

Universidade de São Paulo  
Escola Politécnica

Giovanni Manassero Junior

# **Proteção de Linhas de Transmissão Utilizando a Técnica de Alinhamento Temporal Dinâmico**

São Paulo  
2023

Universidade de São Paulo  
Escola Politécnica

Giovanni Manassero Junior

# **Proteção de Linhas de Transmissão Utilizando a Técnica de Alinhamento Temporal Dinâmico**

Tese apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de  
São Paulo para obtenção do título  
de livre-docente.

Área: Proteção de Sistemas  
Elétricos de Potência

São Paulo  
2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

### Catálogo-na-publicação

Manassero, Giovanni, Junior

Proteção de linhas de transmissão utilizando a técnica de alinhamento temporal dinâmico / G. J. Manassero – São Paulo, 2023.

165 p.

Tese (Livre-Docência) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.alinhamento temporal dinâmico 2.proteção de equipamentos elétricos 3.linhas de transmissão de energia elétrica 4.corrente alternada e corrente contínua 5.conversor comutado pela linha e conversor fonte de tensão I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

# Prefácio

Giubiasco é um ex-município no distrito de Bellinzona, no cantão de Ticino, que fica na Suíça. No início do século vinte, meu *bisnonno* paterno, com quem partilho o nome, se estabeleceu ali com a família para comandar a operação da usina hidroelétrica de Morobbia-Giubiasco, que foi concluída em 1903 e explorava a disponibilidade de água do riacho Morobbia e dos seus afluentes, Valmaggina e Carmena. A usina de Morobbia-Giubiasco fornecia eletricidade à indústria siderúrgica emergente da região de Bellinzona, por meio de três hidrogeradores de 515 [kW].

Naqueles anos, o setor elétrico estava em franco desenvolvimento e havia oportunidades de trabalho em toda a Europa, especialmente para pessoas qualificadas. Então, alguns anos após o nascimento dos filhos, meu *bisnonno* decidiu retornar à Itália para se estabelecer definitivamente no Piemonte, sua região de origem. Meu *papà*, com quem também divido o nome e o entusiasmo pela eletricidade, seguiu os passos do *nonno* e formou-se eletrotécnico pelo *Istituto Avogadro* em Turim tendo trabalhado na *Azienda Elettrica Municipale di Torino* até imigrar para o Brasil.

Já meu *bisnonno* materno, Luigi, era músico e tocava clarinete, tendo tocado sob a batuta do maestro Arturo Toscanini. Ele imigrou para o Brasil com a família após a primeira guerra mundial, por absoluta falta de oportunidades profissionais no Piemonte, sua terra natal. Ele se estabeleceu em São Paulo e trabalhou por muitos anos na Indústria Gardano, do setor alimentício. Deste lado do atlântico ele teve que deixar de tocar profissionalmente por questões econômicas, mas sua estima pela música transcendeu a sua geração e inspirou filhas, netos e netas.

Meus pais se conheceram quando minha *mamma*, Cecília, foi à França para complementar seus estudos de especialização em língua francesa na *Sorbonne Université*. *Mamma* foi a primeira pessoa da família a se formar em uma universidade, ela era bacharel em português e francês pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo. Ela e *papà* casaram-se algum tempo depois e se instalaram definitivamente em São Paulo no início dos anos setenta.

Como você já deve estar imaginando, eu fui criado em um lar genuinamente piemontês. Herdei o entusiasmo pela engenharia elétrica do meu pai, e também do meu *bisnonno*, e a paixão pela docência de minha mãe. Na vida profissional, como engenheiro e professor, sempre busquei a seriedade e o trabalho duro de ambos, uma particularidade ímpar do

povo piemontês<sup>1</sup>, que eles foram capazes de preservar e transmitir.

Durante o curso de engenharia elétrica me interessei pelo assunto proteção de sistemas elétricos. Em parte pela afinidade com o Professor Eduardo Cesar Senger, que viria a ser meu orientador de mestrado e doutorado nos anos seguintes, e em parte pela possibilidade de conciliar arte e ciência com esse assunto tão importante para o setor<sup>2</sup>.

A oportunidade que o prof. Senger generosamente me ofereceu, com a possibilidade de participar dos projetos de pesquisa desenvolvidos pelo Laboratório de Pesquisa em Proteção e Automação de Sistemas Elétricos (L•PROT) para empresas e concessionárias do setor elétrico, atraiu meu interesse. Durante anos, essa colaboração permitiu que eu ampliasse os meus conhecimentos em sistemas de potência e, em particular, em proteção de sistemas elétricos.

