pelas funções 51X e 87Q.

A partir da análise da Figura 4.14, nota-se que as funções apresentam comportamento semelhante ao caso 2.4, Seção 4.2.2.4. Novamente, percebe-se a importância do uso do elemento de sequência negativa, uma vez que foi o único elemento que atua para faltas em todos os valores da força da fonte. Apesar, das atuação dos elementos de sobrecorrente, estas não são suficientes para a garantir a segurança da proteção.

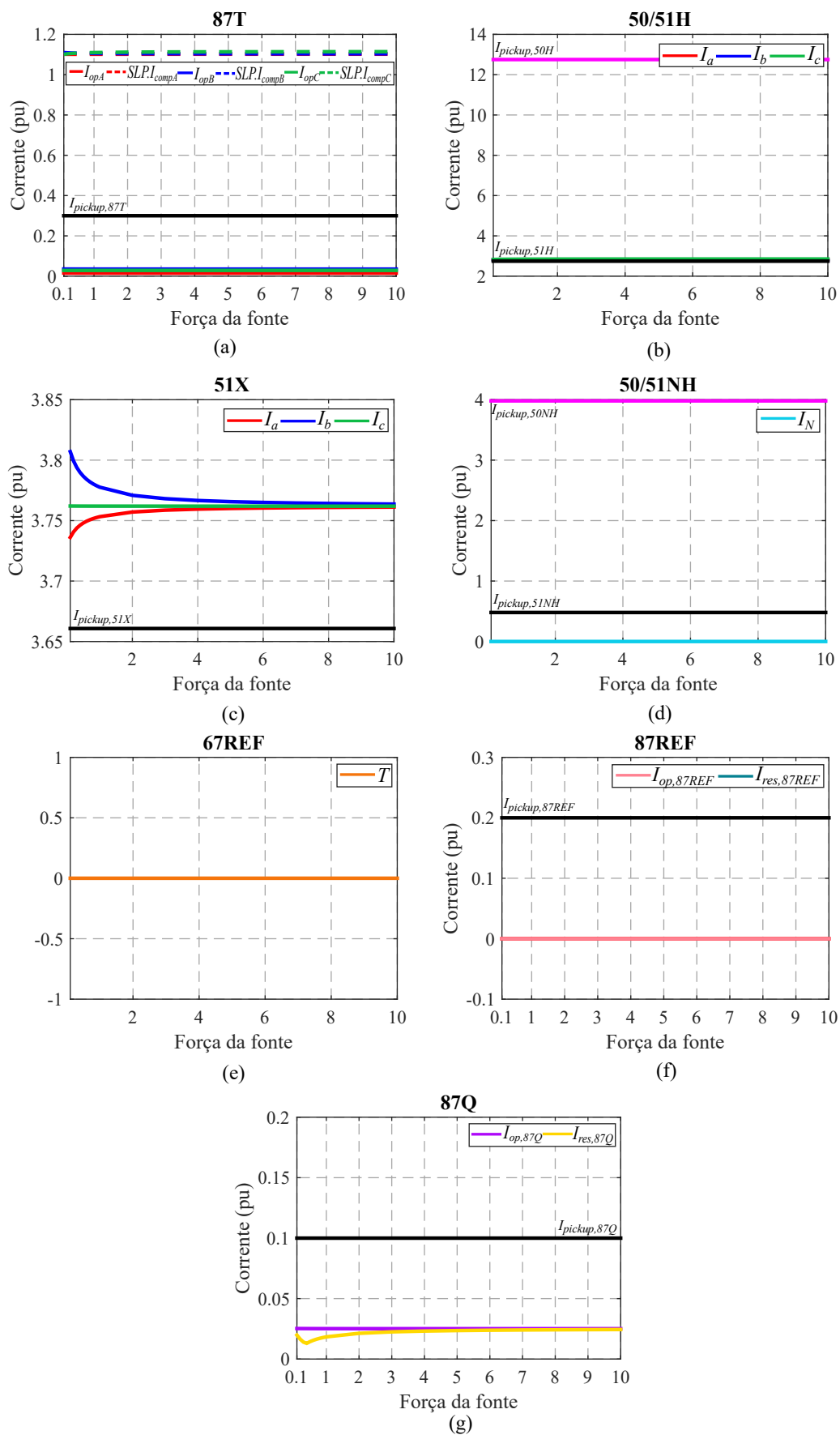


Figura 4.13. Caso 3.3 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

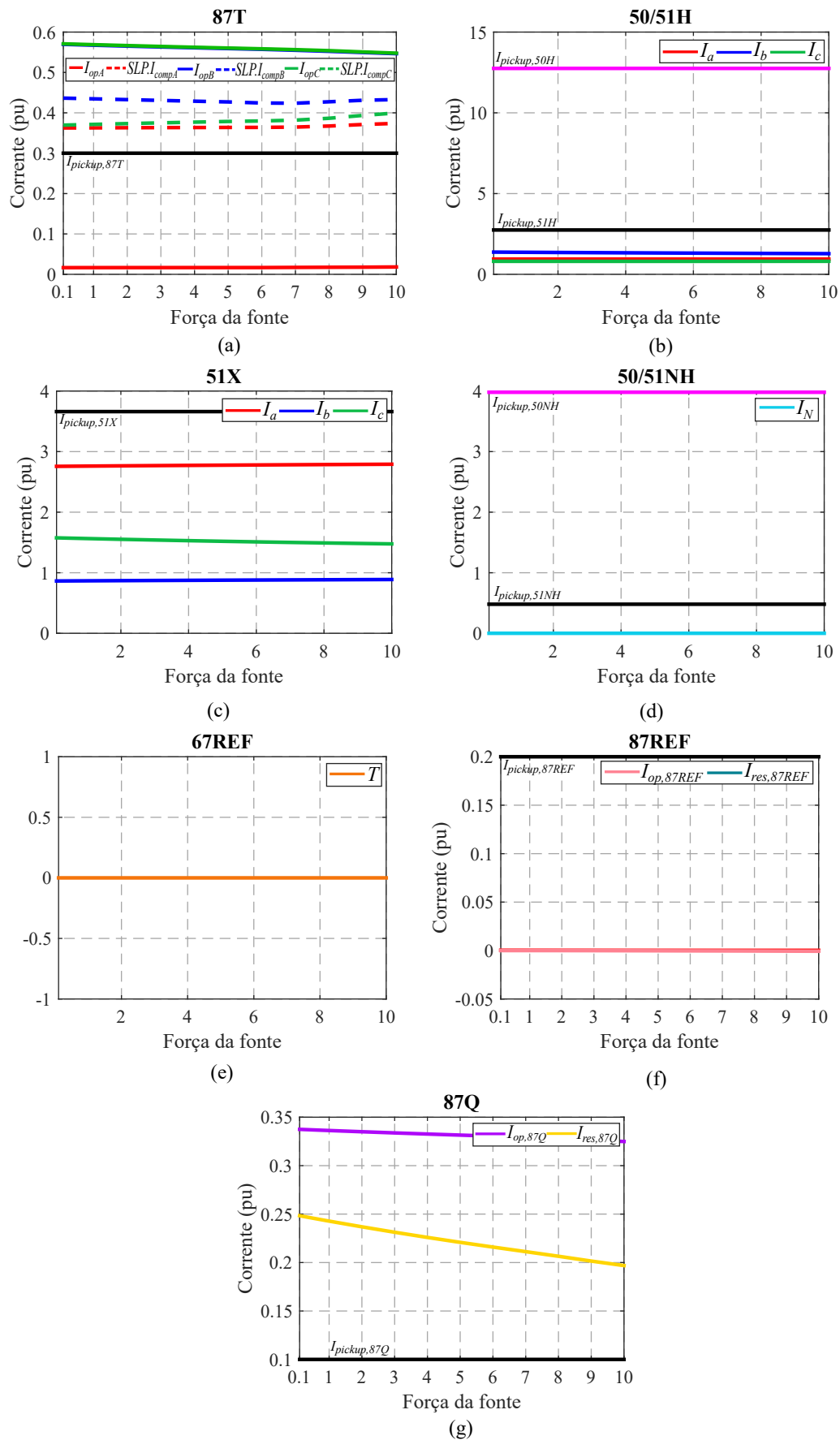


Figura 4.14. Caso 3.4 - Comportamento das funções de proteção: (a) 87T, (b) 50/51H, (c) 51X, (d) 50/51NH, (e) 67REF, (f) 87REF e (g) 87Q.

