

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Augusto Zanin Bertoletti

**CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS E SELEÇÃO DE FASE PARA LINHAS DE
TRANSMISSÃO COM MEIO COMPRIMENTO DE ONDA**

Santa Maria, RS
2019

Augusto Zanin Bertoletti

**CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS E SELEÇÃO DE FASE PARA LINHAS DE
TRANSMISSÃO COM MEIO COMPRIMENTO DE ONDA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

ORIENTADOR: Prof. Adriano Peres de Moraes

Santa Maria, RS
2019

©2019

Todos os direitos autorais reservados a Augusto Zanin Bertoletti. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

End. Eletr.: augustozb1@gmail.com

Augusto Zanin Bertoletti

**CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS E SELEÇÃO DE FASE PARA LINHAS DE
TRANSMISSÃO COM MEIO COMPRIMENTO DE ONDA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 4 de dezembro de 2019:

Adriano Peres de Moraes, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Ghendy Cardoso Junior, Dr. (UFSM)

Mairon Gallas, Me. (UFSM)

Santa Maria, RS
2019

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha mãe, Eleni Zanin Bertoletti, ao meu pai, Valdomiro Bertoletti, e à minha irmã, Luana Zanin Bertoletti, por todo apoio, amor, paciência e suporte incondicional que tiveram ao longo de toda a trajetória.

AGRADECIMENTOS

Antes de tudo e de todos, agradeço aos meus pais, Eleni Zanin Bertoletti e Valdomiro Bertoletti, por terem me proporcionado as melhores condições e oportunidades de estudo, independentemente de qualquer fato. Por terem formado meu caráter de forma crítica e com determinação, porém sempre respeitoso. Sou eternamente grato a vocês.

À minha irmã, Luana Zanin Bertoletti, por todo apoio e amor. Agradeço de coração por tudo.

A todos meus velhos amigos que tenho o prazer de conviver desde a época do colégio. Os quais sempre pude contar, em todos os momentos, independente da situação. Terei o prazer de levar essas amizades para toda a minha vida.

A ambos os professores, meu orientador, Adriano Peres de Moraes e professor Ghendy Cardoso Junior os quais se mostraram grandes tutores ao longo de todo meu trajeto acadêmico, me abrindo incontáveis portas e me aconselhando profissionalmente. Serei sempre grato por todas essas oportunidades.

Aos professores, amigos e colegas de grupo de pesquisa Laboratório de Análise e Proteção de Sistemas Elétricos (LAPES), os quais sempre se mostraram dispostos a contribuir com meu desenvolvimento acadêmico, pessoal e profissional, assim como em ajudar no desenvolvimento desta pesquisa. Em especial, ao Guilherme Braga da Costa, que tive o prazer de ajudar em uma etapa de seu mestrado e sempre foi um grande tutor e amigo, e ao Mairon Gallas, pelas importantes contribuições neste trabalho e amizade ao longo da graduação.

Agradeço a Universidade Federal de Santa Maria, que me proporcionou ensino gratuito e de qualidade.

Julgo poder ser verdadeiro o fato de a sorte ser árbitro de metade das nossas ações, mas que, mesmo assim, ela permite-nos governar a outra metade ou parte dela.

(Nicolau Maquiavel)

RESUMO

CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS E SELEÇÃO DE FASE PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO COM MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

AUTOR: Augusto Zanin Bertoletti
ORIENTADOR: Adriano Peres de Moraes

A crescente demanda de energia elétrica ao redor do mundo contribui cada vez mais para a ampliação de sistemas de transmissão de energia. Portanto, para aproveitar a energia produzida é necessário estabelecer conexões entre essas regiões com grande potencial energético e os centros de carga. Atualmente, as ligações ponto a ponto a muito longa distância são feitas através de linhas de alta tensão em corrente contínua. Na década de 1930 foram feitos na antiga União de Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS) os primeiros estudos que mostravam que a linha em Corrente Alternada tem um comportamento robusto em termos de tensão, corrente e da estabilidade do sistema quando o seu comprimento elétrico corresponde à metade do comprimento da onda eletromagnética (2500 km para 60 Hz). Porém, as simplificações usuais com respeito à modelagem deixam de ser válidas devido ao grande comprimento da mesma, implicando em diversas inadequações dos paradigmas e das metodologias tradicionais da proteção de sistemas elétricos de potência. Neste trabalho, empregando o software MATLAB, foi obtido um modelo coerente com o comportamento de uma linha de Transmissão em Meia Onda, baseada em uma proposta real avaliada no Sistema Interligado Nacional do Brasil, com o objetivo da avaliação do desempenho de técnicas de classificação e seleção de falta propostas para esta linha e também a proposta de um método, baseado na variação de correntes desacopladas, através transformadas modais. Os métodos foram avaliados para diferentes condições de carga e resistências de falta, com intuito de obter respostas sobre a robustez dos mesmos.

Palavras-chave: Classificação de Falhas. Seleção de Fase. Linhas de Transmissão com Meio Comprimento de Onda. Transformações modais. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência

ABSTRACT

FAULT CLASSIFICATION AND PHASE SELECTION FOR HALF-WAVELENGTH POWER TRANSMISSION LINES

AUTHOR: Augusto Zanin Bertoletti

ADVISOR: Adriano Peres de Morais

Growing demand for electricity around the world contributes increasingly to the expansion of power transmission systems. Therefore, to harness the produced energy it is necessary to establish connections between these regions with high energy potential and the load centers. Very long-distance point-to-point connections are currently made over High Voltage Direct Current lines. In the 1930s the first studies were made in the former Union of Soviet Socialist Republics, showing that the AC line has a robust behavior in terms of voltage, current and stability of the system when its electrical length corresponds to half of the electromagnetic wavelength (2500 km to 60 Hz). However, the usual simplifications with respect to modeling are no longer valid due to its long length, implying several inadequacies of the paradigms and traditional methodologies of protection of electrical power systems. In this work, using the MATLAB software, it was obtained a model coherent with the behavior of a half wave transmission line, based on a real proposal evaluated in the Brazilian Grid, with the objective of analysing the performance of fault classification and selection techniques proposed for this line and also the assembling of a method, based on the uncoupled currents variation, through modal transforms. The methods were evaluated for different load conditions and fault resistances in order to obtain answers about their robustness.

Keywords: Faulted Phase Selection. Fault Classification. Half-wavelength Power Transmission Line. Modal Transformation. Power System Protection

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Circuito Equivalente de um elemento Δx de uma linha real.	19
Figura 3.1 – Circuito Lógico proposto em (ESPINOZA; TAVARES, 2018), onde as saídas são os bits HWL_FSA, HWL_FSB e HWL_FSC.	38
Figura 4.1 – Diagrama unifilar de um sistema simples.	40
Figura 4.2 – Montagem dos diagramas α , β e zero da transformada Clarke, para um curto-circuito A_T	40
Figura 4.3 – Montagem dos diagramas α , β e zero da transformada Clarke, para um curto-circuito BC.	42
Figura 4.4 – Montagem dos diagramas α , β e zero da transformada Clarke, para um curto-circuito BC_T	44
Figura 4.5 – Fluxograma da metodologia proposta.	46
Figura 5.1 – Sistema utilizado para avaliação dos métodos de classificação e seleção de falta.	47
Figura 5.2 – Interligação do sistema analisado, proposta por Tavares et al. (2017). ...	48
Figura 5.3 – Dados e características geométricas do sistema utilizado e modelado. ..	48
Figura 5.4 – Ciclo de transposição utilizado para a modelagem digital da linha de transmissão em $\lambda/2+$ analisada.	50

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 – Matriz Elétrica do Brasil no Ano de 2017.	14
Gráfico 1.2 – Porcentagem de Demanda por Subsistema.	15
Gráfico 2.1 – Perfil de Tensão e de Corrente ao Longo da Linha em Regime Permanente, para Potência Transmitida de 0,1 SIL	24
Gráfico 2.2 – Perfil de Tensão e de Corrente ao Longo da Linha em Regime Permanente, para Potência Transmitida de 1 SIL	25
Gráfico 3.1 – Diferença angular entre as correntes de sequência negativa e zero para curtos-circuitos $1\phi - t$	35
Gráfico 3.2 – Diferença angular entre as correntes de sequência negativa e zero para curtos-circuitos $2\phi - t$	36
Gráfico 3.3 – Variação percentual das impedâncias descritas nas Equações 3.2 e 3.3, para Curto-Circuitos A_T e BC_T , com 1 SIL de potência transmitida e R_F desprezível.	37
Gráfico 4.1 – Variação das correntes <i>linhas-modais</i> da transformada de Karrenbauer para um curto-circuito $1\phi - t$ A_T , a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{2}$	41
Gráfico 4.2 – Variação das correntes α_1, α_2 e α_3 , da Transformada ZB para um curto-circuito 2ϕ BC, a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$	43
Gráfico 4.3 – Variação das correntes α, β e γ , da Transformada de Karrenbauer para um curto-circuito 2ϕ A_T , a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$	44
Gráfico 4.4 – Variação das correntes α_1, α_2 e α_3 , da Transformada ZB para um curto-circuito 2ϕ BC_T , a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$	45
Gráfico 4.5 – Variação das correntes α, β e γ , da Transformada de Karrenbauer para um curto-circuito 2ϕ BC_T , a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$	45
Gráfico 6.1 – Correntes instantâneas de fase, para um curto-circuito monofásico A_T com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{2}$, à a) 100km da medição; b) 1800km da medição; c) 2200km da medição.	54
Gráfico 6.2 – Correntes instantâneas de fase, para um curto-circuito bifásico BC com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$, à a) 100km da medição; b) 1800km da medição; c) 2200km da medição.	54
Gráfico 6.3 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para 0,1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 10 $m\Omega$ e 50 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/ ligação à terra.	55
Gráfico 6.4 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para 0,1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100 Ω e 200 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.	56
Gráfico 6.5 – Valor do parâmetro R_{01} , ao longo do tempo, para um curto-circuito bifásico com ligação à terra, AB_T , com resistência de falta desprezível, e 0,1 SIL de potência transmitida.	56

Gráfico 6.6 – Porcentagem de acerto do método proposto para 0,1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 10 $m\Omega$ e 50 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.	57
Gráfico 6.7 – Porcentagem de acerto do método proposto para 0,1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100 Ω e 200 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.	57
Gráfico 6.8 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018) para 0,5 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 10 $m\Omega$ e 50 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.	58
Gráfico 6.9 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para 0,5 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100 Ω e 200 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.	59
Gráfico 6.10 – Porcentagem de acerto do método proposto para 0,5 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 10 $m\Omega$ e 50 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.	60
Gráfico 6.11 – Porcentagem de acerto do método proposto para 0,5 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100 Ω e 200 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.	60
Gráfico 6.12 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018) para 1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 10 $m\Omega$ e 50 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.	61
Gráfico 6.13 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para 1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100 Ω e 200 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.	61
Gráfico 6.14 – Porcentagem de acerto do método proposto para 1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 10 $m\Omega$ e 50 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.	62
Gráfico 6.15 – Porcentagem de acerto do método proposto para 1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100 Ω e 200 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase do função de proteção de distância	33
Tabela 3.2 – Unidades do relé que devem operar para cada tipo de falta.....	33
Tabela 3.3 – Forma resumida do algoritmo descrito em Roberts e Schweitzer (1996) .	34
Tabela 4.1 – Ligação das componentes das matrizes de Karrenbauer e ZB com os tipos de curto-circuito.....	46
Tabela 5.1 – Dados elétricos dos condutores utilizados em todos os troncos do sistema.....	49
Tabela 5.2 – Parâmetros de Sequência do tronco Norte-Sul I.....	49
Tabela 5.3 – Parâmetros de Sequência do tronco Norte-Sul II.....	49
Tabela 5.4 – Parâmetros de Sequência do tronco Nordeste Sudeste.....	49
Tabela 5.5 – Dados dos transformadores utilizados no sistema analisado.....	52
Tabela 5.6 – Impedâncias de Sequência Equivalentes para as Condições Analisadas.	52
Tabela 5.7 – Dados das tensões dos Geradores e do Sistema Equivalente para as condições do sistema analisadas.....	52
Tabela 6.1 – Momento de inserção da falta para os curto-circuitos analisados.....	53

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – Percentagem de Faltas no Sistema Elétrico.	27
--	----

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	14
1.2	OBJETIVOS	16
1.2.1	Objetivo Geral	16
1.2.2	Objetivos Específicos	16
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	REVISÃO DA LITERATURA	18
2.1	TRANSMISSÃO EM MEIO COMPRIMENTO DE ONDA	18
2.1.1	Características Básicas das Linhas de Transmissão em Meio Comprimento de Onda	18
2.1.2	Principais Tópicos Analisados a Linhas de Transmissão em Meio Comprimento de Onda	25
2.2	FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	26
2.2.1	Faltas	26
2.3	PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	27
2.4	CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS SELEÇÃO DE FASE	29
2.4.1	Classificação de Faltas	29
2.4.2	Seleção de Fase	29
2.4.3	Transformadas de Clarke e de Karrenbauer	30
3	CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS E SELEÇÃO DE FASE	32
3.1	CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS	32
3.2	SELEÇÃO DE FASES	34
3.2.1	Algoritmo de Seleção de Fases Proposto por Roberts e Schweitzer (1996)	34
3.2.2	Algoritmo de Seleção de Fase Proposto por Espinoza e Tavares (2018)	35
4	MÉTODO PROPOSTO	39
4.1	CURTO-CIRCUITOS FASE-TERRA	39
4.2	CURTO-CIRCUITOS ENTRE FASES	42
4.3	CURTO-CIRCUITOS FASE-FASE COM LIGAÇÃO À TERRA	43
5	DESCRIÇÃO E MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO ANALISADO	47
5.1	PARÂMETROS DA LINHA	47
5.2	TRANSFORMADORES	51
5.3	SISTEMA EQUIVALENTE	52
6	SIMULAÇÕES DE FALTAS E RESULTADOS	53
6.1	POTÊNCIA TRANSMITIDA DE 0,1 SIL	55
6.1.1	Método proposto por Espinoza e Tavares (2018)	55
6.1.2	Método Proposto	57
6.2	POTÊNCIA TRANSMITIDA DE 0,5 SIL	58
6.2.1	Método proposto por Espinoza e Tavares (2018)	58
6.2.2	Método Proposto	59
6.3	POTÊNCIA TRANSMITIDA DE 1 SIL	60
6.3.1	Método proposto por Espinoza e Tavares (2018)	61
6.3.2	Método Proposto	62
7	CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS	64
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66

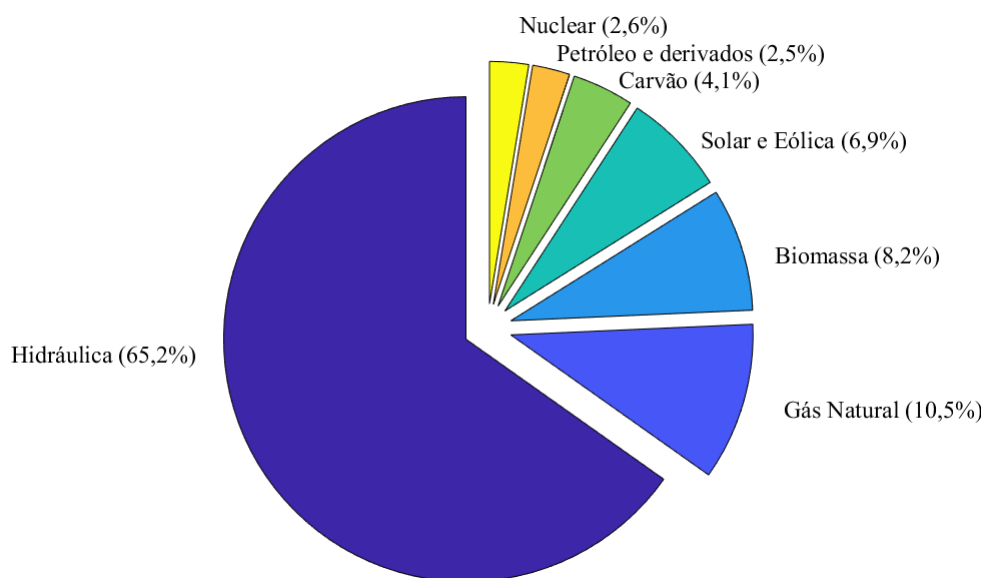
1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A distribuição de recursos naturais que possibilitam a geração de eletricidade no Brasil é peculiar, porém semelhante à situação encontrada na Rússia, China e África: os principais centros de carga estão localizados longe das principais fontes energéticas disponíveis. No Brasil, a bacia amazônica, na região Norte, detém mais de 60% do recurso hidroelétrico existente (GOMES; Da Silva; TAVARES, 2013), enquanto a maior parte da demanda está localizada nas regiões Sudeste e Nordeste, ambas situadas a mais de 2000 km dos rios Xingu, Tapajós e Madeira, onde grandes usinas hidrelétricas residem.

A matriz elétrica do Brasil é majoritariamente hídrica. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), esse tipo de fonte correspondeu a 65,2% em 2017 (EPE, 2017), conforme apresenta a Figura 1.1.

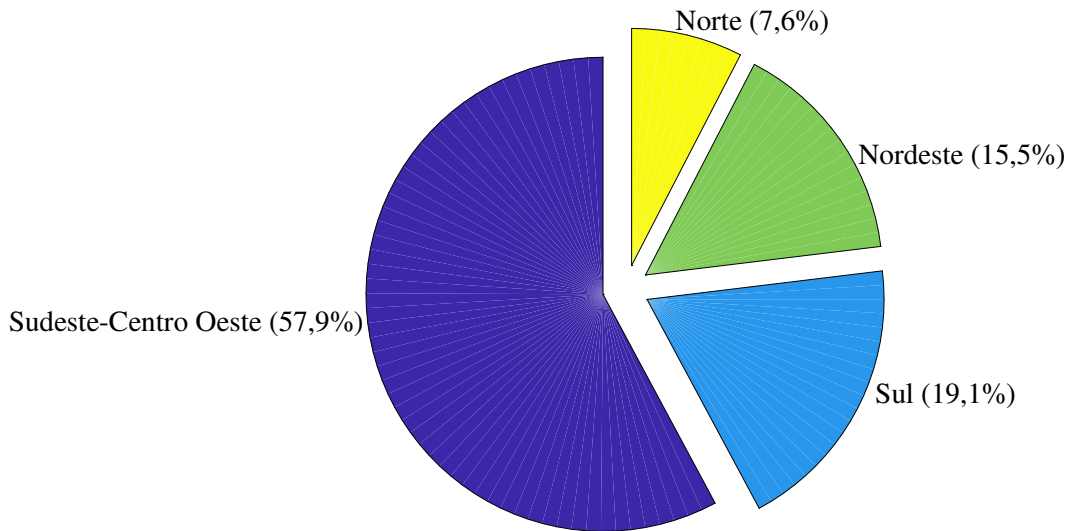
Gráfico 1.1 – Matriz Elétrica do Brasil no Ano de 2017.



Fonte: Adaptado de EPE (2017).

Todavia, 57,9% (regiões Sudeste e Centro Oeste) da demanda total do Sistema Interligado Nacional (SIN) da demanda total localiza-se distante dos locais de maior potencial energético, em comparação a região Norte que representa 7,6% (ONS, 2017), como apresenta a Figura 1.2.

Gráfico 1.2 – Porcentagem de Demanda por Subsistema.



Fonte: (ONS, 2017).

Atualmente, as conexões do SIN para distâncias muito longas são feitas por meio de linhas de corrente contínua de alta tensão (HVDC - *High Voltage Direct Current*) ou linhas de corrente alternada (CA - Corrente Alternada) altamente compensadas. No entanto, uma alternativa em CA com aspectos que não requer compensação e também menos dependente da eletrônica de potência, pode representar a solução mais viável (DIAS, 2018).