Nos últimos anos, direcionei minhas pesquisas para soluções econômicas, velozes, precisas, seguras e confiáveis para essa área, procurando *fugir* das soluções convencionais, que são majoritariamente baseadas em métodos fasoriais ou em ondas viajantes. O resultado de parte dessa *fuga* está apresentado nesta tese. Espero que ela possa transmitir a você uma perspectiva dessa jornada.

Boa leitura!

*Giovanni Manassero Junior*  
EPUSP, 2 de fevereiro de 2023

---

<sup>1</sup>“Il piemontese tipo si gioca sulla convivenza faticosa fra il senso molto forte degli obblighi, delle convenzioni, del rispetto, del non farsi notare e la vena di pazzia e ribellione che invece cova in lui. Gli scrittori piemontesi, da Fenoglio, a Pavese, ad Arpino l’hanno saputa sottolineare molto bene. Fa parte del carattere piemontese una certa antipatia per l’ostentazione, le parole grosse, la retorica. Il senso che non bisogna dar fastidio agli altri, che si deve fare il proprio lavoro seriamente, l’antipatia per quelli che non hanno voglia di lavorare” (BARBERO, 2021) — O piemontês convive exaustivamente entre o intenso senso de obrigação, as convenções sociais, o respeito, não ser notado e a veia de loucura e rebeldia que, ao contrário, se abriga nele. Os escritores piemonteses, de Fenoglio, a Pavese, a Arpino souberam caracterizá-lo muito bem. Uma certa antipatia pela ostentação, pela grosseria e pela eloquência faz parte do caráter piemontês. A sensação de que não se deve incomodar os outros, de que se deve levar o trabalho a sério, a antipatia por quem não quer trabalhar (tradução livre).

<sup>2</sup>Se você está se aventurando nessa seara, recomendo a consulta ao texto seminal do engenheiro C. Russell Mason intitulado *The Art and Science of Protective Relaying*.

Aos meus meninos, Leo e Cello

*"Perplexity is the beginning of knowledge"*  
(GIBRAN, 1914)

# Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais. O ambiente saudável, construtivo e feliz que eu tive a sorte de partilhar durante a infância e a adolescência me permitiu *ser eu mesmo*. Sinto saudades.

Em especial, quero agradecer ao amigo e professor Senger, que me deu a oportunidade de integrar o grupo de pesquisadores que viria a formar a primeira geração do L•PROT. Foram anos incríveis, com muito aprendizado, amizade e otimismo. Obrigado, Senger, por me proporcionar uma inestimável experiência durante o percurso que caminhamos juntos. Agradeço imensamente também, aos amigos do L•PROT, em nome da Milana, do Pellini e do Silvio. Vocês são verdadeiros companheiros!

Não posso deixar de agradecer aos professores do departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas (PEA), sobretudo àqueles que generosamente compartilharam seus conhecimentos sempre com solicitude e disponibilidade. Ofereço meus agradecimentos a todos os professores do PEA em nome dos mestres Tupa, Clóvis e Kaiser. Obrigado.

Meus queridos alunos-pesquisadores, vocês são a minha motivação! Espero sempre proporcionar ambientes desafiadores e encorajadores para que vocês transformem seus potenciais em ciência. Estendo meus agradecimentos a todos os meus orientados em nome dos alunos Tex, Priscila, Rodrigo e Leonardo(s). Continuem na batalha!

Tuda, meu grande amigo de fé<sup>3</sup>. Agradeço os momentos que partilhamos nossa vida profissional e pessoal. Sou infinitamente grato por você ter me ajudado no momento mais crítico da minha vida, quando o Leo se foi. Sem a sua ajuda eu não teria condições de me inscrever no concurso de professor doutor do PEA.

À minha admirável, e compreensiva, esposa Rosângela<sup>4</sup>, que me proporciona este relacionamento esplêndido e que me deu dois filhos lindos. Ti amo, ragazza!

*nanos gigantum humeris insidentes* (CHARTRES, B.)

---

<sup>3</sup>“Your friend is your needs answered” (GIBRAN, 1923).

<sup>4</sup>“A totally amazing mind, so understanding and so kind” (O’RIORDAN; HOGAN, 1993)