4.3 ANÁLISE TRANSITÓRIA DE CURTO-CIRCUITO

Diferentemente das ASPs, o estudo de casos pontuais é feito com o intuito de analisar a resposta transitória para diversos fenômenos, observando a variação do evento no tempo. Apresentam-se na Tabela 4.8 os casos analisados para manobras de energização e defeitos externos. Tais situações foram avaliadas com a finalidade de observar outras situações de igual relevância para a confiabilidade da proteção de transformadores. Em todos os casos, as faltas foram aplicadas em 50 ms com tempo total de duração de 150 ms.

Tabela 4.8. Casos avaliados nas análises transitórias de curto-circuito.

Casos	Descrição	$p(\%)$	FF_H	FF_X	δ
4.1	Energização	-	1,0	1,0	-5°
5.1	Externa ABCT	-	0,1	1,0	-15°
5.2	Externa ABCT com saturação de TC	-	0,1	1,0	-15°

4.3.1 Caso 4: Energização

O caso 4.1 apresenta a simulação de uma manobra de energização no lado de alta tensão do transformador. Para tanto, considera-se o disjuntor conectado ao enrolamento primário fechado em 50 ms, e o do enrolamento secundário em aberto.

Conforme explicado na Seção 2.2.1.1, o processo de energização de um transformador é um fenômeno que apresenta uma corrente com conteúdo harmônico elevado, podendo causar uma atuação indevida da proteção. Exibe-se na Figura 4.15 a forma de onda característica da corrente de *inrush*.

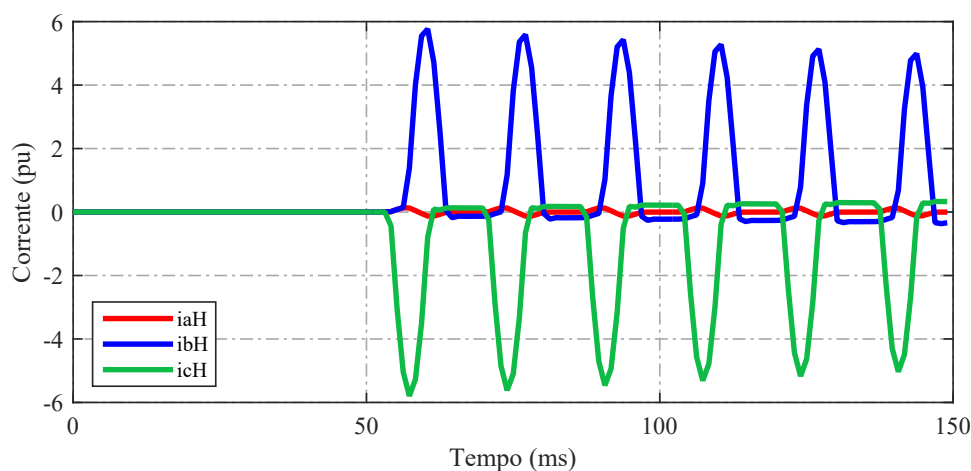


Figura 4.15. Caso 4.1 - Corrente de *inrush* durante a energização do transformador.

Ilustra-se na Figura 4.16 as correntes de operação e restrição do elemento 87T sem e com a restrição por harmônicos, respectivamente. De acordo com a Figura 4.16(a), observa-se que a

função 87T detectou o distúrbio, contudo, não há envio de *trip* por parte desta função, pois ele está inibido pelo bloqueio por harmônicos. O comportamento da função 87T com restrição por harmônicos é ilustrado na Figura 4.16(b), nota-se que os elementos de fase estão localizados na região de restrição, não atingindo a região de operação. O mesmo ocorre para o elemento 87Q e REF, Figuras 4.17, visto que não há atuação dessas funções.

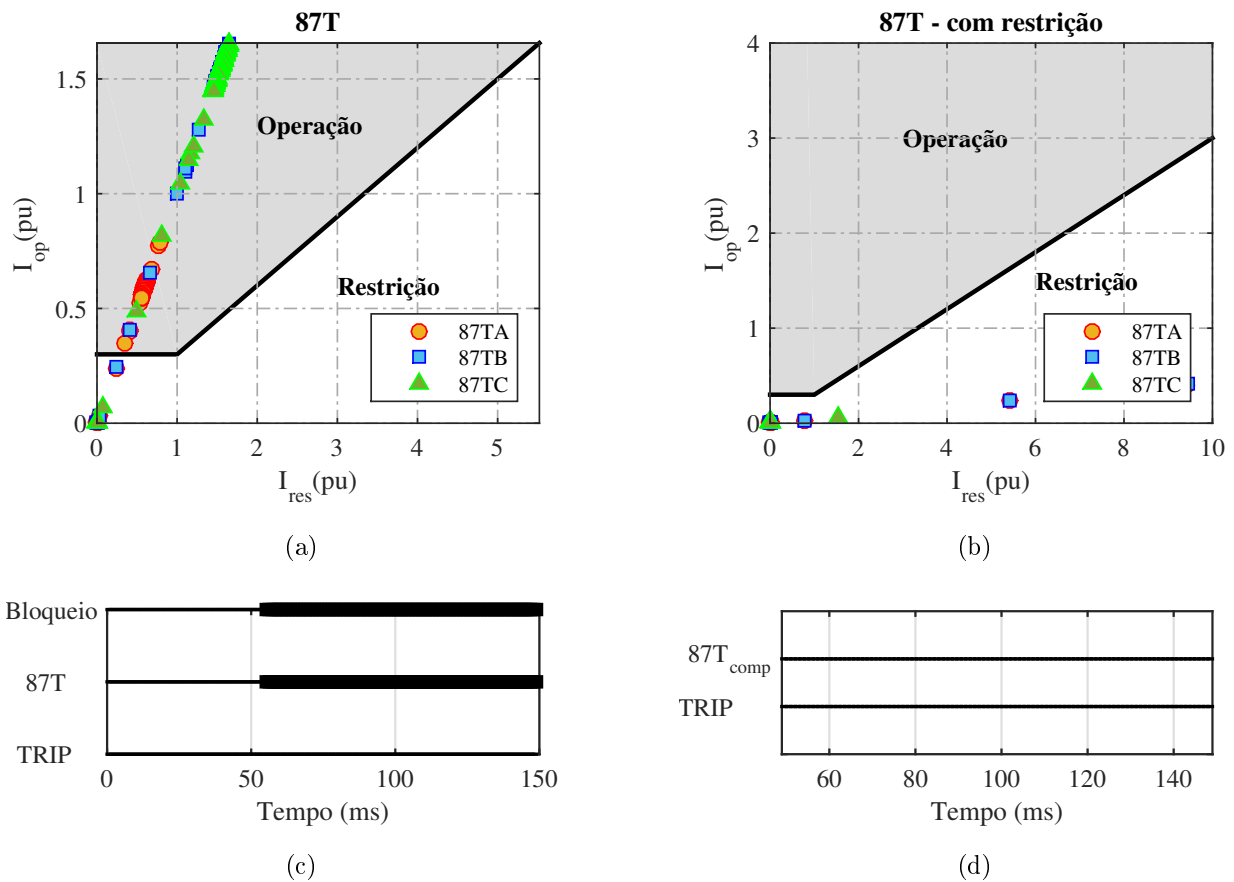


Figura 4.16. Caso 4.1 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87T; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87T com restrição por harmônicos; (c) Estado das variáveis lógicas - 87T; (d) Estado das variáveis lógicas - 87T com restrição.