Essa linha de transmissão consiste em um elo em corrente alternada CA (60 Hz), de cerca de 2600 km de comprimento, ou comumente chamada de $\lambda/2+$, pois considerando a velocidade de transporte igual a velocidade da luz no vácuo, o comprimento da onda elétrica em 60Hz é de 2500km, cujo comportamento em regime permanente assemelha-se ao de uma linha curta.

Um dos principais problemas que se encontra neste tipo de linha é de não existir a possibilidade de modelá-la nas formas tradicionais, o que resulta em várias dificuldades, principalmente no escopo da proteção da mesma, pois grande parte das técnicas mais utilizadas atualmente vale-se das simplificações conforme o comprimento. Portanto é necessário a análise e invenção de técnicas que possibilitem a correta atuação dos dispositivos encarregados de detectar, classificar e localizar faltas nas mesmas.

Quando ocorre uma falta, é necessário intervir e eliminar rapidamente a falta assim mantendo a estabilidade do sistema, não deixando o problema atingir mais locais e restabelecer as condições normais de operação o mais rápido possível. O processo de eliminação do defeito é realizado por meio de uma manobra automática que pode ser monopolar ou

tripolar. A utilização de um ou outro método depende de vários aspectos, como o desempenho dinâmico do sistema, características dos equipamentos de proteção, dos disjuntores e do tipo de falta. As manobras monopolares dependem totalmente da correta classificação do curto-circuito (fase-terra ou fase-fase) e identificação da(s) fase(s) envolvida(s). Sendo assim, é vital que os algoritmos que realizam tal operação, sejam adequados para as características peculiares da linha de transmissão de $\lambda/2+$.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo avaliar e propor soluções para a correta classificação de faltas e seleção de fase em linhas de transmissão em $\lambda/2+$.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Definição de um sistema de energia com dados reais da linha de transmissão e outros equipamentos como: transformador elevador e abaixador, condições de carregamento e etc;
- Modelagem do sistema elétrico em estudo no *software* Simulink;
- Avaliação das metodologias atuais para classificação de faltas e seleção de fase para linhas normais e para linhas de transmissão em $\lambda/2+$;
- Propor uma solução robusta para classificação de faltas e seleção de fase para linhas de transmissão em $\lambda/2+$;
- Implementar e avaliar o desempenho da proposta no *software* Simulink.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 1 é apresentada a introdução, contendo a motivação, a relevância, objetivos da pesquisa e as contribuições para a área.

No capítulo 2, a revisão teórica é apresentada, contendo os tópicos que dão uma base sólida para pesquisa. Também são descritos alguns trabalhos sobre as linhas de transmissão em $\lambda/2+$.

No capítulo 3 é descrito um breve resumo das metodologias atuais para seleção e classificação de faltas para linhas normais e para linhas de transmissão em $\lambda/2+$.

No capítulo 4 é descrito o método proposto, bem como suas fundamentações e sua implementação.

No capítulo 5 é descrito o sistema analisado e são apresentados os dados dos principais componentes que o mesmo é composto.

No capítulo 6 são feitas as simulações referentes às linhas de transmissão em $\lambda/2+$, assim como o desempenho dos métodos analisados.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões obtidas com a realização do presente trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta uma revisão sobre os conceitos de maior relevância para a pesquisa, os quais se destacam: características da transmissão em meio comprimento de onda e suas principais pesquisas anteriores, faltas e proteção no sistema elétrico de potência e classificação e seleção de faltas.

2.1 TRANSMISSÃO EM MEIO COMPRIMENTO DE ONDA

As primeiras idealizações da transmissão em Meio Comprimento de Onda ($\lambda/2+$) surgiram no início da década de 1940, na antiga União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS), mostrando que existem características robustas com respeito a tensão, corrente e estabilidade angular quando a linha possui comprimento igual metade da onda eletromagnética transmitida por ela (WOLF; SHCHERBACHEV, 1940), porém os autores em (HUBERT; GENT, 1965) apresentam que devam ser implementadas com um comprimento que seja ligeiramente maior que a metade de um comprimento de onda, devido a margens de segurança para garantir a estabilidade do sistema.

As linhas em $\lambda/2+$ ainda não foram construídas, porém em 1968 na URSS testes em campo foram conduzidos, chegando em comprimentos de 3000km (metade da onda elétrica em 50Hz) (VERSHKOV et al., 1968), trazendo resultados satisfatórios em termos de operação.

No Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) propôs um experimento sobre energização de uma linha em $\lambda/2+$, à vazio (sem carga) que conectaria várias linhas de transmissão de 500 kV existentes do SIN brasileiro em série, construindo uma linha de aproximadamente 2600 km. O teste de campo tentou analisar o comportamento de uma linha em $\lambda/2+$ e compará-lo com estudos de simulação. O projeto foi reduzido para simulação, estudos e um teste de campo nunca foi implementado (TAVARES et al., 2017).

2.1.1 Características Básicas das Linhas de Transmissão em Meio Comprimento de Onda

Linhas em $\lambda/2+$ possuem esta denominação devido à relação entre seu comprimento e o comprimento da onda eletromagnética por ela transmitida, conforme pode ser

visto pela Equação 2.1 levando em consideração uma linha ideal.

$$\lambda = \frac{c}{f} = \frac{300.000}{60} = 5.000km \quad (2.1)$$

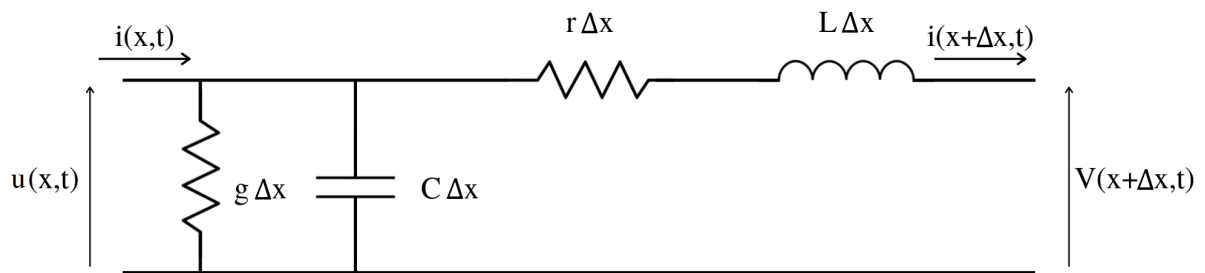
$$\implies \lambda/2 = 2.500km$$

onde:

- $\lambda \rightarrow$ comprimento de onda (km);
- $c \rightarrow$ velocidade de propagação da onda (km/s);
- $f \rightarrow$ frequência da rede (Hz);

Conforme livro Fuchs, para linhas longas é necessário que o modelo de parâmetros distribuídos seja utilizado, para suficiente precisão nos cálculos. Considerando uma linha real, incluímos no circuito equivalente elementos que representam as perdas resistivas nos condutores r (ohm/km) e nos dielétricos g (siemens/km) como mostra a Figura 2.1, que representa um elemento diferencial de comprimento Δx da linha. A Equação 2.2 representa a equação diferencial de tensão no elemento e por sua vez, a Equação 2.3 a corrente.

Figura 2.1 – Circuito Equivalente de um elemento Δx de uma linha real.



Fonte: O próprio autor.

$$-\frac{\partial u}{\partial x} \Delta x = (\Delta x r) i + (\Delta x L) \frac{\partial i}{\partial t} \quad (2.2)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} \Delta x = (\Delta x g) u + (\Delta x C) \frac{\partial u}{\partial t} \quad (2.3)$$

Dividindo ambas equações pelo elemento diferencial Δx , obtemos as Equações 2.4 e 2.5. Essa divisão trás uma indicação de como u varia ao longo da linha, como apresenta

a Equação 2.4.

$$-\frac{\partial u}{\partial x} = ri + I \frac{\partial i}{\partial t} \quad (2.4)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = gu + C \frac{\partial u}{\partial t} \quad (2.5)$$

Para resolver ambas as Equações 2.4 e 2.5, diferenciamos a Equação 2.4 com relação a Δx , obtendo a Equação 2.6 e a Equação 2.5 com respeito ao tempo (t), obtendo 2.7.

Em seguida, diferenciamos a Equação 2.4 com relação ao tempo (t), obtendo a Equação 2.8 e a Equação 2.5 com respeito a Δx , obtendo 2.9.

$$-\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = r \frac{\partial i}{\partial x} + L \frac{\partial^2 i}{\partial x \partial t} \quad (2.6)$$

$$-\frac{\partial^2 i}{\partial t \partial x} = g \frac{\partial u}{\partial t} + C \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (2.7)$$

$$-\frac{\partial^2 u}{\partial t \partial x} = r \frac{\partial i}{\partial t} + C \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \quad (2.8)$$

$$-\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = g \frac{\partial u}{\partial x} + C \frac{\partial^3 u}{\partial x \partial t} \quad (2.9)$$

No entanto, temos a seguinte relação:

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x \partial t} = \frac{\partial^2 i}{\partial t \partial x} \quad \text{e} \quad \frac{\partial^2 u}{\partial x \partial t} = \frac{\partial^2 u}{\partial t \partial x}$$

Então conseguimos obter por substituição direta as Equações 2.10 e 2.11.

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = rgu + (rC + Lg) \frac{\partial u}{\partial t} + LC \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = rgi + (rC + Lg) \frac{\partial i}{\partial t} + LC \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \quad (2.11)$$

As Equações 2.10 e 2.11 são conhecidas como as equações gerais das linhas de transmissão. Na análise das linhas de transmissão de energia elétrica, é relevante entender seu comportamento tanto com respeito a impulsos quanto às tensões e correntes senoidais. Isso nos direciona para soluções tanto no domínio do tempo, quanto no domínio da frequência. Para a compreensão de determinadas condições de operação, é mais pertinente procurarmos a solução no domínio da frequência.

Considerando a tensão u e a corrente i como funções senoidais no tempo, como apresentam as Equações 2.12 e 2.13. Ambas são oportunamente representadas pelos

fasores \dot{U} e \dot{I} , respectivamente, ficando a dependência de x e t implícita.

$$u = U_x \text{sen } \omega t \quad (2.12)$$

$$i = I_x \text{sen}(\omega t + \phi) \quad (2.13)$$

Agora é então possível escrever as equações gerais das linhas de transmissão em notação operacional como apresentam as Equações 2.14 e 2.15, lembrando da definição de impedância, fazemos $p = j\omega$.

$$\frac{d^2 \dot{U}_x}{dx^2} = rg \dot{U}_x + (rC + L_\theta) j\omega \dot{U}_x \div LC(j\omega) \dot{U}_x \quad (2.14)$$

$$\frac{d^2 \dot{I}_x}{dx^2} = rg \dot{I}_x + (rC + L_\theta) j\omega \dot{I}_x + LC(j\omega)^2 \dot{I}_x \quad (2.15)$$

Dado suas formas, podemos esperar para ambas uma solução do mesmo tipo, apresentadas nas Equações 2.16 e 2.17.

$$\dot{U}_x = \dot{A}_1 e^{x\sqrt{\frac{z}{y}}} + \dot{A}_2 e^{-x\sqrt{\frac{z}{y}}} \quad (2.16)$$

$$\dot{I}_x = \frac{1}{\sqrt{\frac{z}{y}}} (\dot{A}_1 e^{x\sqrt{\frac{z}{y}}} - \dot{A}_2 e^{-x\sqrt{\frac{z}{y}}}) \quad (2.17)$$

Onde \dot{A}_1 e \dot{A}_2 são constantes com dimensão de tensão, encontradas a partir de condições de contorno. Consideraremos a linha junto ao receptor como referência para as distâncias x . Logo, para $x = 0$, teremos que $\dot{U}_x = \dot{U}_2$ e $\dot{I}_x = \dot{I}_2$. Das Equações 2.16 e 2.17 é obtido as seguintes relações para \dot{U}_2 e \dot{I}_2 :

$$\dot{U}_2 = \dot{A}_1 + \dot{A}_2, \dot{I}_2 = \frac{1}{\sqrt{\frac{z}{y}}} [\dot{A}_1 - \dot{A}_2]$$

Encontrando então as Equações 2.18 e 2.19 para \dot{A}_1 e \dot{A}_2 , respectivamente.

$$\dot{A}_1 = \frac{\dot{U}_2 + \dot{I}_2 \sqrt{\frac{z}{y}}}{2} = \dot{A}_2 e^{j\psi_1} \quad (2.18)$$

$$\dot{A}_2 = \frac{\dot{U}_2 - \dot{I}_2 \sqrt{\frac{z}{y}}}{2} = \dot{A}_2 e^{j\psi_2} \quad (2.19)$$

Por fim, obtemos da Equação 2.16 e Equação 2.18, as soluções apresentadas pelas Equações 2.20 e 2.21.

$$\dot{U}_x = \frac{\dot{U}_2 + \dot{I}_2 \sqrt{\frac{z}{y}}}{2} e^{x\sqrt{\frac{z}{y}}} + \frac{\dot{U}_2 - \dot{I}_2 \sqrt{\frac{z}{y}}}{2} e^{-x\sqrt{\frac{z}{y}}} \quad (2.20)$$

$$\dot{I}_x = \frac{\dot{U}_2 + \dot{I}_2 \sqrt{\frac{\bar{z}}{\bar{y}}}}{2\sqrt{\frac{\bar{z}}{\bar{y}}}} e^{x\sqrt{\bar{x}\bar{y}}} - \frac{\dot{U}_2 - \dot{I}_2 \sqrt{\frac{\bar{z}}{\bar{y}}}}{2\sqrt{\frac{\bar{z}}{\bar{y}}}} e^{-z\sqrt{\bar{z}\bar{y}}} \quad (2.21)$$

Observando as Equações 2.20 e 2.21, tanto as funções exponenciais complexas e o radical complexo $\sqrt{\frac{\bar{z}}{\bar{y}}}$ se destacam, o que nos permite agora, formarmos os quadripolo equivalente, facilitando a análise.

O quadripolo que relaciona as tensões e correntes das extremidades de uma linha de transmissão de comprimento l em regime permanente é apresentado na Equação 2.22.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_e \\ \dot{I}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}l) & \bar{Z}_C \sinh(\bar{\gamma}l) \\ \frac{1}{\bar{Z}_C \sinh(\bar{\gamma})} & \cosh(\bar{\gamma}l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_r \\ \dot{I}_r \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

onde:

- \dot{V}_e e \dot{I}_e → os fasores de tensão e corrente na barra inicial da linha, respectivamente;
- \dot{V}_r e \dot{I}_r → os fasores de tensão e corrente na barra final de linha, respectivamente;
- $\bar{\gamma}$ → a constante de propagação da linha, $\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{Z}_l \cdot \bar{Y}_l} = \alpha + j\beta$;
- \bar{Z}_l a impedância série da linha de transmissão por unidade de comprimento;
- \bar{Y}_l a admitância transversal da linha de transmissão por unidade de comprimento;
- α a constante de atenuação;
- β a constante de fase, $\beta = \frac{2\pi}{\lambda}$;
- \bar{Z}_C a impedância característica da linha, $\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{Z}_l}{\bar{Y}_l}}$;
- l o comprimento da linha.

Quando a potência transmitida é equivalente a impedância de característica, surge o conceito de SIL (*Surge Impedance Loading*), onde há maior transferência de potência, pois toda energia reativa gerada é consumida, tendo apenas transmissão de potência ativa (FUCHS, 1977). A Equação 2.23 apresenta o cálculo do SIL.

$$SIL_{MW} = \frac{V_{linha(kV)}^2}{Z_0(\Omega)} \quad (2.23)$$

Onde Z_0 é:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Para uma linha ideal e com $l = \lambda/2$, isso é, sem perdas, a constante de atenuação é nula. Com isso a constante de propagação da linha dependerá apenas da constante de fase, ou seja: $\bar{\gamma} = j\beta = j\frac{2\pi}{\lambda}$. O quadripolo pode ser reduzido a Equação 2.24.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_e \\ \dot{I}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(j\pi) & \bar{Z}_C \sinh(j\pi) \\ \frac{1}{\bar{Z}_C \sinh(j\pi)} & \cosh(j\pi) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_r \\ \dot{I}_r \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Ainda é possível estimar o comportamento para diversas condições de operação, como por exemplo, para a linha a vazio. Nesse caso fazemos $\dot{I}_r = 0$ e substituímos em 2.24, resultando em 2.25, resultando em fasores de mesmo módulo, porém polaridades opostas, indicando uma defasagem de 180° .

Portanto, tais linhas apresentam naturalmente, em regime permanente, valores nominais de tensão em suas extremidades, logo não ocorrerá a elevação de tensão no terminal remoto, denominado de Efeito Ferranti, dispensando-se o uso de compensação reativa, independentemente do carregamento da linha.

$$\frac{\dot{V}_r}{\dot{V}_e} = \frac{1}{\cosh(j\pi)} = \frac{1}{\cosh(j\pi)} = -1\dot{I}_e = 0 \quad (2.25)$$

Outra análise interessante é a do comportamento das tensões e correntes no meio da linha. Novamente, por meio da Equação 2.24, fazendo $l = \lambda/4$ e considerando a linha ideal, obtemos a relação em 2.26.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{1/2} \\ \dot{I}_{1/2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh\left(j\frac{\pi}{2}\right) & Z_C \sinh\left(j\frac{\pi}{2}\right) \\ \frac{1}{Z_C \sinh\left(j\frac{\pi}{2}\right)} & \cosh\left(j\frac{\pi}{2}\right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_r \\ \dot{I}_r \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

- $\dot{V}_{1/2} \rightarrow$ o fasor de tensão no meio da linha;
- $\dot{I}_{1/2} \rightarrow$ o fasor de corrente no meio da linha;

Sabendo que, $\cosh(j\pi) = \cos(\pi)$ e $\sinh(j\pi) = j\sin(\pi)$, obtemos a relação apresentada na Equação 2.27 e 2.28.

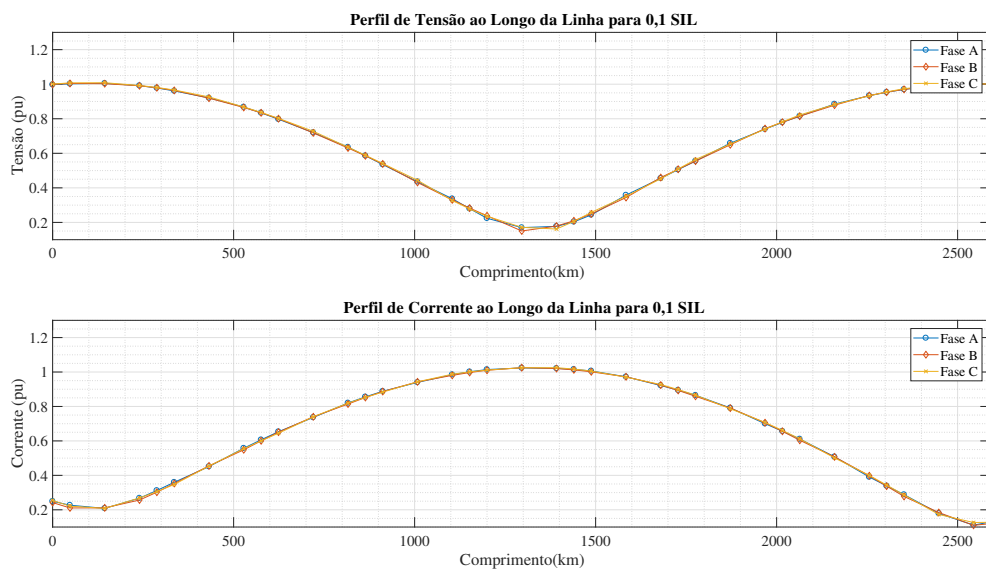
$$|\dot{V}_{1/2}| = |Z_C \cdot \dot{I}_r|, \quad (2.27)$$

$$|\dot{I}_{1/2}| = \left| \frac{\dot{V}_r}{Z_C} \right| \quad (2.28)$$

Assim, conseguimos verificar que a tensão no meio da linha é dependente apenas da corrente no final da linha, pois \bar{Z}_C é uma grandeza derivada da relação da relação entre a onda de propagação de tensão e a onda de propagação de corrente na linha. Podemos assumir então que a corrente será proporcional ao carregamento da linha, pois a tensão no final da linha terá valor próximo de 1 p.u. (valor nominal). Logo, a tensão no meio da linha depende apenas da potência transmitida pela linha de $\lambda/2+$.

