



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILHERME SOUZA ARAÚJO E SILVA

**A IMPORTÂNCIA DA CORRETA MODELAGEM DA IMPEDÂNCIA MÚTUA DE
SEQUÊNCIA ZERO E SUA INFLUÊNCIA NAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO**

Recife
2025

GUILHERME SOUZA ARAÚJO E SILVA

A IMPORTÂNCIA DA CORRETA MODELAGEM DA IMPEDÂNCIA MÚTUA DE SEQUÊNCIA ZERO E SUA INFLUÊNCIA NAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador(a): Prof. Dr. Augusto Cesar Cavalcanti de Oliveira

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva, Guilherme Souza Araújo e .

A importância da correta modelagem da impedância mútua de sequência zero e sua influência nas funções de proteção / Guilherme Souza Araújo e Silva.
- Recife, 2025.

65 p. : il., tab.

Orientador(a): Augusto César Cavalcanti de Oliveira

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. acoplamento mútuo. 2. indutância mútua. 3. proteção. 4. sobrecorrente direcional residual. 5. proteção de distância de terra. 6. modelagem. I. Oliveira, Augusto César Cavalcanti de . (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

GUILHERME SOUZA ARAÚJO E SILVA

A IMPORTÂNCIA DA CORRETA MODELAGEM DA IMPEDÂNCIA MÚTUA DE SEQUÊNCIA ZERO E SUA INFLUÊNCIA NAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 08/04/2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Augusto Cesar Cavalcanti de Oliveira (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Eduardo José Barbosa (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. MSc. Calebe Hermann de Oliveira Lima (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado a Minervina Araújo, Horácio Neto e Henrique Araújo: meu núcleo familiar, minha fortaleza, meu alicerce, meu tudo!

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por me guiar e sustentar ao longo de toda essa caminhada. Em meio a todas as adversidades enfrentadas durante a graduação, Ele sempre foi meu amigo e jamais me desamparou.

Aos meus pais, minhas maiores inspirações, que lutaram incansavelmente para proporcionar uma educação de qualidade a mim e ao meu irmão. Sempre compreenderam — e me ensinaram a compreender — que a educação é o maior instrumento de transformação social que existe.

Ao meu irmão Henrique, por ser um companheiro leal, presente em todos os momentos — bons e desafiadores. Tenho imenso orgulho da pessoa íntegra que você está se tornando e é uma felicidade pessoal muito grande poder chamá-lo de irmão.

Aos amigos que a vida me deu e que nunca deixaram de estar ao meu lado: Vinícius Mendes, Yasmin Cunha, Débora Taline, Mariana Botelho, José Alexandre, Pedro Albuquerque e Thiago Bernardo — minha eterna gratidão pela amizade verdadeira e constante.

À minha namorada Maria Luiza, cuja paciência, apoio e amor incondicional foram fundamentais em cada passo dessa jornada. Sua presença tornou meus dias mais leves e meu caminho mais firme.

Aos companheiros de jornada nos Estudos Elétricos, Vinícius Sobral e Cláudio França, agradeço pelas trocas de conhecimento, pelo companheirismo e, claro, pelas boas resenhas ao longo do percurso.

Ao meu fiel parceiro de caminhada em Proteção e Controle, José Fernando, que, mesmo sem perceber, me ensinou diariamente a ser alguém mais justo, empático e comprometido com o próximo.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Augusto César, agradeço pelos ensinamentos em sala de aula e, principalmente, pela confiança ao aceitar embarcar comigo neste desafio.

À INTEREST Engenharia, que acreditou no meu potencial desde o início da minha trajetória como estagiário, proporcionando oportunidades valiosas de

aprendizado. Em especial, agradeço a Renan Soares e Bruno Medrado pelo apoio e incentivo constantes.

Por fim, não poderia deixar de expressar meu profundo agradecimento ao meu grande mestre Gustavo Arruda. Suas aulas na INTEREST foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. Seus ensinamentos em Estudos de Proteção despertaram ainda mais meu interesse por Estudos Elétricos e Sistemas de Potência.

“Não se alcança a terra prometida sem antes atravessar o deserto.”
Autor desconhecido.

RESUMO

O sistema de transmissão brasileiro cresceu de forma expressiva, tornando-se mais complexo e interligado. Não é incomum que linhas de transmissão e distribuição compartilhem a mesma faixa de operação (por razões econômicas e ambientais), o que favorece o acoplamento mútuo entre esses circuitos. Esse efeito representa um desafio para os engenheiros de proteção, sobretudo devido às indutâncias mútuas de sequência zero, cuja incorreta modelagem pode impactar significativamente nos ajustes das funções de proteção, podendo promover desligamentos indevidos.

O trabalho propõe-se a explorar teoricamente e na prática os efeitos desse acoplamento sobre os sistemas de proteção. Através de simulações, será avaliado o ajuste do pick-up da função de sobrecorrente direcional residual (ANSI 67N) em uma linha de 230 kV, considerando os efeitos das mútuas com ramais de 69 kV conectados à distribuidora. As impedâncias próprias e mútuas serão modeladas com através da ferramenta “*Line Constants*” do *ATPDraw* e integradas à base de dados do ANAFAS, além da análise da função de distância de terra (ANSI 21N) e seu comportamento diante desses efeitos.

Também será abordada a operação prática de um relé digital de proteção (modelo RED670 da HITACHI), detalhando como ele interpreta e responde a falhas na linha. O estudo inclui ainda um comparativo de valores de impedâncias mútuas (Z_{0m}), considerando as principais fontes de erro na modelagem, que serão discutidas ao longo do trabalho.

Palavras-chave: acoplamento mútuo; indutância mútua; proteção; sobrecorrente direcional residual; proteção de distância de terra; modelagem.

ABSTRACT

The Brazilian transmission system has expanded significantly in recent decades, becoming increasingly complex and interconnected. It's common for transmission and distribution lines to share the same right-of-way for economic and environmental reasons, which increases the likelihood of mutual coupling between circuits. This phenomenon poses a challenge for protection engineers, especially when it comes to accurately modeling zero-sequence mutual inductances—errors in this process can lead to incorrect protection settings and even unintended line outages.

This work aims to explore both the theoretical and practical effects of mutual coupling on protection systems. Using simulations, it evaluates the adjustment of the pick-up setting for the residual directional overcurrent function (ANSI 67N) on a 230 kV transmission line, considering the influence of mutual coupling with 69 kV feeders connected to a distribution substation. The self and mutual impedances are calculated using the "Line Constants" tool in ATPDraw and incorporated into the ANAFAS short-circuit database. The study also examines the behavior of the ground distance protection function (ANSI 21N) under these conditions.

Additionally, the practical operation of a digital protection relay (HITACHI RED670) is analyzed, demonstrating how it detects and responds to line faults. The study concludes with a comparison of mutual impedance values (Z_{0m}), highlighting the main sources of modeling error, which are discussed throughout the work.

Keywords: mutual coupling; mutual inductance; protection; residual directional overcurrent; ground distance protection; modeling.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Modelo pi-equivalente para linhas de transmissão.	19
Figura 2: Circuitos indutivos mutuamente acoplados.	19
Figura 3: Diagrama de seqüências para falta fase-terra em uma linha de transmissão de circuito duplo e a influência da impedância mútua.	21
Figura 4: Recebimento de medição de corrente e tensão por parte do relé de proteção das funções 67 e 67N (67R).....	22
Figura 5: Polarização com referência cruzada de tensão.	23
Figura 6: Relé alimentado por corrente da fase A e tensões B-C, $MTA=45^\circ$. Conexão em quadratura.....	24
Figura 7: Obtenção do $3I0$ para polarização do 67N a partir da corrente de neutro do transformador.	25
Figura 8: Polarização por $-3V0$ – Relé de Proteção HITACHI RED670.	26
Figura 9: ângulo de ajuste da função 67N determinado pela polarização dupla ($-3V0 \times 3I0$).	26
Figura 10: Característica de operação da função 67N no relé de proteção HITACHI RED670.....	27
Figura 11: Aparecimento de corrente de seqüência zero devido à falta fase-terra em linha mutuamente acoplada.	29
Figura 12: Comportamento da corrente $I0S$ na condição de disjuntor fechado.....	30
Figura 13: Comportamento da corrente $I0S$ na condição de disjuntor aberto.	30
Figura 14: Impedância aparente medida pelo relé na condição de falta no meio da linha AB.....	32
Figura 15: Zonas de proteção da Função de Distância.....	33
Figura 16: Discriminação da direcionalidade da função a partir da medição de Zap	34
Figura 17: Características mho e quadrilateral, respectivamente, de acordo com a divisão por zona de proteção.	34
Figura 18: Impedância aparente medida a partir do loop fase C-terra.	35
Figura 19: Influência do $Z0M$ na medição de impedância aparente de uma linha de circuito duplo mutuamente acoplado.....	36
Figura 20: Loop de medição fase-terra do relé HITACHI RED670.....	38
Figura 21: Característica quadrilateral do bloco “ZMQPDIS” – HITACHI RED670.....	39

Figura 22: Diagrama unifilar do esquema montado para realização das simulações.	41
Figura 23: Entrada de dados do trecho acoplado pelas LT 230 kV e 69 kV.....	41
Figura 24: Estrutura de poste duplo com travessa horizontal.	42
Figura 25: Estrutura de poste duplo com travessa horizontal presente nas LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e II.....	43
Figura 26: Flechas da estrutura de poste duplo com travessa horizontal.	43
Figura 27: Corrente 3I0 mínima passante no relé do terminal Jardim 230 kV na perda do Transformador 05T7.....	46
Figura 28: Aparecimento de corrente 3I0 na LT 230 kV devido à falta fase-terra na barra de 69 kV da SE Riachuelo.	47
Figura 29: Representação das impedâncias mútuas de sequência zero entre as LT 69 kV e 230 kV no ANAFAS (Cepel).	48
Figura 30: Impedância aparente na situação de falta fase-terra ao final da LT 230 kV Jardim – FAFEN com a LT 69 kV Jardim – Riachuelo I aberta e aterrada.	50
Figura 31: Modelo de torre “cara de gato” utilizada na modelagem da LT em 500 kV.	52
Figura 32: LT 500 kV e 230 kV modeladas no <i>ATPDraw/Line Constants</i> – Modelo π	52
Figura 33: LT 500 kV e 230 kV mutuamente acopladas por 75 km – <i>ATPDraw/Line Constants</i>	53
Figura 34: Sistema modelado no ANAFAS (Cepel).....	55
Figura 35: Deck de inserção do sistema modelado.....	56
Figura 36: Aparecimento de corrente residual induzida no ramal em 230 kV para curtos ao final da LT em 500 kV – Caso 1.	57
Figura 37: Aparecimento de corrente residual induzida no ramal em 230 kV para curtos ao final da LT em 500 kV – Caso 2.	57
Figura 38: Diagrama de sequência zero do sistema modelado.....	58
Figura 39: Linhas de transmissão e distribuição próximas dentro de uma mesma faixa de operação – Rodovia BR-232.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Monitoramento da direcionalidade das correntes de falta de acordo com as tensões de fase.....	23
Tabela 2: Parâmetros próprios e carregamento da LT 230 kV Jardim – FAFEN, na base 100 MVA.....	44
Tabela 3: Parâmetros próprios das LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e II modelados no <i>Line Constants</i> do <i>ATPDraw</i> , na base 100 MVA.....	44
Tabela 4: Parâmetros mútuos entre as LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e II modelados no <i>Line Constants</i> do <i>ATPDraw</i> , na base 100 MVA.....	44
Tabela 5: Parâmetros mútuos entre as LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e LT 230 Jardim – FAFEN modelados no <i>Line Constants</i> do <i>ATPDraw</i> , na base 100 MVA....	44
Tabela 6: Parâmetros mútuos entre as LT 69 kV Jardim – Riachuelo II e LT 230 Jardim – FAFEN modelados no <i>Line Constants</i> do <i>ATPDraw</i> , na base 100 MVA....	45
Tabela 7: Parâmetros próprios da LT em 500 kV.....	53
Tabela 8: Parâmetros próprios da LT em 230 kV.....	53
Tabela 9: Resultado dos valores obtidos para Z_0m de acordo com a variação de cada grandeza.....	54
Tabela 10: Z_0m obtido para diferentes distâncias.....	54
Tabela 11: Valores de Z_0m convertidos para percentual.....	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

21N	Proteção de distância de neutro/terra.
$3I_{0m}$	Corrente residual induzida.
50	Proteção de sobrecorrente instantânea de fase.
50N	Proteção de sobrecorrente instantânea de neutro.
51	Proteção de sobrecorrente temporizada de fase.
51N	Proteção de sobrecorrente temporizada de neutro.
67N	Proteção de sobrecorrente direcional de neutro.
ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas (software do Cepel).
Close-in	Condição de curto imediatamente após o TC.
D	Conexão “delta” de transformadores de potência.
LD	Linha(s) de Distribuição.
LT	Linha(s) de Transmissão.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
TC	Transformador de Corrente.
TP	Transformador de Potencial.
Yn	Conexão “estrela-aterrada” de transformadores de potência.
Z_{0m}	Impedância mútua de sequência zero.
Z_{ap}	Impedância aparente.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	JUSTIFICATIVA.....	15
1.2	OBJETIVOS	15
1.2.1	Geral.....	15
1.2.2	Específicos	16
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	INDUTÂNCIAS MÚTUAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO	18
2.1.1	Impedância Mútua de Sequência Zero	20
2.2	PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL	21
2.2.1	Proteção de Sobrecorrente Direcional Residual (67N)	24
2.3	PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA (21)	31
2.3.1	Proteção de Distância de Terra (21N)	31
2.3.2	Relação com as Indutâncias Mútuas de Sequência Zero	36
3	ANÁLISE DOS AJUSTES DAS PROTEÇÕES FRENTE ÀS MÚTUAS DE SEQUÊNCIA ZERO	39
3.1	AJUSTE DA CORRENTE DE PICK-UP DA FUNÇÃO 67N DA LT 230 KV JARDIM - FAFEN C1	45
3.2	AJUSTE DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DE NEUTRO DA LT 230 KV JARDIM - FAFEN	48
4	ANÁLISE COMPARATIVA DOS VALORES DE Z_0m.....	50
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	60
	REFERÊNCIAS	61

1 INTRODUÇÃO

Com a evolução do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) enxergou a necessidade de padronizar diversos processos, estudos e solicitações ao que se conhece hoje como Rede Básica (sistema de transmissão cujo nível de tensão é igual ou superior a 230 kV), criando assim os Procedimentos de Rede.

O Submódulo 2.11 do conjunto de documentos supracitado, [1], aborda os requisitos mínimos que um sistema de proteção deve possuir para operar no SIN. No que se refere às linhas de transmissão, para proteção de falhas à terra, são exigidas as funções de sobrecorrente direcional residual (67N) e distância de terra (21N).

A partir da década de 2010, diversos agentes do setor de transmissão iniciaram *retrofits* em seus sistemas de proteção, substituindo relés eletromecânicos e estáticos por relés digitais. Esses novos equipamentos passaram a incorporar funções como 67/67N e 21/21N, que oferecem maior seletividade, sensibilidade e confiabilidade na detecção de faltas, especialmente em sistemas mais complexos e interligados.

Com isso, as proteções tradicionais 50/51 e 50N/51N foram gradualmente deixadas de lado, devido, principalmente, à dificuldade de coordenação entre as pontas das linhas — um problema agravado pelo crescimento da geração distribuída e das fontes renováveis. Um exemplo dessa modernização foi a CHESF, que entre 2013 e 2015 substituiu os sistemas de proteção de diversas subestações, como Xingó, Jardim e Paulo Afonso IV, [23].

No contexto da proteção contra faltas à terra, a função 67N, pode ser polarizada por tensão e/ou corrente de sequência zero (objeto de análise do presente trabalho). Já a função 21N, apesar de não ter a corrente $3I_0$ como elemento polarizador, a impedância aparente que se apresenta para o relé depende fortemente dessa, que, por sua vez, está atrelada às indutâncias mútuas de sequência zero, o que torna mais complexa a graduação dessas proteções.