O estado das variáveis lógicas durante a energização é ilustrado nas Figuras 4.18 e 4.19. Percebe-se na Figura 4.18 a identificação da falta, porém com a atuação do bloqueio, não há envio do sinal de *trip*. Conforme mostrado na Seção 4.1.2.1, os elementos instantâneos de sobrecorrente de fase (50H e 50X), devem ser insensíveis às correntes de energização do transformador. De acordo com a Figura 4.19, como o esperado, não há atuação das funções de sobrecorrente.

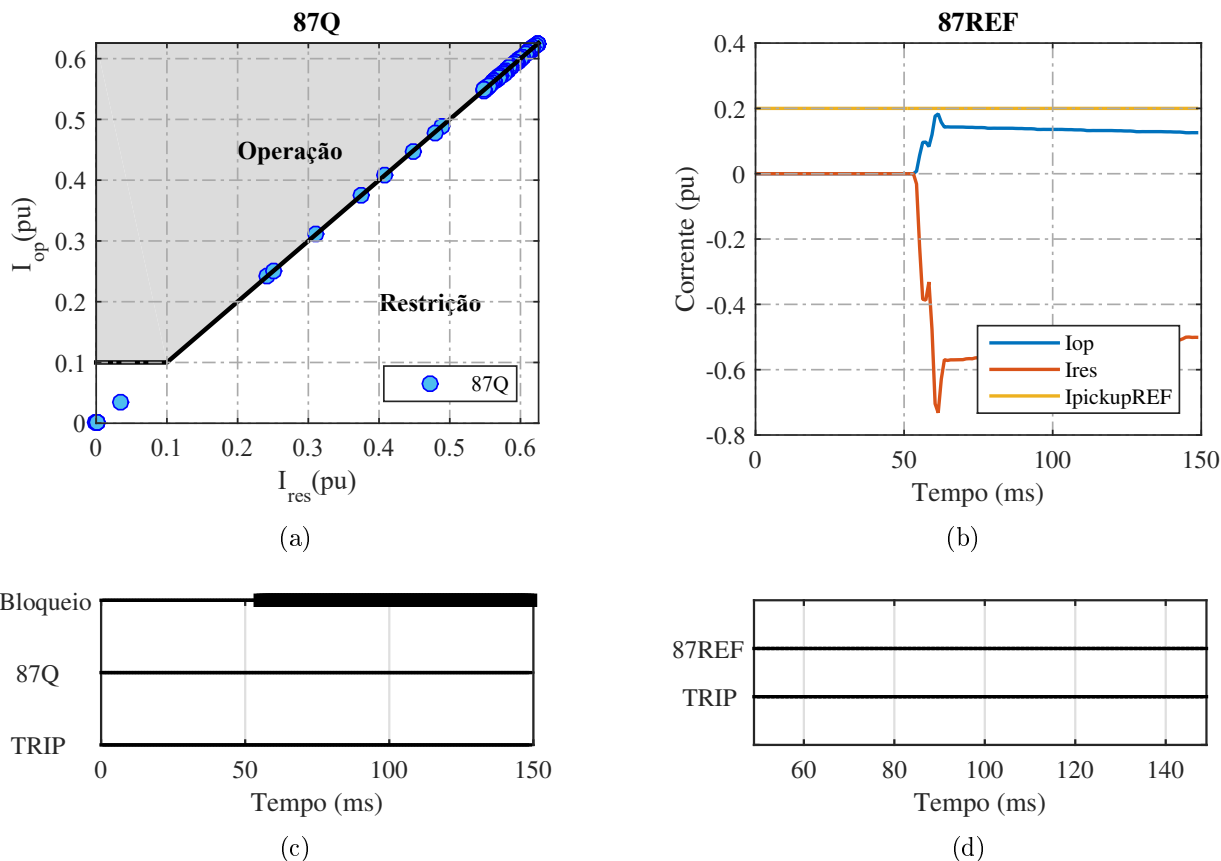


Figura 4.17. Caso 4.1 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87Q; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87REF; (c) Estado das variáveis lógicas - 87Q; (d) Estado das variáveis lógicas - 87REF.

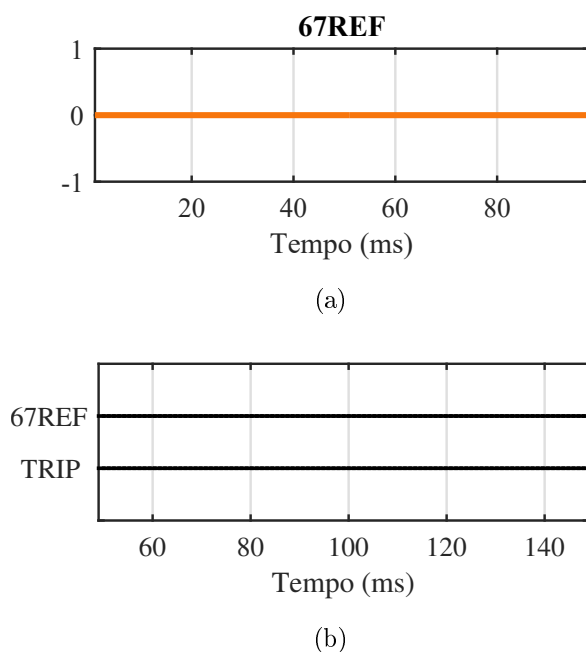
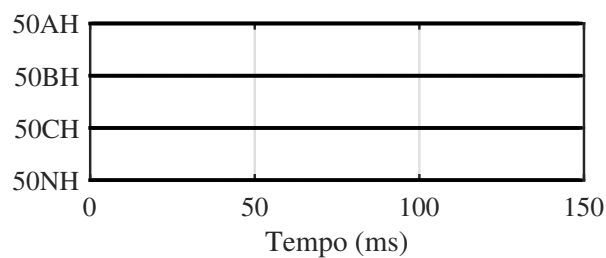
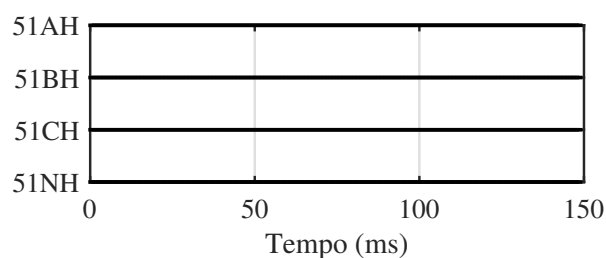


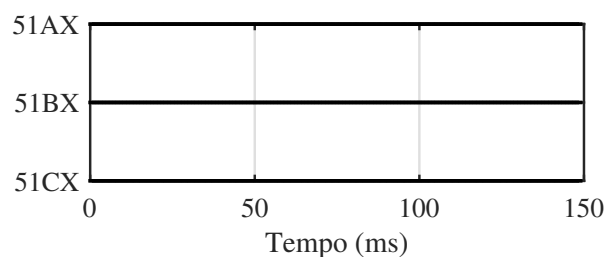
Figura 4.18. Caso 4.1 - (a) Elemento de direcionalidade do REF; (b) Estado da variável lógica - 67REF



(a)



(b)



(c)

Figura 4.19. Caso 4.1 - Estado das variáveis lógicas dos elementos de sobrecorrente.

4.3.2 Caso 5: Falta Externa com Saturação do TC

O caso 5 tem como objetivo avaliar o desempenho dos elementos de proteção durante uma falta externa com saturação do TC. Essa análise tem sua importância, visto que faltas externas provocam altas correntes de curto passante (*through faults*) pelo transformador, causando o desgaste nos isoladores e nas bobinas e o surgimento de impurezas no óleo utilizado para o seu resfriamento devido ao aquecimento. Estes fatores diminuem drasticamente sua vida útil (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

Quando há faltas externas ocorrendo a saturação dos TCs, os esquemas de proteção podem atuar indevidamente, uma vez que aparecem correntes residuais, sem a presença da corrente de neutro (ONS, 2012). É importante destacar que a presença do TC saturado gera componentes harmônicas, as quais são utilizadas para calcular as correntes de restrição.