# Resumo

Esta tese de livre-docência propõe um algoritmo de proteção piloto para linhas de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua, esta última nas topologias que utilizam conversores comutados pela rede – *line-commutated converter* – e conversores fonte de tensão – *voltage-source converter*. Posto isso, a principal contribuição desta tese consiste no desenvolvimento de um método de proteção para linhas de transmissão de diferentes naturezas. Ademais, esse método baseia-se na técnica de alinhamento temporal dinâmico – *dynamic time warping* (DTW), funciona apenas com amostras de corrente, e não requer nenhum parâmetro da linha de transmissão protegida nem do sistema elétrico. Para linhas de transmissão em corrente alternada, o algoritmo utiliza a técnica DTW para detectar faltas por meio da avaliação das semelhanças entre as correntes de fase e entre as componentes de sequência zero dessas correntes em ambos os terminais da linha. Por sua vez, para linhas de transmissão em corrente contínua, o método emprega a técnica DTW para identificar faltas avaliando as semelhanças entre as correntes cruzadas dos polos e terminais. O algoritmo foi analisado utilizando simulações de faltas em sistemas de corrente alternada distintos, bem como em sistemas de corrente contínua de cada topologia. Essas simulações consideraram também as condições desafiadoras de faltas internas de alta impedância, ruídos amostrados e desalinhamento entre amostras, além de saturação dos transformadores de corrente e oscilação de potência para linhas em corrente alternada, e faltas externas nos conversores para linhas em corrente contínua. O método proposto também foi avaliado considerando dados registrados em campo de linhas de transmissão existentes, e os tempos de disparo resultantes foram comparados com aqueles dos dispositivos de proteção reais dessas linhas. Os resultados obtidos indicam que a solução oferece uma proteção rápida, eficaz, segura e confiável.

---

Palavras-chave – alinhamento temporal dinâmico, proteção de equipamentos elétricos, linhas de transmissão de energia elétrica, corrente alternada, corrente contínua, conversor comutado pela linha, conversor fonte de tensão.

# Abstract

This thesis proposes a pilot protection algorithm for alternating and direct current transmission lines, the latter in topologies that use line-commutated and voltage source converters. In this context, the main contribution of this thesis is the development of a protection method for transmission lines of different natures. Furthermore, this method is based on the dynamic time warping (DTW) technique and does not require any parameters from the protected transmission line nor from the system it is connected to, and works only with current samples. The algorithm uses the DTW technique for alternating current transmission lines to detect faults by evaluating the similarities between the phase currents and the zero sequence components at both ends of the line. In turn, for direct current transmission lines, the method employs the DTW technique to evaluate the similarities between the cross-currents of the poles and terminals and identify faults. The author analyzed the algorithm using fault simulations in different alternating current systems and direct current systems of both topologies. These simulations also considered the challenging conditions of high impedance internal faults, sampled noise, and misalignment between samples, in addition to current transformer saturation and power swing, for alternating current lines, and external faults in the converters, for direct current lines. The author also evaluated the proposed method considering field-recorded data from existing transmission lines and compared the resulting tripping times with those of the actual protection devices of these lines. The results indicate that the solution offers a fast, effective, secure, and dependable protection.

---

Keywords – dynamic time warping, pilot protection, power transmission lines, alternating current, direct current, line-commutated converter, voltage-source converter.

# Lista de Figuras

2.1	Exemplo de LT monofásica para detalhamento do algoritmo (DANTAS, 2019). . . . .	27
2.2	Sinais de tensão, corrente e potências nos terminais $\varphi = B_x$ ou $B_y$ da LT protegida. . . . .	27
2.3	Exemplo de LT monofásica com a implementação do algoritmo proposto em (DANTAS, 2019). . . . .	31
2.4	Fluxograma dos algoritmos para obtenção do sinal de <i>pickup</i> . . . . .	32
2.5	Exemplo de LT monofásica para detalhamento do algoritmo (TIFERES; MANAS-SERO, 2022a). . . . .	33
2.6	Exemplo de curto-circuito franco no ponto $F$ da LT monofásica para detalhamento do algoritmo (VIANNA, 2021). . . . .	38
2.7	Sinais de tensão e corrente e figura de <i>Lissajous</i> . . . . .	38
2.8	Diagrama de blocos. . . . .	40
2.9	LT trifásica para detalhamento do algoritmo (VIANNA, 2021). . . . .	41
3.1	Séries temporais $\mathbf{x}$ e $\mathbf{y}$ . . . . .	53
3.2	Alinhamento ótimo entre as séries temporais. . . . .	55
3.3	Similaridade não monotonicamente crescentes entre elementos. . . . .	55
3.4	Resposta do DTW para a defasagem. . . . .	57
3.5	Resposta do DTW para a frequência. . . . .	58
3.6	Sistema exemplo. . . . .	59
3.7	Diagrama de blocos. . . . .	60
3.8	Resposta do DTW para sinais ac. . . . .	63
3.9	Circuito simplificado LCC-HVdc. . . . .	65
3.10	Circuito simplificado VSC-HVdc. . . . .	67
4.1	Sistema equivalente ac. . . . .	71
4.2	Sistemas equivalentes ac no ANAFAS. . . . .	71
4.3	Influência da frequência de amostragem. . . . .	74
4.4	Influência do tamanho da janela de dados. . . . .	75
4.5	Curto-circuito fase-terra no sistema equivalente de 138 [kV]. . . . .	78
4.6	Curto-circuito dupla-fase no sistema equivalente de 230 [kV]. . . . .	79
4.7	Curto-circuito dupla-fase-terra no sistema equivalente de 345 [kV]. . . . .	80
4.8	Curto-circuito trifásico no sistema equivalente de 500 [kV]. . . . .	80
4.9	Curto-circuito trifásico no sistema equivalente de 765 [kV]. . . . .	81
4.10	Sistema multi-terminal de 500 [kV]. . . . .	82
4.11	Sistema multi-terminal de 500 [kV] no ANAFAS. . . . .	82
4.12	Geometria da torre do sistema multi-terminal de 500 [kV]. . . . .	83
4.13	Curto-circuito fase-terra interno no sistema multi-terminal de 500 [kV]. . . . .	86
4.14	Curto-circuito fase-terra externo no sistema multi-terminal de 500 [kV]. . . . .	87
4.15	Sistema equivalente de 440 [kV]. . . . .	88