Para a corrente no meio da linha ($\dot{I}_{1/2}$), a Equação 2.28 mostra que ela é diretamente proporcional à tensão no final da linha (V_R). Porém, para qualquer carregamento a tensão na no final da linha é mantida próxima de 1 pu, logo teremos uma corrente no meio da linha próxima de 1,0 pu, uma vez que este valor se refere à razão entre a potência característica da linha e a tensão nominal. Nas Figuras 2.1 e 2.2 são apresentados o perfil de tensão e corrente ao longo da linha de transmissão, para 0,1 SIL e 1 SIL de carregamento, respectivamente.

Gráfico 2.1 – Perfil de Tensão e de Corrente ao Longo da Linha em Regime Permanente, para Potência Transmitida de 0,1 SIL

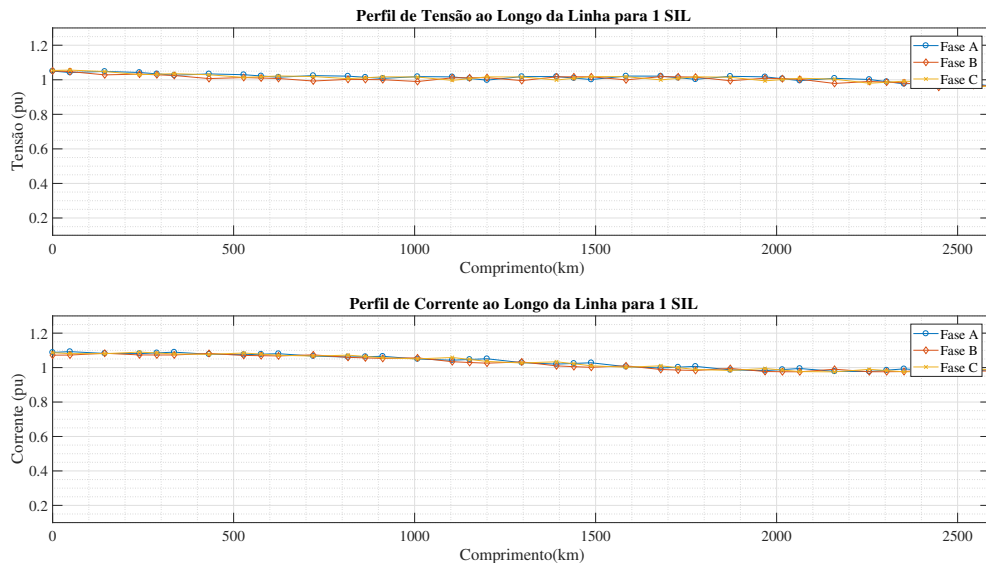


Fonte: O próprio autor.

A análise de estabilidade da linha também é necessária. Para linhas de comprimento exato de $\lambda/2$, tem-se um ponto de singularidade, o que pode tornar a linha instável para pequenas variações de carga ou pequenas perturbações (GOMES, 2012). Geralmente a defasagem angular das tensões nos terminais de uma linha de transmissão situa-se próxima a 30° elétricos, o que resulta numa operação no primeiro quadrante e garante uma margem suficiente de segurança no que diz respeito à estabilidade. Para casos de linhas acima de 400 km, é necessária a instalação de compensação reativa série para corrigir esta defasagem, pois possuem comprimento elétrico superior a 30° , elevando consideravelmente os custos por unidade de comprimento de uma linha.

Porém, para uma linha $\lambda/2+$ (≈ 2600 km), a defasagem entre as tensões possui valor próximo dos 190° elétricos, sendo seu desempenho próximo ao de uma linha curta, próxima de 150 km, com defasagem de 10° ($190^\circ - 180^\circ$) elétricos, situando-se no terceiro quadrante onde, também existe o comportamento estável desejado. Logo, uma defasagem acima de 180° até cerca de 210° , garante uma margem segura para linhas cujo

Gráfico 2.2 – Perfil de Tensão e de Corrente ao Longo da Linha em Regime Permanente, para Potência Transmitida de 1 SIL



Fonte: O próprio autor.

comprimento elétrico se localiza no terceiro quadrante, ou seja, em torno de 2600 km aproveitamos as mesmas características das linhas curtas, próximo de 150 km, em termos de operação em regime permanente (ILICETO; CINIEMI, 1988).

2.1.2 Principais Tópicos Analisados a Linhas de Transmissão em Meio Comprimento de Onda

As primeiras pesquisas relatadas na literatura sobre linhas $\lambda/2$ são relatadas em (WOLF; SHCHERBACHEV, 1940). No trabalho são identificadas algumas vantagens como as seguintes:

- Características robustas com respeito a tensão, pois não há necessidade de compensações adicionais para corrigir o efeito Ferranti;
- Estabilidade angular;

Todavia, as principais desvantagens apresentadas tem relação com altos níveis de tensão no meio da linha para sobrecargas (em relação à potência natural da linha).

Já em (HUBERT; GENT, 1965), os autores estabelecem a importância das mesmas serem implementadas com um comprimento que seja ligeiramente maior que a metade de um comprimento de onda, devido a margens de segurança para garantir a estabilidade do sistema.

Com respeito à transmissão de reativos pela linha, os autores em (PRABHAKARA; PARTHASARATHY; RAO, 1969), demonstram que tais linhas devem operar com fator de potência unitário e com nível de carga maior que 0,5 SIL. Desta forma, as perdas são minimizadas. Também é relatado que se a linha operar com no máximo 1,0 SIL, as sobretensões relatadas em trabalhos anteriores serão evitadas.

Ainda em (PRABHAKARA; PARTHASARATHY; RAO, 1969), foram relatados que durante algumas condições de falta, os níveis de tensões podem atingir valores elevados, se comparados com os níveis obtidos nas linhas convencionais. Em (ILICETO; CINIEMI, 1988) descreve-se que tais problemas são devidos à ressonância na frequência da rede que ocorre durante o defeito. Também são analisadas as perdas devido ao efeito *Corona*, fornecendo os limites de transporte de energia e como isso afeta a estabilidade durante períodos transitórios.

A avaliação de mitigação de sobretensões são avaliadas em (ZHANG et al., 2018), onde a proposta recai principalmente na correta alocação de dispositivos conhecidos como *metal oxide arrester* (MOA) ao longo da linha.

Estudos mais recentes que avaliam a proteção destas linhas, como (MA et al., 2016) que analisam métodos novos para a proteção diferencial de linhas de $\lambda/2+$, já (SILVA; MOREIRA; TAVARES, 2016) e (LOPES et al., 2014) apresentam para a localização de faltas.

Principalmente para a correta manobra de religamento monopolar, é essencial a correta identificação do tipo e das fases que envolve o curto-circuito (DONG; KONG; CUI, 2009). Métodos que tratam exclusivamente desta manobra são analisados em (DIAS; TAVARES, 2017) para as linhas de $\lambda/2+$.

Para a correta seleção e classificação de curto-circuitos em linhas com $\lambda/2+$, que é o foco deste trabalho, um dos trabalhos mais pertinentes é o proposto em (ESPINOZA; TAVARES, 2018). A proposta dos autores é baseada na variação de impedâncias aparentes no pós-falta em relação a pré-falta, porém utilizando novas formulações para as mesmas.

2.2 FALTAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.2.1 Faltas

Sistemas elétricos de potência são planejados com o objetivo de fornecer energia ininterruptamente com qualidade e confiabilidade. Porém diversos equipamentos, incluindo as linhas de transmissão, são rotineiramente expostos às várias perturbações. Em (KINDERMANN, 1997), o autor cita que geralmente as falhas geralmente estão ligadas a:

- Problemas na isolamento, por mal dimensionamento dos equipamentos, má qualidade do material utilizado ou envelhecimento do material;
- Problemas mecânicos, por ação do vento, contaminação, árvores, etc;
- Problemas elétricos, por descargas atmosféricas, surtos devido a manobras na rede ou sobretensões no sistema;
- Problemas de natureza térmica, causados por sobrecorrentes em consequência de sobrecarga;
- Problemas de manutenção.

Tais perturbações podem ocasionar defeitos em uma parte do sistema elétrico e prejudicar todo o restante, sendo necessário isolá-lo da parte afetada com o objetivo de minimizar seus efeitos, mantendo a maior parte possível do sistema em funcionamento.

Em relação à ocorrência de defeitos no sistema elétrico, o Quadro 2.1, retirada de Kindermann (1997), apresenta a percentagem de faltas nos equipamentos que compõem o sistema elétrico de potência. Estes dados foram obtidos através do levantamento histórico de defeitos em concessionárias de energia.

Quadro 2.1 – Percentagem de Faltas no Sistema Elétrico.

Setor do Sistema Elétrico	Curto-Circuito
Geração	6%
Subestação	5%
Linhas de Transmissão	89%

Fonte: Adaptado de Kindermann (1997).

O fato das linhas de transmissão estenderem-se por grandes distâncias, passando por diversos terrenos, com climas distintos, com seus elementos expostos a descargas elétricas e fenômenos da natureza, contribui significativamente para este valor elevado de defeitos nas mesmas.

Faltas ocorridas no sistema elétrico podem ser classificadas quanto ao número de fases envolvidas e por ter ligação ou não a terra. Faltas entre uma fase e a terra são conhecidas como faltas monofásicas ($1\phi - t$). Já faltas ocorridas entre duas fases são conhecidas como faltas bifásicas (2ϕ) com ou sem terra. Faltas ocorridas entre as três fases são chamadas de faltas trifásicas (3ϕ) com ou sem o envolvimento da terra.

2.3 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O objetivo principal da proteção de qualquer sistema elétrico é diminuir ou evitar danos aos equipamentos ligados no mesmo. Geralmente, são protegidos contra sobrecor-

rentes e sobretensões.

A proteção é feita, basicamente, aplicando relés que acionam disjuntores quando determinadas condições são detectadas, através da análise de tensão e corrente e também de relações entre as duas. As grandezas são medidas pelos transformadores de corrente e de potencial (tensão), já o controle do disjuntor é feito pelo relé.

O principal componente do sistema é o relé. Possui as funções de identificar, enviar comandos para abertura do disjuntor do sistema protegido, localizar o local da falta e informar o operador sobre existência de defeito no sistema. Para a operação segura do sistema de proteção, o relé deve operar garantindo os seguintes requisitos básicos: sensibilidade, seletividade, rapidez, confiabilidade, robustez, vida útil, estabilidade, operacionalidade e funcionalidade.

A classificação dos relés é feita conforme sua construção:

- Eletromecânico;
- Eletrônico ou estático;
- Digital.

Os primeiros a serem fabricados, projetados e usados nos Sistemas Elétricos de Potência foram os eletromecânicos. Já com o avanço dos transistores, surgiram os relés eletrônicos. Porém, com o passar dos anos e com a expansão do sistema de potência, exigiu-se um sistema de proteção com alto desempenho e características mais sofisticadas, o que se tornou possível devido aos relés digitais (SANDERS, 2015).

Todo relé de proteção, seja ele eletromecânico, eletrônico ou digital, possui funções de proteção implementadas, como por exemplo as de sobrecorrente, direcional de corrente, distância, sobretensão, subtensão, diferencial e religamento. No caso dos relés digitais estas funções são disponíveis em um único relé, conhecido como relé multifuncional. De acordo com a norma do instituto de padrões norte americano (ANSI - *American National Standards Institute*) estas funções possuem códigos utilizados normalmente em sistema de proteção, logo abaixo é possível visualizar alguns exemplos:

- 21 → distância;
- 27 → subtensão;
- 50/51 → sobrecorrente instantânea/temporizada;
- 59 → sobretensão;
- 67 → sobrecorrente direcional;
- 79 → religamento automático;

- 87 → diferencial.

No escopo da proteção de linhas de transmissão é recomendada a utilização de relés de distância (21). Este tipo de relé opera analisando a impedância aparente do sistema, da impedância da linha de transmissão até o ponto do curto-circuito ou da carga. É feita a comparação entre uma corrente e uma tensão medidas na mesma extremidade do elemento protegido.

O quociente entre a tensão e a corrente resulta numa impedância, sendo a distância desde o ponto onde o equipamento está instalado até o local onde ocorreu o defeito proporcional a impedância da linha (se o curto for franco, ou seja, sem resistência de falta).

Porém, quando se trata de linhas em $\lambda/2+$ é apresentando em (ARAUJO et al., 2018) que a função de distância não irá atuar corretamente (a partir de distâncias acima de 500km), sendo um dos motivos é que o algoritmo de seleção de fases não é adequado para linhas longas.

2.4 CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS SELEÇÃO DE FASE

Após a ocorrência de uma falta na linha de transmissão a proteção deverá atuar com intuito de eliminar o defeito. O sistema de proteção primeiro deverá detectar que houve uma falta e depois deve realizar a correta classificação da falta para saber qual equação da função utilizar. A etapa de seleção é de extrema importância para realizar de maneira apropriada manobras de religamentos monopolares.

2.4.1 Classificação de Faltas

A etapa de classificação consiste em um algoritmo que indique qual o tipo de falta, na ótica de distinção entre curto-circuitos que envolvam mais de uma fase ou curto-circuitos que envolvam somente uma fase e a terra. Isto tem direta relação com o objetivo de indicar ao relé qual unidade utilizar, ou seja, a de neutro (para curto-circuitos que envolvam a terra) ou a de fase (para curto-circuitos que envolvam mais de uma fase).

2.4.2 Seleção de Fase

O estudo da manobra monopolar é de suma importância para o sistema de transmissão, já que a maioria das faltas nas linhas de transmissão são monofásicas. Este tipo

de manobra possibilita a transmissão de potência pelas fases sãs, além de ocasionar menor impacto na rede devido às menores sobretensões de religamento quando comparado com a manobra tripolar (DIAS, 2018). No religamento monopolar a eliminação do defeito é feita abrindo somente a fase sob falta (abertura monopolar ou monofásica). Para a conclusão da manobra, depois de passado o tempo morto, é feito o religamento da fase que foi desligada. Para que tal manobra seja bem sucedida, algo imprescindível é que saibamos, quando a falta for monofásica (etapa de classificação), qual a fase que esta sob condição de falta, fase A, B ou C.

2.4.3 Transformadas de Clarke e de Karrenbauer

A transformação fase-modal é frequentemente aplicada em sistemas trifásicos com objetivos de desacoplamento (JOE-AIR JIANG et al., 2000), onde são muito aplicadas tanto na corrente quanto na tensão, logo é obtido I_{mode} e V_{mode} , como apresentam as equações 2.29 e 2.30, respectivamente.

$$I_{mode} = T^{-1}I \quad (2.29)$$

$$V_{mode} = T^{-1}V \quad (2.30)$$

onde, I e V as correntes e tensões trifásicas.

As transformadas modais de Clarke e de Karrenbauer são muito utilizadas (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010). As mesmas são apresentadas em 2.31 e 2.32, respectivamente e suas inversas em 2.33 e 2.34.

$$T_{Clarke} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & \frac{-1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 1 & \frac{-1}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

$$T_{Karrenbauer} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$T_{Clarke}^{-1} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$T_{Karrenbauer}^{-1} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

É apresentado por Dong, Kong e Cui (2009) o algoritmo de classificação de falhas e seleção de fases com falha, com base na transformada *Wavelet* da onda viajante de corrente, onde as características de várias falhas são investigadas com base em na transformada de Karrenbauer.

A transformada de Clarke torna um sistema trifásico em um bifásico ortogonal com eixos estacionários. Muito utilizada na implementação de sofisticados sistemas de controle, através dela é possível a representação de variáveis trifásicas defasadas de 120° por outras bifásicas com defasagem de 90° (WEINGARTNER, 2007). Já em (JIANG; CHING-SHAN CHEN; CHIH-WEN LIU, 2003), foi usada a transformada de Clarke também com intuito de desacoplamento, desacoplando as quantidades interfásicas para uma linha apenas.

3 CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS E SELEÇÃO DE FASE

Neste capítulo é apresentada uma breve revisão bibliográfica sobre métodos e técnicas de classificação e seleção de faltas, técnicas já consolidadas no mercado e análise de novas propostas que possam se adequar ao comportamento peculiar das linhas em $\lambda/2+$.

3.1 CLASSIFICAÇÃO DE FALTAS

A fase de classificação é de certa forma, relativamente breve durante a solução de uma falta no sistema de potência. Envolve, neste escopo, diferenciar se o curto-circuito foi do tipo que envolve somente uma fase e a terra ($1\phi t$), ou mais de uma fase (SILVA, 2009). Geralmente, tanto a etapa de classificação quanto a seleção, são executadas praticamente em conjunto, pois dependendo da aplicação, não são todas as distinções que são necessárias portanto, indiretamente já é feita tanto a classificação e a seleção. Como por exemplo para a proteção de distância (função 21 da tabela ANSI), a Tabela 3.1 descreve as entradas de cada uma das unidades da função 21 e a Tabela 3.2 apresenta quais unidades do relé devem ser ativadas para cada tipo de falta.

Tabela 3.1 – Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase do função de proteção de distância

Unidade	Sinais de Tensão Utilizados	Sinais de Corrente Utilizados
Z _{AT}	\dot{V}_A	$\dot{I}_A + k_0 I_0$
Z _{BT}	\dot{V}_B	$\dot{I}_B + k_0 I_0$
Z _{CT}	\dot{V}_C	$\dot{I}_C + k_0 I_0$
Z _{AB}	$\dot{V}_A - \dot{V}_B$	$\dot{I}_A - \dot{I}_B$
Z _{BC}	$\dot{V}_B - \dot{V}_C$	$\dot{I}_B - \dot{I}_C$
Z _{CA}	$\dot{V}_C - \dot{V}_A$	$\dot{I}_C - \dot{I}_A$

Fonte: Adaptado de Silva (2009)

Onde:

$$k_0 = \frac{z_{LT0} - z_{LT1}}{z_{LT1}} \quad (3.1)$$

na qual z_{LT0} e z_{LT1} são as impedâncias de sequência zero e positiva da linha de transmissão que o relé protege, respectivamente.

Em aplicações práticas de proteção de linhas de transmissão, as unidades de impedância do função de proteção de distância podem ser influenciadas por diversos parâmetros que modificam sobremaneira o valor da impedância aparente vista pelo relé, de tal forma que ela não seja a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local do defeito, tais como: a resistência de falta, a relação entre a impedância da fonte e da linha, conhecida pelo termo em inglês (*SIR - System Impedance Ratio*), as correntes de *infeed*, a presença de dispositivos de compensação série, etc (SILVA, 2009).

Tabela 3.2 – Unidades do relé que devem operar para cada tipo de falta.