A modelagem das mútuas é um desafio para os agentes do setor, sobretudo as transmissoras e o ONS, sendo um aspecto bastante relevante sob o ponto de vista da proteção, uma vez que atuações indevidas podem ocorrer quando esse efeito não é fidedigno à realidade.

Das dificuldades presentes nessa modelagem, tem-se: diferentes resistividades do solo ao longo do trecho; diferentes topologias de torres; circuitos paralelos de diferentes níveis de tensão que ora compartilham da mesma faixa de operação, ora não. Além disso, é muito comum que esses diferentes circuitos paralelos compartilhem o trecho com circuitos da rede de distribuição, parcialmente ou totalmente.

1.1 Justificativa

A influência das impedâncias mútuas de sequência zero na atuação da função de distância de terra é um tema amplamente reconhecido no setor elétrico brasileiro, com trabalhos extremamente relevantes, como [4]. No entanto, a recorrência de valores incorretos desses parâmetros em diversas bases de dados utilizadas no setor — como é o caso da base “BR2403A.ANA”, do ONS, que apresenta inconsistências nos dados de mútuas nas regiões das subestações de Bom Nome, Mauriti II e Milagres, [24] — evidencia a importância de manter o assunto em pauta e aprofundar seu estudo.

Além disso, no que se refere ao impacto que essas mútuas acarretam na corrente $3I_0$ de operação da função 67N – que pode fazer com que o relé seja sensibilizado reversamente na condição de uma falta que ocorreu diretamente – por exemplo – é um tema não tão disseminado quanto o anterior.

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Analisar o efeito que as impedâncias mútuas de sequência zero têm nas funções de sobrecorrente direcional residual e de distância de terra; apresentar como é feita a modelagem dessas grandezas por parte dos agentes do setor; simular uma ocorrência real e mostrar como um relé de proteção digital e amplamente utilizado atualmente trabalha as funções 67N e 21N.

Além disso, serão simuladas as linhas paralelas com suas fontes de erros apresentadas acima e traçado um comparativo de valores em termos de Z_{0m} a fim de tornar visível o real impacto que essas fontes de erro provocam. Importante ressaltar que todo o trabalho terá como referência bibliográfica os principais livros e artigos utilizados pelos especialistas em estudo de graduação de proteção.

1.2.2 Específicos

- Apresentar o conceito de impedâncias mútuas em linhas de transmissão;
- Descrever e detalhar como operam as funções 67N e 21N, levando em consideração a abordagem teórica (polarização da função de sobrecorrente direcional; conceito de impedância aparente; como faltas à terra aparecem para essas funções, dentre outras);
- Explanar a aplicação prática dessas funções, utilizando como referência o relé RED670 da Hitachi;
- Explanar acerca de como é feito um estudo de graduação das proteções e a relevância da correta modelagem das impedâncias mútuas de sequência zero;
- Apresentar, através de simulações didáticas no software ANAFAS (Cepel), o impacto que a impedância mútua de sequência zero têm sob as funções de distância de neutro e sobrecorrente direcional residual;
- Simular, utilizando o software ATPDraw e a ferramenta *Line Constants*, duas linhas de transmissão paralelas com acoplamento mútuo, traçando um comparativo de valores de Z_{0m} para as fontes de erro acima expostas;

1.3 Organização do Trabalho

No capítulo 2 é apresentado todo o aparato teórico necessário para entender como se dá o aparecimento das impedâncias mútuas de sequência zero, bem como a abordagem teórica das funções de proteção de sobrecorrente direcional residual e distância de terra: polarização; como cada função “enxerga” um defeito fase-terra e

possíveis erros de atuação, além da explanação prática dessas funções com o relé RED670 da HITACHI.

No capítulo 3 são analisados os funcionamentos das proteções 67N e 21N da LT 230 kV Jardim – FAFEN frente à corrente $3I_0$ que flui na linha devido às mútuas de sequência zero com as LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e II, cujos parâmetros próprios e mútuos foram modelados no *ATPDraw* através da ferramenta *Line Constants*.

No Capítulo 4, após compreender o impacto que a ausência ou a modelagem inadequada dessa grandeza pode causar nas funções de proteção, é realizada uma comparação dos valores de Z_{0m} provenientes de diferentes fontes de erro em sua modelagem. Para isso, o software *ATPDraw* também foi utilizado.

No capítulo 5 é feita a conclusão de toda a pesquisa e trabalho desenvolvido, bem como a proposta de continuidade.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Indutâncias Mútuas em Linhas de Transmissão

De acordo com a Lei de Faraday-Lenz, a tensão induzida em um circuito é proporcional à taxa de variação de fluxo magnético no tempo, de acordo com a equação a seguir:

$$V_{ind} = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

Em que:

N é o número de espiras do circuito;

ϕ é o fluxo magnético passante;

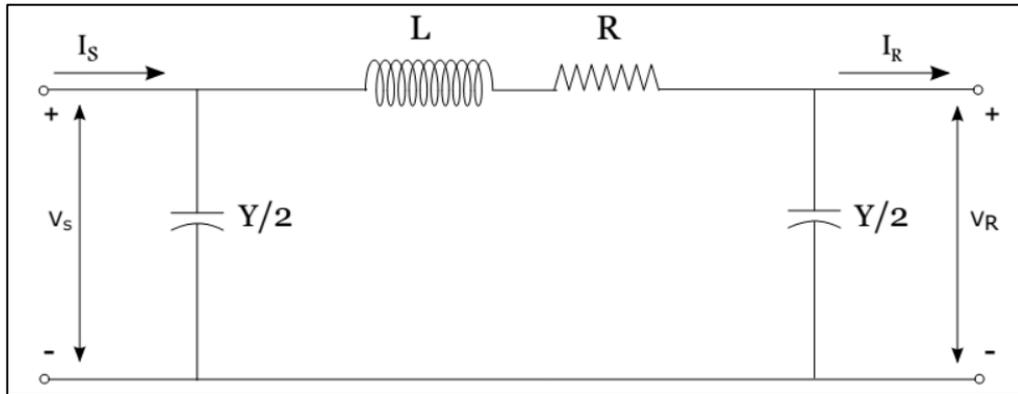
t é o tempo.

O movimento de cargas ao longo do tempo, em linhas de transmissão, gera um campo elétrico, que por sua vez, ao variar, gera um campo magnético (Lei de Maxwell). O fluxo magnético é o produto escalar do campo pela área. Em outras palavras, tensões induzidas devido à variação de fluxo magnético são inerentes às linhas de transmissão.

As LT, tradicionalmente, são projetadas e concebidas de acordo com o modelo *pi-nominal* ou *pi-equivalente* (variando de acordo com sua extensão), conforme mostrado na Figura 1, de modo que o ramo série é de característica majoritariamente indutiva (por simplificação, $N = 1$).

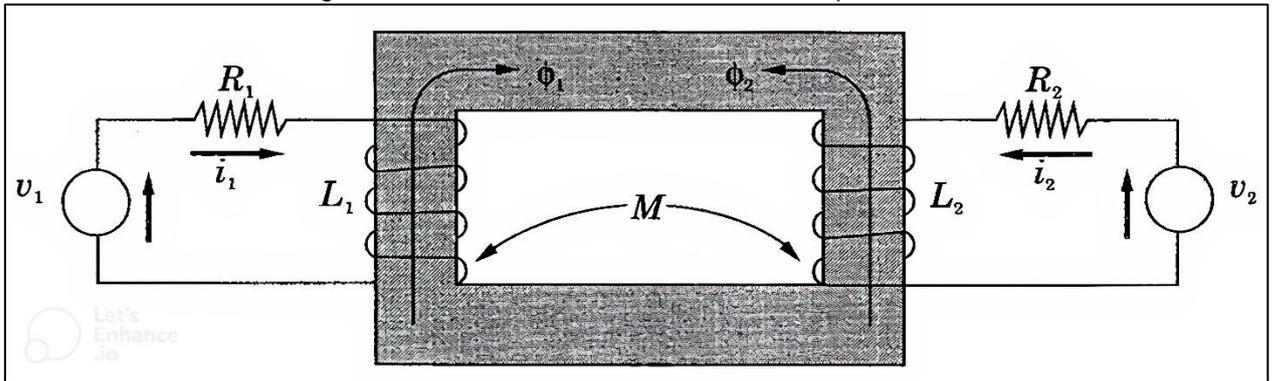
A depender da extensão, condições ambientais, níveis de tensão das LT, e – sobretudo – patamares de carga, a parcela capacitiva pode se tornar desprezível frente à parcela indutiva. Sendo assim, ao longo de uma mesma faixa de operação, linhas próximas tendem a ter um comportamento análogo à Figura 2.

Figura 1: Modelo pi-equivalente para linhas de transmissão.



Fonte: Adaptado de [2].

Figura 2: Circuitos indutivos mutuamente acoplados.



Fonte: Retirado de [3].

Sabendo que os fluxos magnéticos ϕ_1 e ϕ_2 estão em sentidos opostos, temos que M (indutância mútua entre as malhas 1 e 2) se opõe a L . Então, ao avaliarmos o circuito de corrente i_1 , temos o seguinte:

$$R_1 I_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} - M \frac{di_2}{dt} = v_1 \quad (2.2)$$

Isolando i_2 :

$$I_2 = \int \frac{1}{M} \left(R_1 I_1 + L_1 \frac{di_1}{dt} - v_1 \right) dt + C \quad (2.3)$$

Em que:

$$M = k\sqrt{L_1L_2} \text{ e } k = \frac{\Phi_{12}}{\Phi_1} = \frac{\Phi_{21}}{\Phi_2} \quad (2.4)$$

Em que:

k é o coeficiente de acoplamento mútuo e a razão entre o fluxo magnético passante no circuito 1 devido ao circuito 2, e o fluxo próprio do circuito 1;

M é a indutância mútua entre as bobinas, que depende do coeficiente de acoplamento e das indutâncias próprias de cada circuito.

Ou seja, em linhas de transmissão mutuamente acopladas, as correntes que circulam em cada uma delas, dependem não só das características elétricas da própria linha, mas também da parcela de corrente passante na LT adjacente.

2.1.1 Impedância Mútua de Sequência Zero

Como o Sistema Elétrico de Potência (SEP) não é perfeitamente equilibrado, as impedâncias mútuas se apresentam ao sistema como componentes de sequência positiva, negativa e zero (Z_{1M}, Z_{2M}, Z_{0M}), de modo que:

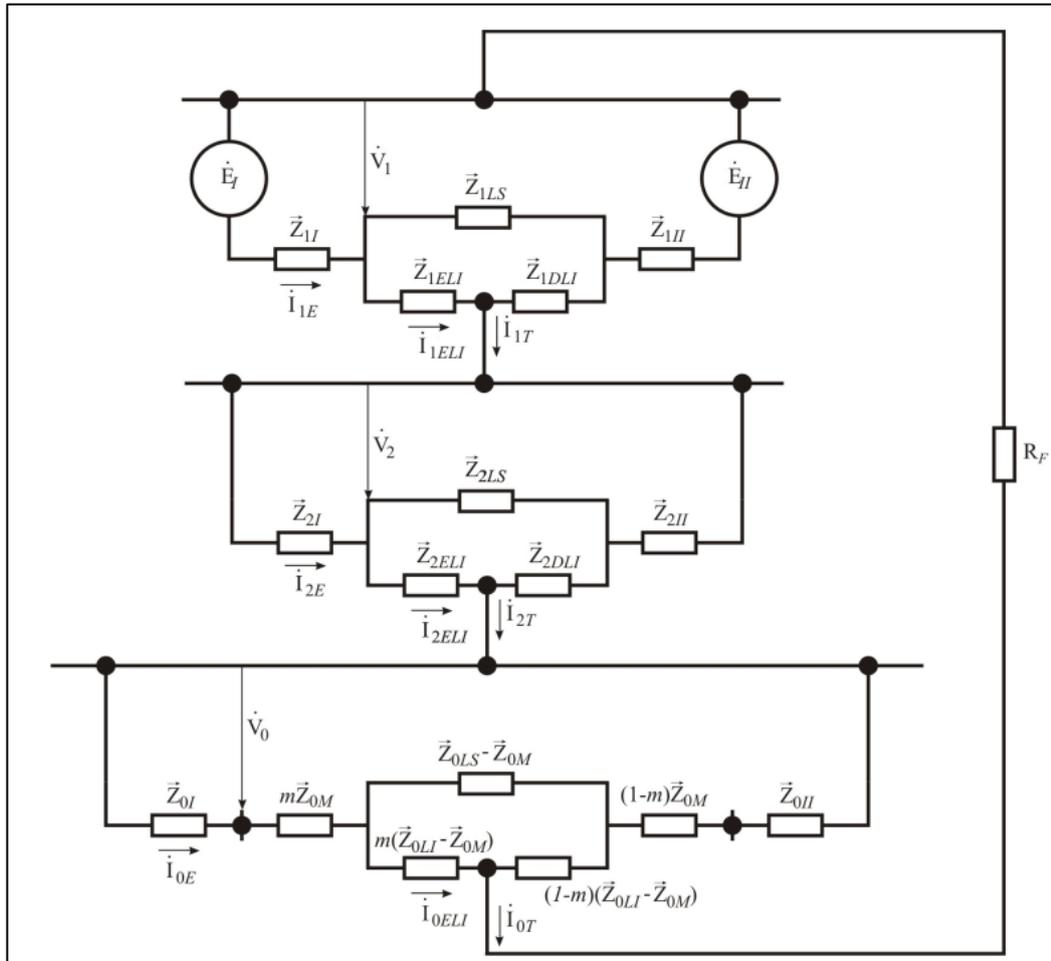
$$Z_M = j\omega M \quad (2.5)$$

Um recurso amplamente utilizado para mitigar tal efeito, é a transposição das fases das linhas de transmissão. No entanto, esse recurso consegue reduzir significativamente as mútuas de sequência positiva e negativa, mas não as de sequência zero, que, segundo [11], podem representar de 50 a 70% do valor da impedância própria de sequência zero da linha (Z_{0L}).

Estendendo o raciocínio elaborado no Item 2.1, no caso de uma falta fase-terra ocorrendo em um trecho de linha de circuito duplo, a análise em componentes de sequência desconsidera os acoplamentos mútuos de sequência positiva e negativa. No entanto, as impedâncias mútuas de sequência zero não podem ser desprezadas, como ilustrado na Figura 3. De modo que a corrente de sequência zero que circula na

LT que ocorreu a falta, depende da corrente de seqüência zero que circula na linha paralela, de acordo com [4].

Figura 3: Diagrama de seqüências para falta fase-terra em uma linha de transmissão de circuito duplo e a influência da impedância mútua.



Fonte: Retirado de [4].

2.2 Proteção de Sobrecorrente Direcional

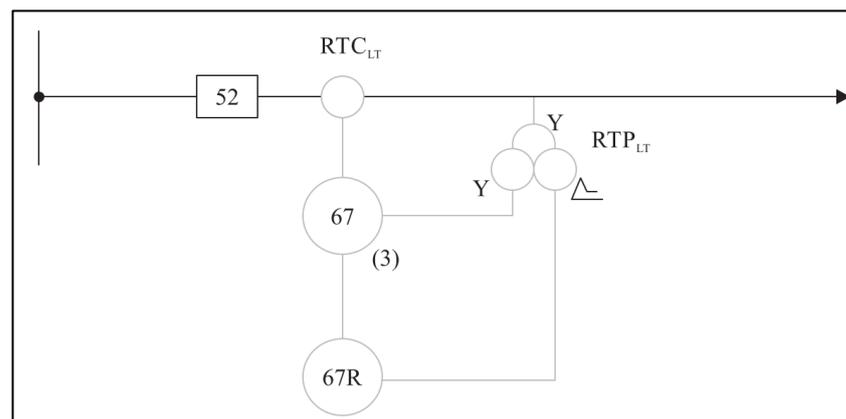
Segundo [5], o princípio básico de uma função de proteção para linhas de transmissão é identificar a localização do curto-circuito, a fim de determinar se o defeito ocorreu dentro ou fora da zona protegida pelo equipamento.