Ressalta-se que a função diferencial de transformadores deve proteger a zona do transformador delimitada pelos TCs e não deve atuar para uma falta externa. Assim, a proteção apenas monitora qualquer distúrbio no sistema para a correta detecção de uma falta externa e garante

a atuação da proteção de retaguarda, caso nenhuma outra proteção atue em tempo hábil.

Conforme explicado na Seção 2.4, as proteções de sobrecorrente são empregadas como proteções de retaguarda para faltas externas, coordenando com as proteções das linhas e equipamentos adjacentes.

A princípio, avalia-se o caso 5.1 sem a saturação, e em seguida o caso 5.2 com o TC saturado. O caso 5.1 corresponde a uma falta externa trifásica aplicada no terminal do transformador no lado de alta tensão. Apresenta-se nas Figuras 4.20 e 4.21 a forma de onda obtida para as correntes no primário e no secundário, respectivamente. Ilustra-se nas Figuras 4.22 a 4.24 o resultado dessa simulação, nas quais nota-se, para todos os casos, que os elementos permanecem dentro da região de restrição. Portanto, não há envio do sinal de *trip*, conforme Figuras 4.22, 4.23, 4.24 e 4.25.

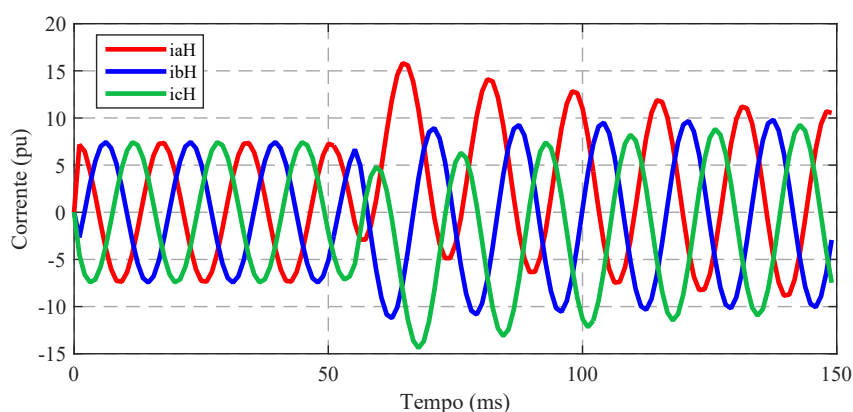


Figura 4.20. Caso 5.1 - Correntes de fase do enrolamento de alta tensão.

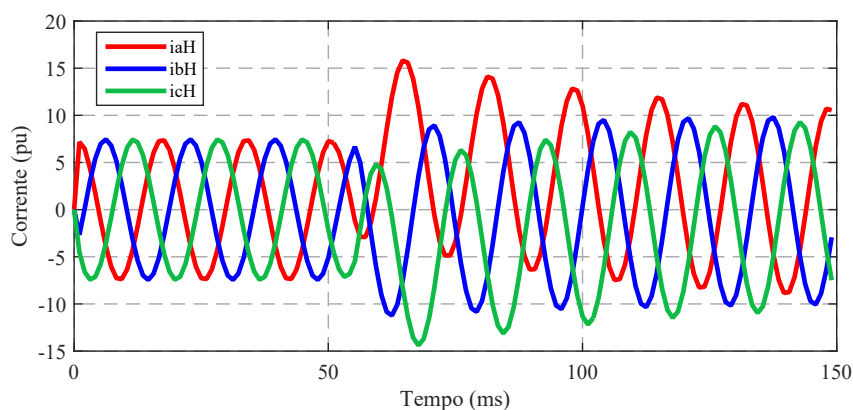


Figura 4.21. Caso 5.1 - Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão.

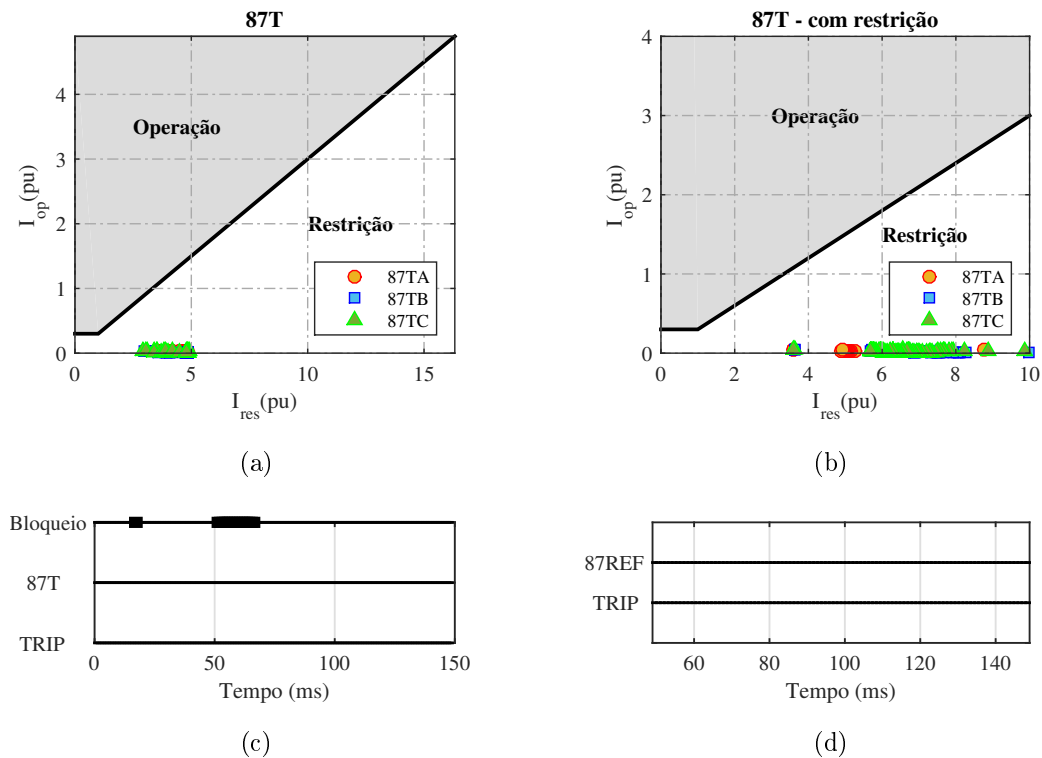


Figura 4.22. Caso 5.1 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87T; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87T com restrição por harmônicos; (c) Estado das variáveis lógicas - 87T; (d) Estado das variáveis lógicas - 87T com restrição.