Tipo de Falta	Fases Envolvidas	Sigla	Unidades do Relé					
			Z _{AT}	Z _{BT}	Z _{CT}	Z _{AB}	Z _{BC}	Z _{CA}
Monofásica	A	A _T	✓	-	-	-	-	-
	B	B _T	-	✓	-	-	-	-
	C	C _T	-	-	✓	-	-	-
Bifásica	A e B	AB	-	-	-	✓	-	-
	B e C	BC	-	-	-	-	✓	-
	A e C	AC	-	-	-	-	-	✓
Bifásica para terra	A e B	AB _T	✓	✓	-	✓	-	-
	B e C	BC _T	-	✓	✓	-	✓	-
	A e C	AC _T	✓	-	✓	-	-	✓
Trifásica	A, B e C	ABC	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: Adaptado de Silva (2009)

3.2 SELEÇÃO DE FASES

Apesar das seis unidades de impedância da função de proteção de distância estarem monitorando o elemento protegido, sabe-se que com o intuito de evitar atuações indevidas, um algoritmo de seleção de fases deve ser usado para permitir que apenas uma das unidades de impedância tome a decisão sobre a operação do relé (STOKES-WALLER, 2006). Portanto, uma etapa extremamente importante antes da proteção de distância em si, são os algoritmos de seleção de fases.

Porém, antes de entrar em metodologias e técnicas para linhas em $\lambda/2+$, é pertinente avaliar se algoritmos tradicionais são capazes de classificar os defeitos corretamente e permitir a atuação apenas das unidades devidas da função de proteção de distância. Para isso, foi tomado como base a patente proposta por Roberts e Schweitzer (1996), que tem sido utilizado em relés numéricos em escala comercial.

3.2.1 Algoritmo de Seleção de Fases Proposto por Roberts e Schweitzer (1996)

O algoritmo é baseado nos fasores na frequência fundamental (60Hz), consistindo em dois estágios de análise: o primeiro é resultado do ângulo da razão das correntes de sequência negativa e zero e o segundo é de comparações entre os módulos das impedâncias e resistências calculadas por cada unidade do relé. Um resumo de como o algoritmo funciona é apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Forma resumida do algoritmo descrito em Roberts e Schweitzer (1996)

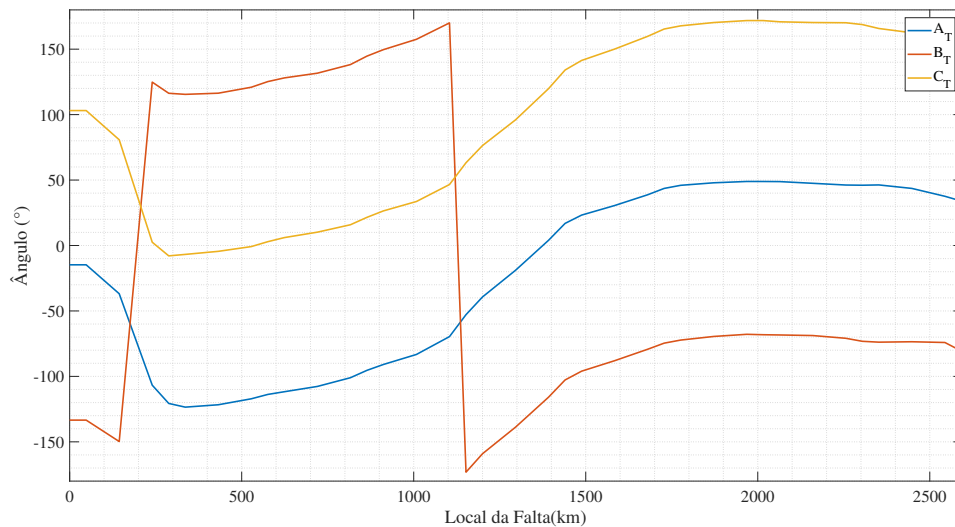
$\angle \frac{I_2}{I_0}$	Etapa 1	Etapa 2
[-30°; 30°]	Desbloqueia Unidade A _t ou BC	Desbloqueia a unidade com menor impedância entre as duas
[-150°; -90°]	Desbloqueia Unidade B _t ou CA	Desbloqueia a unidade com menor impedância entre as duas
[90°; 150°]	Desbloqueia Unidade C _t ou AB	Desbloqueia a unidade com menor impedância entre as duas
[60°; 30°] ou [30°; 60°]	Desbloqueia unidade de fase com menor impedância	Compara a resistência da unidade desbloqueada com a da unidade A _T . Se a da Z _{AT} for menor, ela pode ser desbloqueada.
[90°; 60°] ou [180°; 150°]	Desbloqueia unidade de fase com menor impedância	Compara a resistência da unidade desbloqueada com a da unidade Z _{BT} . Se a da Z _{BT} for menor, ela pode ser desbloqueada.
[60°; 90°] ou [150°; 180°]	Desbloqueia unidade de fase com menor impedância	Compara a resistência da unidade desbloqueada com a da unidade Z _{CT} . Se a da Z _{CT} for menor, ela pode ser desbloqueada.

Fonte: Adaptado de KÜSEL (2014b)

Para avaliar o desempenho do algoritmo, optou-se por verificar o comportamento da diferença angular entre as fases das correntes de sequência negativa e zero vistas pelo

relé durante um defeito; grandezas de entrada para o primeiro estágio. Os resultados desta análise, separados por curto-circuitos $1\phi - t$ e $2\phi t$ podem ser vistos nas Figuras 3.1 e 3.2, respectivamente.

Gráfico 3.1 – Diferença angular entre as correntes de sequência negativa e zero para curtos-circuitos $1\phi - t$



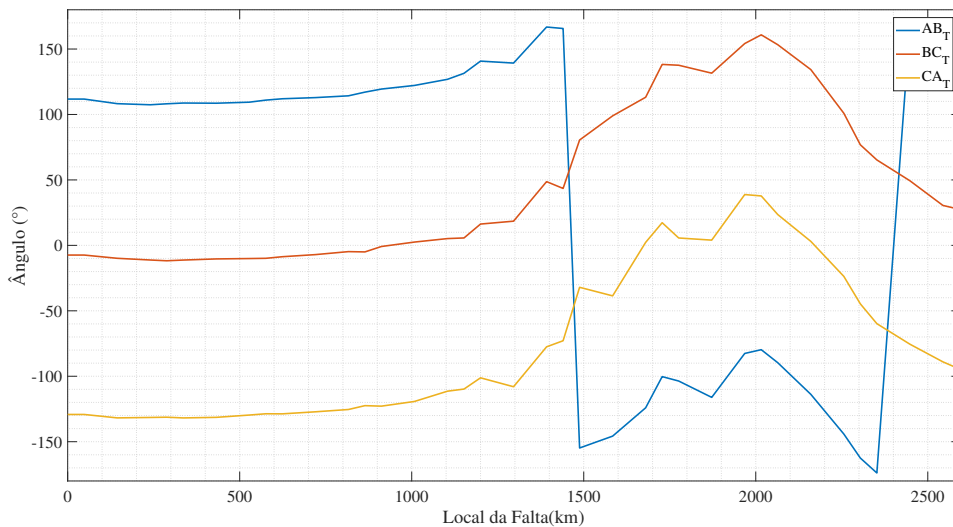
Fonte: O próprio autor.

Por exemplo, no caso de faltas A_T , as correntes I_0 e I_2 estão praticamente em fase, porém somente para um pequeno trecho inicial da linha, o que corresponde ao comportamento de uma linha curta. Logo depois a diferença nas fases excede rapidamente a tolerância de $\pm 30^\circ$. No caso de faltas BC_T , o critério de seleção de fase funciona apropriadamente em faltas até aproximadamente o meio da linha, porém novamente a diferença de fase aumenta logo depois, excedendo o limite de $\pm 30^\circ$.

3.2.2 Algoritmo de Seleção de Fase Proposto por Espinoza e Tavares (2018)

No trabalho feito por Espinoza e Tavares (2018), um novo algoritmo de seleção de falta é proposto, modelado e projetado para ser usado especificamente para a proteção de distância aplicada em linhas de transmissão em $\lambda/2+$. Os autores propuseram um método incremental baseado nas tensões e correntes de pré-falha e falta de falha. O método é construído com base no pressuposto de que existem impedâncias aparentes de fase e de linha, que não apresentam variações dependendo do tipo de falta. As impedâncias *fase-terra* e de *fase-fase* são definidas nas Equações 3.2 e 3.3, respectivamente.

Gráfico 3.2 – Diferença angular entre as correntes de seqüência negativa e zero para curtos-circuitos $2\phi - t$



Fonte: O próprio autor.

$$Z_A = \frac{V_A}{I_A}, Z_B = \frac{V_B}{I_B}, Z_C = \frac{V_C}{I_C} \quad (3.2)$$

$$Z_{AB} = \frac{V_{AB}}{I_{AB}}, Z_{BC} = \frac{V_{BC}}{I_{BC}}, Z_{AC} = \frac{V_{AC}}{I_{AC}} \quad (3.3)$$

O método pode ser resumido de tal forma:

- Se a falta for do tipo monofásica, a impedância de linha correspondente as fases não envolvidas na falta não varia. A impedância de fase correspondente a fase onde ocorreu a falta varia;
- Se a falta for do tipo bifásica, a impedância de fase correspondente a fase não envolvida na falha não varia. A impedância de linha correspondente às fases com falta varia;
- Se a falta for do tipo bifásica-terra, a impedância de fase correspondente à fase não envolvido na falha varia menos do que que as outras duas impedâncias de fase. A impedância de linha correspondente às fases com falha varia mais que as outras duas impedâncias de linha.

A variação de cada uma das impedâncias descritas nas Equações 3.2 e 3.3, é

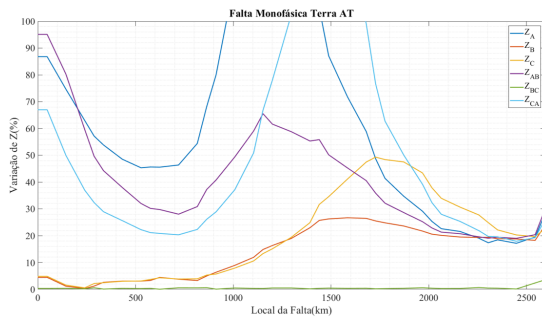
calculada utilizando a Equação 3.4.

$$\Delta Z = \frac{|Z^{falta} - Z^{pré-falta}|}{Z^{pré-falta}} \quad (3.4)$$

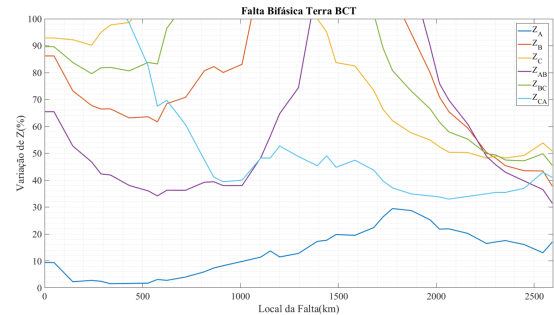
Realizando curto-circuitos ao longo de uma linha de transmissão em $\lambda/2+$, é verificado o comportamento descrito em (ESPINOZA; TAVARES, 2018), como demonstra a Figura 3.3, que demonstra a variação das impedâncias descritas nas Equações 3.2 e 3.3. A variação de determinadas impedâncias não é nula, porém muito baixa. Portanto, o método delimita limiares para as variações e as utiliza em um arranjo de portas lógicas, para a implementação do método. Para suplementação do método, é utilizado outros dois parâmetros para verificar o envolvimento do solo na falta, demonstrado nas Equações 3.5 e 3.6

Gráfico 3.3 – Variação percentual das impedâncias descritas nas Equações 3.2 e 3.3, para Curto-Circuitos A_T e BC_T , com 1 SIL de potência transmitida e R_F desprezível.

(a) Curto-Circuito A_T .



(b) Curto-Circuito BC_T .



Fonte: O próprio autor.

$$R_{01} = \frac{|I_0|}{|I_1|} \quad (3.5)$$

$$R_{21} = \frac{|I_2|}{|I_1|} \quad (3.6)$$

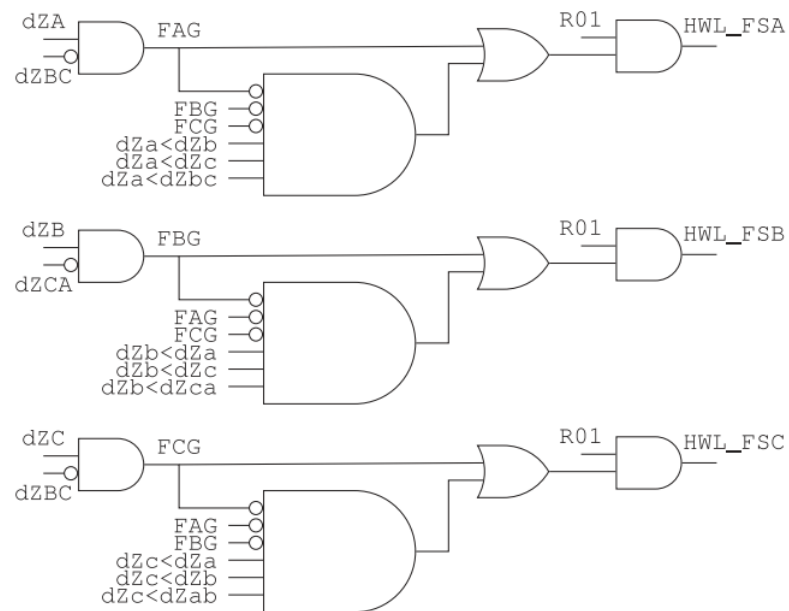
onde, $|I_2|$, $|I_1|$ e $|I_0|$ são o módulo das correntes de sequência negativa, positiva e zero, respectivamente.

Os *thresholds* utilizados são:

- 0,02 para as impedâncias de fase e de linha (Equações 3.2 e 3.3);
- 0,1 para o parâmetro R_{01} ;
- Quando a soma $R_{01} + R_{21}$ é maior que 0,1, a condição de falta é indicada.

O método proposto pode ser descrito pelo circuito lógico da Figura 3.1.

Figura 3.1 – Circuito Lógico proposto em (ESPINOZA; TAVARES, 2018), onde as saídas são os bits HWL_FSA, HWL_FSB e HWL_FSC.



Fonte: Adaptado de Espinoza e Tavares (2018).

4 MÉTODO PROPOSTO

Métodos baseados na Transformada de Karrenbauer, também conhecida como "linha-modal" devido ao fato de desacoplar em componentes que representam relação de modos entre fases, já foram desenvolvidos e demonstrados em linhas convencionais, porém baseados na onda viajante inicial da corrente (DONG; KONG; CUI, 2009).

A componente α da transformada, caracteriza a relação entre as fases A e B do sistema, a β entre as fases A e C, representadas na equação 4.1. Portanto, é necessária uma outra, para representar a relação entre as fases B e C, γ , obtida facilmente das outras duas, porém tornando a matriz redundante.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Uma relação muito pertinente foi analisada para a formulação do método, a ligação entre a componente β da transformada de Clarke, na Equação 4.2, e a componente γ da transformada Karrenbauer.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \alpha \\ \beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

A única diferença entre ambas, é que a componente β da transformada de Clarke é $\sqrt{3}$ vezes maior que a componente γ da transformada Karrenbauer.

Foi feito por Clarke (1948) a análise das correntes de todos os tipos de curto-circuitos nos diagramas α , β e zero, ou seja analisando diferentes relações entre as fases para a condição de falta.

4.1 CURTO-CIRCUITOS FASE-TERRA

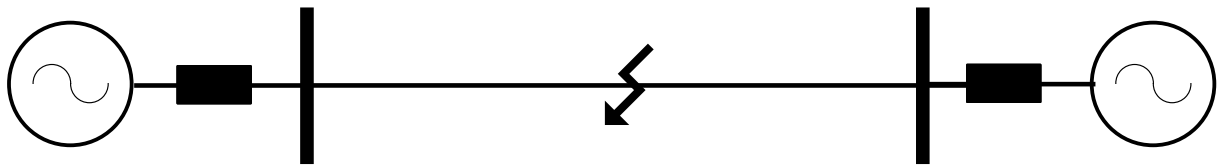
Para fins de simplificação, um sistema simples demonstrado na Figura 4.1 foi utilizado.

Para um curto-circuito entre a terra e a Fase A e assumindo resistência de falta igual a zero, é obtido:

$$V_A = 0 \quad I_B = 0 \quad I_C = 0$$

Como demonstrado em (CLARKE, 1948), os fasores de tensões E_α e E_β são, em

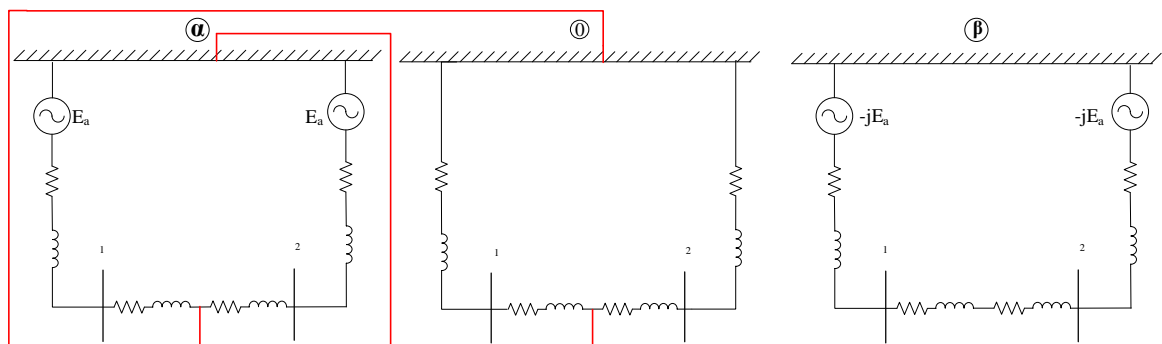
Figura 4.1 – Diagrama unifilar de um sistema simples.



Fonte: O próprio autor.

regime permanente, iguais a $V_A = E_A$ e $-jE_A$ respectivamente, onde j é $\sqrt{-1}$. O diagrama resultante é apresentado na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Montagem dos diagramas α , β e zero da transformada Clarke, para um curto-circuito A_T .