4.16	Sistema multi-terminal de 440 [kV] no ANAFAS . . . . .	89
4.17	Geometria da torre do sistema equivalente de 440 [kV]. . . . .	89
4.18	Curto-circuito dupla-fase interno no sistema multi-terminal de 440 [kV]. . . . .	93
4.19	Curto-circuito dupla-fase externo no sistema multi-terminal de 440 [kV]. . . . .	94
4.20	Sistema HVdc do CIGRE . . . . .	95
4.21	Geometria da torre do sistema LCC-HVdc. . . . .	98
4.22	Curto-circuito polo positivo-terra no sistema LCC-HVdc . . . . .	99
4.23	Curto-circuito polo negativo-terra no sistema LCC-HVdc. . . . .	100
4.24	Curto-circuito trifásico no retificador do sistema LCC-HVdc . . . . .	101
4.25	Curto-circuito trifásico no inversor do sistema LCC-HVdc . . . . .	102
4.26	Sistema VSC . . . . .	103
4.27	Curto-circuito polo positivo-terra no sistema VSC-HVdc . . . . .	106
4.28	Curto-circuito polo negativo-terra no sistema VSC-HVdc. . . . .	106
4.29	Curto-circuito entre polos no sistema VSC-HVdc. . . . .	108
4.30	Curto-circuito trifásico no inversor do sistema VSC-HVdc . . . . .	109
5.1	Ruído com snr de 20 [dB] adicionado aos sinais de corrente na fase B do sistema multi-terminal de 440 [kV] . . . . .	115
5.2	Curto-circuito dupla-fase interno no sistema multi-terminal de 440 [kV] com ruído de 40 [dB] . . . . .	116
5.3	Ruído com snr de 40 [dB] adicionado aos sinais de corrente nos polos do sistema LCC-HVdc. . . . .	116
5.4	Curto-circuito trifásico no inversor do sistema LCC-HVdc com ruído de 20 [dB]. . . . .	117
5.5	Modelo do TC . . . . .	120
5.6	Curva de saturação do transformador de corrente . . . . .	121
5.7	Curto-circuito dupla-fase interno no sistema multi-terminal de 440 [kV]. . . . .	121
5.8	Curto-circuito dupla-fase externo no sistema multi-terminal de 440 [kV]. . . . .	122
5.9	Sistema utilizado na avaliação da oscilação de potência . . . . .	123
5.10	Curva de excitação do gerador equivalente . . . . .	125
5.11	Oscilação do ângulo de carga do gerador equivalente . . . . .	126
5.12	Curto-circuito trifásico interno no sistema utilizado na avaliação da oscilação de potência . . . . .	127
5.13	Curto-circuito trifásico no segundo circuito do sistema de avaliação da oscilação de potência . . . . .	127
5.14	Curto-circuito trifásico no primeiro circuito do sistema de avaliação da oscilação de potência . . . . .	128
5.15	Curto-circuito fase-terra (AN) no sistema equivalente de 765 [kV] para avaliação de <i>outfeed</i> . . . . .	129
5.16	Curto-circuito fase-terra (AN) no sistema equivalente de 765 [kV] para avaliação de <i>outfeed</i> . . . . .	130
5.17	Curto-circuitos fase-terra (AN) simultâneos no sistema de 440 [kV] . . . . .	131
6.1	Diagrama unifilar da linha de transmissão do sistema I . . . . .	134
6.2	Diagrama unifilar da linha de transmissão do sistema II. . . . .	134
6.3	Diagrama unifilar da linha de transmissão do sistema III . . . . .	134
6.4	Curto-circuito fase-terra (AN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I . . . . .	137