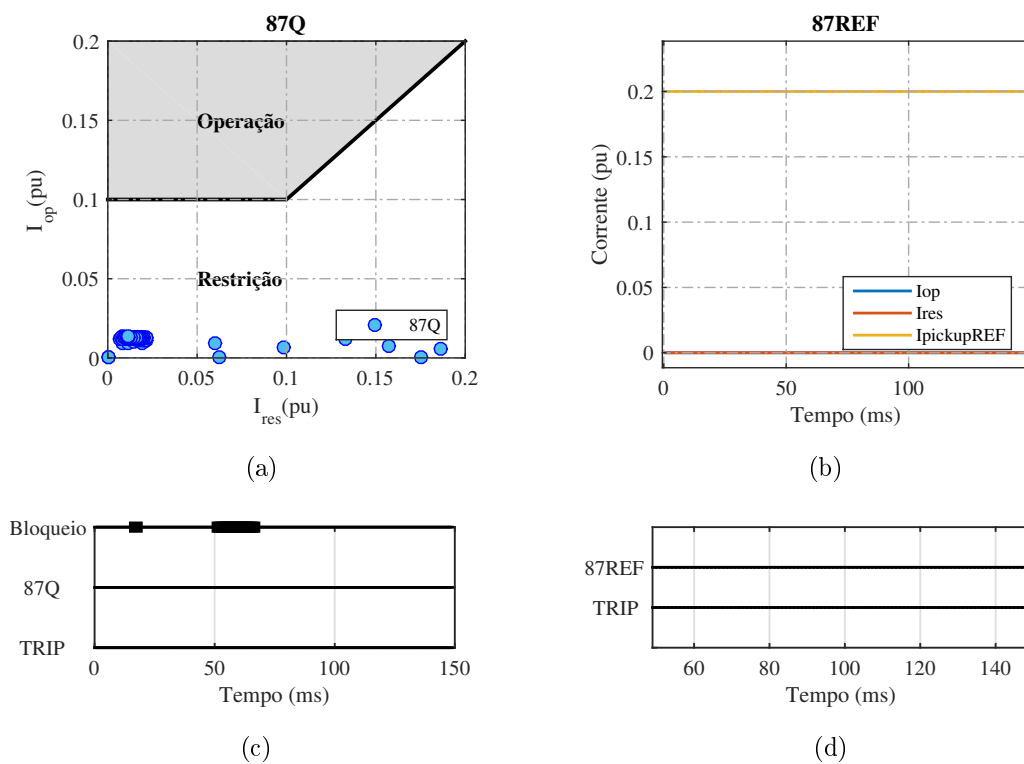


Figura 4.23. Caso 5.1 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87Q; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87REF; (c) Estado das variáveis lógicas - 87Q; (d) Estado das variáveis lógicas - 87REF.

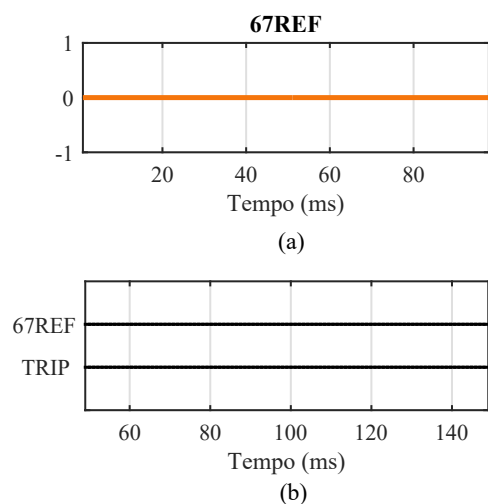


Figura 4.24. Caso 5.1 - (a) Elemento de direcionalidade do REF; (b) Estado da variável lógica.

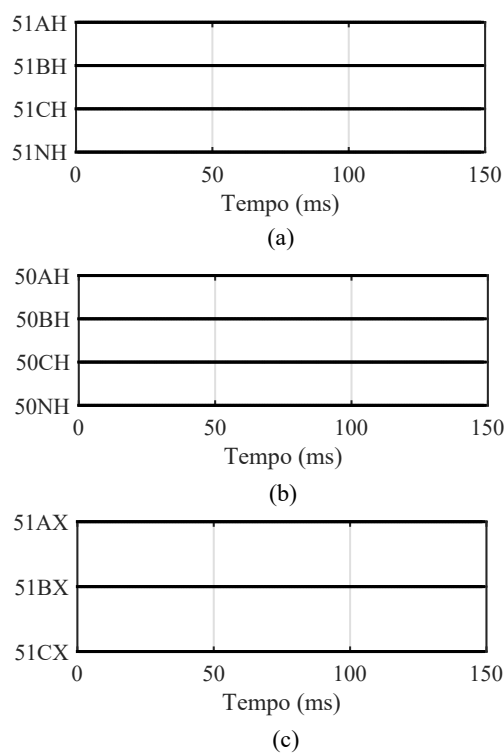


Figura 4.25. Caso 5.1 - Estado das variáveis lógicas dos elementos de sobrecorrente.

Para o caso 5.2, foi simulada a mesma falta do caso 5.1, mas agora com a saturação do TC, que foi forçada aumentando-se deliberadamente o valor da sua carga secundária. Exibem-se nas Figuras 4.27 e 4.26 a forma de onda obtida para as correntes no primário e no secundário, respectivamente. Verifica-se da Figura 4.28(a), que o elemento de fase A cresce e atinge a região de operação, porém é bloqueada e não há envio do sinal de *trip*. Percebe-se que não há atuação dos elementos de sequência negativa e REF, Figuras 4.29 a 4.30, e dos elementos de sobrecorrente, Figura 4.31.

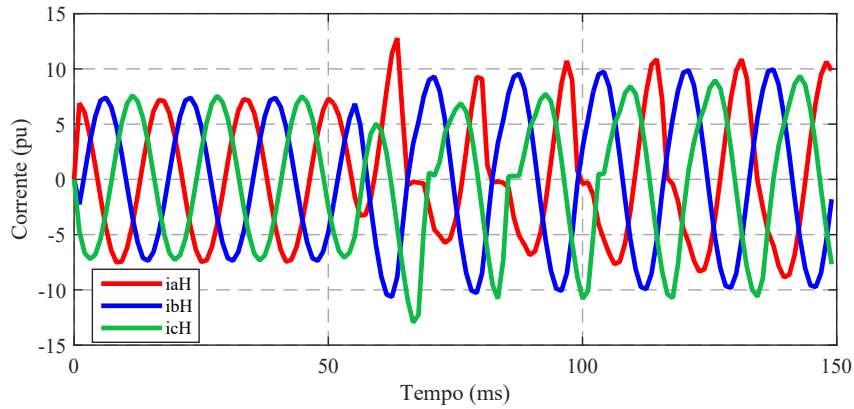


Figura 4.26. Caso 5.2 - Correntes de fase do enrolamento de alta tensão.

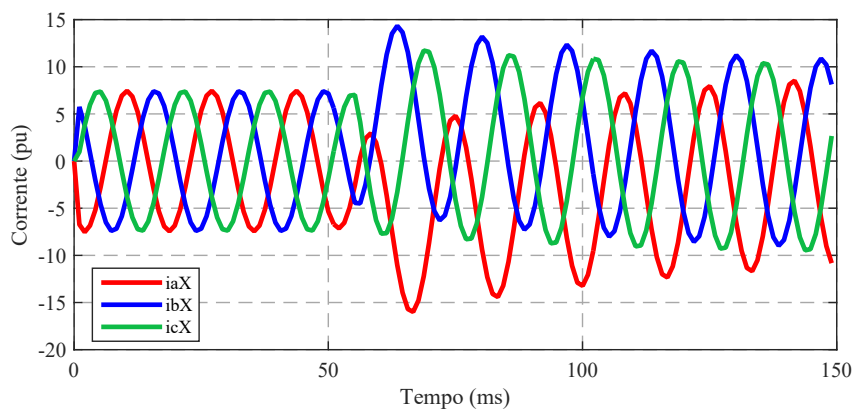


Figura 4.27. Caso 5.2 - Correntes de fase do enrolamento de baixa tensão.