Fonte: Adaptado de Clarke (1948)

As correntes resultantes são:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} I_A \\ 2I_A \\ 0 \end{bmatrix}$$

Então, não teremos corrente β , quando o curto-circuito for monofásico, A_T . O que corresponde ao mesmo comportamento para a componente γ da Transformada de Karrenbauer, devido ao fato de representar uma grandeza desacoplada da relação entre as fases B e C.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \\ I_\gamma \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} I_A \\ I_A \\ I_A \\ 0 \end{bmatrix}$$

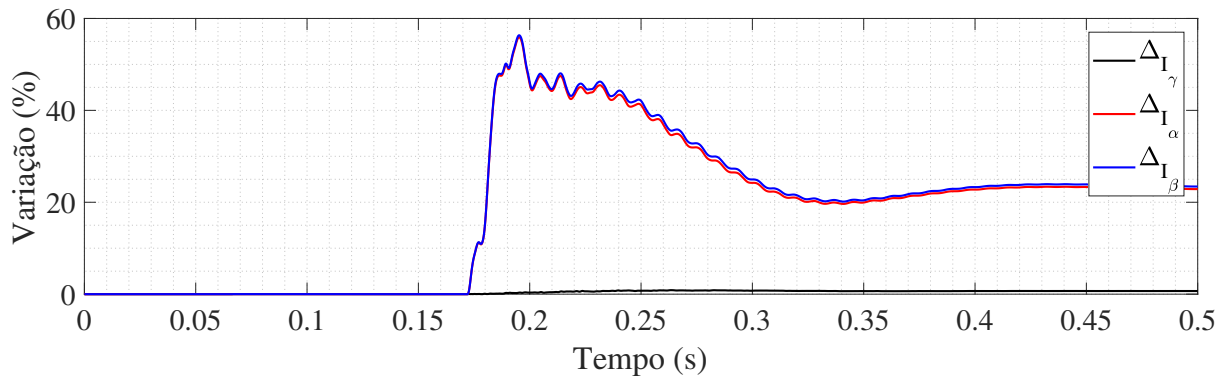
Este comportamento possibilita a expansão para os outros dois curto-circuitos monofásicos (B_T e C_T), analisando as componentes α e β da Transformada de Karrenbauer, sendo totalmente análogo a montar o diagrama representado na Figura 4.2 permutando as colunas da matriz da Transformada de Clarke, encontrando como proposto por Clarke (1948), resultando em novos pares de fasores defasados em 90° , em regime permanente. Na disposição atual, as componentes α e β da Equação 4.2 se analisadas fasorialmente, são (se as tensões estiverem balanceadas):

$$V_\alpha = V_A \quad V_\beta = \frac{1}{\sqrt{3}}(V_B - V_C) = \frac{1}{\sqrt{3}}V_{BC}$$

Então, para curto-circuitos monofásicos a metodologia é baseada na tendência da não variação de grandezas desacopladas *linha-modais*. Na Figura 4.1, é apresentado a variação das correntes α, β e γ , para o um curto-circuito monofásico A_T no início de uma linha de transmissão em $\lambda/2+$, com respeito a pré-falta (considerada o fasor da corrente dois ciclos antes da falta), calculada como na Equação 4.3.

$$\Delta_I = \frac{|\dot{I}_{Falta} - \dot{I}_{Pré-Falta}|}{|\dot{I}_{Pré-Falta}|} \quad (4.3)$$

Gráfico 4.1 – Variação das correntes *linhas-modais* da transformada de Karrenbauer para um curto-circuito $1\phi - t A_T$, a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{2}$.



Fonte: O próprio autor.

4.2 CURTO-CIRCUITOS ENTRE FASES

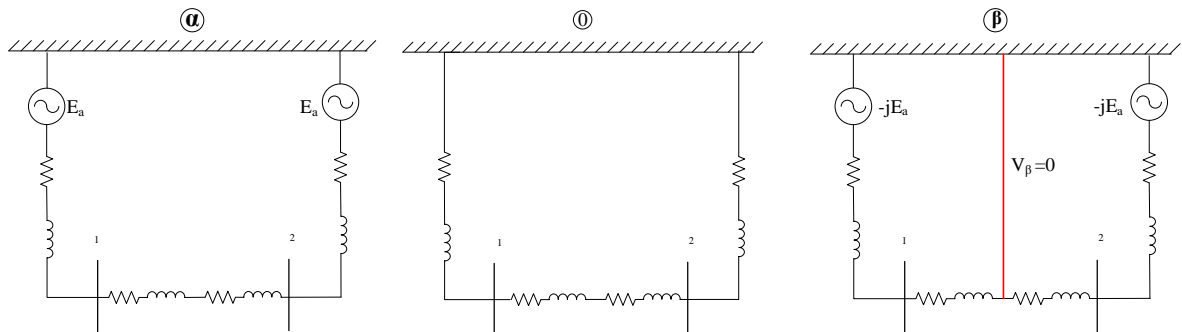
Exemplificando para um curto-circuito entre as Fase B e a Fase C e assumindo resistência de falta igual a zero, é obtido:

$$V_B = V_C \quad I_A = 0 \quad I_B = -I_C$$

e as componentes modais da transformada de Karrenbauer são:

O diagrama resultante é apresentado na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Montagem dos diagramas α , β e zero da transformada Clarke, para um curto-circuito BC.



Fonte: Adaptado de Clarke (1948).

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \\ I_0 \\ I_\gamma \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} -I_B \\ I_B \\ 0 \\ 2I_B \end{bmatrix}$$

Porém, se analisarmos as correntes utilizando a Transformada de Clarke é obtido que a corrente I_α é zero.

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \\ I_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 0 \\ 2 * \sqrt{3} I_B \\ 0 \end{bmatrix}$$

Ou seja, podemos agora estabelecer o critério para curto-circuitos bifásicos BC, onde a componente que pouco irá variar é a α , da Transformada de Clarke. Porém, ainda precisamos de uma matriz, análoga a da Transformada de Karrenbauer, que analise para todos os casos possíveis de curto-circuitos 2ϕ . É apresentada a matriz utilizada para os

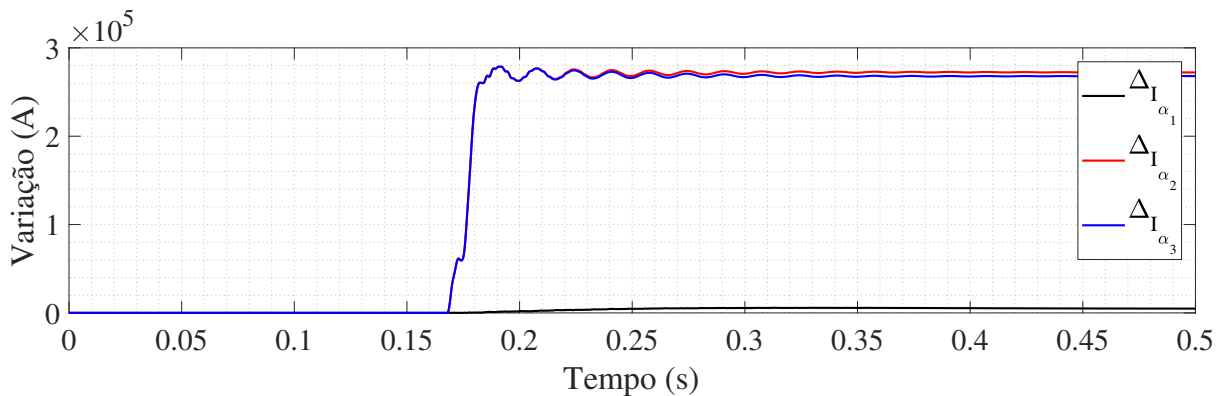
mesmos, na Equação 4.4.

$$\begin{bmatrix} I_{\alpha 1} \\ I_{\alpha 2} \\ I_0 \\ I_{\alpha 3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ 1 & 1 & 1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Então, para curto-circuitos bifásicos a metodologia é baseada na tendência da menor variação das correntes α_1, α_2 e α_3 desta matriz proposta, denominada ZB. Na Figura 4.2, é apresentado a variação destas correntes, para o um curto-circuito bifásico BC no início de um uma linha de transmissão em $\lambda/2+$, com respeito a pré-falta (considerada o fasor da corrente dois ciclos antes da falta), calculada como na Equação 4.5, onde é possível notar que a componente que pouco varia, em relação às outras, é a α_1 . Em contrapartida, as componentes da Transformada de Karrenbauer apresentam grande variação, como é possível observar na Figura 4.3.

$$\Delta I = |\dot{I}_{Falta} - \dot{I}_{Pré-Falta}| \quad (4.5)$$

Gráfico 4.2 – Variação das correntes α_1, α_2 e α_3 , da Transformada ZB para um curto-circuito 2ϕ BC, a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$.



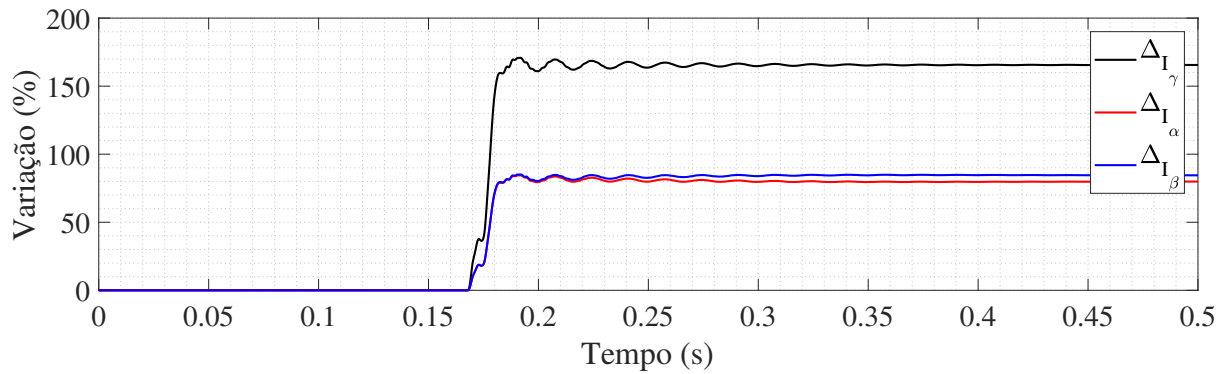
Fonte: O próprio autor.

4.3 CURTO-CIRCUITOS FASE-FASE COM LIGAÇÃO À TERRA

Exemplificando para um curto-circuito entre as Fase B e a Fase C e a terra e assumindo resistência de falta igual a zero, é obtido:

$$V_B = V_C = 0 \quad I_A = 0$$

Gráfico 4.3 – Variação das correntes α, β e γ , da Transformada de Karrenbauer para um curto-circuito $2\phi A_T$, a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$.



Fonte: O próprio autor.

e as componentes modais da transformada de Karrenbauer são:

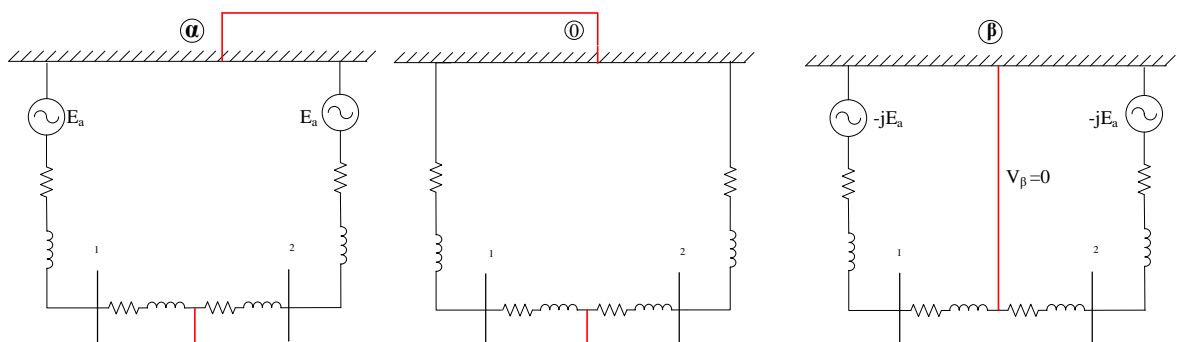
$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \\ I_\gamma \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} -I_B \\ -I_C \\ I_B + I_C \\ I_B - I_C \end{bmatrix}$$

Porém, se analisarmos as correntes utilizando a Transformada de Clarke é obtido que a corrente I_α é igual a da sequência zero (em módulo apenas).

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \\ I_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} -I_0 \\ I_B - I_C \\ I_0 \end{bmatrix}$$

O diagrama resultante é apresentado na Figura 4.4.

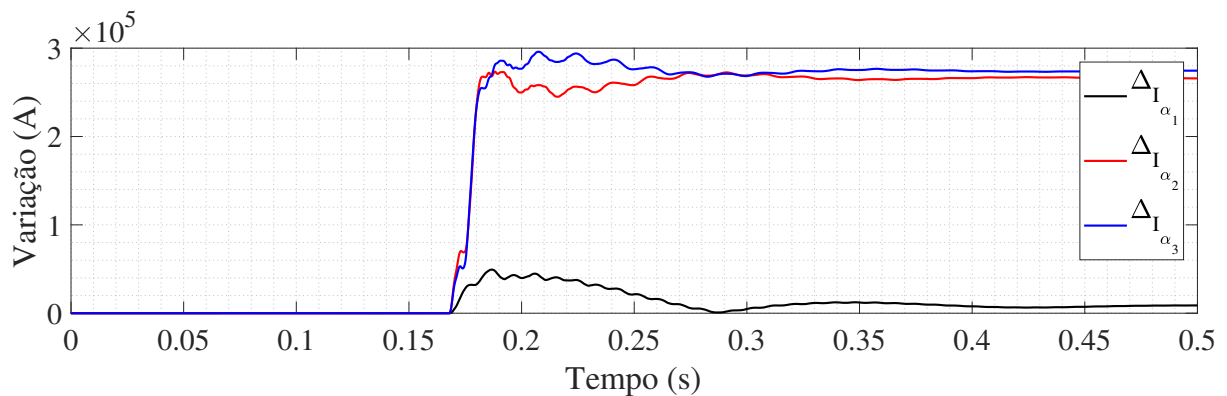
Figura 4.4 – Montagem dos diagramas α, β e zero da transformada Clarke, para um curto-circuito BC_T .



Fonte: Adaptado de Clarke (1948).

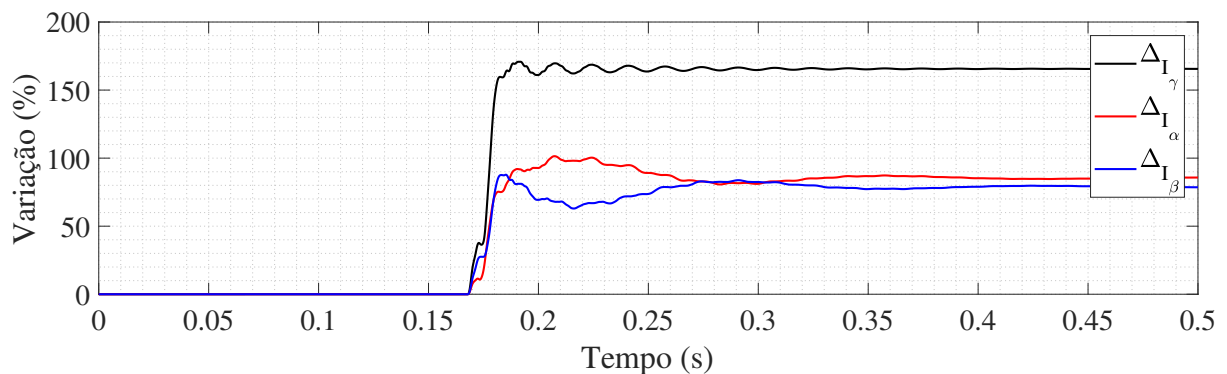
E assim, como no curto-circuito bifásico, a metodologia quando há ligação com a terra, é baseada na tendência da menor variação das correntes α_1, α_2 e α_3 da Transformada ZB. Na Figura 4.4, é apresentado a variação destas correntes, para o um curto-circuito bifásico BC_T no início de um uma linha de transmissão em $\lambda/2+$, com respeito a pré-falta, calculada como na Equação 4.5, onde também a componente que pouco varia, em relação às outras, é a α_1 . As componentes da Transformada de Karrenbauer apresentam grande variação, como é possível observar na Figura 4.5.

Gráfico 4.4 – Variação das correntes α_1, α_2 e α_3 , da Transformada ZB para um curto-circuito $2\phi BC_T$, a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$.



Fonte: O próprio autor.

Gráfico 4.5 – Variação das correntes α, β e γ , da Transformada de Karrenbauer para um curto-circuito $2\phi BC_T$, a 250km da medição, com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$.



Fonte: O próprio autor.

Portanto, assim como proposto por Espinoza e Tavares (2018), é estabelecido um método que se baseia em variações, porém na escolha perspicaz de correntes, que possuem a tendência de não variarem (ou variarem muito pouco) durante determinados tipos de curto-circuitos.

Para evitar ambiguidades com o nome de componentes, foi utilizado como demonstra a Equação 4.6 para a Transformada de Karrenbauer. Algumas permutações de linhas foram feitas, somente por fins práticos, sem alterar o comportamento da transformada. A Tabela 4.1 apresenta as relações entre as componentes e os tipos de curto-circuitos.

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_{\beta_1} \\ I_{\beta_2} \\ I_{\beta_3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 0 & -1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

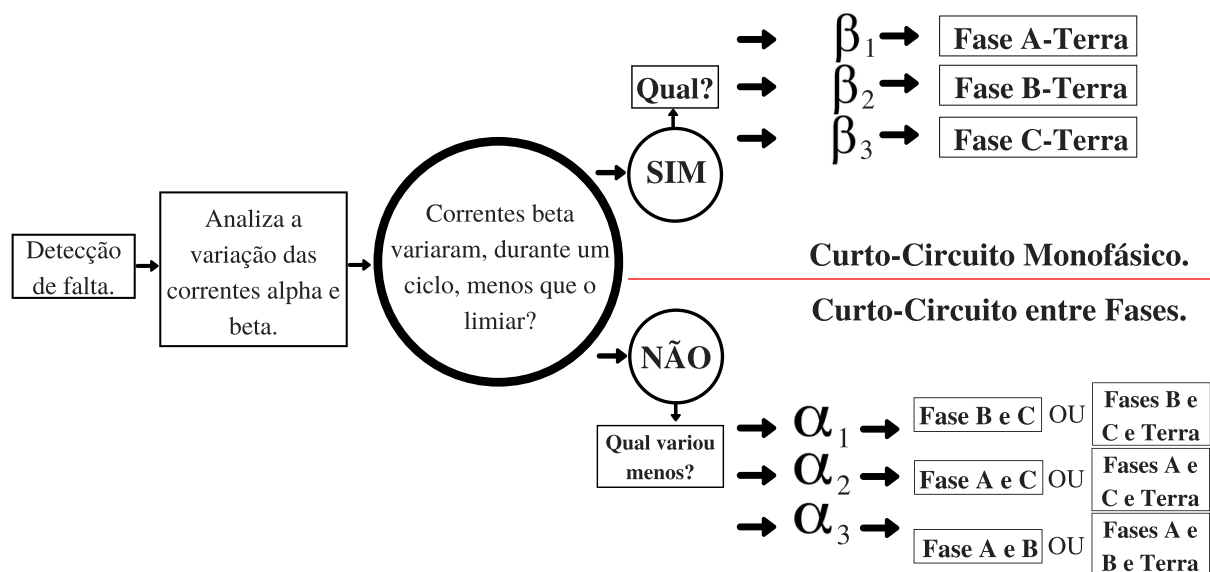
Tabela 4.1 – Ligação das componentes das matrizes de Karrenbauer e ZB com os tipos de curto-circuito.

Componente	Curto-circuito
β_1	$1\phi - t A_T$
β_2	$1\phi - t B_T$
β_3	$1\phi - t C_T$
α_1	$2\phi BC$ ou $2\phi - t BC_T$
α_2	$2\phi AC$ ou $2\phi - t AC_T$
α_3	$2\phi AB$ ou $2\phi - t AB_T$

É estabelecido na Figura 4.5 o fluxograma do funcionamento do método proposto.

O limiar de variação para as componentes β foi escolhido a partir de vários curtos-circuitos em diferentes trechos da linha de transmissão. O valor escolhido foi de 10%.

Figura 4.5 – Fluxograma da metodologia proposta.

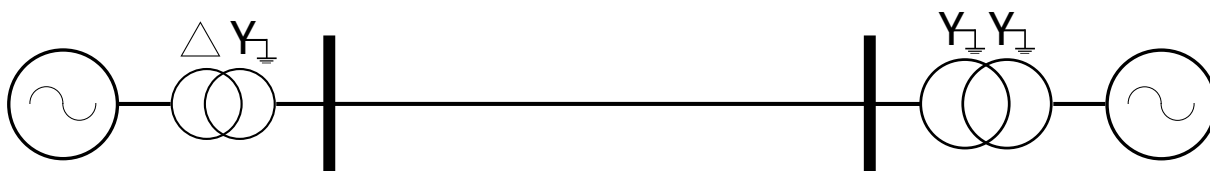


5 DESCRIÇÃO E MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO ANALISADO

Com o objetivo de avaliar o método proposto, em comparação ao mais recente e dos únicos para linhas de transmissão em $\lambda/2+$, um sistema teste foi analisado.