6.5	Curto-circuito fase-terra (CN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I . . . . .	.139
6.6	Curto-circuito dupla-fase-terra (CAN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I . . . . .	.141
6.7	Curto-circuito fase-terra (CN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I . . . . .	.143
6.8	Curto-circuito dupla-fase (BC) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I . . . . .	.145
6.9	Curto-circuito dupla-fase (CA) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema II . . . . .	.147
6.10	Curto-circuito dupla-fase (CA) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema II . . . . .	.149
6.11	Curto-circuito fase-terra (CN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema III. . . . .	.151
6.12	Curto-circuito dupla-fase-terra (ABN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema III . . . . .	.153
A.1	Implementação do sistema LCC-HVdc do CIGRE no ATPDraw . . . . .	.163
A.2	Implementação do sistema LCC-HVdc do CIGRE no ATPDraw utilizando-se a rotina <i>line constants</i> para modelagem das linhas de transmissão . . . . .	.164
B.1	Implementação do sistema VSC no MATLAB <sup>®</sup> /Simulink . . . . .	.165

# Lista de Tabelas

2.1	Elementos de distância . . . . .	41
4.1	Características dos sistemas equivalentes ac . . . . .	72
4.2	Potências de curto-circuito nos terminais dos sistemas equivalentes ac, em [GVA] . . . . .	72
4.3	Descrição das simulações para os sistemas equivalentes ac . . . . .	73
4.4	Tempos de <i>trip</i> para o sistema equivalente de 138 [kV] . . . . .	74
4.5	Tempos de <i>trip</i> para os sistemas equivalentes ac . . . . .	76
4.6	Comparação entre os tempos de <i>trip</i> para os sistemas equivalentes ac . . . . .	77
4.7	Potências de curto-circuito e tensões no sistema multi-terminal de 500 [kV] . . . . .	84
4.8	Descrição das simulações no sistema multi-terminal de 500 [kV] . . . . .	84
4.9	Tempos de <i>trip</i> para o sistema multi-terminal de 500kV . . . . .	85
4.10	Potências de curto-circuito no sistema multi-terminal de 440 [kV]. . . . .	90
4.11	Tensão dos equivalentes em cada condição de carga no sistema multi-terminal de 440 [kV] . . . . .	90
4.12	Descrição das simulações no sistema multi-terminal de 440 [kV] . . . . .	91
4.13	Tempos de <i>trip</i> para o sistema multi-terminal de 440kV . . . . .	92
4.14	Descrição das simulações no sistema LCC-HVdc . . . . .	96
4.15	Tempos de <i>trip</i> para o sistema LCC-HVdc . . . . .	97
4.16	Descrição das simulações no sistema VSC-HVdc . . . . .	103
4.17	Tempos de <i>trip</i> para o sistema VSC-HVdc . . . . .	104
5.1	Tempos de <i>trip</i> para faltas de alta impedância. . . . .	113
5.2	Tempos de <i>trip</i> para cenários de ruído nos sinais . . . . .	115
5.3	Tempos de <i>trip</i> para desalinhamento temporal . . . . .	118
5.4	Tempos de <i>trip</i> para saturação dos TCs . . . . .	122
5.5	Dados do gerador equivalente . . . . .	124
5.6	Parâmetros de sequência das linhas de transmissão . . . . .	125
5.7	Desempenho de outros algoritmos de proteção para condições críticas . . . . .	132
6.1	Casos reais . . . . .	135

# Sumário

<b>Resumo</b>	<b>viii</b>
<b>Abstract</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xiii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>17</b>
1.1 Contribuições do trabalho . . . . .	21
1.2 Estrutura do trabalho . . . . .	22
<b>2 Revisão bibliográfica</b>	<b>23</b>
2.1 Proteção convencional de linhas de transmissão de corrente alternada . . . . .	24
2.2 Proteção convencional de linhas de transmissão de corrente contínua . . . . .	25
2.3 Proteção diferencial de energia e potência reativa. . . . .	26
2.3.1 Algoritmo diferencial de energia . . . . .	28
2.3.2 Algoritmo diferencial de potência reativa . . . . .	29
2.3.3 Modelo discreto para implementação digital . . . . .	30
2.4 Proteção piloto baseada em inferência bayesiana . . . . .	33
2.4.1 Implementação em linhas de transmissão trifásicas . . . . .	35
2.5 Proteção piloto de linhas HVdc baseada na inferência bayesiana . . . . .	37
2.6 Proteção de distância baseada na equação geral da seção cônica . . . . .	37
2.6.1 Implementação em linhas de transmissão trifásicas . . . . .	41
2.7 Proteção de distância baseada em inferência bayesiana . . . . .	42
2.8 Proteção piloto baseada em <i>biweight midcorrelation</i> . . . . .	43
2.9 Considerações sobre o estado da arte . . . . .	45
2.9.1 Técnicas fasoriais para a proteção piloto de linhas de transmissão em corrente alternada . . . . .	46
2.9.2 <i>Travelling waves</i> para a proteção piloto de linhas de transmissão em corrente alternada. . . . .	47
2.9.3 Métodos de similaridade e correlação para a proteção piloto de linhas de transmissão em corrente alternada . . . . .	47
2.9.4 Métodos de proteção para linhas de transmissão de corrente contínua . . . . .	48
2.10 Comentários . . . . .	50
<b>3 Metodologia</b>	<b>51</b>
3.1 <i>Dynamic time warping</i> . . . . .	51
3.1.1 Exemplo de aplicação do <i>dynamic time warping</i> . . . . .	53
3.1.2 Análise da resposta do <i>dynamic time warping</i> . . . . .	55