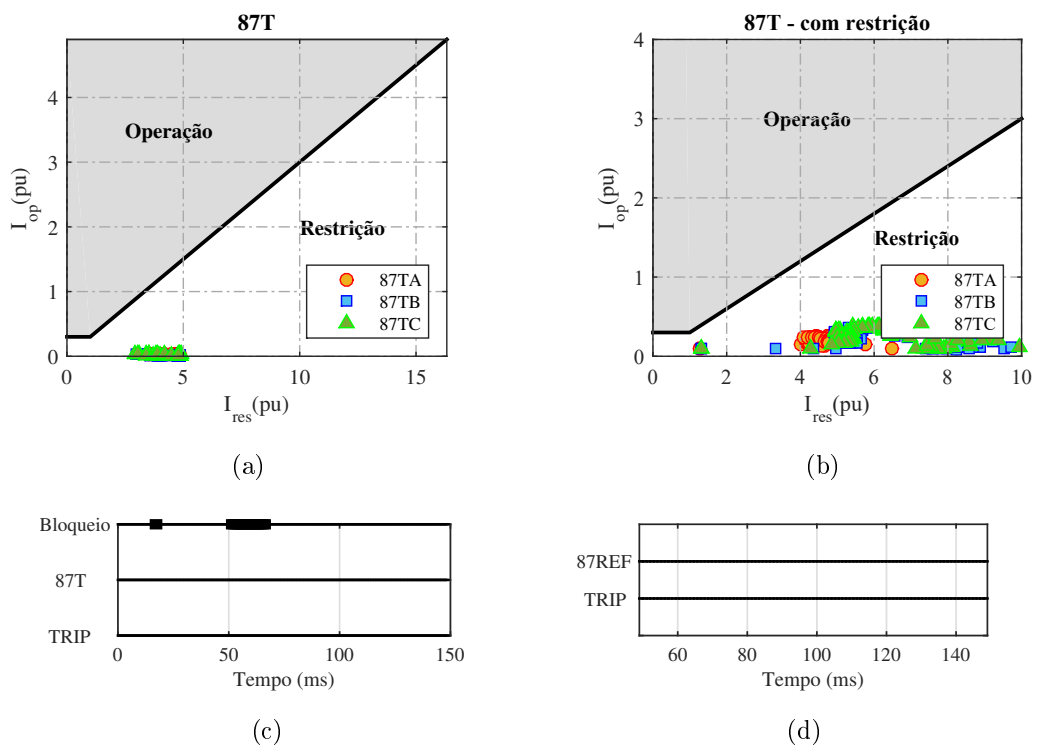


Figura 4.28. Caso 5.2 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87T; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87T com restrição por harmônicos; (c) Estado das variáveis lógicas - 87T; (d) Estado das variáveis lógicas - 87T com restrição.

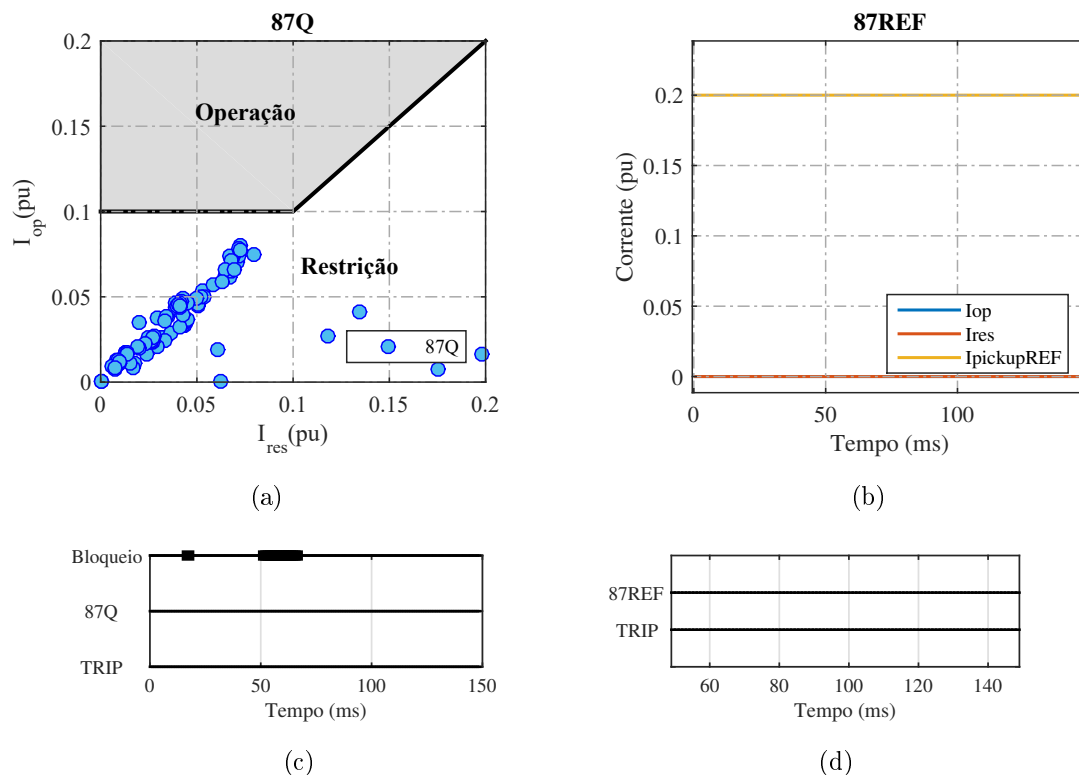


Figura 4.29. Caso 5.2 - (a) Correntes de operação e restrição do elemento 87Q; (b) Correntes de operação e restrição do elemento 87REF; (c) Estado das variáveis lógicas - 87Q; (d) Estado das variáveis lógicas - 87REF.

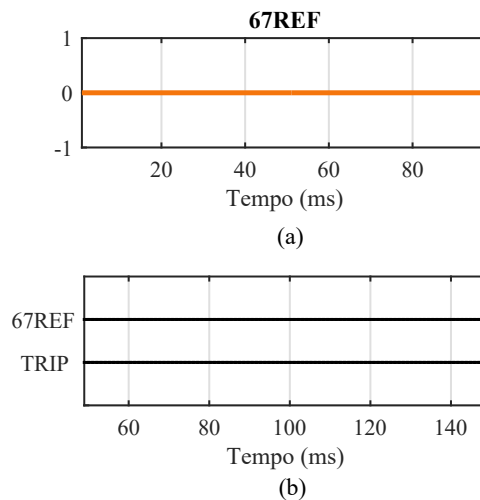


Figura 4.30. Caso 5.2 - (a) Elemento de direcionalidade do REF; (b) Estado da variável lógica.

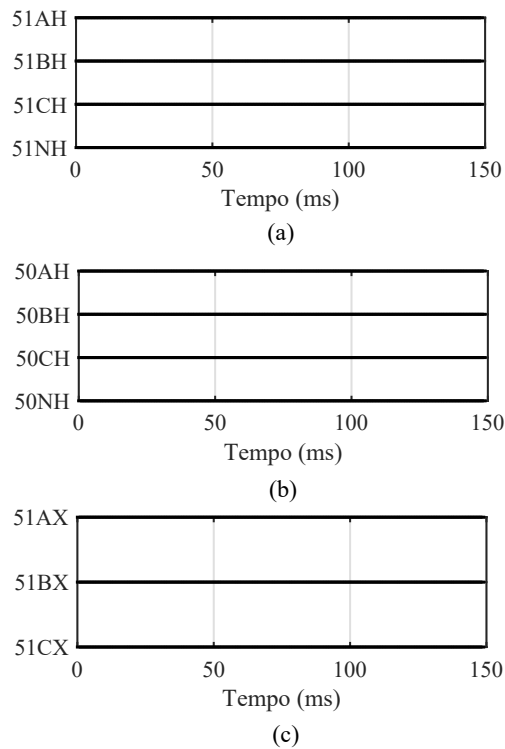


Figura 4.31. Caso 5.2 - Estado das variáveis lógicas dos elementos de sobrecorrente.

Dos resultados obtidos da análise transitória de curto-circuito, nota-se que as funções de proteção não enviaram *trip* incorretamente nos casos de energização do transformador e na condição de faltas externas com e sem a saturação dos TCs. Assim, percebe-se a importância do uso do método de bloqueio e restrição por harmônicos no elementos diferenciais de fase e de sequência negativa.

CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Nesta dissertação, foi apresentada uma avaliação do desempenho das funções de proteção aplicadas em transformadores de potência, assim como, foi realizada uma comparação das funções recomendadas pelo ONS, o elemento diferencial de fase e os elementos de sobrecorrente de fase e de neutro, tanto o instantâneo quanto o temporizado, com outras funções não recomendadas pelo ONS, como os elemento diferencial de sequência negativa e os elementos de falta à terra restrita diferencial e direcional, com o objetivo de demonstrar que as funções 87Q, 87REF e 67REF são mais sensíveis e seguras, em diversas situações, assegurando a correta operação da proteção.

Para o desenvolvimento deste trabalho, no Capítulo 2, foi descrita a fundamentação da proteção de transformadores de potência, abordando os conceitos principais sobre a proteção diferencial de fase, a proteção diferencial de sequência negativa, a proteção diferencial de falta à terra restrita, a proteção direcional de falta à terra restrita e a proteção de sobrecorrente de fase e de neutro. Sendo assim, foram citados os possíveis problemas que podem provocar uma atuação indevida da proteção diferencial, bem como as soluções geralmente utilizadas.

Em seguida, realizou-se no Capítulo 3 uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos que versam sobre essas proteções. Com base nesse levantamento, foi possível verificar os tópicos pouco explorados até então, e os aspectos já identificados como possíveis problemas em sua atuação, bem como as soluções empregadas nos trabalhos analisados.

No Capítulo 4, avaliou-se o desempenho das funções de proteção de transformadores empregadas neste trabalho. Assim, um sistema elétrico simplificado foi simulado no *software* ATP. Esse sistema foi submetido a diferentes tipos de faltas internas, espira-espira e espira-terra, aplicadas tanto no enrolamento conectado em estrela quanto no enrolamento conectado em delta do transformador, e também variando diferentes parâmetros a fim de avaliar a sua influência no comportamento das funções de proteção por meio das ASPs. Além disso, foram simulados casos de manobra de energização e faltas externas, com o objetivo de avaliar a confiabilidade da proteção de transformadores para esses casos.

A partir dos resultados no Capítulo 4, constatou-se que por meio das ASPs, é possível verificar qualitativamente, visual e diretamente, se as configurações escolhidas para as funções de proteção são suficientes para o correto funcionamento do relé em diferentes situações. Analisando a influência da porcentagem de espiras curto-circuitadas verificou-se que o elemento 87T

detectou todas as faltas entre espiras e espira-terra, menos para os casos 3.1 e 3.3, Seções 4.2.3.1 e 4.2.3.3, protegendo todo o enrolamento do transformador de potência. Em geral, o elemento 50H atuou somente na ocorrência de curtos espira-espira e espira-terra aplicados no enrolamento conectado em estrela. O elemento 51H é sensibilizado para todos os casos, mas com um longo tempo de operação. Nesse caso, é necessário usar as proteções intrínsecas e, principalmente, as diferenciais, pois aumentam a chance de operação instantânea. A função 51X identificou somente o curto espira-terra aplicado no lado conectado em delta, porém protegeu o enrolamento somente a partir de 80% de espiras curtos-circuitadas. O elemento 50/51NH detectou curtos espira-espira e espira-terra no enrolamento conectado em estrela, porém o elemento de sobrecorrente de neutro temporizado atuou com um tempo de atuação elevado. Os elementos REF tiveram um comportamento conforme o esperado, identificando o curto espira-terra no lado conectado em estrela do transformador, e para o caso de curto espira-terra aplicado no lado conectado em delta, a REF não detectou.

Por fim, o elemento 87Q mostrou-se bastante sensível na maioria dos casos, cobrindo faltas em todo o enrolamento. Em relação a influência do carregamento do sistema, observou-se que a função 87T, 51H e 51X, para todos os casos, atuaram dentro do intervalo de -35° a 35° , ângulos de operação do sistema, porém os elementos de sobrecorrente detectam a falta em um tempo de operação elevado. O caso de curto espira-espira aplicado no enrolamento conectado em delta envolvendo apenas 1% de espiras, mostrou-se como um caso bastante crítico para a proteção, uma vez que as funções de proteção apresentaram dificuldade em detectá-la para qualquer variação do carregamento. O elemento 87Q, mostrou-se bastante sensível para o curto espira-terra no enrolamento conectado em delta, visto que foi a única função a atuar para todos os ângulos de carregamento.

Acerca da influência da força da fonte, observou-se que o elemento 87T, 50H, 50NH, apenas detectaram a falta para um curto espira-terra conectado no lado estrela do transformador. O elemento 87Q detectou faltas em todos os valores da força da fonte para a maioria dos casos.

Dos resultados obtidos da análise transitória de curto-circuito, constatou-se que as funções de proteção não forneceram *trip* incorretamente nos casos de energização do transformador e na condição de faltas externas com e sem a saturação dos TCs, mostrando a importância do uso do método de bloqueio e restrição por harmônicos no elementos diferenciais de fase e de sequência negativa.

Assim, as funções 87Q, 87REF e 67REF mostraram-se bastante sensíveis e confiáveis. Estas são importantes, uma vez que a função 87Q tem um atraso intencional por questões de segurança, devido a sua sensibilidade, enquanto que a REF pode atuar instantaneamente. Verificou-se que a proteção de sobrecorrente é sensibilizada para a maioria dos casos, mas com um tempo de atuação elevado. Nesse caso, é necessário o uso das proteções intrínsecas, como o relé de Buchholz, e, principalmente, dos elementos diferenciais, uma vez que estas aumentam a chance de atuação instantânea. As proteções diferenciais atuaram dentro do intervalo de -35°

a 35° , ângulos de operação do sistema, em um tempo de atuação bem menor que as proteções de sobrecorrente, evitando danos no transformador. Além disso, constatou-se que quanto maior o valor da força da fonte, menor a sua contribuição de corrente de curto-circuito, podendo não sensibilizar as funções de sobrecorrente e diferencial de fase. Isso mostra a importância do uso da 87Q e as REFs, além da 87T. Esses resultados ilustram a importância das ASPs, que contribuiu para a escolha adequada e a melhor compreensão dos ajustes das funções de proteção de transformadores. De modo que pode-se comparar seu desempenho, e identificar os casos de curtos-circuitos que ocorrem no sistema e que não são identificados pelos esquemas de proteção tipicamente empregados pelos agentes. Conclui-se, portanto, que as funções 87Q, 87REF e 67REF, funções que não foram contempladas no relatório da ONS, são proteções com excelente desempenho, rápidas e sensíveis para faltas internas envolvendo pouca quantidade de espiras. As funções 87Q, 87REF e 67REF são complementos essenciais às funções recomendadas pelo ONS, 87T, 50/51 e 50/51N, aprimorando o desempenho da proteção de transformadores.

Como continuação dos estudos realizados nesta dissertação, são sugeridas as seguintes propostas de trabalhos futuros:

- Avaliar o desempenho das funções de proteção por meio da análise de sensibilidade paramétrica utilizando outros parâmetros como o ângulo de energização;
- Implementar a função direcional de sequência negativa (67Q), a fim de verificar a sua sensibilidade na identificação de faltas em transformadores de potência;
- Validação da modelagem com resultados obtidos em campo ou com simulações feitas em simuladores digitais de tempo real, como o Real Time Digital Simulator - *RTDSTM*;
- Verificar e avaliar o desempenho das funções de proteção recomendadas e não recomendadas no relatório do ONS em relés digitais reais; e
- Realizar a simulação para casos de sobre-excitação do transformador e energização solidária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1999. Citado na página 16.
- BABIY, M.; GOKARAJU, R.; GARCIA, J. C. Turn-to-turn fault detection in transformers using negative sequence currents. In: *2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 158–163. Citado na página 24.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. *Protective relaying: principles and applications*. 4rd. ed. Boca Raton, Florida: CRC press, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 6, 10 e 11.
- CORDRAY, R. E. Percentage-differential transformer protection. *Electrical Engineering*, v. 50, n. 5, p. 361–363, May 1931. Citado na página 21.
- EDWARDS, B.; WILLIAMS, D. G.; HARGRAVE, A.; WATKINS, M.; YEDIDI, V. K. Beyond the nameplate-selecting transformer compensation settings for secure differential protection. In: *2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 12.
- EINVAL, C. ; LINDERS, J. R. A three-phase differential relay for transformer protection. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 94, n. 6, p. 1971–1980, Nov 1975. Citado na página 22.
- ELMORE, W. A. *Protective relaying: theory and applications*. 1rd. ed. Boca Raton, Florida: CRC press, 2003. Citado na página 12.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023, 1 Revisão Quadrimestral*. Rio de Janeiro, Brasil, 2019. Citado na página 1.
- FARZIN, N.; VAKILIAN, M.; HAJIPOUR, E. Transformer practical turn-to-turn fault detection performance using negative sequence and space vector-based methods. In: *2019 International Conference on Protection and Automation of Power System (IPAPS)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 25.
- FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, I. E. O. *Modern Solutions for Protection, Control and Monitorin of Eletronic Power System*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc., Pullman, WA, 2010. Citado 15 vezes nas páginas 1, 5, 6, 8, 9, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 40, 43 e 65.
- FILHO, M. J.; MAMEDE, D. R. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 1rd. ed. Rio de Janeiro, Brasil: Grupo Gen-LTC, 2011. Citado na página 19.
- GAJIĆ, Z.; BRNČIĆ, I.; HILLSTRÖM, B.; IVANKOVIĆ, I. Sensitive turn-to-turn fault protection for power transformers. In: *Joint Meetings of Cigré Study Committee B5 and IEEE Power System Relaying Committee, with the Study Committee B5 Colloquium*. [S.l.: s.n.], 2005. Citado na página 23.

- GHANBARI, T.; SAMET, H.; GHAFOURIFARD, J. New approach to improve sensitivity of differential and restricted earth fault protections for industrial transformers. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 10, n. 6, p. 1486–1494, 2016. Citado na página 26.
- GUZMAN, A.; ALTUVE, H.; TZIOUVARAS, D. Power transformer protection improvements with numerical relays. *CIGRE Study Committee B5–Protection and Automation*, v. 11, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 10, 11 e 12.
- GUZMÁN, A.; FISCHER, N.; LABUSCHAGNE, C. Improvements in transformer protection and control. In: *2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2009. Citado 3 vezes nas páginas 16, 23 e 26.
- GUZMAN, A.; ZOCHOLL, S.; BENMOUYAL, G.; ALTUVE, H. J. A current-based solution for transformer differential protection. ii. relay description and evaluation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 4, p. 886–893, Oct 2002. Citado na página 22.
- HAYWARD, C. D. Harmonic-current-restrained relays for transformer differential protection. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 60, n. 6, p. 377–382, June 1941. Citado na página 21.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. 4rd. ed. West Sussex, England: John Wiley & Sons Inc, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 8, 10 e 11.
- IEEE STANDARDS ASSOCIATION. *IEEE Guide for Protecting Power Transformers - (Revision of IEEE Std C37.91-2000)*. [S.l.], 2008. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 15.
- IEEE STANDARDS ASSOCIATION. *C37.112-2018 - IEEE Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays*. [S.l.], 2018. Citado na página 19.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60255-151:2009: Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection*. [S.l.], 2009. Citado 4 vezes nas páginas 19, 35, 36 e 38.
- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; ALTUVE, H. J. Negative-sequence differential protection - principles, sensitivity, and security. In: *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 364–378. Citado na página 24.
- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; ALTUVE, H. J. Negative-sequence differential protection-principles, sensitivity, and security. In: IEEE. *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.], 2015. p. 364–378. Citado na página 16.
- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; XIA, Y. A new inrush detection algorithm for transformer differential protection. In: *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6. Citado na página 22.
- KASZTENNY, B.; FISCHER, N.; XIA, Y. A new inrush detection algorithm for transformer differential protection. In: *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6. Citado na página 26.
- KASZTENNY, B.; THOMPSON, M.; FISCHER, N. Fundamentals of short-circuit protection for transformers. In: *2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–13. Citado na página 25.

- KENNEDY, L. F.; HAYWARD, C. D. Harmonic-current-restrained relays for differential protection. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 57, n. 5, p. 262–271, May 1938. Citado na página 21.
- MATHEWS, C. A. An improved transformer differential relay. *Electrical Engineering*, v. 73, n. 7, p. 648–648, July 1954. Citado na página 21.
- NIMTAJ, B.; MAHMOUDI, A.; PALIZBAN, O.; KAHOURZADE, S. Comparison of low-impedance restricted earth fault protection in power transformer numerical relay. In: *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*. [S.l.: s.n.], 2011. v. 12, n. 5, p. 2458–2474. Citado na página 18.
- NIMTAJ, B.; MAHMOUDI, A.; PALIZBAN, O.; KAHOURZADE, S. A comparison of two numerical relay low impedance restricted earth fault algorithms in power transformer. In: *The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 792–795. Citado na página 25.
- ONS. *Filosofias das proteções dos transformadores da rede de operação do ONS*. [S.l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2012. Citado 9 vezes nas páginas 3, 4, 10, 29, 30, 33, 36, 38 e 65.
- ONS. *Relatório de análise estatística do desempenho dos sistemas de proteção e dos relés de proteção referente ao ano de 2016 - RE 3/0043/2017*. [S.l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017. Citado 2 vezes nas páginas vi e 2.
- ONS. *Submódulo 2.6 - Diagnósticos dos sistemas de proteção e controle*. [S.l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017. Citado na página 3.
- ONS. *Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção*. [S.l.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017. Citado na página 5.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 5.
- Rockefeller, G. D. Fault protection with a digital computer. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-88, n. 4, p. 438–464, April 1969. Citado na página 22.
- SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-487E-3, -4 Relay Current Differential and Voltage Protection: Instruction manual*. Pullman, WA, USA, 2017. Citado na página 30.
- SEVOV, L.; KHAN, U.; ZHANG, Z. Enhancing power transformer differential protection to improve security and dependability. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 3, p. 2642–2649, May 2017. Citado na página 23.
- SHARP, R. L.; GLASSBURN, W. E. A transformer differential relay with second-harmonic restraint. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, v. 77, n. 3, p. 913–918, April 1958. Citado na página 21.
- SYKES, J. A.; MORRISON, I. F. A proposed method of harmonic restraint differential protecting of transformers by digital computer. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-91, n. 3, p. 1266–1272, May 1972. Citado na página 22.

- TAN, J.; THOLOMIER, D.; WEI, H. A new restricted earth fault protection. In: *2007 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 276–279. Citado na página 25.
- TECHNOLOGIES, R. *Real Time Digital Simulator Power System Users Manual*. Winnipeg, MB, Canada, 2006. Citado na página 24.
- THOEURN, M.; PRIYADI, A.; TJAHOJONO, A.; PURNOMO, M. H. Overcurrent relay modeling using artificial neural network. In: *2017 International Electrical Engineering Congress (iEECON)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–4. Citado na página 27.
- TORCHIO, P. Relays for high-tension lines. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, XXXVI, p. 361–375, Jan 1917. Citado na página 21.
- VECCHIO, R. M. D.; POULIN, B.; FEENEY, M.-E. F.; FEGHALI, P. T.; SHAH, D. M.; AHUJA, R.; SHAH, D. M. *Transformer design principles: with applications to core-form power transformers*. 3rd. ed. Boca Raton, Florida: CRC press, 2017. Citado na página 10.
- WILKINSON, S. B. *Transformer differential relay*. [S.l.]: Google Patents, 1997. US Patent 5,627,712. Citado na página 22.
- ZACHARIAS, D.; GOKARAJU, R. Prototype of a negative sequence turn-to-turn fault detection scheme for transformers. In: *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–1. Citado na página 24.
- ZIEGLER, G. *Numerical Differential Protection: Principles and Applications*. 2th. ed. Weinheim, Germany: Wiley-VCH, 2012. Citado na página 14.