A proteção de sobrecorrente não direcional é o modelo mais simples e econômico, contudo, necessita de reajustes frequentes, à medida que o nível de curto-

circuito nas LT e barramentos adjacentes aumentam. Além disso, com o passar dos anos e com o crescimento das gerações não convencionais (sobretudo, solar e eólica), o sistema torna-se cada vez mais não-radial, dificultando a coordenação entre as proteções não direcionais, como pontuado no Item 1.

A alternativa direta para superar essa limitação é a utilização da função de sobrecorrente direcional. Essa função combina a medição de tensão proveniente do transformador de potencial (TP) da linha ou da barra com a corrente medida pelo transformador de corrente (TC), permitindo determinar o ângulo de operação da proteção. Com isso, é possível identificar se a falta ocorreu a jusante ou a montante do relé de proteção, conforme ilustrado na Figura 4.

Figura 4: Recebimento de medição de corrente e tensão por parte do relé de proteção das funções 67 e 67N (67R).



Fonte: Retirado de [5].

- **Princípio de Operação**

A função direcional necessita de um elemento polarizador para determinar qual o sentido da corrente de curto-circuito, a partir dos sinais de corrente e tensão recebidos pelo relé de proteção, na ocorrência de uma falta. A operação da função se dá a partir da formação de um ângulo de torque máximo (MTA) que discrimina para que direção a função atua ou não atua, num gráfico $V \times I$.

O elemento polarizador pode ser a tensão de uma das fases, por exemplo, porém, caso o curto-circuito seja imediatamente após o TC (*close-in*), a tensão de fase tenderá a zero, insensibilizando a proteção.

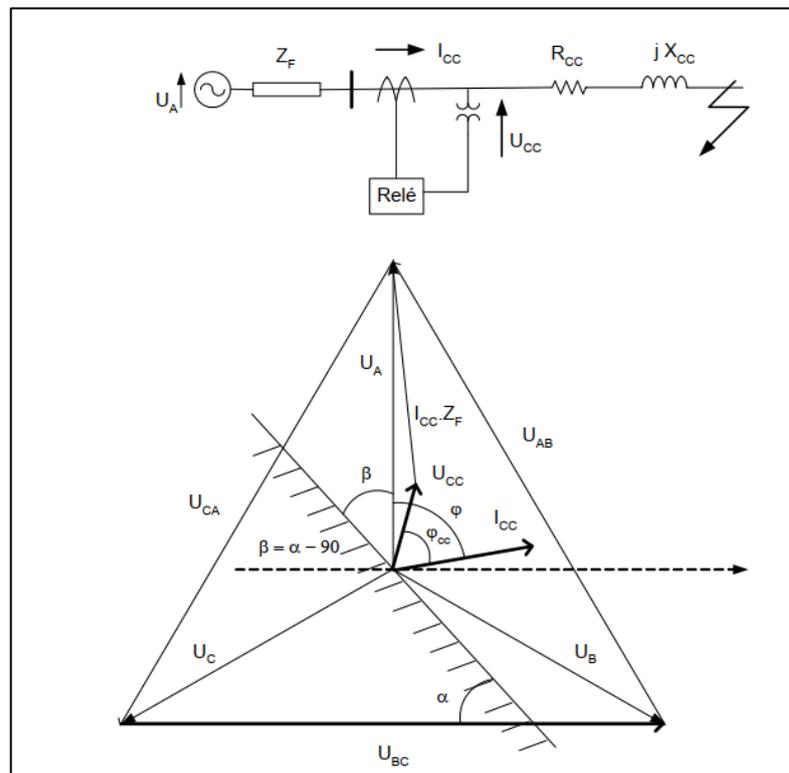
Então, no geral, a função direcional costuma ser utilizada com o que se conhece por “referência cruzada”, como segue na Tabela 1 e Figura 5. Com isso, no caso de um curto-circuito *close-in* na fase A, por exemplo, a tensão U_A tende a zero, porém, o relé ainda tem como referência a tensão U_{BC} , como pode ser observado na Figura 6.

Tabela 1: Monitoramento da direcionalidade das correntes de falta de acordo com as tensões de fase.

FALTA	TENSÃO DE REFERÊNCIA	CORRENTE
Fase A	$U_B - U_C = U_{BC}$	I_A
Fase B	$U_C - U_A = U_{CA}$	I_B
Fase C	$U_A - U_B = U_{AB}$	I_C
Loop AB	$U_{BC} - U_{CA}$	$I_A - I_B$
Loop BC	$U_{CA} - U_{AB}$	$I_B - I_C$
Loop CA	$U_{AB} - U_{BC}$	$I_C - I_A$

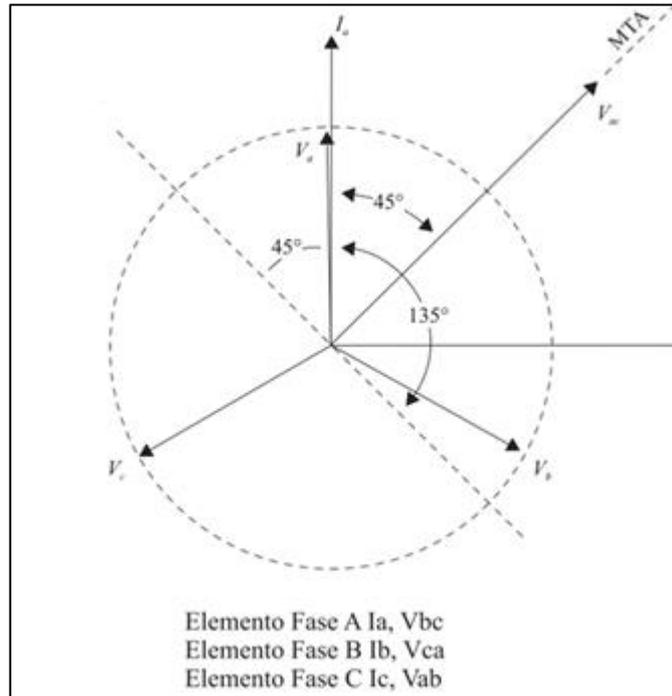
Fonte: O autor.

Figura 5: Polarização com referência cruzada de tensão.



Fonte: Retirado de [6].

Figura 6: Relé alimentado por corrente da fase A e tensões B-C, $MTA=45^\circ$. Conexão em quadratura.



Fonte: Retirado de [5].

Cabe observar que a ocorrência de um curto-circuito trifásico *close-in* ao TC, acarreta em tensões nulas em cada uma das fases, o que insensibilizaria a proteção. Para contornar tal condição, muitos fabricantes dispõem do artifício de “tensão de memória”, que corresponde à tensão imediatamente antes da falta, armazenada num *buffer* de memória do relé digital, fazendo com que a função de sobrecorrente direcional não perca o referencial de tensão para curtos-circuitos imediatamente após o TC.

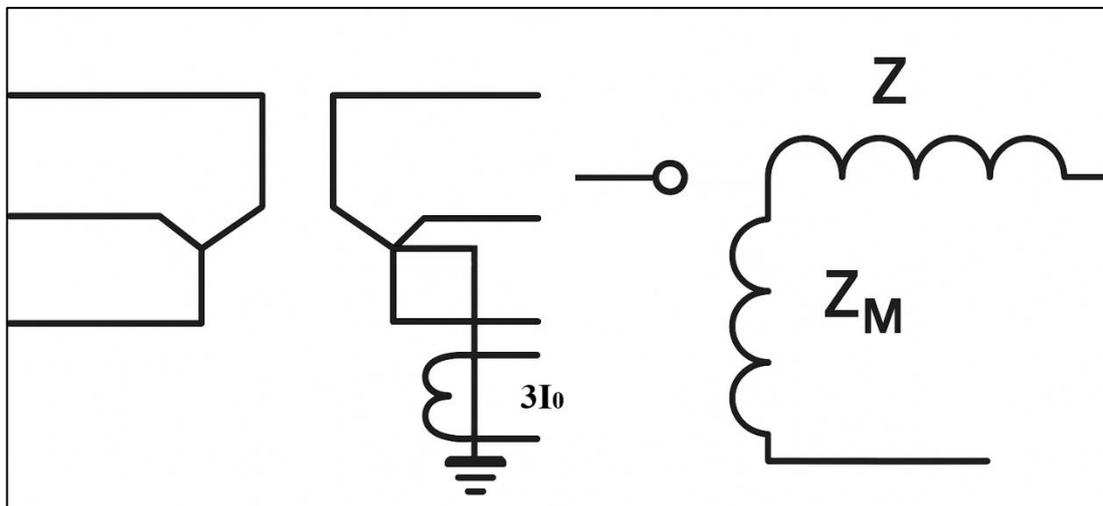
2.2.1 Proteção de Sobrecorrente Direcional Residual (67N)

As proteções direcionais de fase, segundo [7], não são utilizadas em linhas de transmissão, uma vez que as proteções de distância têm a mesma finalidade, além de poder causar limitações aos carregamentos das linhas (quando no ajuste do seu pick-up). Ou seja, a função de sobrecorrente direcional é utilizada apenas para proteção residual.

A polarização do 67N pode ser feita através da tensão de sequência zero ($3V_0$), corrente de sequência zero ($3I_0$), ou ambas as grandezas que surgem na condição de faltas envolvendo a terra (polarização dupla). No caso do $3I_0$, a grandeza pode ser calculada internamente no relé, através da soma das correntes de fase, por exemplo, ou medida.

Caso a opção escolhida seja a medida, é de costume utilizar a corrente residual medida pelo TC de neutro do transformador da Subestação, como pode ser visto na Figura 7.

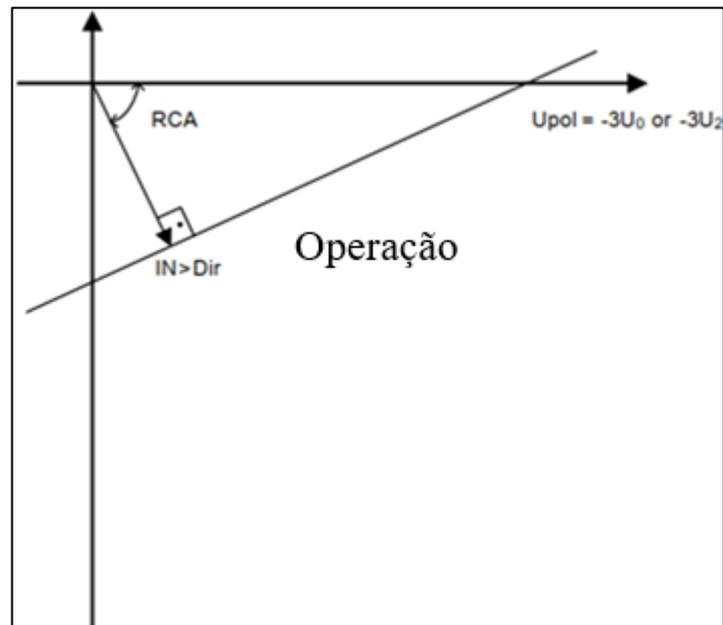
Figura 7: Obtenção do $3I_0$ para polarização do 67N a partir da corrente de neutro do transformador.



Fonte: O autor.

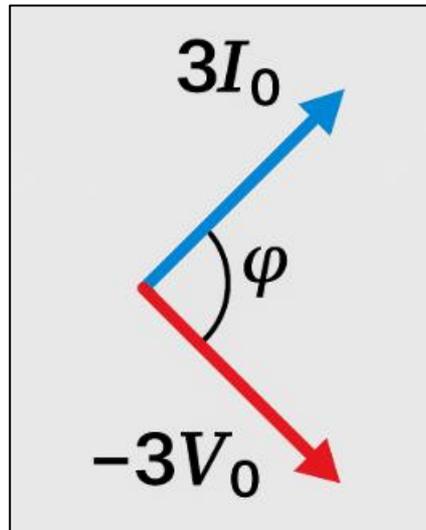
No caso da polarização por tensão residual, ou da polarização dupla (tensão e corrente), é comum que os fabricantes adotem $-3V_0$ como tensão de referência vide Figura 8. Essa escolha busca alinhar corretamente a defasagem entre tensão e corrente durante faltas à terra, de maneira a tornar melhor o entendimento e visualização da direcionalidade do defeito, conforme ilustrado na Figura 9.

Figura 8: Polarização por $-3V_0$ – Relé de Proteção HITACHI RED670.



Fonte: Adaptado de [10].

Figura 9: ângulo de ajuste da função 67N determinado pela polarização dupla ($-3V_0 \times 3I_0$).



Fonte: O autor.

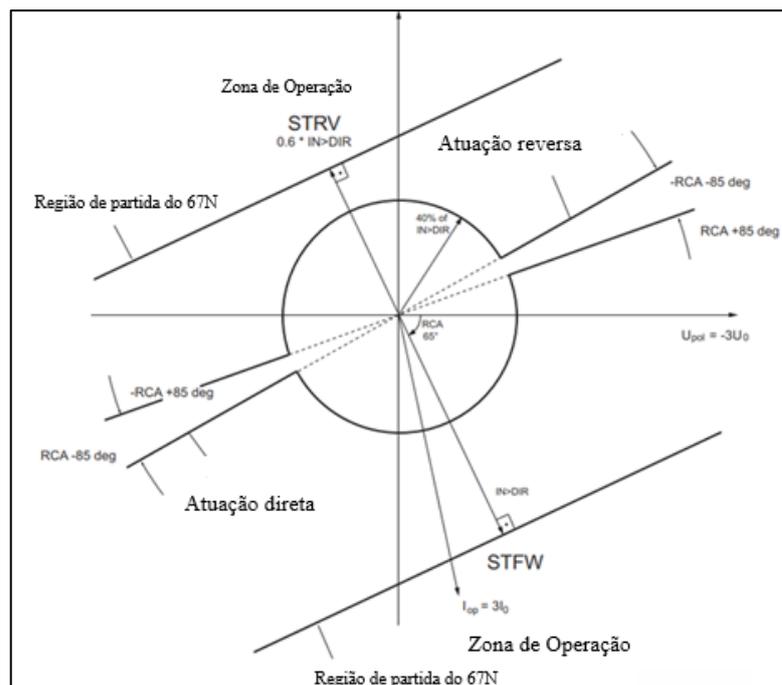
- **Aplicação prática com o relé de proteção HITACHI RED670**

Como exemplo de aplicação, o relé de proteção RED670 da HITACHI utiliza o bloco EF4PTOC para implementar a função 67N. Esse bloco permite configurar diversos parâmetros essenciais para o correto funcionamento da proteção.

Entre os principais ajustes disponíveis, destacam-se:

- Tipo de polarização: pode-se escolher entre $3I_0$, $3V_0$ ou ambos, dependendo da necessidade da aplicação;
- Corrente de atuação (pick-up): ajustável conforme o estágio da função, que pode ser:
 - Estágio 1 – Operação não direcional.
 - Estágio 2 – Operação direcional no sentido direto.
 - Estágio 3 – Operação direcional no sentido reverso.
 - Estágio 4 – Operação integrada à lógica de teleproteção.
- Valor de referência para comparação com $3I_0$: definido pelo parâmetro $IN>Dir$, que estabelece o limiar mínimo de corrente para a atuação da proteção direcional;
- Ângulo da característica direcional (*AngleRCA*): Define a faixa de operação direcional do relé, ajustando a seletividade da proteção. A curva de operação pode ser visualizada na Figura 10.

Figura 10: Característica de operação da função 67N no relé de proteção HITACHI RED670.



Fonte: Adaptado de [9].