3.2	Infraestrutura do sistema de proteção . . . . .	59
3.3	Aplicação do DTW para a proteção piloto de linhas de transmissão ac . . . .	61
3.3.1	Configurações . . . . .	62
3.3.2	Exemplo de aplicação . . . . .	62
3.4	Aplicação do DTW para a proteção piloto de linhas de transmissão HVdc . .	63
3.4.1	Linhas de transmissão LCC-HVdc . . . . .	64
3.4.2	Linhas de transmissão VSC-HVdc . . . . .	66
3.4.3	Configurações . . . . .	68
3.5	Comentários . . . . .	68
<b>4</b>	<b>Simulações e resultados</b>	<b>69</b>
4.1	Sistemas de transmissão em corrente alternada . . . . .	70
4.1.1	Sistemas equivalentes ac . . . . .	71
4.1.2	Sistema multi-terminal de 500 [kV] . . . . .	81
4.1.3	Sistema multi-terminal de 440 [kV] . . . . .	88
4.2	Sistemas de transmissão em corrente contínua . . . . .	94
4.2.1	Sistema LCC-HVdc . . . . .	95
4.2.2	Sistema VSC-HVdc . . . . .	102
4.3	Comentários . . . . .	108
<b>5</b>	<b>Análise de sensibilidade</b>	<b>110</b>
5.1	Faltas de alta impedância . . . . .	113
5.2	Sinais com ruído . . . . .	114
5.2.1	Curto-circuito interno no sistema multi-terminal de 440 [kV] . . . . .	115
5.2.2	Curto-circuito no inversor do sistema LCC-HVdc . . . . .	116
5.3	Desalinhamento entre amostras . . . . .	117
5.4	Saturação de transformadores de corrente . . . . .	118
5.4.1	Modelo do transformador de corrente . . . . .	120
5.4.2	Curto-circuito interno no sistema multi-terminal de 440 [kV] . . . . .	121
5.4.3	Curto-circuito externo no sistema multi-terminal de 440 [kV] . . . . .	122
5.4.4	Resultados estatísticos considerando-se saturação de TCs . . . . .	122
5.5	Oscilação de potência . . . . .	123
5.5.1	Curto-circuito trifásico no segundo circuito . . . . .	126
5.5.2	Curto-circuito trifásico no primeiro circuito . . . . .	128
5.6	Reversão de corrente . . . . .	128
5.7	Faltas simultâneas . . . . .	130
5.8	Comentários . . . . .	131
<b>6</b>	<b>Casos reais</b>	<b>133</b>
6.1	Caso #1 . . . . .	136
6.2	Caso #2 . . . . .	138
6.3	Caso #3 . . . . .	140
6.4	Caso #4 . . . . .	142
6.5	Caso #5 . . . . .	144
6.6	Caso #6 . . . . .	146
6.7	Caso #7 . . . . .	148
6.8	Caso #8 . . . . .	150
6.9	Caso #9 . . . . .	152



---

6.10 Comentários . . . . .	154
<b>7 Conclusões</b>	<b>155</b>
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>157</b>
<b>A Arquivo de projeto – sistema LCC-HVdc</b>	<b>163</b>
<b>B Arquivo do Simulink – sistema VSC-HVdc</b>	<b>165</b>

# 1

## Introdução

O crescimento populacional e o desenvolvimento humano tornam cada vez mais importante a disponibilidade de energia elétrica para suprimento das necessidades econômicas e de bem estar social. Essa disponibilidade é garantida por meio de um robusto e confiável sistema de geração e transporte de energia elétrica, que atende aos centros urbanos e também às regiões rurais. Não obstante, a ampliação dos sistemas elétricos de potência, especialmente no que se refere à expansão dos sistemas de geração e ao estabelecimento de novos empreendimentos de transporte de energia, concorre com restrições ambientais pactuadas pela sociedade, que limitam a exploração de novos recursos energéticos e também a ampliação dos corredores de transmissão. Esses aspectos contribuem para tornar o planejamento e a operação dos sistemas elétricos ainda mais complexos. Em virtude disso, há diversos estudos que têm como objetivos prospectar novas fontes energéticas, otimizar a capacidade instalada e garantir segurança e confiabilidade ao sistema, tendo em vista esse cenário que se consolida.