O sistema representa uma linha de 2600 km, em 500kV. O modelo foi obtida da interligação de três sistemas que fazem parte do SIN, denominados Norte-Sul I, Norte-Sul II e Nordeste-Sudeste. Foi proposto por Tavares et al. (2017), com intuito de um ensaio de energização de uma linha de transmissão em $\lambda/2+$. A Figura 5.1 apresenta o diagrama unifilar do sistema analisado.

Figura 5.1 – Sistema utilizado para avaliação dos métodos de classificação e seleção de falta.

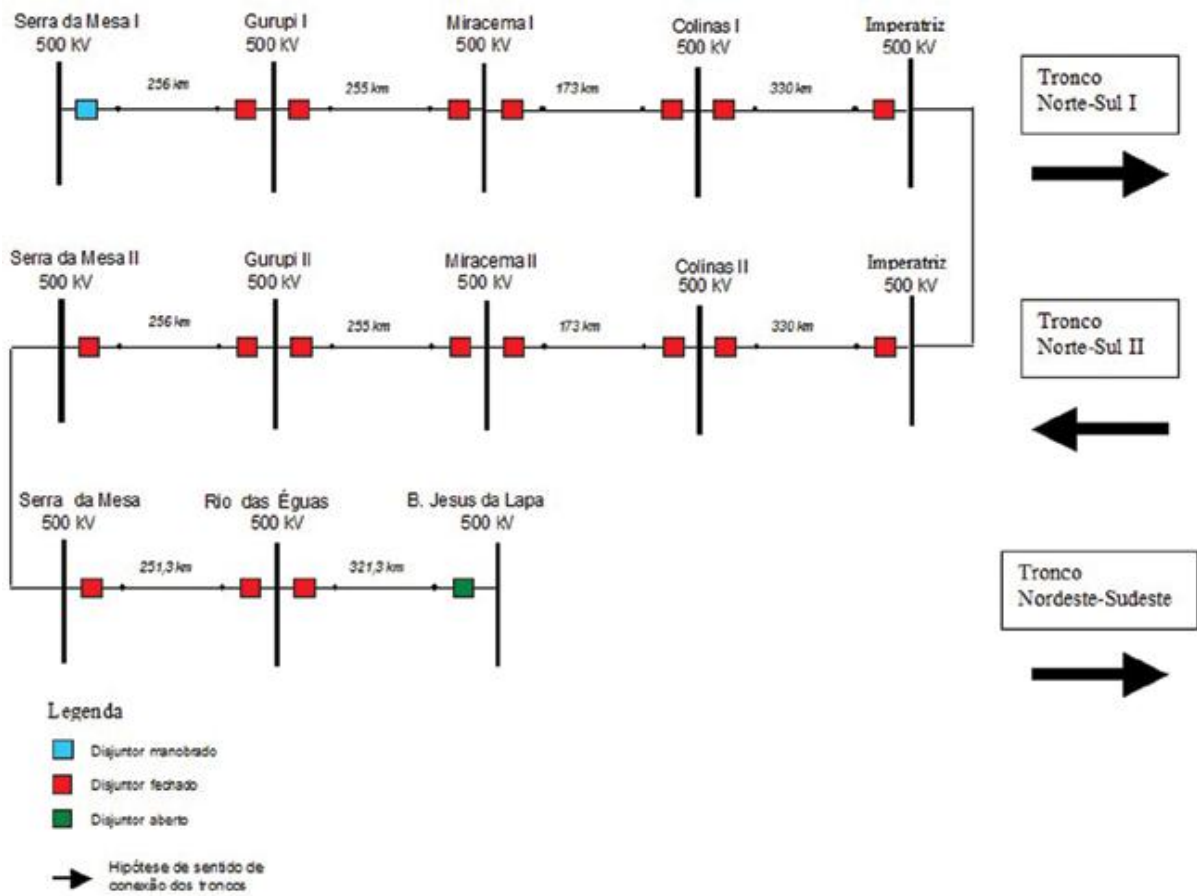


Fonte: O próprio autor.

5.1 PARÂMETROS DA LINHA

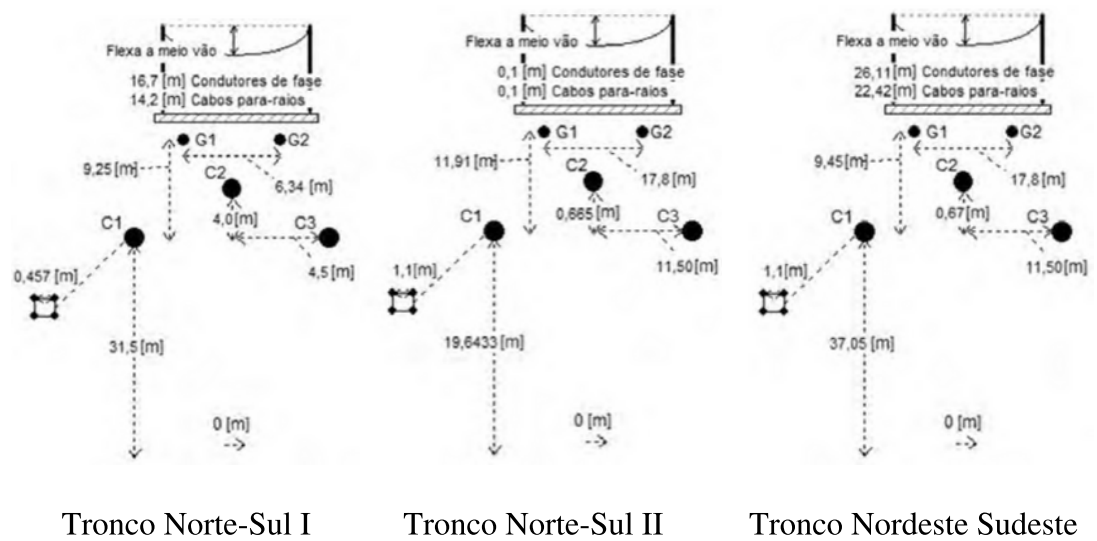
O sistema real modelado das interligações é apresentado na Figura 5.2. Para realizar a modelagem dos troncos, ou seja, a obtenção dos parâmetros elétricos da linha, os dados geométricos e físicos foram utilizados, apresentados na Figura 5.3. Os dados dos condutores utilizados, tanto para as fases quanto para os cabos de guarda, são apresentados no Tabela 5.1.

Figura 5.2 – Interligação do sistema analisado, proposta por Tavares et al. (2017).



Fonte: Tavares et al. (2017)

Figura 5.3 – Dados e características geométricas do sistema utilizado e modelado.



Fonte: Adaptado de Tavares et al. (2017).

Tabela 5.1 – Dados elétricos dos condutores utilizados em todos os troncos do sistema.

Condutor	Resistência (Ω/km)	R_{ext} (m)	R_{int} (m)	μ_r
RAIL	0.0614	0.014795	0.0037	1
PR-Aço galv EHS	3.51	0.00457	-	1

Fonte: Adaptado de Tavares et al. (2017).

Utilizando estas informações, no *software Simulink*, foram obtidos os parâmetros elétricos de todos os troncos. Foi considerado uma resistividade média da terra de 4000 Ωm . Os resultados são apresentados nas Tabelas 5.2, 5.3 e 5.4 para cada tronco, Norte-Sul I, Norte-Sul II e Nordeste Sudeste, respectivamente. A potência característica, obtida da Equação 5.1, onde o Z_C de sequência positiva resultante é 212.86 Ω , considerando uma linha sem perdas, a potência característica do acoplamento é de 1174,53 MW.

$$P_C = \frac{V^2}{Z_C} \quad (5.1)$$

Tabela 5.2 – Parâmetros de Sequência do tronco Norte-Sul I.

	Sequência Positiva	Sequência Zero
Resistência (Ω/km)	0.015744	0.46288
Indutância (H/km)	0.00075621	0.0042006
Capacitância Shunt (F/km)	1.51E-08	7.02E-09

Tabela 5.3 – Parâmetros de Sequência do tronco Norte-Sul II.

	Sequência Positiva	Sequência Zero
Resistência (Ω/km)	0.015896	0.42883
Indutância (H/km)	0.00077346	0.0038403
Capacitância Shunt (F/km)	1.51E-08	8.99E-09

Tabela 5.4 – Parâmetros de Sequência do tronco Nordeste Sudeste.

	Sequência Positiva	Sequência Zero
Resistência (Ω/km)	0.015896	0.42883
Indutância (H/km)	0.00077346	0.0038403
Capacitância Shunt (F/km)	1.51E-08	8.98E-09

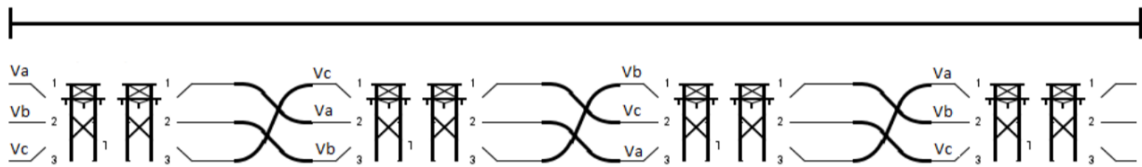
Porém, a utilização dos parâmetros de sequência de um linha admite que a mesma é idealmente transposta (FUCHS, 1977), ou seja, essa condição é satisfeita quando o ciclo

de transposição é muito menor que 1/4 do comprimento da onda elétrica sendo transmitida, para 60 Hz é:

$$\frac{300000km/s}{60Hz} * \frac{1}{4} = 1250km$$

Portanto, a transposição foi modelada em 9 ciclos, em 4 trechos (SANTIAGO; TAVARES, 2019) . Cada ciclo possui cerca 289km de extensão. No primeiro 1/6 de comprimento do ciclo a ordem geométrica dos condutores de fase é ABC, no segundo trecho de 1/3 do comprimento CAB, nos próximos 1/3 BCA e nos últimos 1/6, retornamos para ABC, como demonstra a Figura 5.4.

Figura 5.4 – Ciclo de transposição utilizado para a modelagem digital da linha de transmissão em $\lambda/2+$ analisada.



Fonte: Adaptado de DIAS (2018).

Para estudos que não ocorre a "quebra" desta condição ou que é utilizado modelos de linha média e curta, usar as componentes de sequência provê uma resposta suficientemente exata, porém para estudos de curto-circuitos desequilibrados é essencial que esta transposição seja levada em consideração. Portanto, foram utilizados as matrizes de impedância de cada tronco e desequilibradas, também obtidas através do *software Simulink*. As matrizes de resistência, indutância e capacitância *shunt* dos troncos Norte-Sul I, Norte-Sul II e Nordeste-Sudeste são apresentadas nas Equações 5.2, 5.3 e 5.4, respectivamente.

$$R = \begin{bmatrix} 0.1599 & 0.1514 & 0.1443 \\ 0.1514 & 0.1745 & 0.1514 \\ 0.1443 & 0.1514 & 0.1599 \end{bmatrix} \Omega/km \quad L = \begin{bmatrix} 0.0019 & 0.0012 & 0.0011 \\ 0.0012 & 0.0019 & 0.0012 \\ 0.0011 & 0.0012 & 0.0019 \end{bmatrix} H/km \quad (5.2)$$

$$C = 1E - 7 * \begin{bmatrix} 0.1212 & -0.031 & -0.0185 \\ -0.031 & 0.1294 & -0.031 \\ -0.0185 & -0.031 & 0.1212 \end{bmatrix} F/km$$

$$\begin{aligned}
 R &= \begin{bmatrix} 0.152 & 0.1386 & 0.1358 \\ 0.1386 & 0.1566 & 0.1386 \\ 0.1358 & 0.1386 & 0.152 \end{bmatrix} \Omega/km & L &= \begin{bmatrix} 0.0018 & 0.0011 & 0.0009 \\ 0.0011 & 0.0018 & 0.0011 \\ 0.0009 & 0.0011 & 0.0018 \end{bmatrix} H/km \\
 C &= 1E - 7 * \begin{bmatrix} 0.1286 & -0.0269 & -0.0071 \\ -0.0269 & 0.1344 & -0.0269 \\ -0.0071 & -0.0269 & 0.1286 \end{bmatrix} F/km
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

$$\begin{aligned}
 R &= \begin{bmatrix} 0.152 & 0.1386 & 0.1358 \\ 0.1386 & 0.1566 & 0.1386 \\ 0.1358 & 0.1386 & 0.152 \end{bmatrix} \Omega/km & L &= \begin{bmatrix} 0.0018 & 0.0011 & 0.0009 \\ 0.0011 & 0.0018 & 0.0011 \\ 0.0009 & 0.0011 & 0.0018 \end{bmatrix} H/km \\
 C &= 1E - 7 * \begin{bmatrix} 0.1286 & -0.0270 & -0.0071 \\ -0.0270 & 0.1344 & -0.0270 \\ -0.0071 & -0.0270 & 0.1286 \end{bmatrix} F/km
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

Para realizar a transposição via *software*, foi utilizada uma matriz de rotação, apresentada na Equação 5.5. Para obter a matriz de cada trecho, de determinada sequência geométrica de fases, é feita a operação apresentada na Equação 5.6 para o segundo trecho e na Equação 5.7 para o terceiro trecho (KÜSEL, 2014a).

$$R_\phi = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \tag{5.5}$$

$$Z_{CAB} = R_\phi * Z_{ABC} * R_\phi^{-1} \tag{5.6}$$

$$Z_{BCA} = R_\phi^{-1} * Z_{ABC} * R_\phi \tag{5.7}$$

Estes parâmetros foram implementados no *Simulink*, utilizando o modelo de parâmetros distribuídos (*Distributed Parameter Line*), que utiliza o modelo de *Bergeron* independente da frequência, assim atenuando as altas (Dommel, 1969).

5.2 TRANSFORMADORES

Os parâmetros dos transformadores utilizados, tanto para os geradores, quanto para o sistema equivalente, são apresentados na Tabela 5.5. A reatância foi obtida utilizando a frequência nominal do sistema, 60 Hz.

Tabela 5.5 – Dados dos transformadores utilizados no sistema analisado.

Transformador	Tensão(kV)	Conexão	S (MVA)	R (pu)	X (pu)
Gerador	15/525	ΔY_g	$3 \times 472,6$	0,00273	0,11
Sistema Equivalente	500/500	$Y_g Y_g$	4500	0	0,1

Fonte: Adaptado de Tavares et al. (2017)

5.3 SISTEMA EQUIVALENTE

Três casos foram analisados, considerando o sistema receptor com forte injeção de corrente. Os valores de corrente foram referentes a dados típicos de um sistema brasileiro de 500kV, 40kA para sistema forte (SANTIAGO; TAVARES, 2019). As impedâncias equivalentes são apresentadas na Tabela 5.6. Os dados do módulo da tensão interna nas fontes e do ângulo da Fase A, são apresentados na Tabela 5.7. 3 Casos foram propostos, carga baixa (praticamente a vazio) onde a potência transmitida é 0,1SIL da linha, 0,5 SIL da linha e 1 SIL da linha. Todos com Fator de Potência unitário.

Tabela 5.6 – Impedâncias de Sequência Equivalentes para as Condições Analisadas.

	Sequência Zero		Sequência Positiva	
	R (Ω)	X (Ω)	R (Ω)	X (Ω)
Geração	0,000754	0,025904	0,000754	0,025904
Sistema Forte	7,2169	36,084	1,1864	7,1187

Fonte: Adaptado de Santiago e Tavares (2019).

Tabela 5.7 – Dados das tensões dos Geradores e do Sistema Equivalente para as condições do sistema analisadas.

Condição do Sistema	P Transmitida (SIL)	Geradores		Sistema Equivalente	
		$ V_A $ (kV)	$\angle V_A$ ($^\circ$)	$ V_A $ (kV)	$\angle V_A$ ($^\circ$)
Sistema Forte	0,1	13,8	10,51	499,5	-175,1
Sistema Forte	0,5	13,9	20,51	504	-175,3
Sistema Forte	1	15,9	30,589	479,349	-176,7

Fonte: O próprio autor.

6 SIMULAÇÕES DE FALTAS E RESULTADOS

Para avaliar ambos os métodos, foi estabelecido uma rotina de ensaios, com as seguintes características.

- Foram feitas simulações de 0,5 segundos;
- As simulações foram feitas de forma discreta, com passo de simulação de $16,276 \mu\text{s}$;
- Devido ao comportamento das correntes variar bastante conforme nos afastamos, como mostra a Figura 6.1 para A_T e a Figura 6.2 para BC. Em 36 trechos da linha, foram realizadas faltas, de todos os tipos mencionados;
- Foi feito ensaios estes para 4 resistências de falta, $10m\Omega$, 50Ω , 100Ω e 200Ω , para testar a robustez do método;
- Antes de estimar o fasor, foi feita a filtragem dos sinais de tensão e corrente, com um filtro *Butterworth* de segunda ordem, na frequência de corte na sétima harmônica da frequência fundamental (480Hz);
- Os fasores de tensão e corrente foram obtidos através do Filtro de Fourier, do *Simulink*.

No total, 3888 casos foram analisados.

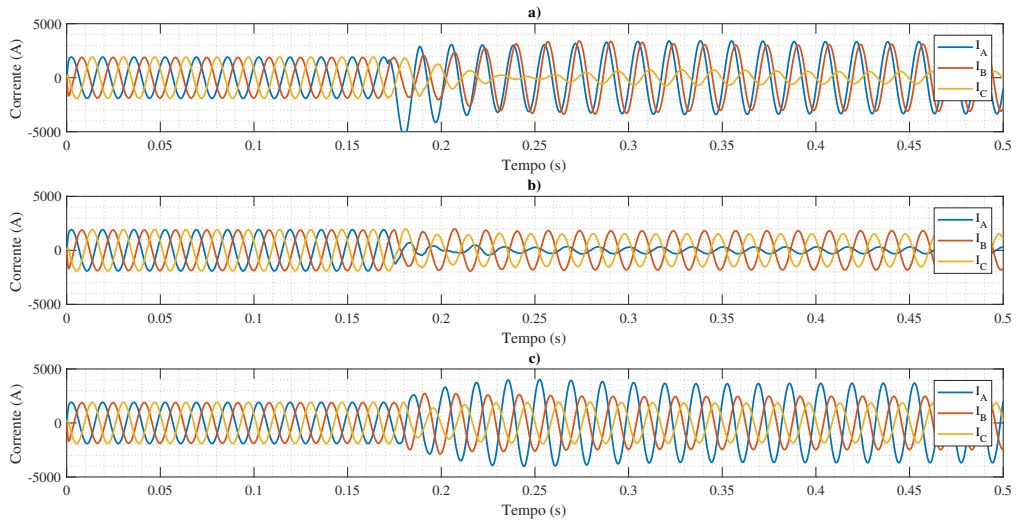
O ângulo de incidência das faltas foi variado, de acordo com o pior caso para cada tipo de curto-circuito, referente a energia presente em coeficientes relevantes, obtidas da Transformada Wavelet (COSTA; SOUZA; BRITO, 2012). Na Tabela 6.1 é apresentado os ângulos de incidência e o momento da simulação referente a isso.

Tabela 6.1 – Momento de inserção da falta para os curto-circuitos analisados.