A função direcional do relé baseia-se na comparação angular entre a corrente de operação (I_{op}) e a tensão de polarização ($3V_0$). O relé identificará a falta como estando à frente do ponto de instalação (STFW = 1) quando:

$$I_{op} * \cos(\varnothing - \alpha) > IN > Dir \quad (2.6)$$

Já para identificar uma falta reversa (STRV = 1), a condição será:

$$I_{op} * \cos(\varnothing - \alpha) > 0,6 * IN > Dir \quad (2.7)$$

Sendo:

I_{op} , a corrente de operação ($3I_0$) proveniente da falta;

\varnothing , o ângulo entre I_{op} e a tensão de polarização (que pode ser o $3V_0$);

α , o ângulo de característica direcional (Ângulo do RCA);

$IN > Dir$, corrente mínima para atuação da proteção direcional, definida como uma porcentagem da corrente base. A corrente base pode ser configurada como o valor máximo primário do TC ou a corrente nominal da linha.

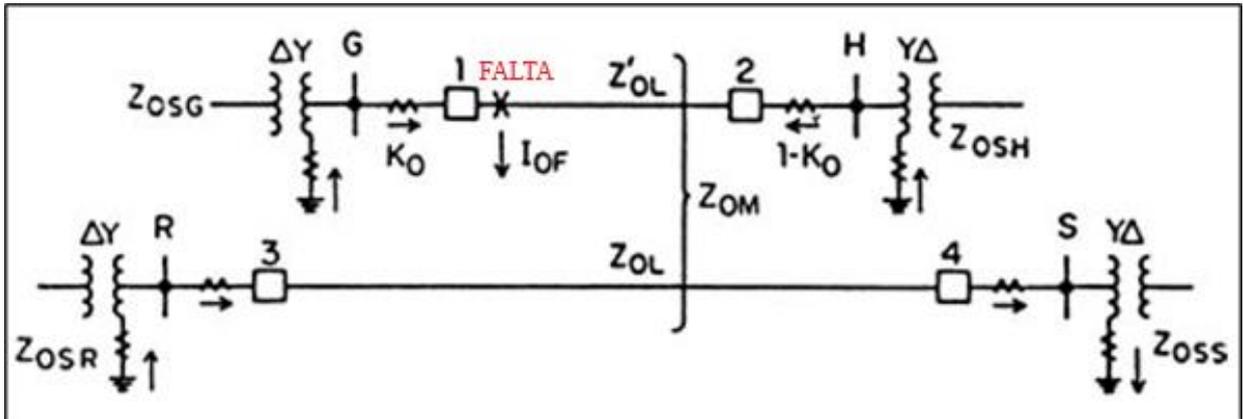
Essa abordagem garante uma detecção precisa da direção da falta, permitindo uma atuação seletiva e confiável da proteção.

- **Relação com as Indutâncias Mútuas de Sequência Zero**

Como visto no Item 2.1, em linhas de transmissão que compartilham de uma mesma faixa de operação e possuem indutâncias mútuas envolvidas, a corrente de sequência zero que circula em uma linha depende, não só dos parâmetros elétricos próprios da linha, como da corrente de sequência zero que circula na LT adjacente.

No diagrama presente na Figura 11, [8], as linhas de transmissão GH e RS estão mutuamente acopladas e houve um defeito fase-terra *close-in* ao disjuntor da barra G. Assim, a corrente $3I_0$ que circula na linha GH induz uma tensão de sequência zero em RS, o que leva ao aparecimento de uma corrente induzida, I_{0M} .

Figura 11: Aparecimento de corrente de seqüência zero devido à falta fase-terra em linha mutuamente acoplada.



Fonte: Retirado de [8].

De modo que:

$$I_{0M} = \frac{-K_0 I_0 (n Z_{0M}) + (1 - K_0) I_0 (1 - n) Z_{0M}}{Z_{0SR} + Z_{0L} + Z_{0SS}} \quad (2.8)$$

$$I_{0M} = \frac{[1 - (n + K_0)] I_0 Z_{0M}}{Z_{0SR} + Z_{0L} + Z_{0SS}} \quad (2.9)$$

Ou seja,

$$I_{0M} = \frac{\Delta V_{SR}}{Z_{0SR} + Z_{0L} + Z_{0SS}} \quad (2.10)$$

Em que:

n é a localização, em termos de impedância de seqüência zero da linha, Z_{0L} , em que ocorreu o defeito;

K_0 é o coeficiente de acoplamento mútuo, que mede o grau em que as linhas estão mutuamente acopladas;

Z_{0SR} é a impedância de seqüência zero do sistema à barra R;

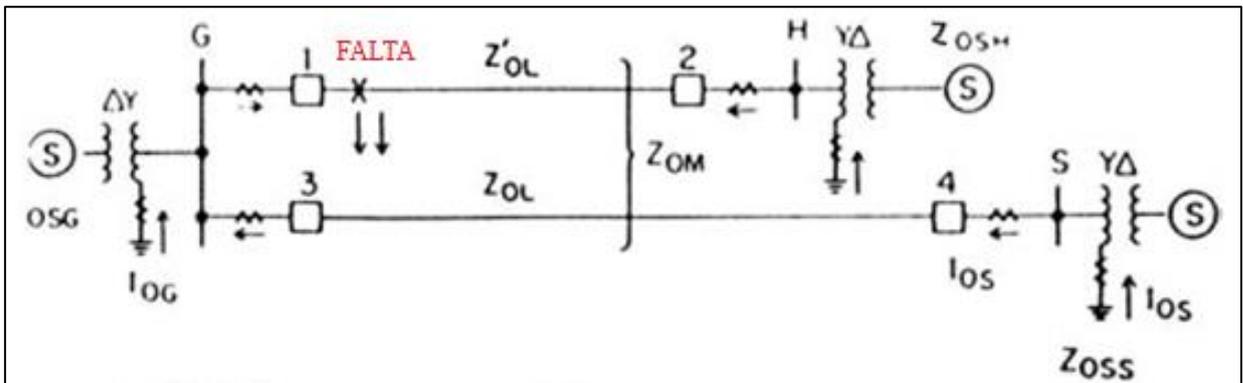
Z_{0SS} é a impedância de seqüência zero do sistema à barra S;

ΔV_{SR} é a tensão induzida à linha SR devido às mútuas de seqüência zero.

À medida que o curto-circuito se “desloca” ao longo da linha GH, a corrente residual induzida, I_{0M} , pode mudar de sentido. A depender do pick-up da função 67N atrelada aos terminais R e S (disjuntores 3 e 4, respectivamente), pode haver uma atuação indevida, com os relés podendo “enxergar” à jusante ou à montante uma falta que não houve na linha ao qual os pertencem.

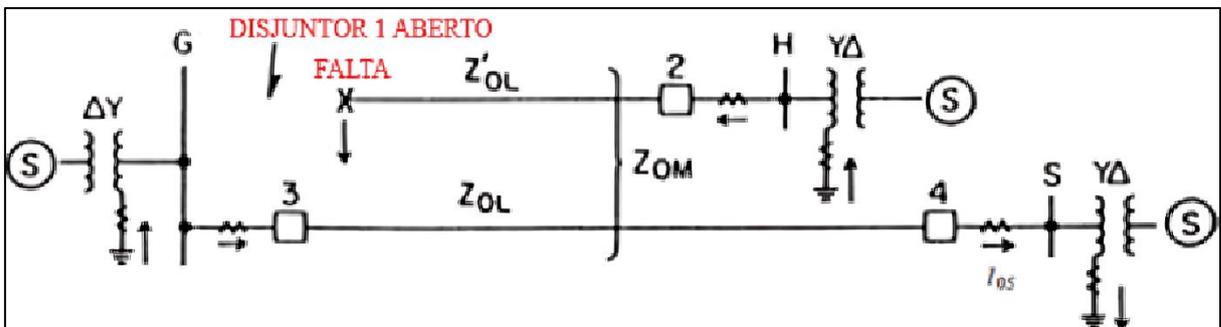
Em linhas que partem de um mesmo barramento da subestação e que a conexão do lado de alta tensão dos transformadores das extremidades é estrela-aterrado (Y_n), como é o caso da maior parte da rede básica, pode ocorrer a situação ilustrada na Figura 12 e na Figura 13.

Figura 12: Comportamento da corrente I_{0S} na condição de disjuntor fechado.



Fonte: Retirado de [8].

Figura 13: Comportamento da corrente I_{0S} na condição de disjuntor aberto.



Fonte: Adaptado de [8].

Para um defeito fase-terra *close-in* no disjuntor 1, na condição fechada, Figura 12, a corrente de sequência zero que circula na linha GS, I_{0S} , sobe pelo neutro do

transformador de S e alimenta o curto-circuito. Essa corrente, além de depender de parâmetros próprios da linha, também tem uma parcela induzida devido às mútuas.

No entanto, na condição de disjuntor aberto (Figura 13), a corrente I_{0S} é puramente induzida devido a Z_{0M} , uma vez que não há referência da queda de tensão da barra G à falta. Sendo assim, ocorre uma mudança de sentido da corrente, que agora passa a descer pelo neutro do transformador conectado à barra S.

2.3 Proteção de Distância (21)

A proteção de distância surge como alternativa às deficiências existentes na proteção de sobrecorrente, no que se refere à sensibilidade e ajuste de seu pick-up frente a situações específicas, sobretudo a função de fase. A filosofia de ajuste da proteção de sobrecorrente de fase é a seguinte: o pick-up da função deve estar acima da corrente de carga da linha e ser sensível ao curto bifásico mínimo no final da mesma.

Acontece que nem sempre ambas as condições conseguem ser satisfeitas, necessitando de uma proteção que possa fazer essa discriminação, não atuando para carga, mas sendo sensível ao curto-circuito mínimo: tanto sob a ótica da proteção de fase quanto de neutro, o que deu protagonismo à função de distância.

2.3.1 Proteção de Distância de Terra (21N)

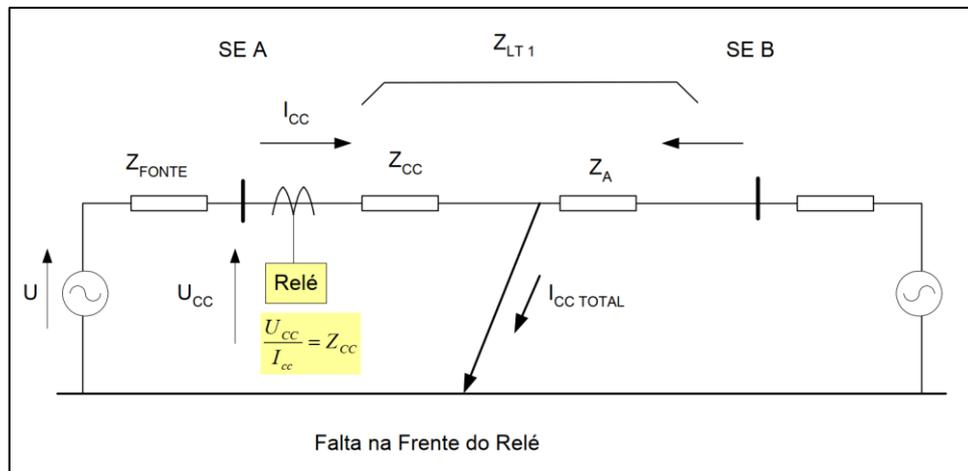
- **Princípio de Operação**

A proteção de distância de terra (21N) opera com base na medição da impedância da linha durante faltas que envolvam a terra. Para isso, o relé utiliza os sinais de corrente (do TC) e tensão (do TP), assim como a função direcional de terra (67N).

Em condições normais de operação (desconsiderando desequilíbrios naturais), a impedância medida pelo relé corresponde à impedância de sequência positiva (Z_1). No entanto, durante um curto-circuito, a relação entre o afundamento de tensão e a corrente de falta resulta na chamada “impedância aparente” (Z_{ap}), que é o parâmetro

crítico para a atuação da proteção. Na Figura 14, é possível observar como a impedância de curto-circuito se apresenta para o relé.

Figura 14: Impedância aparente medida pelo relé na condição de falta no meio da linha AB.



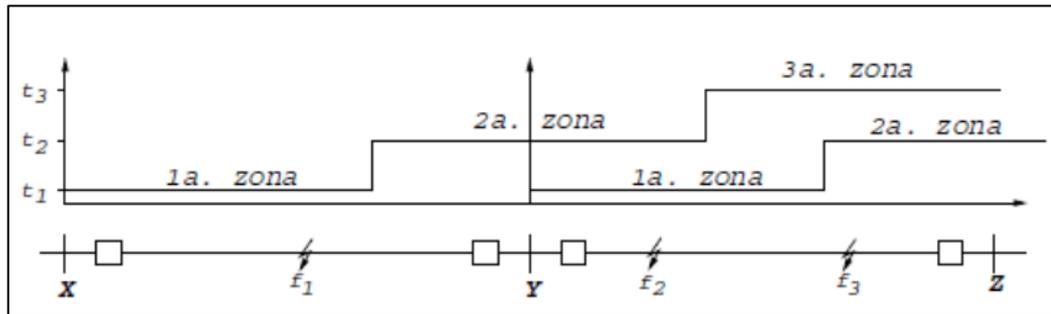
Fonte: Retirado de [6].

A função 21N divide a linha de transmissão (LT) em **zonas de proteção**, conforme ilustrado na Figura 15, em que:

- a) Zona 1:
 - Atuação **instantânea** para faltas internas à LT;
 - O ajuste é limitado a uma porcentagem da linha devido a possíveis erros de medição (imprecisão de TCs, variações na impedância da linha, etc.).
- b) Zona 2:
 - Cobre 100% da LT + uma margem de segurança;
 - Atuação **temporizada** (geralmente 400 ms) a fim de evitar descoordenação com as proteções do barramento remoto.
- c) Zona Reversa:
 - Possui atuação e alcance no sentido contrário ao da LT protegida;
 - Identifica faltas externas e é utilizada nos esquemas e lógicas de teleproteção.

A divisão da proteção em zonas busca garantir a seletividade, coordenação e confiabilidade, assegurando que apenas o trecho defeituoso seja desligado, enquanto as demais zonas funcionam como backup.

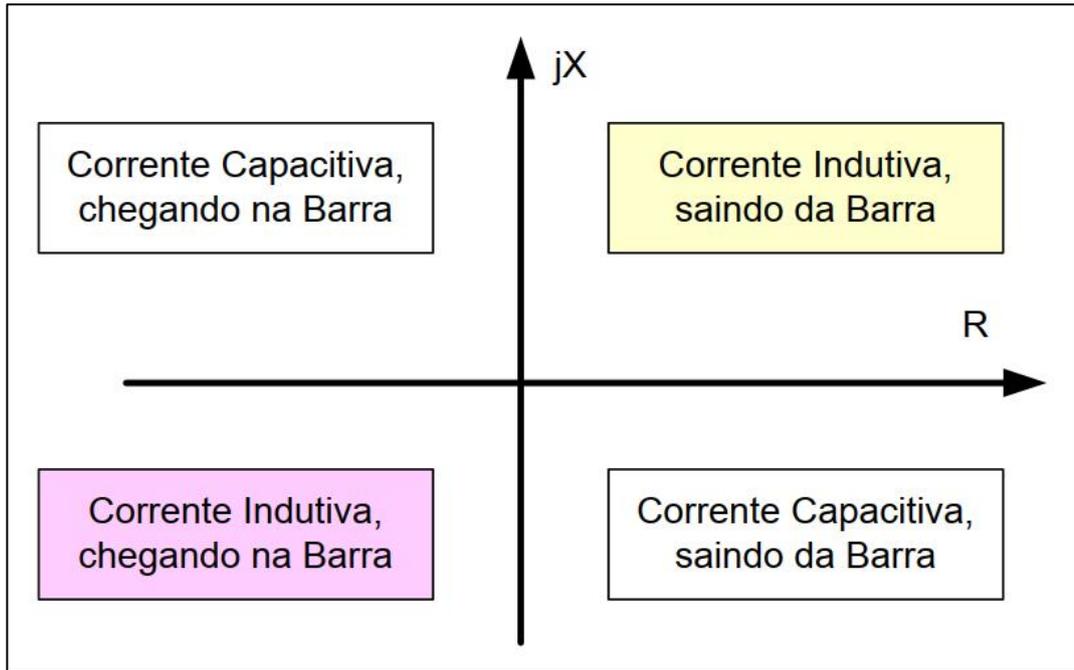
Figura 15: Zonas de proteção da Função de Distância.