A confiabilidade dos sistemas elétricos está estreitamente associada ao seu comportamento frente às perturbações a que estão sujeitos. Existem diferentes formas de se classificar perturbações em sistemas elétricos de potência e a referência (DEBS, 1975) as classifica segundo tipo e severidade. De acordo com essa referência, perturbações de baixa severidade incluem variações normais de carga, que podem produzir pequenas alterações nos níveis de tensão e frequência, sem impactos à operação normal do sistema. Além dessas, as perturbações de baixa severidade também incluem falhas em equipamentos e curtos-circuitos, que são isolados rapidamente pelos sistemas de proteção, com possíveis rejeições de carga, porém de menor relevância, e oscilações de potência amor-

tecidas, com pouco ou nenhum impacto à operação normal do restante do sistema. Por outro lado, as perturbações de alta severidade consistem em falhas em equipamentos que compõem os sistemas de geração e transporte de energia elétrica (equipamentos primários), ou falhas nos sistemas de automação, proteção, controle e supervisão (equipamentos secundários), que podem ocasionar eventos em cascata e interrupções de fornecimento de grande expressão, especialmente em situações em que os sistemas elétricos estão operando próximos aos seus limites, ou quando as ações protetivas e corretivas não são tomadas adequadamente.

As perturbações de baixa severidade, que são decorrentes de flutuações na disponibilidade de unidades geradoras e de variações no perfil de carga dos consumidores, alteram os níveis de tensão e produzem oscilações de frequência. Ambos os fenômenos são mitigados pelos sistemas de controle primário de frequência das unidades geradoras, de suporte de reativos e pelo controle secundário de frequência, não necessitando de ações dos sistemas de proteção. Por outro lado, as perturbações de baixa severidade, que são decorrentes de falhas em equipamentos e curtos-circuitos, são mitigadas pela operação dos sistemas de proteção. Nesse contexto, qualquer falha em projetar, coordenar, comissionar, operar, manter, substituir prudentemente e atualizar adequadamente os ativos dos sistemas de proteção pode causar a sua operação incorreta, com impactos na sua segurança e confiabilidade (*security* e *dependability*). Essas operações podem aumentar a frequência das interrupções e implicar perturbações de alta severidade

Em sistemas interligados de grandes dimensões, frequentemente os centros de geração de energia elétrica localizam-se distantes dos centros de carga e complexos sistemas de transporte são responsáveis pela sua conexão aos consumidores de energia elétrica. Nesses sistemas, os curtos-circuitos e falhas nas linhas de transmissão têm diferentes impactos na confiabilidade como um todo, Dado que essas percorrem longos trajetos e estão expostas a diferentes condições climáticas estando, portanto, mais suscetíveis a perturbações do que outros equipamentos. As perturbações que afetam múltiplas linhas de transmissão, produzindo grandes desligamentos e cortes relevantes de carga, são de alta severidade. Ademais, as perturbações que produzem desligamentos de poucas linhas de transmissão, ou apenas uma, sobretudo durante períodos mais longos e em circunstâncias em que o sistema interligado se encontra operando próximo ao seu limite, também podem ser consideradas de alta severidade, pois expõem o sistema a riscos caso haja outros desligamentos concomitantes e não programados.

De acordo com os indicadores de desempenho do sistema interligado nacional (SIN), fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), houve cerca de dezesseis mil perturbações decorrentes de falhas em equipamentos primários, entre os anos de 2017 e 2021 (ONS, 2022a). Durante esse período houve cortes de carga em cerca de mil perturbações, sendo nove correspondentes a cortes expressivos, acima de 1.000 [MW].

Ainda segundo o ONS, falhas em linhas de transmissão foram responsáveis por cerca de doze mil perturbações entre esses anos, o que representa aproximadamente 70% de todas as perturbações no SIN no período. Além disso, falhas em equipamentos para controle de reativos, tais como falhas em reatores e capacitores em derivação, foram motivo da maioria dos eventos nas subestações da rede básica.