Curto-Circuito	A_T	B_T	C_T	AB/AB_T	BC/BC_T	CA/CA_T
Ângulo	$\frac{\pi}{2}$	$\frac{\pi}{6}$	$\frac{5*\pi}{6}$	$\frac{\pi}{3}$	0	$\frac{2*\pi}{3}$
Tempo (s)	1,7375	0,6903	2,7847	1,2139	0,1667	2,2611

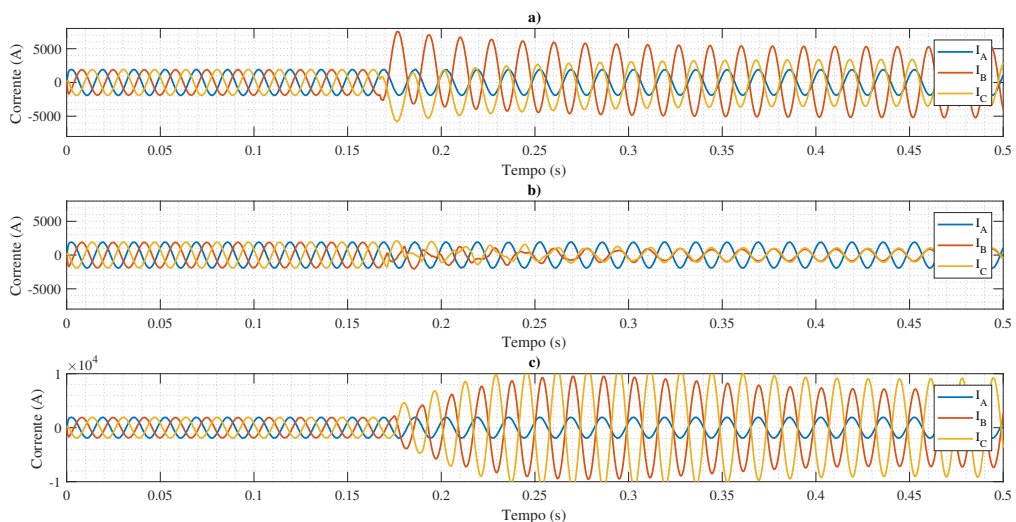
Fonte: Adaptado de Costa, Souza e Brito (2012).

Gráfico 6.1 – Correntes instantâneas de fase, para um curto-circuito monofásico A_T com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{2}$, à **a)** 100km da medição; **b)** 1800km da medição; **c)** 2200km da medição.



Fonte: O próprio autor.

Gráfico 6.2 – Correntes instantâneas de fase, para um curto-circuito bifásico BC com resistência de falta nula e ângulo de incidência em $\frac{\pi}{3}$, à **a)** 100km da medição; **b)** 1800km da medição; **c)** 2200km da medição.



Fonte: O próprio autor.

Para fins de implementação prática, foi utilizado um detector de falta simples proposto por Espinoza e Tavares (2018), onde se baseia em duas componentes, descritas na

Equação 3.5 e 3.6. Se a soma das mesmas for maior que 0,1, é indicado uma condição de falta.

O método proposto é capaz de avaliar tanto para curto-circuitos monofásicos e bifásico com/sem ligação à terra. Já o proposto por Espinoza e Tavares (2018) apenas para monofásicos e bifásico com ligação à terra, logo para este método só será avaliado estes casos.

6.1 POTÊNCIA TRANSMITIDA DE 0,1 SIL

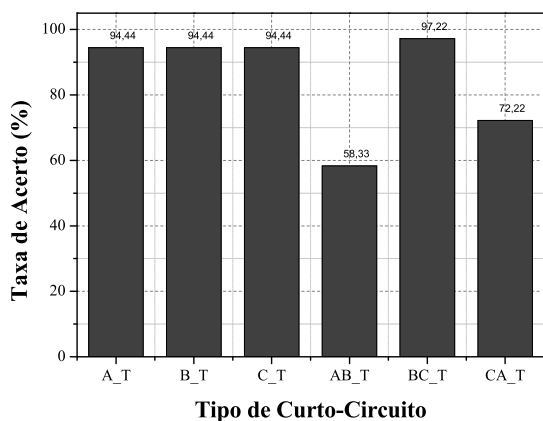
As primeiras simulações que foram analisadas para verificação e comparativo dos métodos, foram com condição de carga de 0,1 SIL de potência transmitida. Primeiramente, para ambos foi utilizando uma taxa de amostragem de 128 amostras por ciclo. Foi avaliado taxas 512, 256 e 64, e foi concluído que com taxas superiores a 128 não foi obtido nenhuma vantagem, e inferiores interferiu diretamente na precisão e acerto de ambos os métodos.

6.1.1 Método proposto por Espinoza e Tavares (2018)

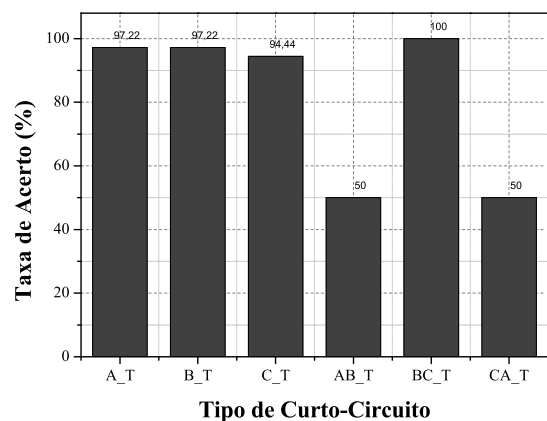
A Figura 6.3 apresenta a taxa de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para as resistências de falta de $10\ m\Omega$ e $50\ \Omega$ analisadas. A Figura 6.4 apresenta a taxa de acerto para as $100\ \Omega$ e $200\ \Omega$ resistências de falta analisadas.

Gráfico 6.3 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para 0,1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $10\ m\Omega$ e $50\ \Omega$, respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/ ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 10\ m\Omega$.



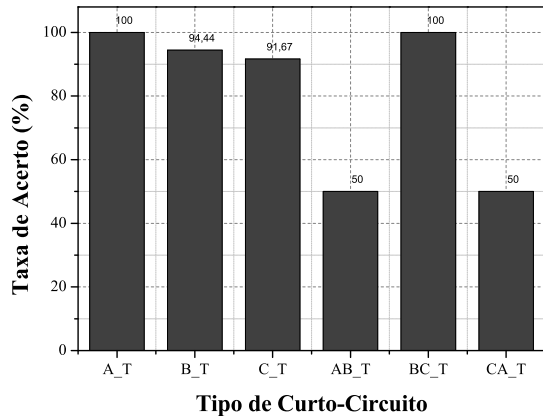
(b) Taxa de acerto para $R_F = 50\ \Omega$.



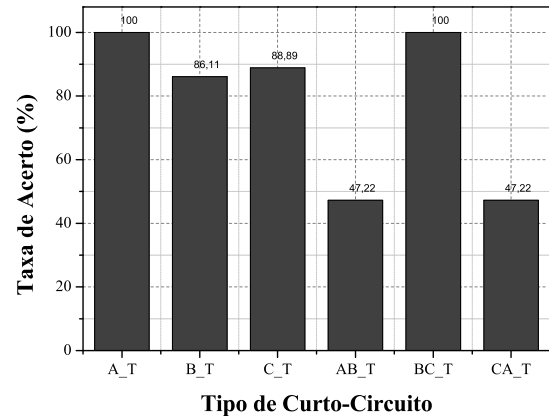
Fonte: O próprio autor.

Gráfico 6.4 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para 0,1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100 Ω e 200 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 100 \Omega$.



(b) Taxa de acerto para $R_F = 200 \Omega$.

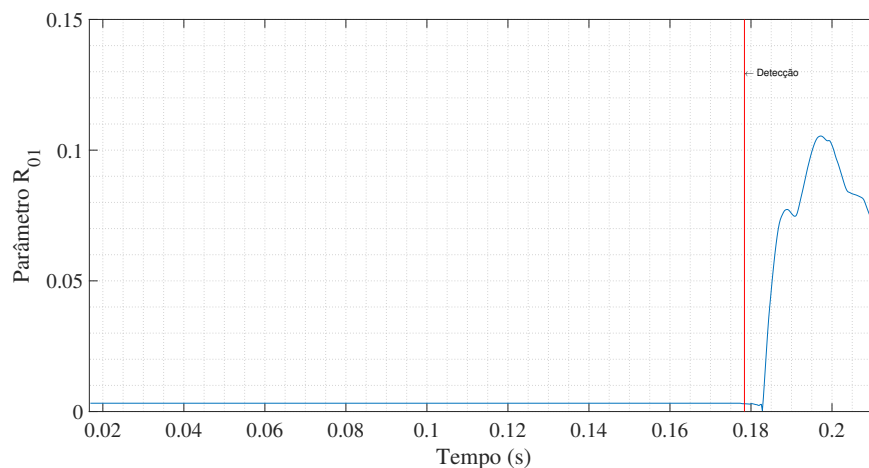


Fonte: O próprio autor.

Como mencionado em (ESPINOZA; TAVARES, 2018), para casos onde a potência transmitida é próxima de zero, o método irá falhar em vários casos.

Devido o parâmetro R_{01} ser uma das entradas da porta AND, da saída do circuito lógico equivalente do método (Figura 3.1), torna o método muito dependente deste parâmetro. Quando nos afastamos muito da medição, este parâmetro acaba diminuindo muito, e como é baseado em limiar para ativação deste *bit*, influencia diretamente no desempenho do método. Na Figura 6.5, é apresentado a variação deste parâmetro para um curto-circuito bifásico com ligação à terra, AB_T .

Gráfico 6.5 – Valor do parâmetro R_{01} , ao longo do tempo, para um curto-circuito bifásico com ligação à terra, AB_T , com resistência de falta desprezível, e 0,1 SIL de potência transmitida.



Fonte: O próprio autor.

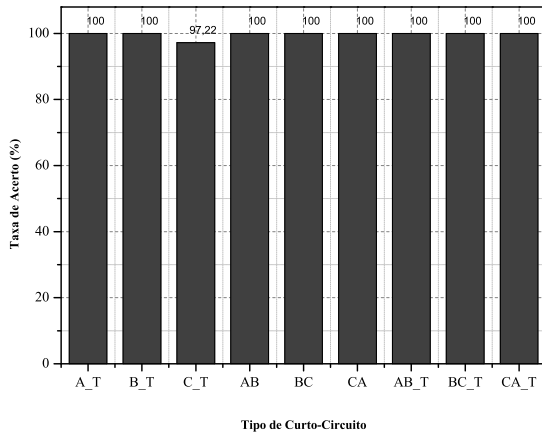
O valor do parâmetro R_{01} só alcança o valor do limiar proposto (0,1) mais de 100ms depois da detecção, acarretando na falha do método.

6.1.2 Método Proposto

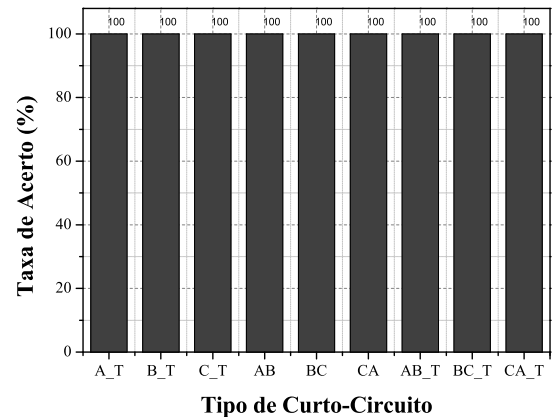
A Figura 6.6 apresenta a taxa de acerto do método proposto, para as resistências de falta de $10\ m\Omega$ e $50\ \Omega$ analisadas. A Figura 6.7 apresenta a taxa de acerto para as $100\ \Omega$ e $200\ \Omega$ resistências de falta analisadas.

Gráfico 6.6 – Porcentagem de acerto do método proposto para 0,1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $10\ m\Omega$ e $50\ \Omega$, respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 10\ m\Omega$.



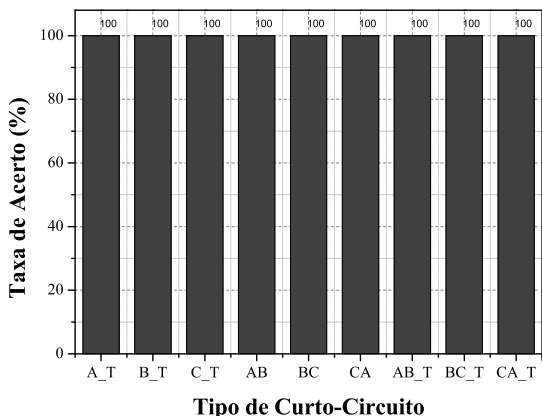
(b) Taxa de acerto para $R_F = 50\ \Omega$.



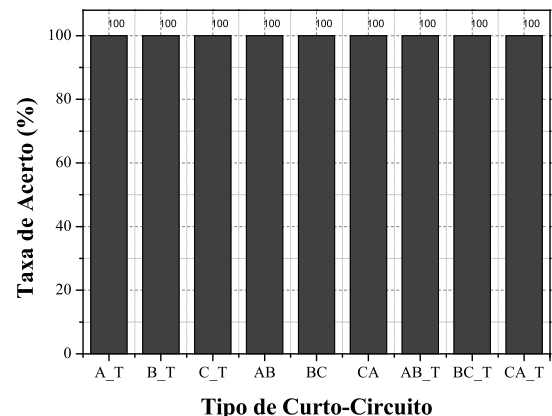
Fonte: O próprio autor.

Gráfico 6.7 – Porcentagem de acerto do método proposto para 0,1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $100\ \Omega$ e $200\ \Omega$, respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 100\ \Omega$.



(b) Taxa de acerto para $R_F = 200\ \Omega$.



Fonte: O próprio autor.

Para o método proposto, só foi obtida uma identificação errada, com $R_F = 10 \text{ m}\Omega$. O caso em particular, foi para o último trecho analisado, à 2576km da medição para um curto-circuito C_T , identificado como A_T .

6.2 POTÊNCIA TRANSMITIDA DE 0,5 SIL

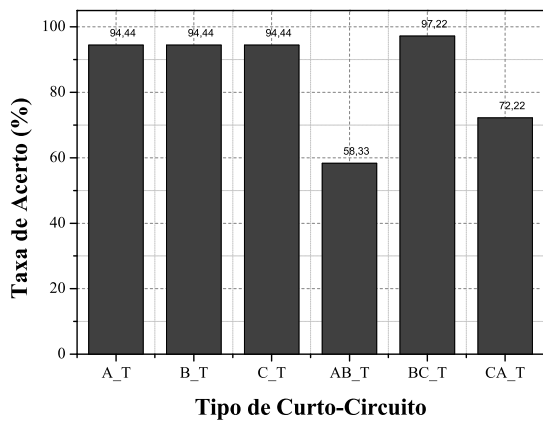
Nesta seção os métodos são analisado e comparados, com condição de carga de 0,5 SIL de potência transmitida.

6.2.1 Método proposto por Espinoza e Tavares (2018)

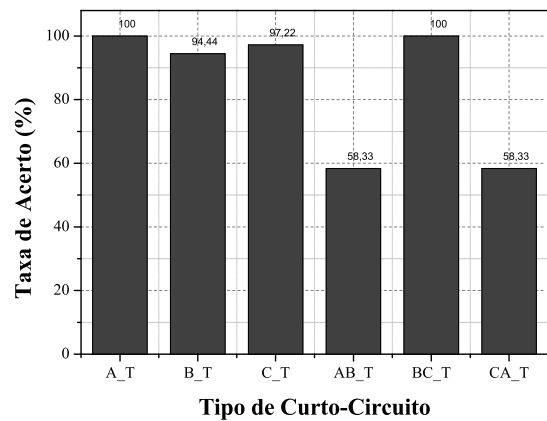
A Figura 6.8 apresenta a taxa de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para as resistências de falta de $10 \text{ m}\Omega$ e 50Ω analisadas. A Figura 6.9 apresenta a taxa de acerto para as 100Ω e 200Ω resistências de falta analisadas.

Gráfico 6.8 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018) para 0,5 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $10 \text{ m}\Omega$ e 50Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 10 \text{ m}\Omega$.



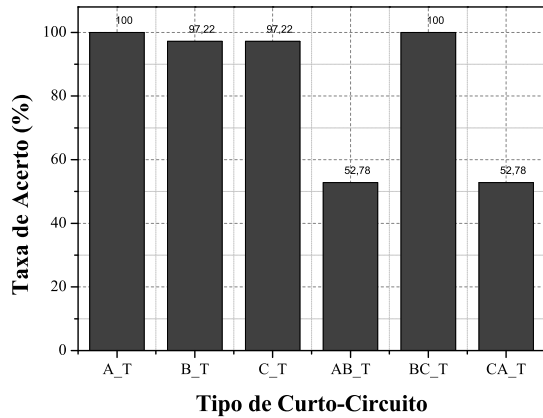
(b) Taxa de acerto para $R_F = 50 \Omega$.



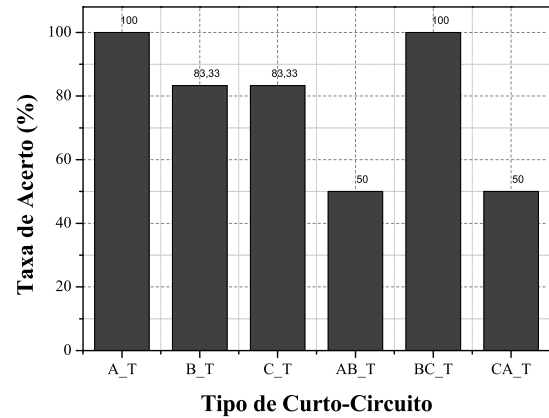
Fonte: O próprio autor.

Gráfico 6.9 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para 0,5 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100 Ω e 200 Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 100 \Omega$.



(b) Taxa de acerto para $R_F = 200 \Omega$.



Fonte: O próprio autor.

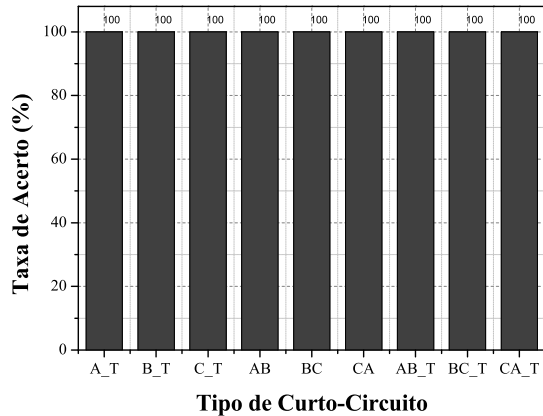
Quando a potência transmitida foi metade do SIL da linha, os resultados para curto-circuitos monofásicos foram relativamente satisfatórios. O problema foi para os bifásicos com ligação à terra, onde nem com R_F desprezível, foi obtida taxa de acerto superior à 60% para todos os casos. E ainda, quando aumentamos R_F , a taxa de acerto diminuiu.

6.2.2 Método Proposto

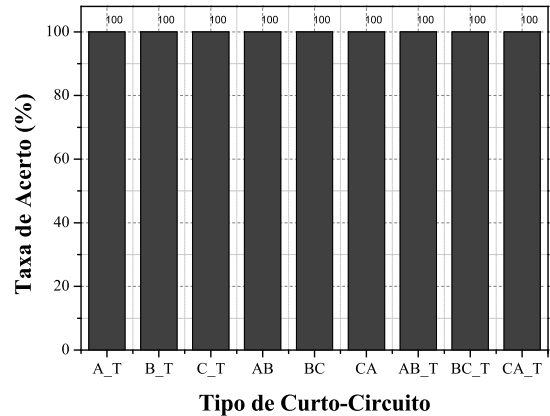
A Figura 6.10 apresenta a taxa de acerto do método proposto, para as resistências de falta de 10 $m\Omega$ e 50 Ω analisadas. A Figura 6.11 apresenta a taxa de acerto para as 100 Ω e 200 Ω resistências de falta analisadas.