Fonte: Retirado de [25].

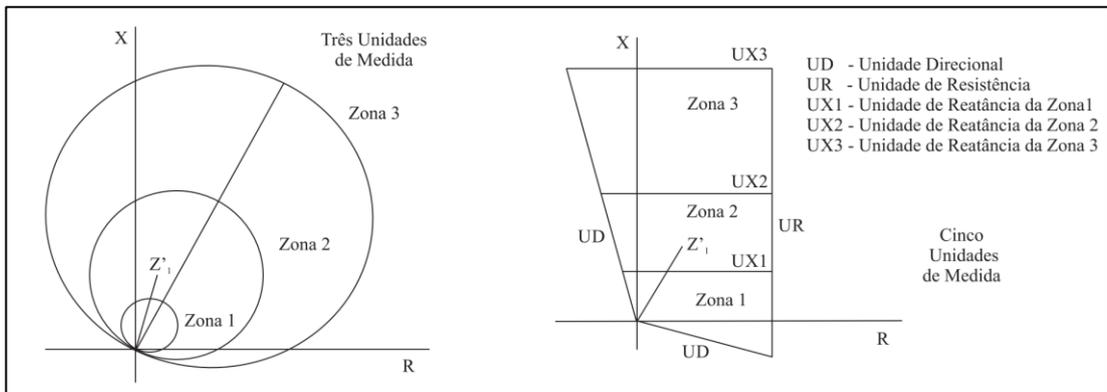
A função 21/21N constrói um diagrama R-X que têm a função de discriminar a direcionalidade do defeito, se a falta ocorrida foi com ou sem impedância, se houve invasão de carga, dentre outros pontos, conforme Figura 16. A característica construída no diagrama costuma ser de dois tipos principais: *mho* e quadrilateral, como pode ser observado na Figura 17.

Figura 16: Discriminação da direcionalidade da função a partir da medição de Z_{ap}



Fonte: Retirado de [6].

Figura 17: Características *mho* e quadrilateral, respectivamente, de acordo com a divisão por zona de proteção.

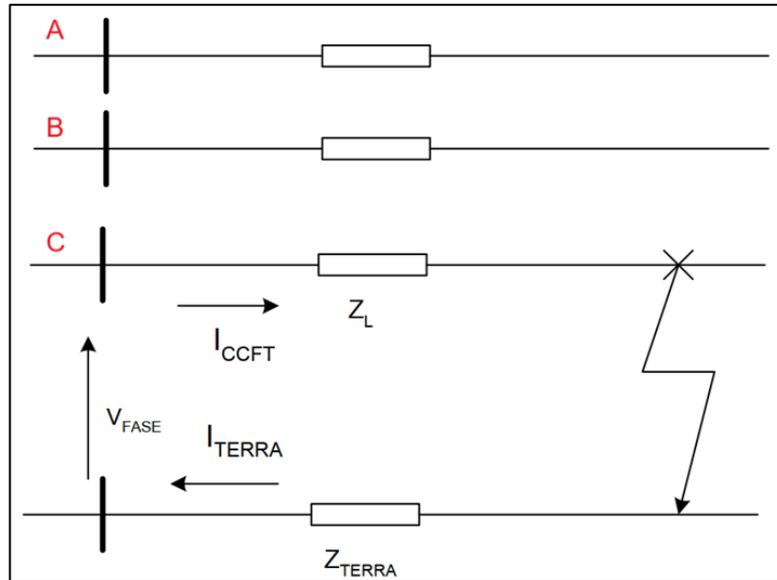


Fonte: Adaptado de [5].

Os relés de distância utilizam o conceito de “loop de medição” para caracterizar a distância entre a posição do relé e o defeito, baseado nas medições de corrente e tensão e comparando com valor de impedância pré-ajustado como referência. Os loops de medição variam de acordo com o tipo de falta que se apresenta para o relé, se entre fases ou fase-terra.

- **Loops fase-terra**

Figura 18: Impedância aparente medida a partir do loop fase C-terra.



Fonte: Adaptado de [6].

Para faltas à terra, são três loops de medição, um para cada fase. Na condição de curto-circuito fase-terra franco, como na Figura 18, a impedância aparente medida pelo relé pode ser obtida através da aplicação da Lei das Malhas no loop C-terra, [6]:

$$V_{FASE} = I_{CCFT} * Z_L + I_{TERRA} * Z_{TERRA} \quad (2.11)$$

$$Z_L = \frac{V_{FASE}}{I_{CCFT} + \left(\frac{Z_{TERRA}}{Z_L}\right) * I_{TERRA}} \quad (2.12)$$

Cabe ressaltar que, diferentemente dos loops entre fases, onde a relação entre tensão e corrente era direta (apenas a razão $(V_A - V_B)/(I_A - I_B)$, por exemplo), o loop fase-terra necessita de um fator compensador, devido ao aparecimento da corrente de sequência zero proveniente da falta à terra.

Esse fator compensador, k_0 , é a relação entre a impedância de terra e a da linha. Como, a contribuição de sequência zero se apresenta devido ao desequilíbrio da falta à terra, a impedância da linha se resume à sequência positiva. Logo:

$$k_0 = \frac{Z_{TERRA}}{Z_L} = \frac{\left(\frac{Z_0 - Z_1}{3}\right)}{Z_1} = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \quad (2.13)$$

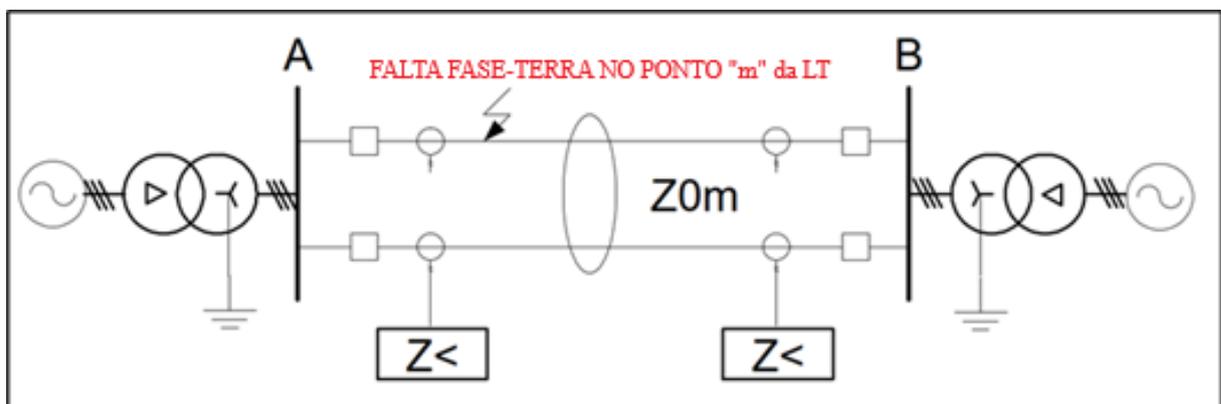
Sendo assim, do ponto de vista do relé de proteção, a impedância aparente que se apresenta para o equipamento é tal que:

$$Z_{ap} = \frac{V_{FASE}}{I_{FASE} + k_0 3I_0} \quad (2.14)$$

2.3.2 Relação com as Indutâncias Mútuas de Sequência Zero

Em linhas paralelas mutuamente acopladas, na condição de curto-circuito fase-terra, a medição da impedância aparente por parte do relé, além de contar com o fator compensador de sequência zero, também deve levar em consideração as parcelas de correntes residuais provenientes da indução de tensão desses acoplamentos, e seus respectivos fatores compensadores mútuos. Na Figura 19, uma falta fase-terra ocorre na linha paralela a qual estão instalados os relés de distância de terra, e é possível observar o efeito das mútuas (tendo em vista o que foi elucidado no Item 2.1).

Figura 19: Influência do Z_{0M} na medição de impedância aparente de uma linha de circuito duplo mutuamente acoplado.



Fonte: Adaptado de [9].

Nesse caso, o cálculo da tensão fase-neutro, para um curto-circuito fase-terra no ponto m da linha protegida, considerando a impedância mútua, é tal que:

$$V_{FASE} = mZ_1 * \left(I_{FASE} + k_0 3I_0 + \frac{Z_{0M}}{3Z_1} 3I_{0M} \right) \quad (2.15)$$

Em que o fator compensador do acoplamento mútuo de sequência zero é dado por:

$$k_{0M} = \frac{Z_{0M}}{3Z_1} \quad (2.16)$$

E o $3I_{0M}$ é a corrente de terra do circuito paralelo. Assim sendo, isolando mZ_1 , temos que:

$$mZ_1 = Z_{ap} = \frac{V_{FASE}}{I_{FASE} + k_0 3I_0 + k_{0M} 3I_{0M}} \quad (2.17)$$

Para que o relé meça corretamente a impedância mZ_1 no ponto do defeito (o que seria equivalente à impedância aparente, Z_{ap}), é necessário que ele seja alimentado pela tensão do loop de medição e uma corrente compensada, que leva em consideração a corrente da fase ao qual ocorreu a falta e a componente de sequência zero própria e mútua.

Em outras palavras, o relé da linha protegida deve ser alimentado com os parâmetros próprios da linha, além do parâmetro de corrente de terra da LT adjacente, o que torna esse tipo de parametrização inviável, por questões físicas.

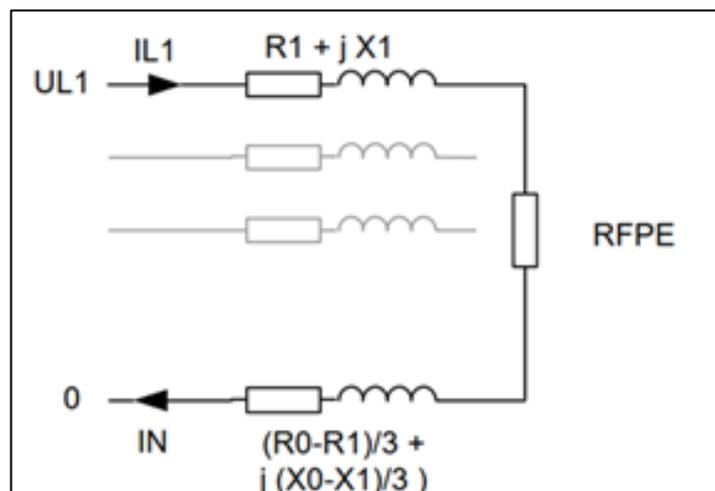
A consequência direta dessa dificuldade é a possibilidade de o relé subalcançar ou sobrealcançar um defeito devido à ausência do valor de corrente de terra que flui na linha paralela, proveniente de um defeito na linha protegida, $3I_{0M}$. Ou seja, na prática, o relé de proteção que executa a função 21N já possui um erro intrínseco em sua medição.

- **Aplicação prática com o relé de proteção HITACHI RED670**

Em linhas gerais, os agentes de transmissão do setor elétrico brasileiro costumam utilizar a característica quadrilateral para relé de distância. A título de exemplo, o relé RED670 da Hitachi utiliza os blocos “ZMQPDIS” e “ZMQAPDIS” para realizar a função 21N com essa característica.

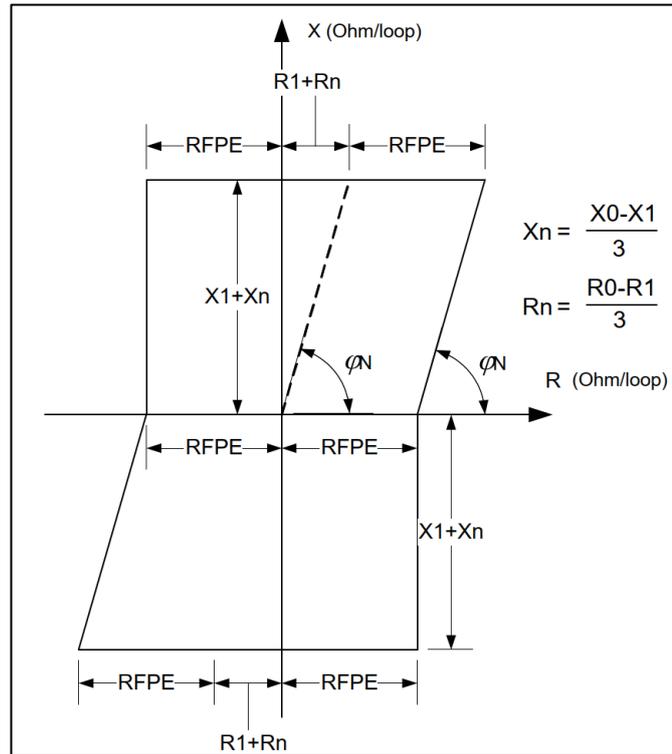
A construção da característica se dá seguindo os princípios da Figura 16 e de acordo com o loop de falta fase-terra, de modo que os parâmetros principais que o usuário deve inserir na parametrização do relé são: impedâncias de sequência positiva e zero, resistência de falta entre fases (para a função 21) e resistência de falta fase-terra (para a função 21N). O loop de medição e a característica fase-terra do RED670 podem ser vistos na Figura 20 e na Figura 21, respectivamente.

Figura 20: Loop de medição fase-terra do relé HITACHI RED670



Fonte: Adaptado de [9].

Figura 21: Característica quadrilateral do bloco “ZMQPDIS” – HITACHI RED670



Fonte: Adaptado de [9].

Assim sendo, a análise da possibilidade de subalcance e sobrealcance da função 21N, devido à presença do Z_{0m} , deve ser realizada previamente, avaliando em quais condições de contingência é possível se obter os menores valores de impedância aparente, de maneira que não haja atuação incorreta da proteção na ocasião dessa.

3 ANÁLISE DOS AJUSTES DAS PROTEÇÕES FRENTE ÀS MÚTUAS DE SEQUÊNCIA ZERO

No presente capítulo, são abordadas simulações computacionais, utilizando o software ANAFAS (Cepel), que demonstram o comportamento das proteções 67N e 21N na presença de mútuas de sequência zero, com base na teoria desenvolvida no capítulo anterior.

Na análise do comportamento da função 67N, será simulado um caso teórico do ajuste do pick-up com e sem a consideração da corrente $3I_0$ induzida pelo acoplamento mútuo com os ramais em 69 kV da distribuidora, a fim de demonstrar que ignorar tal parâmetro pode ter impacto significativo na confiabilidade e segurança do sistema.

A título de exemplo para graduação da proteção, será utilizada a antiga LT 230 kV Jardim – FAFEN (Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados – Petrobrás), de 12,5 km, que, em 2019 [12], foi seccionada na SE Nossa Senhora do Socorro. A linha em questão compartilhava toda sua faixa de operação com a LT 69 kV Jardim – Riachuelo (pertencente à distribuidora Energisa), [14].

Já na análise da função de distância, será simulado, utilizando o mesmo sistema acima, a ocasião em que a impedância aparente que se apresenta para o relé sofre influência do acoplamento mútuo de sequência zero, avaliando a possibilidade de atuação indevida.