Gráfico 6.10 – Porcentagem de acerto do método proposto para 0,5 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $10\ m\Omega$ e $50\ \Omega$, respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 10\ m\Omega$.



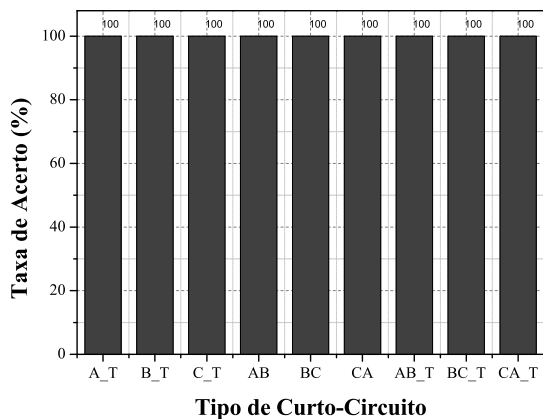
(b) Taxa de acerto para $R_F = 50\ \Omega$.



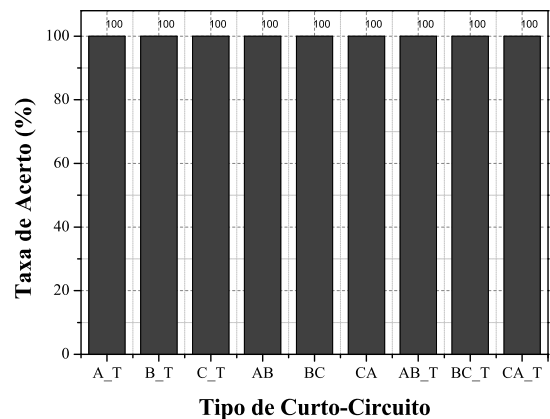
Fonte: O próprio autor.

Gráfico 6.11 – Porcentagem de acerto do método proposto para 0,5 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $100\ \Omega$ e $200\ \Omega$, respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 100\ \Omega$.



(b) Taxa de acerto para $R_F = 200\ \Omega$.



Fonte: O próprio autor.

Para o método proposto, foi obtido 100% de acerto para os casos analisados com 0,5 SIL de potência transmitida.

6.3 POTÊNCIA TRANSMITIDA DE 1 SIL

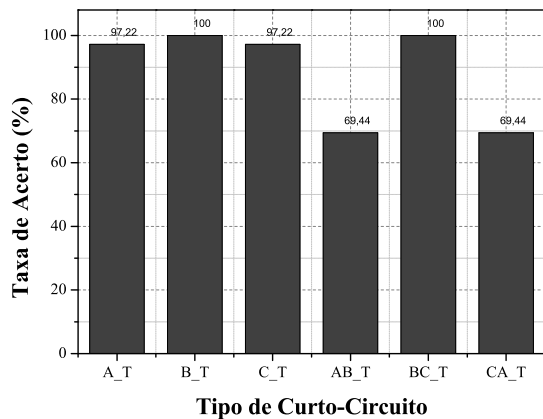
Nesta seção os métodos são analisado e comparados, com condição de carga de 1 SIL de potência transmitida.

6.3.1 Método proposto por Espinoza e Tavares (2018)

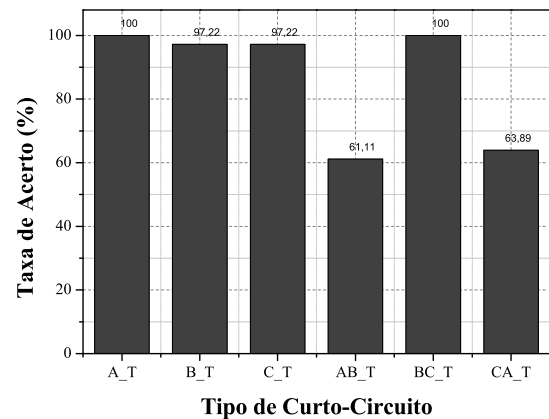
A Figura 6.12 apresenta a taxa de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para as resistências de falta de $10\ m\Omega$ e $50\ \Omega$ analisadas. A Figura 6.13 apresenta a taxa de acerto para as $100\ \Omega$ e $200\ \Omega$ resistências de falta analisadas.

Gráfico 6.12 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018) para 1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $10\ m\Omega$ e $50\ \Omega$, respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 10\ m\Omega$.



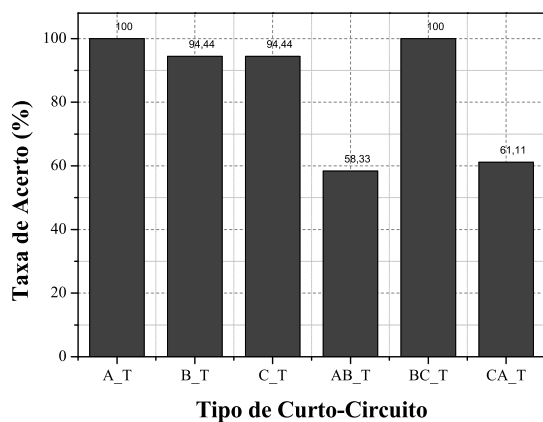
(b) Taxa de acerto para $R_F = 50\ \Omega$.



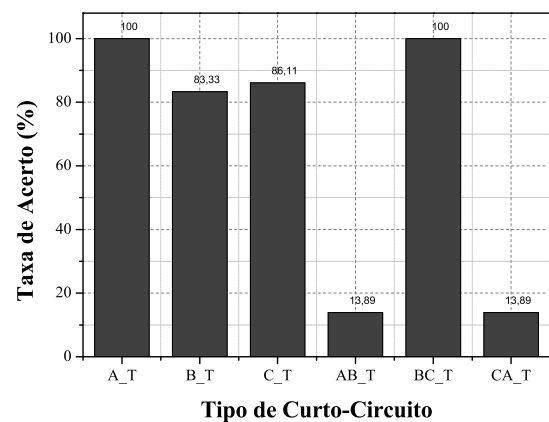
Fonte: O próprio autor.

Gráfico 6.13 – Porcentagem de acerto do método proposto por Espinoza e Tavares (2018), para 1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $100\ \Omega$ e $200\ \Omega$, respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 100\ \Omega$.



(b) Taxa de acerto para $R_F = 200\ \Omega$.



Fonte: O próprio autor.

Quando a potência transmitida foi de um SIL da linha, os resultados para curto-circuitos monofásicos foram satisfatórios quando a resistência de falta foi menor que $200\ \Omega$

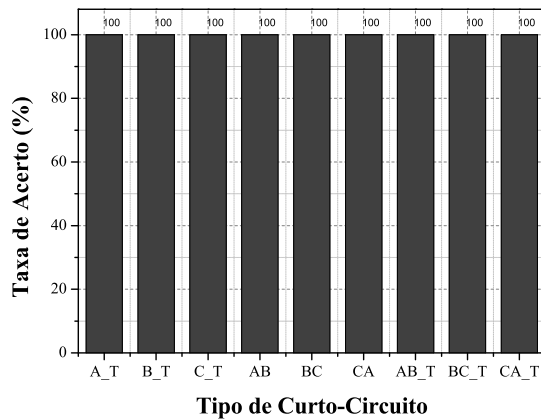
Ω . O problema foi para os bifásicos com ligação à terra, onde com R_F superiores à 50Ω , foram obtidas taxas de acerto inferiores à 60% para a maioria dos casos.

6.3.2 Método Proposto

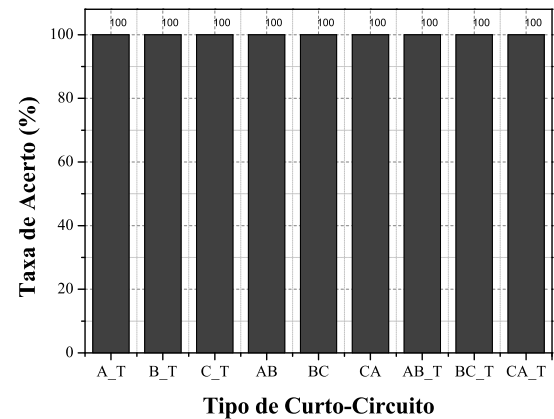
A Figura 6.14 apresenta a taxa de acerto do método proposto, para as resistências de falta de $10 \text{ m}\Omega$ e 50Ω analisadas. A Figura 6.15 apresenta a taxa de acerto para as 100Ω e 200Ω resistências de falta analisadas.

Gráfico 6.14 – Porcentagem de acerto do método proposto para 1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de $10 \text{ m}\Omega$ e 50Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 10 \text{ m}\Omega$.



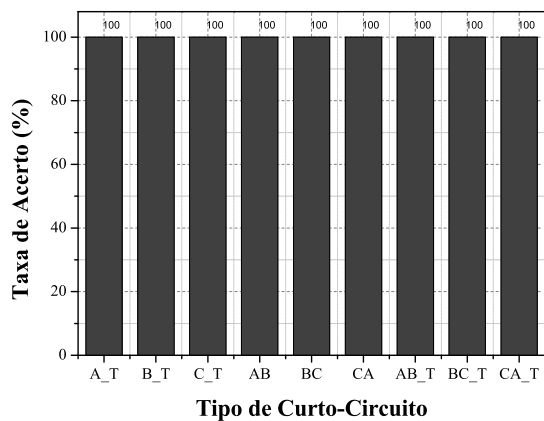
(b) Taxa de acerto para $R_F = 50 \Omega$.



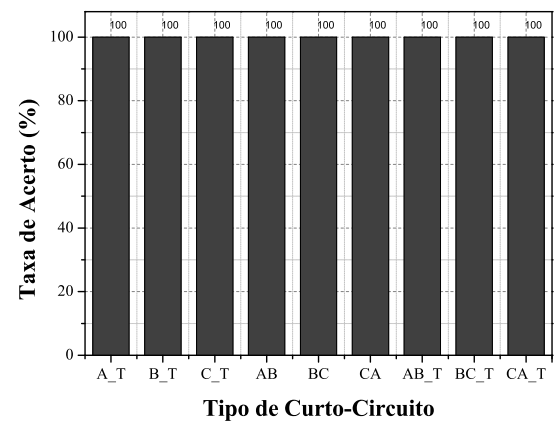
Fonte: O próprio autor.

Gráfico 6.15 – Porcentagem de acerto do método proposto para 1 SIL de potência transmitida, para resistências de falta de 100Ω e 200Ω , respectivamente, para todos os tipos de curto-circuitos monofásicos e bifásicos com/sem ligação à terra.

(a) Taxa de acerto para $R_F = 100 \Omega$.



(b) Taxa de acerto para $R_F = 200 \Omega$.



Fonte: O próprio autor.

Para o método proposto, foi obtido 100% de acerto para os casos analisados com 1 SIL de potência transmitida.

7 CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS

Para que as linhas de transmissão em $\lambda/2+$ sejam finalmente consideradas como uma alternativa viável é necessário que lacunas como a sua proteção sejam finalmente preenchidas. Desta forma, uma proteção de distância simples e robusta, e manobras de religamento monopolar são essenciais para permitir que esta tecnologia seja aceita e considerada nas futuras grandes expansões do sistema elétrico no Brasil e em outros países. Parte importante de ambos, é a correta classificação e seleção do curto-circuito.

Um novo método para classificação e seleção de curtos-circuitos para linhas de transmissão em $\lambda/2+$ de onda foi proposto, o qual utiliza critérios baseados em correntes desacopladas por meio de transformadas modais.

Foi estabelecido na revisão bibliográfica os aspectos teóricos mais relevantes para a abordagem do problema de classificação e seleção de curtos-circuitos, em linhas de meio comprimento de onda. Também foi esclarecido que a maioria de princípios usados em algoritmos seletores de fases foram projetados pensando a linha como curta e que há poucos algoritmos seletores de fases projetados para a transmissão em meia onda.

Um modelo de linha de transmissão em $\lambda/2+$ foi obtido no *software Simulink*, para avaliação dos métodos. Para fins de comparação, foi analisado o único método proposto (para linhas de transmissão em $\lambda/2+$) para seleção e classificação de faltas, em paralelo com o método proposto. Na metodologia de testes foi considerado três condições de carga e quatro resistências de falta em 36 pontos da linha.

O método proposto por Espinoza e Tavares (2018) funcionou bem para alguns casos, porém quanto maior era a resistência de falta, pior o desempenho. O método proposto, funcionou praticamente em todos os casos analisados, com um grande ganho em relação ao outro, consegue não só identificar os curto-circuitos fase-fase com ligação à terra, mas também os que não tem ligação à terra. Assim como apresentou grande robustez a resistência de falta, respondendo bem até 200Ω (a maior analisada) e também com uma frequência de amostragem interessante para aplicação, com 128 amostras por ciclo (7.68kHz). Um ponto fraco encontrado é a dependência intrínseca da correta detecção do curto-circuito e também a necessidade de várias operações matemáticas para o funcionamento, sendo que necessitamos fazer a estimação fasorial de outras 6 correntes.

Propostas de trabalhos futuros que precisam ser estudadas e verificadas mais rigorosamente, encontram-se principalmente:

- Utilizar modelos de linha dependente da frequência, analisando sua influência no método;
- Analisar outras formas de detecção de falta e estimação fasorial, para verificar sua contribuição no método;

- Utilizar esta metodologia utilizando um simulador digital em tempo real (RTDS - *Real Time Digital Simultar*);
- Verificar a viabilidade da implementação num relé programável ou em hardware;
- Utilizar estas correntes desacopladas para funções de proteção no domínio do tempo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAUJO, M. R. et al. A performance evaluation approach of commercial numerical distance relays on little longer than half-wavelength transmission lines. **SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium**, p. 1–6, 2018.

CLARKE, E. **Circuit analysis of AC power systems**. [S.l.]: J. Wiley & Sons, Incorporated, 1948.

COSTA, F. B.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. Effects of the fault inception angle in fault-induced transients. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 6, n. 5, p. 463–471, 2012. ISSN 17518687.

DIAS, O.; TAVARES, M. C. Single-phase auto-reclosing mitigation procedure for half-wavelength transmission line. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 11, n. 17, p. 4324–4331, 2017. ISSN 17518687.

DIAS, O. F. D. R. **RELIGAMENTO MONOPOLAR EM LINHAS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA**. 2018. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Campinas SP, 2018.

Dommel, H. W. Digital computer solution of electromagnetic transients in single-and multiphase networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-88, n. 4, p. 388–399, April 1969. ISSN 0018-9510.

DONG, X.; KONG, W.; CUI, T. Fault classification and faulted-phase selection based on the initial current traveling wave. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 2, p. 552–559, 2009. ISSN 08858977.

EPE. **Matriz Energética Brasileira**. 2017. <<http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em : 13/10/2019.

ESPINOZA, R. G.; TAVARES, M. C. Faulted Phase Selection for Half-Wavelength Power Transmission Lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 2, p. 992–1001, 2018. ISSN 08858977.

FUCHS, R. D. **Livro Transmissão de Energia Elétrica- Linhas Aéreas vol. 1.pdf**. 1977.

GOMES, E. C. **Utilização de Linhas de Transmissão Semelhantes no Ensaio de Energização de um Tronco com Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda**. 2012. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Campinas SP, 2012.

GOMES, L. C.; Da Silva, L. C.; TAVARES, M. C. Half-wavelength transmission lines for connecting power plants in Amazon region to the Brazilian system. **2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013**, IEEE, p. 1–6, 2013.

HUBERT, F. J.; GENT, M. R. Half-wavelength power transmission lines. **IEEE Spectrum**, v. 2, n. 1, p. 87–92, 1965. ISSN 00189235.

ILICETO, F.; CINIEMI, E. Analysis of half-wavelength transmission lines with simulation of corona losses. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 4, p. 2081–2091, 1988. ISSN 08858977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/194020/>>.

JIANG, J. .; CHING-SHAN CHEN; CHIH-WEN LIU. A new protection scheme for fault detection, direction discrimination, classification, and location in transmission lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 1, p. 34–42, Jan 2003.

JOE-AIR JIANG et al. An adaptive pmu based fault detection/location technique for transmission lines. i. theory and algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 2, p. 486–493, April 2000.

KINDERMANN, G. **Curto-circuito / Geraldo Kindermann**. 1997. Disponível em: <<http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=cat06772a&AN=uni.108422&site>>.

KÜSEL, B. F. **ANÁLISE DA CORRETA MODELAGEM DA TRANSPOSIÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA**. 2014. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, Brasília/DF, 2014.

KÜSEL, B. F. **PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM POUCO MAIS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA**. 2014. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, Brasília/DF, 2014.

LOPES, F. V. et al. Fault location on transmission lines little longer than half-wavelength. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 114, p. 101–109, 2014. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.04.014>>.

MA, X. et al. Adaptability analysis of differential protection for UHV half-wavelength AC transmission line. **China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE, IEEE**, v. 2016-Septe, n. Ciced, p. 1–6, 2016. ISSN 2161749X.

ONS. **Plano da Operação Energética 2017/2021 - PEN 2017**. 2017. <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RE-3-0108-2017_PEN2017_SumarioExecutivo.pdf>. Acesso em : 13/10/2019.

PRABHAKARA, F. S.; PARTHASARATHY, K.; RAO, H. N. Performance of Tuned Half-Wave-Length Power Transmission Lines. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-88, n. 12, p. 1795–1802, 1969. ISSN 00189510.

ROBERTS, J. B.; SCHWEITZER, I. E. O. **Fault identification system for use in protective relays for power transmission lines**. [S.l.]: Google Patents, 1996. U.S. Patent 5 515 227.

SAHA, M.; IZYKOWSKI, J.; ROSOLOWSKI, E. **Fault Location on Power Networks**. [S.l.: s.n.], 2010. v. 48. 1-422 p.

SANDERS, M. P. **Protective Relaying: Principles and Applications [Book Reviews]**. [S.l.: s.n.], 2015. v. 13. 89–90 p. ISSN 1540-7977. ISBN 9781574447163.

SANTIAGO, J.; TAVARES, M. C. Analysis of half-wavelength transmission line under critical balanced faults: Voltage response and overvoltage mitigation procedure. **Electric Power Systems Research**, v. 166, n. March 2018, p. 99–111, 2019. ISSN 03787796.

SILVA, E. A.; MOREIRA, F. A.; TAVARES, M. C. Energization simulations of a half-wavelength transmission line when subject to three-phase faults - Application to a field test situation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 138, p. 58–65, 2016. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.03.029>>.

SILVA, K. M. **Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão**. 2009. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande PB, 2009.

STOKES-WALLER, E. Distance Protection: Pushing the Envelope. 2006.

TAVARES, M. C. D. et al. **TRANSMISSÃO DE ENERGIA A LONGAS DISTÂNCIAS COM A TECNOLOGIA MEIA ONDA: ASPECTOS TEÓRICOS & ESTUDOS ELÉTRICOS**. [S.l.: s.n.], 2017. v. 1. ISBN 9788569433347.

VERSHKOV, V. A. et al. Complex testing of a half-wave tuned transmission in the 500 kV interconnection of the power grid of European U.S.S.R. **Elektrichestvo**, vol. 10, p. 56–70, 1968.

WEINGARTNER, C. B. **IMPLEMENTAÇÃO DE UM CONTROLE VETORIAL APLICADO EM UM GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO**. 2007. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, Florianópolis SC, 2007.

WOLF, A. A.; SHCHERBACHEV, . V. On normal working conditions of compensated lines with half-wave characteristics"(in Russian). **Elektrichestvo**, no.1, 1940.

ZHANG, Y. et al. Mechanism and Mitigation of Power Fluctuation Overvoltage for Ultrahigh Voltage Half-Wave Length Transmission System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 33, n. 3, p. 1369–1377, 2018. ISSN 08858977.