- ***Considerações Necessárias para Realização das Simulações***

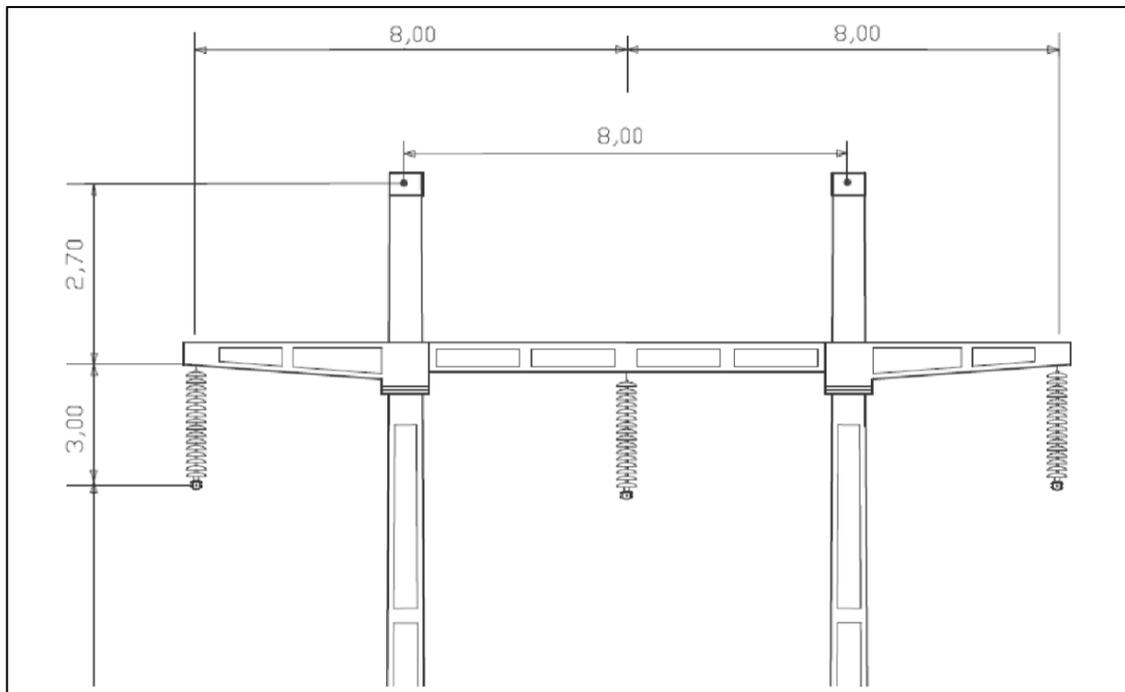
Para realizar ambas as análises acima introduzidas, utilizou-se a Base de Dados de Operação para Estudos de Curto-Circuito de 2018 do ONS, “BR1812A.ANA” [15], caso pré-seccionamento, com a adição das LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e II (20,7 km ambas, [14]), que, por se tratar de um ramal de distribuição, não está presente na base de dados. Os dados de carregamento da LT em 230 kV foram retirados da Base de Dados de Fluxo de Potência de 2018 do ONS, [16].

Além disso, para determinação dos parâmetros próprios desse ramal em 69 kV, utilizou-se a ferramenta *Line Constants* do *ATPDraw* para modelagem da linha, cuja estrutura de torre é composta por postes duplos com travessa horizontal, conforme Figura 25. O diagrama unifilar dos circuitos modelados no *ATPDraw* pode ser visto na Figura 22 e a entrada de dados para a realização das simulações, na Figura 23.

topologia de torre das LT em 69 kV é muito semelhante, mas sem os cabos para-raios, adotaram-se as mesmas distâncias entre os condutores de fase, bem como as mesmas flechas.

Em ambas, foi considerado um condutor por fase (cabo *Grosbeak* 636 MCM), e, na LT em 230 kV, cabo para-raios do tipo *Dotterel* (ACSR), [19]. Por fim, foi adotada uma distância de 45 m entre os dois circuitos em 69 kV, e entre estes e o circuito em 230 kV.

Figura 24: Estrutura de poste duplo com travessa horizontal.



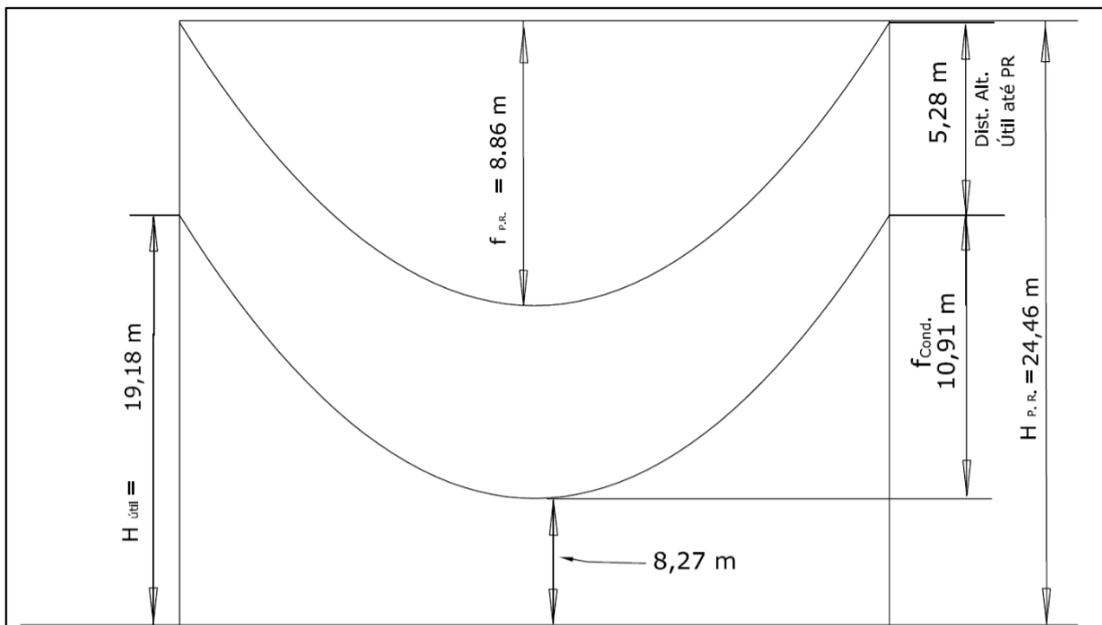
Fonte: Retirado de [17].

Figura 25: Estrutura de poste duplo com travessa horizontal presente nas LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e II.



Fonte: Retirado de [18].

Figura 26: Flechas da estrutura de poste duplo com travessa horizontal.



Fonte: Retirado de [18].

Foram obtidos, então, os parâmetros próprios de ambas as LT em 69 kV, impedâncias mútuas de sequência zero em ambos os circuitos, e entre essas e a LT 230 kV Jardim – FAFEN, conforme Tabela 3, Tabela 4, Tabela 5 e Tabela 6.

Tabela 2: Parâmetros próprios e carregamento da LT 230 kV Jardim – FAFEN, na base 100 MVA.

LT 230 kV Jardim - FAFEN										
Extensão (km)	Parâmetros próprios								Carregamento	
	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)	R ₁ (%)	X ₁ (%)	R ₀ (%)	X ₀ (%)	S (MVA)	I (A)
12,5	1,22	6,45	5,13	18,89	0,23	1,22	0,97	3,57	232,00	582,37

Fonte: Retirado de [15] e [16].

Tabela 3: Parâmetros próprios das LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e II modelados no *Line Constants* do *ATPDraw*, na base 100 MVA.

LT 69 kV Jardim - Riachuelo I e LT 69 kV Jardim - Riachuelo II									
Extensão (km)	Parâmetros próprios								
	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)	R ₁ (%)	X ₁ (%)	R ₀ (%)	X ₀ (%)	
20,7	1,79	12,50	5,43	33,68	3,75	26,25	11,40	70,74	

Fonte: O autor.

Tabela 4: Parâmetros mútuos entre as LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e II modelados no *Line Constants* do *ATPDraw*, na base 100 MVA.

LT 69 kV Jardim - Riachuelo I e LT 69 kV Jardim - Riachuelo II				
Extensão (km)	Mútuas de Sequência Zero			
	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)	R ₀ (%)	X ₀ (%)
20,7	3,64	21,18	7,65	44,48

Fonte: O autor.

Tabela 5: Parâmetros mútuos entre as LT 69 kV Jardim – Riachuelo I e LT 230 Jardim – FAFEN modelados no *Line Constants* do *ATPDraw*, na base 100 MVA.

LT 230 kV Jardim - FAFEN e LT 69 kV Jardim - Riachuelo I				
Extensão (km)	Mútuas de Sequência Zero			
	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)	R ₀ (%)	X ₀ (%)
12,5	1,74	6,18	1,09	3,89

Fonte: O autor.

Tabela 6: Parâmetros mútuos entre as LT 69 kV Jardim – Riachuelo II e LT 230 Jardim – FAFEN modelados no *Line Constants* do *ATPDraw*, na base 100 MVA.

LT 230 kV Jardim - FAFEN e LT 69 kV Jardim - Riachuelo II				
Extensão (km)	Mútuas de Sequência Zero			
	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)	R ₀ (%)	X ₀ (%)
12,5	1,64	5,96	1,03	3,76

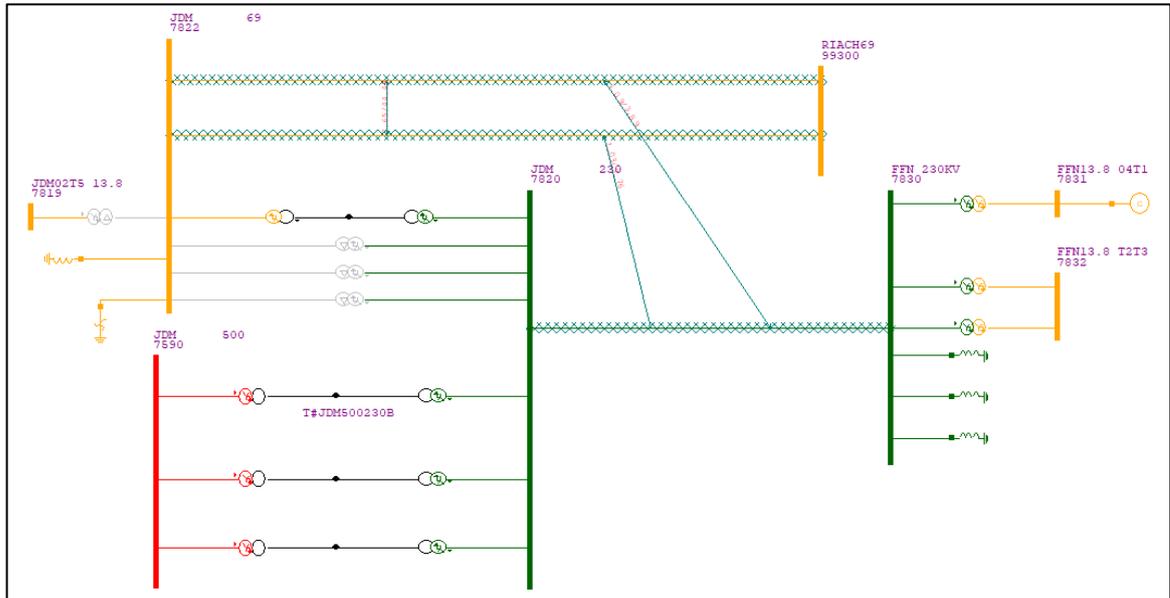
Fonte: O autor.

3.1 Ajuste da corrente de pick-up da Função 67N da LT 230 kV Jardim - FAFEN C1

De acordo com [5], a função de sobrecorrente direcional de neutro (unidade a tempo inverso), deve ter seu pick-up (ou *tap*) ajustado de forma a não atuar para corrente de desbalanço do equipamento protegido e ser sensível ao curto-circuito fase-terra mínimo ($3I_0$) ao final da linha adjacente mais longa, tendo maior sensibilidade possível.

Como a SE FAFEN não possuía outros ramais, apenas a linha em 230 kV que se conecta à SE Jardim, o curto-circuito mínimo a ser analisado se dá ao final da própria linha, que ocorre na situação de contingência do Transformador 500/230 kV 05T7 e seu valor é de 6724,5 A, conforme a Figura 27.

Figura 29: Representação das impedâncias mútuas de sequência zero entre as LT 69 kV e 230 kV no ANAFAS (Cepel).



Fonte: O autor.

3.2 Ajuste da Proteção de Distância de Neutro da LT 230 kV Jardim - FAFEN

A proteção de distância comumente é utilizada num esquema de três zonas, às quais as zonas 1 e 2 são de caráter direto e zona 3 (ou 4, a depender do relé de proteção), de caráter reverso e participante da lógica de bloqueio da teleproteção (POTT).

A zona 1 tem atuação instantânea para defeitos fase-terra internos à LT, sendo ajustado entre 80% e 90% da impedância de sequência positiva da linha (Z_1), não atuando para defeitos no barramento remoto, mesmo em condições de desligamento e aterramento de linhas paralelas.

A zona 2 é de caráter temporizado (usualmente 400 ms) e deve “enxergar” o barramento remoto, de modo a não alcançar além da zona 1 da LT adjacente mais curta, evitando a descoordenação entre suas proteções. Todavia, o presente trabalho se restringirá somente à análise da zona 1 frente às impedâncias mútuas supracitadas.

Utilizando como critério o ajuste de $Z_{Zona\ 1}$ como 90% de Z_1 da linha, cujos valores encontram-se na Tabela 2, tem-se o seguinte:

$$\begin{cases} Z_{1(Zona\ 1)} = 0,90 * Z_{1,LT} = 0,90 * (1,22 + j6,45) = (1,09 + j5,81) \Omega = 5,91 \angle 79,37^\circ \Omega \\ Z_{0(Zona\ 1)} = 0,90 * Z_{0,LT} = 0,90 * (5,13 + j18,89) = (4,62 + j17,00) \Omega = 17,62 \angle 74,80^\circ \Omega \end{cases} \quad (3.3)$$

Entretanto, a menor impedância aparente que se apresenta para o relé se dá na ocasião de curto ao final da linha, com a LT 69 kV Jardim – Riachuelo I aberta e aterrada e seu valor, conforme Figura 30, é:

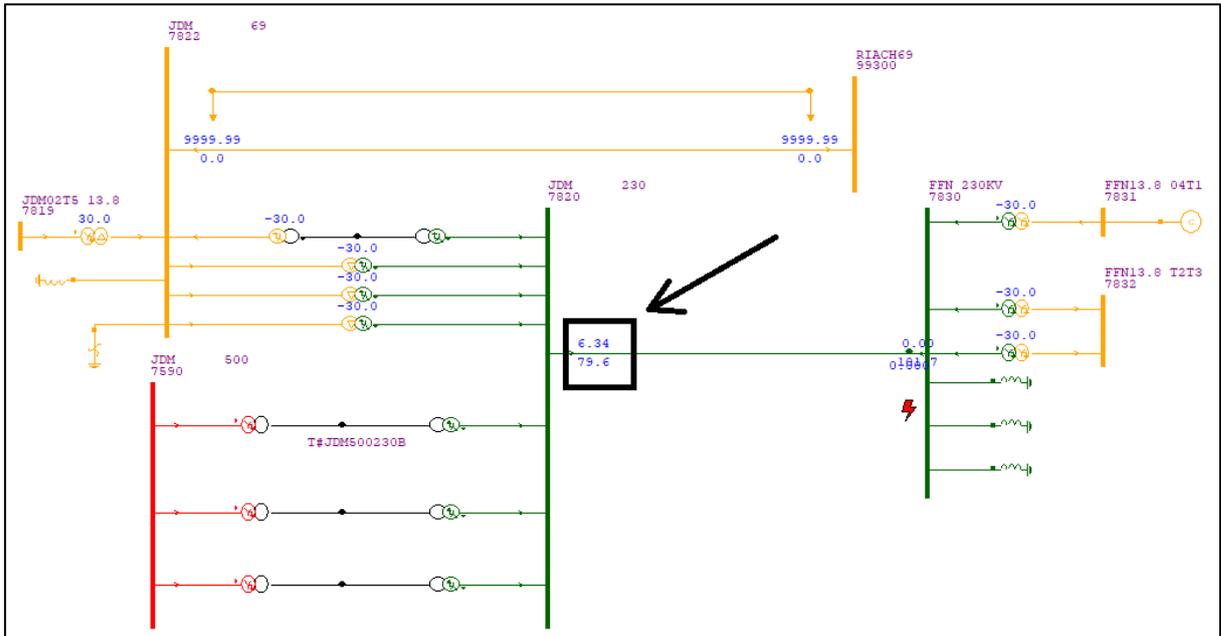
$$Z_{ap} = 6,34 \angle 79,60^\circ \Omega \quad (3.4)$$

Apesar de o ajuste de $Z_{Zona\ 1}$ não levar em consideração essa situação, o valor de impedância aparente encontrado é superior ao valor ajustado. Em outras palavras, um curto-circuito fase-terra em fim de linha com a LT em 69 kV aberta e aterrada, não provoca atuação indevida, ou seja, mesmo nessa condição o relé não “enxerga” o barramento remoto.

Isso ocorre porque o acoplamento mútuo entre as LT de 230 kV e 69 kV não é suficientemente forte para induzir uma corrente $3I_0$ capaz de levar a impedância aparente à característica da proteção em situações de curto como essa.

No entanto, é possível observar que esses acoplamentos influenciam significativamente o desempenho da proteção de distância de neutro, especialmente em circuitos de tensão igual ou superior a 230 kV e com espaçamentos inferiores a 45 m, condição bastante comum no SIN.

Figura 30: Impedância aparente na situação de falta fase-terra ao final da LT 230 kV Jardim – FAFEN com a LT 69 kV Jardim – Riachuelo I aberta e aterrada.



Fonte: O autor.

4 ANÁLISE COMPARATIVA DOS VALORES DE Z_{0m}

O presente capítulo tem por objetivo comparar os valores obtidos para Z_{0m} por meio das modelagens de linhas de transmissão realizadas no software *ATPDraw*, utilizando a rotina *Line Constants*, e analisar seu impacto na corrente residual ($3I_0$) em um sistema elétrico modelado no *ANAFAS* (Cepel).

As simulações foram conduzidas para avaliar como determinados fatores podem atuar como fontes de erro, influenciando diretamente o valor de Z_{0m} , que é utilizado nas bases de dados de curto-circuito e, conseqüentemente, nas simulações utilizadas para ajustes das proteções.

Dentre as diversas possíveis fontes de erro na modelagem de Z_{0m} , as análises realizadas destacam os seguintes aspectos:

- a) Variação da distância entre linhas mutuamente acopladas dentro de uma mesma faixa de operação;
- b) Presença de linhas de transmissão paralelas com diferentes níveis de tensão;

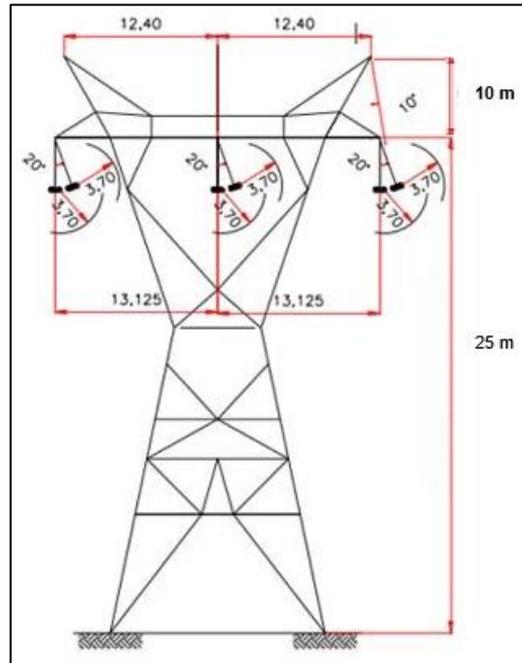
- c) Alteração na resistência de aterramento ao longo do trecho mutuamente acoplado;

A análise comparativa foi realizada com base nas seguintes premissas:

- Linha de transmissão de referência: LT de 230 kV, com extensão de 200 km, utilizando torres de duplo poste com travessa horizontal ao longo de todo o trecho, mesma topologia utilizada no Item 3. Cada fase é composta por um condutor (Cabo *Grosbeak* 636 MCM, CAA), e os cabos para-raios são do tipo *Dotterel* (ACSR).
- Linha paralela avaliada: LT de 500 kV, com extensão de 300 km, com torres de estrutura de ancoragem (conhecidas como “cara de gato” – Figura 31). Cada fase é composta por quatro condutores (Cabo *Grosbeak* 636 MCM, CAA), e os cabos para-raios são do tipo *Dotterel* (ACSR).
- Altura das flechas: Os condutores e cabos para-raios da LT paralela apresentam altura equivalente a 2/3 da altura dos cabos na torre. Já a LT de referência, as mesmas da Figura 26.
- Faixa de operação compartilhada pelas LT variando entre 50, 75 e 100 km;
- Distâncias entre as LT variando entre 20, 30 e 50 m.
- Resistência de aterramento ao longo do trecho variando entre 800, 1000 e 1100 Ω .m.

As simulações foram realizadas fixando o valor da distância entre as LT e variando a extensão de faixa de operação compartilhada, bem como as resistências de aterramento ao longo de toda a extensão de ambas as linhas, vide Tabela 9.

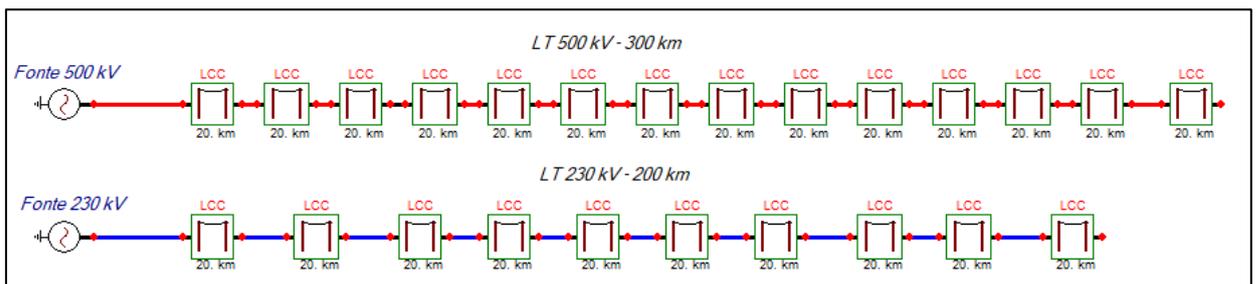
Figura 31: Modelo de torre “cara de gato” utilizada na modelagem da LT em 500 kV.



Fonte: Adaptado de [20].

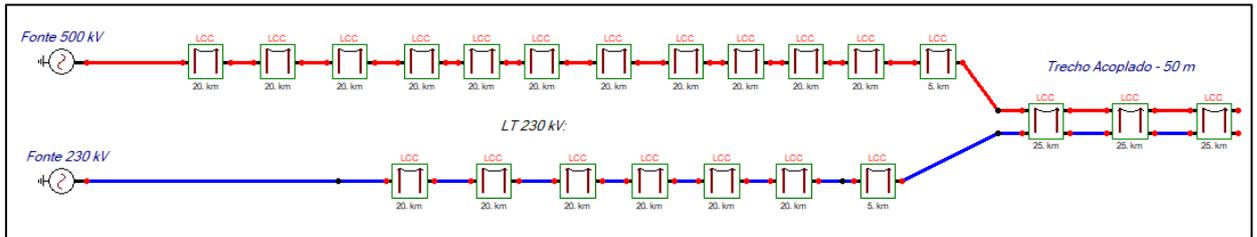
De maneira a garantir a precisão dos parâmetros próprios e mútuos, ambas as linhas foram modeladas utilizando o modelo pi-equivalente (π) com intervalos de 20 km, e os trechos acoplados com intervalos de 25 km, conforme Figura 32 e Figura 33.

Figura 32: LT 500 kV e 230 kV modeladas no ATPDraw/Line Constants – Modelo π



Fonte: O autor.

Figura 33: LT 500 kV e 230 kV mutuamente acopladas por 75 km – ATPDraw/Line Constants.



Fonte: O autor.

Tabela 7: Parâmetros próprios da LT em 500 kV.

LT 500 kV modelada									
Extensão (km)	Parâmetros próprios								
	R_1 (Ω)	X_1 (Ω)	$ Z_1 $ (Ω)	R_0 (Ω)	X_0 (Ω)	R_1 (%)	X_1 (%)	R_0 (%)	X_0 (%)
300	6,63	96,53	96,76	51,28	229,11	0,27	3,86	2,05	9,16

Fonte: O autor.

Tabela 8: Parâmetros próprios da LT em 230 kV.

LT 230 kV modelada									
Extensão (km)	Parâmetros próprios								
	R_1 (Ω)	X_1 (Ω)	$ Z_1 $ (Ω)	R_0 (Ω)	X_0 (Ω)	R_1 (%)	X_1 (%)	R_0 (%)	X_0 (%)
200	20,31	104,22	106,18	36,85	203,53	3,84	19,70	6,97	38,47

Fonte: O autor.

Tabela 9: Resultado dos valores obtidos para Z_{0m} de acordo com a variação de cada grandeza.

Distância entre as LTs (m)	Faixa de Servidão Compartilhada (km)	RTERRA ao longo do trecho ($\Omega.m$)	Z_{0m} (Ω)	$ Z_{0m} $ (Ω)	Variância (Ω)
20	50	800	5,41 + j 13,89	14,91	0,01
		1000	5,45 + j 13,99	15,01	
		1100	5,47 + j 14,04	15,07	
	75	800	8,19 + j 20,94	22,48	0,02
		1000	8,26 + j 21,12	22,68	
		1100	8,27 + j 21,16	22,72	
	100	800	10,97 + j 28,02	30,09	0,03
		1000	11,07 + j 28,25	30,34	
		1100	11,09 + j 28,31	30,40	
30	50	800	5,34 + j 13,56	14,57	0,01
		1000	5,38 + j 13,67	14,69	
		1100	5,40 + j 13,71	14,74	
	75	800	8,08 + j 20,44	21,98	0,02
		1000	8,14 + j 20,61	22,16	
		1100	8,17 + j 20,67	22,23	
	100	800	10,83 + j 27,35	29,42	0,03
		1000	10,92 + j 27,57	29,65	
		1100	10,95 + j 27,65	29,74	
50	50	800	5,28 + j 13,32	14,33	0,01
		1000	5,32 + j 13,43	14,45	
		1100	5,34 + j 13,47	14,49	
	75	800	7,99 + j 20,08	21,61	0,02
		1000	8,05 + j 20,25	21,79	
		1100	8,08 + j 20,32	21,87	
	100	800	10,71 + j 26,87	28,93	0,03
		1000	10,80 + j 27,09	29,16	
		1100	10,83 + j 27,18	29,26	

Fonte: O autor.

É possível observar que a mudança entre os valores de resistência de aterramento das linhas ao longo de toda sua extensão não provoca grandes variações na impedância mútua de sequência zero, uma vez que a máxima variância amostral do módulo de Z_{0m} é de 0,3 Ω (100 km de faixa de operação compartilhada).

Todavia, ao compararmos os resultados utilizando a mesma extensão de faixa de operação compartilhada e a mesma resistência de aterramento, variando somente a distância entre as linhas, é possível observar que essa variação passa a ser mais significativa, como observado no exemplo da Tabela 10.

Tabela 10: Z_{0m} obtido para diferentes distâncias.

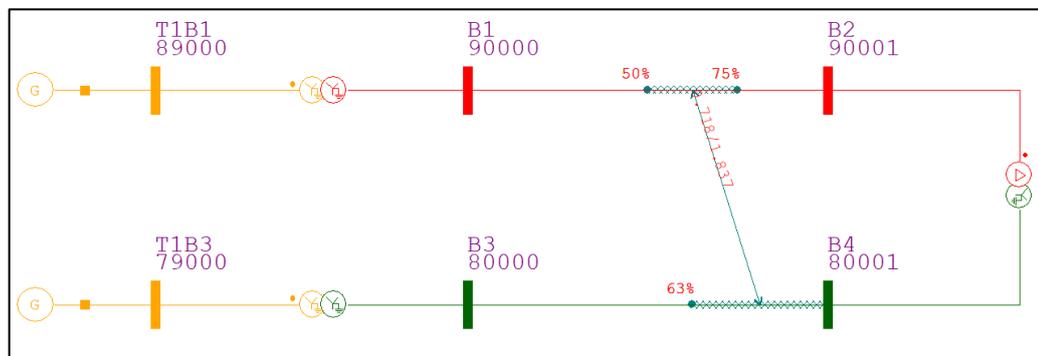
Distância entre as LTs (m)	Faixa de Servidão Compartilhada (km)	RTERRA ao longo do trecho ($\Omega.m$)	Z_{0m} (Ω)	$ Z_{0m} $ (Ω)	Variância (Ω)
20	75	1000	8,26 + j 21,12	22,68	0,39
50	75	1000	8,05 + j 20,25	21,79	

Fonte: O autor.

Para avaliar o impacto que tais valores de Z_{0m} podem provocar na LT em 230 kV para um curto-circuito ao final da LT em 500 kV, foi modelado no ANAFAS (Cepel), um sistema que contém:

- Dois geradores em 69 kV com reatâncias subtransitória e de sequência zero iguais a 15% e 13%, respectivamente (na base 100 MVA), [22];
- Três transformadores com reatâncias de sequência positiva e zero iguais a 0,6% e 0,48%, respectivamente (na base 100 MVA). Sendo um 230/69 kV (Yn-yn), outro 500/69 kV (Yn-yn), e o último 500/230 kV (D-yn), que torna possível a visualização do efeito das mútuas;
- LT em 500 e 230 kV com seus parâmetros próprios presentes na Tabela 7 e na Tabela 8;
- Impedâncias mútuas de sequência zero (Tabela 10).

Figura 34: Sistema modelado no ANAFAS (Cepel).



Fonte: O autor.

Como o trecho compartilhado de análise foi de 75 km, tal valor equivale a 25% da LT em 500 kV e 37,5% da LT em 230 kV, cujos intervalos escolhidos para cada linha podem ser observados na Figura 34. Além disso, a inserção de dados, no software, das impedâncias próprias e mútuas é feito em percentual (%), o que leva à necessidade de realizar a seguinte conversão:

$$Z_{(\%)} = \frac{Z_{Real} (\Omega)}{Z_{Base} (\Omega)} * 100\% \quad (4.1)$$

$$Z_{Base} = \frac{V_{Base}^2}{S_{Base}} \quad (4.2)$$

Por se tratarem de impedâncias mútuas de diferentes níveis de tensão, é necessário referenciá-las numa base de tensão comum, logo:

$$Z_{Base} = \frac{V_{500\text{ kV}} * V_{230\text{ kV}}}{S_{Base}} = \frac{(500 * 10^3) * (230 * 10^3)}{100 * 10^6} = 1150 \Omega \quad (4.3)$$

$$Z_{(\%)} = \frac{Z_{Real} (\Omega)}{1150 \Omega} * 100\% \quad (4.4)$$

Resultando no que se observa na Tabela 11 e Figura 35:

Tabela 11: Valores de Z_{0m} convertidos para percentual.

Distância entre as LTs (m)	$Z_{0m} (\Omega)$	$Z_{0m} (\%)$
20	8,260 + j 21,120	0,718 + j 1,837
50	8,050 + j 20,250	0,700 + j 1,761

Fonte: O autor.

Figura 35: Deck de inserção do sistema modelado.

```

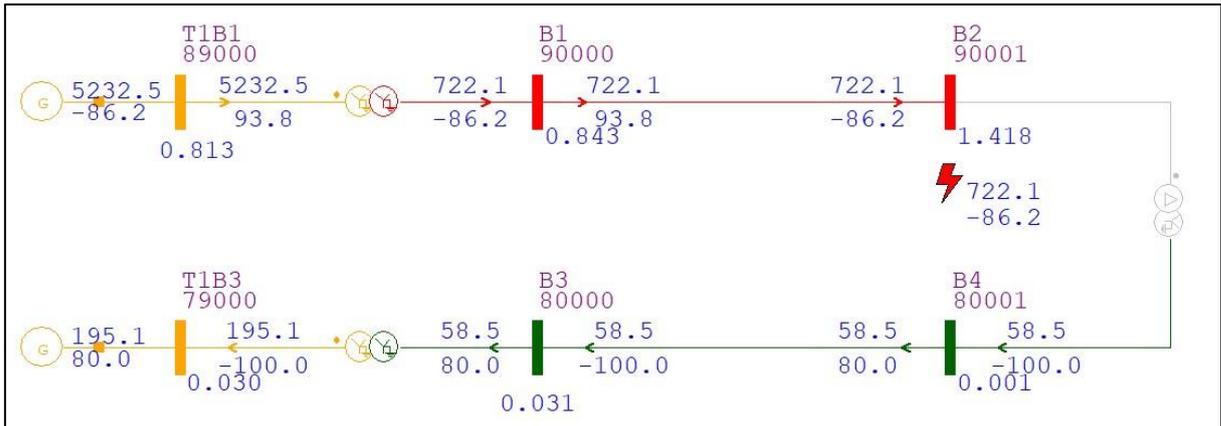
DBAR
(RAMAL 500 kV
89000 T1B1 69. 200
90000 B1 500 200
90001 B2 500 200
(-----)
(RAMAL 230 kV
79000 T1B3 69. 200
80000 B3 230 200
80001 B4 230 200
99999
DCIR
(GERADORES
89000 0 1G 15. 13. 998 YN
79000 0 1G 15. 13. 998 YN
(TRANSFORMADOR 500/69 kV
89000 90000 1T 0.60 0.48 998 YN YN
(TRANSFORMADOR 230/69 kV
79000 80000 1T 0.60 0.48 998 YN YN
(TRANSFORMADOR 500/230 kV
90001 80001 1T 0.60 0.48 998 D YN
(LT 500 kV
90000 90001 1L0.27003.86002.05009.1600 998 300
(LT 230 kV
80000 80001 1L3.840019.7006.970038.470 998 200
99999
DMUT
(-----Dados de Mutua-----)
(BF1 CE BT1 N1 BF2 BT2 N2 RM XM %I1 %F1 %I2 %F2 IA SA
(-----)
(ACOPLAMENTO MÚTUO ENTRE AS LTs
90000 90001 1 80000 80001 1 0.718 1.837 50 75 62.5 100
99999

```

Fonte: O autor.

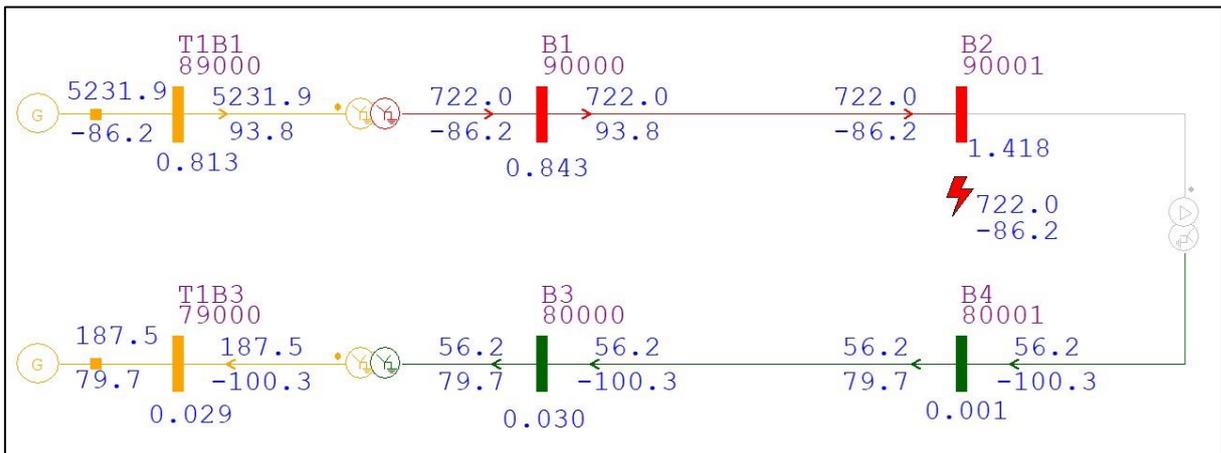
No primeiro caso, com a distância de 20 m entre as linhas, observou-se uma corrente residual ($3I_0$) de módulo igual a 58,5 A. No segundo caso, com a distância de 50 m, seu módulo foi igual a 56,2 A, conforme Figura 36 e Figura 37.

Figura 36: Aparecimento de corrente residual induzida no ramal em 230 kV para curtos ao final da LT em 500 kV – Caso 1.



Fonte: O autor.

Figura 37: Aparecimento de corrente residual induzida no ramal em 230 kV para curtos ao final da LT em 500 kV – Caso 2.

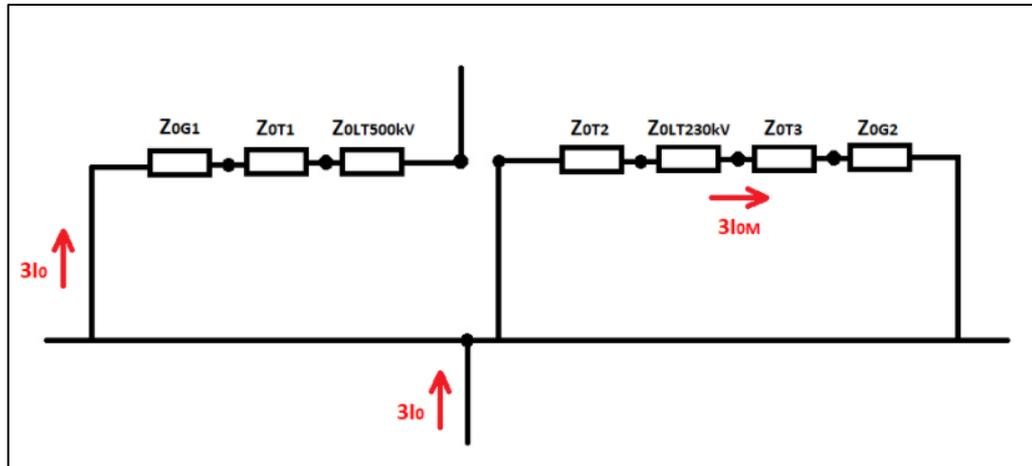


Fonte: O autor.

A partir do diagrama de sequência zero do sistema modelado (Figura 38), é possível observar que a presença da impedância mútua induz uma corrente residual, $3I_{0M}$, no ramal em 230 kV (conforme mostrado na Figura 2 e na Equação 2.3). Esse

ramal encontra-se isolado do ponto de vista da sequência zero devido à conexão em delta do transformador.

Figura 38: Diagrama de sequência zero do sistema modelado.



Fonte: O autor.

Os valores de corrente residual induzida apresentaram uma diferença de 2,3 A, com uma variação de 30 metros entre duas linhas de circuito simples com níveis de tensão distintos, ao longo de uma extensão de 75 km. O valor da corrente residual que flui devido ao acoplamento mútuo entre as linhas, reflete de maneira direta a interação entre fluxos magnéticos dos circuitos, conforme apresentado nas Equações 2.2 e 2.3.

Considerando o cenário real do sistema elétrico brasileiro, em que diversas linhas de transmissão e distribuição usufruem da mesma faixa de operação (como é o caso da Figura 39), a depender se os fluxos se somam ou se subtraem, o valor do $3I_{0M}$ que irá circular nas linhas paralelas pode ser muito significativo ou não, por isso, a necessidade de modelar corretamente as linhas e obter os valores corretos dos parâmetros mútuos.

Além disso, é importante destacar que o valor da corrente nominal operante na linha - definido por contrato e mediante estudos de fluxo de potência e curto-circuito - influencia diretamente no ajuste da proteção.

Por exemplo, o *pick-up* da função 67N deve estar acima do desbalanço natural da linha (tipicamente 10% da $I_{nom.}$). Nesse contexto, caso o ajuste escolhido dê preferência a maior sensibilidade, uma diferença de 2,3 A entre os cenários analisados pode se tornar significativa para a seletividade da proteção.

Figura 39: Linhas de transmissão e distribuição próximas dentro de uma mesma faixa de operação – Rodovia BR-232.



Fonte: Retirado de [21].

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O SIN apresenta complexa robustez, sobretudo do ponto de vista do sistema de transmissão, onde a definição e parametrização das proteções pode apresentar grandes desafios, principalmente as proteções de linha. Um desses grandes desafios é a impedância mútua de sequência zero, cuja modelagem incorreta ou a desconsideração de tal efeito pode acarretar em atuações indevidas das funções de terra.

A obtenção dos valores corretos de Z_{0m} é uma tarefa delicada, uma vez que diversas condições podem se apresentar como fontes de erro, como as abordadas no Item 4, além de alguns pontos não contemplados no trabalho, como: variação de topologias de torres, proximidades com linhas de circuito duplo, variação de número de condutores por fase, entre outros.

Nas simulações e modelagens realizadas ao longo do presente estudo, a diferença em termos de corrente $3I_{0M}$, apesar de parecerem pequenas, evidenciam que o efeito das mútuas podem ser bastante significativos se considerarmos mais linhas dentro de uma mesma faixa de operação, a depender, claro, da disposição dos fluxos magnéticos.

Como proposta de continuidade nesse sentido, objetiva-se realizar uma análise mais robusta e complexa, levando em consideração as inúmeras configurações de proximidade que possam haver dentro de uma faixa de operação, traçando um novo comparativo, mas dessa vez, verificando o desempenho da proteção de distância de neutro (21N) de característica *mho*: “visualização” do defeito e expansão da característica, avaliando o “caminho” percorrido pela impedância até a possível atuação.

REFERÊNCIAS

1. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.11 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção**. Rio de Janeiro, 2024.
2. STEVENSON JR., William D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.
3. EDMINSTER, Joseph A. **Circuitos Elétricos**. 2. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 1991.
4. MASCHER, Leandro Jacob Dantas. **Análise do desempenho de algoritmos de proteção de distância frente à faltas monofásicas**. Itajubá, MG, jul. 2010.
5. DUARTE, Antônio Carlos da Rocha. **Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Equipamentos de geração e transmissão, conceitos e critérios**. 1. ed. São Paulo: Artliber Editora, 2018.
6. MAEZONO, Paulo Koiti. **Proteção de Linhas de Transmissão**. São Paulo: Virtus Consultoria, jul. 2013.
7. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. RE 3/109/2011: **Filosofias das Proteções das LT de Alta e Extra Alta Tensão da Rede de Operação do ONS**. Rio de Janeiro, 2011.
8. ELMORE, Walter A. **Protective Relaying Theory and Applications**. Nova Iorque: Marcel Dekker Inc., 1994.
9. HITACHI ENERGY. **Relion 670 SERIES: Line differential protection RED670. Version 2.2. Technical Manual**. 03 mar. 2024.
10. HITACHI ENERGY. **Relion 670 SERIES: Line differential protection RED670. Version 2.2. Application Manual**. 03 mar. 2024.
11. APOSTOLOV, A.; THOLOMIER, D.; SAMBASIVAN, S.; RICHARDS, S. **Protection of double circuit transmission lines**. Annual Conference For Protective Relay Engineers. College Station: IEEE, 2007.
12. **COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO (Chesf). Chesf investe R\$ 34 milhões em Sergipe**. Sistema Chesf, 22 fev. 2019. Disponível em: https://www.chesf.com.br/_layouts/15/chesf_noticias_farm/noticia.aspx?idnoticia=335. Acesso em: 14 fevereiro 2025.
13. **ELETROBRÁS. Marketletter Annex 1Q18**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://www.latibex.com/docs/Documentos/esp/resulta/2018/Marketletter%201Q18%20-%20Annex%20I,%20II%20and%20III.pdf>. Acesso em: 14 fevereiro 2025.
14. **ESTADO DE SERGIPE. Diário Oficial. Aracaju, n. 28.884**, 05 abr. 2022. Disponível em: https://corecon-se.org.br/wp-content/uploads/2023/01/DOE-Publicacao-Edital-Concurso-05042022.pdf?utm_source. Acesso em: 14 fevereiro 2025.
15. **ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO). Base de Dados de Operação para Estudos de Curto-Circuito**. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/32/85/paginas/servicos/produtos->

- pasta.aspx?RootFolder=/sites/8/32/85/Produtos/167/24-06-2020_173847. Acesso em: 14 fevereiro 2025.
16. **ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO)**. *Base de Dados de Fluxo de Potência - Casos de Referência de 2018*. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=/sites/8/42/62/Produtos/201/Jan-2018%20a%20Abr-2018>. Acesso em: 14 fevereiro 2025.
 17. UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO (UFPE). **Departamento de Engenharia Elétrica (DEE). Primeira Avaliação da Disciplina Transitórios Eletromagnéticos (EL404)**. Professor: Vicente Ribeiro Simoni. Semestre: 2022.2. Recife, 2022.
 18. **TORRE de poste duplo com travessa horizontal - LT 69 kV Jardim - Riachuelo**. Google Maps, 2023. Disponível em: https://www.google.com/maps/@-10.7346249,-37.1887185,3a,75y,71.88h,95.7t/data=!3m7!1e1!3m5!1shBfowWIBRgiUYVgd9Bb8Jw!2e0!6shttps:%2F%2Fstreetviewpixels-pa.googleapis.com%2Fv1%2Fthumbnail%3Fcb_client%3Dmaps_sv.tactile%26w%3D900%26h%3D600%26pitch%3D-5.701301144184555%26panoid%3DhBfowWIBRgiUYVgd9Bb8Jw%26yaw%3D71.87601623510663!7i13312!8i6656?entry=ttu&g_ep=EgoyMDI1MDIxMi4wIKXMDSOASAFQAw%3D%3D. Acesso em: 14 fevereiro 2025.
 19. **ZTT. Catálogo ZTT: Cabo Condutor Especial**. Disponível em: https://www.zttcable.com.br/assets/files/Produtos/Energia/cabos-condutores/especificacoes/Catalogo-ZTT_Cabo-Condutor-Especial.pdf. Acesso em: 14 fevereiro 2025.
 20. **TROPICALIA TRANSMISSORA DE ENERGIA. O projeto**. Disponível em: <https://tropicaliatransmissora.com.br/o-projeto/>. Acesso em: 09 mar. 2025.
 21. **GOOGLE. Google Maps. Vista da rua nas proximidades de [-8.072402, -34.958452]**. Disponível em: https://www.google.com/maps/@-8.072402,-34.958452,3a,75y,122.55h,102.66t/data=!3m7!1e1!3m5!1sHdPc8Y3e_XAiYzPlmMu4jg!2e0!6shttps:%2F%2Fstreetviewpixels-pa.googleapis.com%2Fv1%2Fthumbnail%3Fcb_client%3Dmaps_sv.tactile%26w%3D900%26h%3D600%26pitch%3D-12.661695480467614%26panoid%3DHdPc8Y3e_XAiYzPlmMu4jg%26yaw%3D122.55357370805808!7i16384!8i8192. Acesso em: 10 mar. 2025.
 22. **ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A.** Power system control and stability. 2. ed. Piscataway: IEEE Press; Wiley-Interscience, 2003.
 23. ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Autorizativa nº 6.630, de 2017**. Altera a Resolução Autorizativa nº 5.861, de 31 de maio de 2016, que autorizou a implantação de reforços em instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão de energia elétrica. Atos Oficiais, [S. I.], 2017. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/aneel/resolucao-autorizativa-n-6630-2017-altera-a-resolucao-autorizativa-n-5861-de-31-de-maio-de-2016-que-autorizou-a-implantacao-de-reforcos-em-instalacoes-sob-responsabilidade-de-concessionarias-de-servico-publico-de-transmissao-de-energia-eletrica>. Acesso em: 13 abr. 2025.
 24. ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). **Base de dados de operação para estudos de curto-circuito (BR2404A.ANA)**. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/32/85/paginas/servicos/historico-de->

produtos.aspx?Produto=Base%20de%20Dados%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20para%20Estudos%20de%20Curto-Circuito. Acesso em: 13 abr. 2025.

25. ELETROTÉCNICA. **Zonas de atuação da proteção de distância.** Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Curitiba: UFPR. Cap. 7. Disponível em: http://www.eletr.ufpr.br/p/_media/professores:mateus:te_131_-_capitulo_7.pdf. Acesso em: 13 abr. 2025.