Para avaliar o impacto da confiabilidade dos sistemas de proteção na performance do SIN, em especial no comportamento das linhas de transmissão da rede básica, o ONS elabora anualmente um relatório de análise estatística do desempenho dos sistemas e relés de proteção, que tem por objetivo diagnosticar os problemas encontrados, recomendar medidas corretivas e fornecer subsídios para as áreas de manutenção, engenharia e planejamento das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

O ONS considera que a atuação dos sistemas de proteção é *correta* quando há a eliminação da falta no equipamento protegido, na velocidade apropriada para as condições verificadas durante a ocorrência do defeito. Por outro lado, quando os sistemas de proteção atuam em desacordo com o esperado para a falta no equipamento protegido, o ONS considera que a sua atuação foi *incorreta*. Além dessas duas classificações, há ainda a *recusa de atuação*, que ocorre quando existem todas as condições para a detecção e eliminação correta da falta mas, a despeito disso, não há atuação, e a *atuação acidental*, que consiste na atuação da função de proteção ainda que não haja falta no equipamento protegido. Por fim, o ONS considera a atuação dos sistemas de proteção *sem dados* quando não é possível classificar e avaliar o desempenho da atuação da proteção. Os tipos atuação incorreta e recusa de atuação são considerados falhas de operação e têm impacto na confiabilidade (*dependability*) dos sistemas de proteção. Por outro lado, a atuação do tipo acidental tem efeito na segurança (*security*) desses sistemas.

No relatório publicado no ano de 2021 (ONS, 2022b), nos anos de 2017 a 2021 houve cerca de vinte e sete mil atuações corretas, quinhentas e oitenta atuações incorretas, oitenta recusas de atuação e um mil e quarenta atuações acidentais. As duas principais causas de operações incorretas dos sistemas de proteção do SIN foram falhas humanas e falhas nos relés de proteção, ou dispositivos eletrônicos inteligentes (DEIs) – *intelligent electronic devices* (IEDs). As falhas humanas são responsáveis por 62,3% das atuações incorretas na rede básica e incluem os subgrupos erros de ajuste, erros de configuração de lógica, sistemas inadequados de teleproteção e erros de montagem. Dentre os subgrupos das falhas humanas destacam-se os erros de ajuste (cálculo e execução), que são responsáveis por 47,8% de todas as falhas humanas, seguido de erros de configuração de lógica (concepção e implementação) com 38,7%. As falhas nos relés de proteção são motivo de 16% das atuações incorretas na rede básica e são subdivididas em defeitos em relés de proteção, concepção inadequada de relés, surtos em circuitos de alimentação, relés descalibrados e outras. Ressalta-se que o subgrupo defeitos em relés de proteção é

responsável por 42,5% de todas as falhas nos relés. Essas operações incorretas produziram perturbações de alta severidade com impactos significativos na estabilidade do SIN, colocando em risco a sua integridade.

O mesmo ocorre em sistemas elétricos que têm maturidade semelhante ao sistema elétrico brasileiro. Por exemplo, segundo a referência (ERO, 2022), nos anos de 2017 a 2021 as três principais causas de operações incorretas dos sistemas de proteção do sistema interligado norte americano foram: falhas humanas; falhas nos equipamentos que compõem os sistemas de proteção e falhas de comunicação. Nesse período, aproximadamente 40% decorreram de falhas humanas, 18% de falhas nos equipamentos e 10% de falhas de comunicação. Segundo essa referência, as falhas humanas incluem cálculos incorretos de ajustes, erros nas elaborações das lógicas de proteção, comissionamentos incorretos e procedimentos equivocados ou incompletos de manutenção dos equipamentos secundários. As falhas nos equipamentos englobam falhas no *hardware* dos IEDs ou relés de proteção que, na melhor das hipóteses, são detectadas durante as rotinas de manutenção preventiva, ou quando o equipamento atua incorretamente durante uma perturbação no sistema elétrico. Isso ocorre majoritariamente no caso dos relés eletromecânicos e estáticos, visto que os modernos IEDs contam com circuitos de *watchdog* que sinalizam as falhas no *hardware* assim que elas ocorrem. Além dessas, fazem parte desse grupo as falhas dos disjuntores em extinguir o arco elétrico, falha nos circuitos de controle etc. Por fim, as falhas de comunicação afetam os sistemas de proteção que utilizam canais piloto e estão relacionadas com indisponibilidades nos sistemas de comunicação, falhas de sincronismo etc. No período analisado, essas três causas foram responsáveis por aproximadamente 70% das operações incorretas dos sistemas de proteção do sistema interligado norte americano, provocando desligamentos indevidos com cortes de carga expressivos ou não.

A maioria das linhas de transmissão opera em corrente alternada (CA) – *alternating current* (ac) – posto que os sistemas em ac revelaram-se mais eficientes e econômicos do que os sistemas em corrente contínua (CC) – *direct current* (dc) – no início da eletrificação da sociedade ocidental (HUGHES, 1993). A geração por meio de máquinas síncronas aliada à simplicidade e excelente eficiência dos transformadores de potência para elevar e diminuir os níveis de tensão foram responsáveis pela proliferação desses sistemas, muito antes que a evolução tecnológica dos dispositivos de eletrônica de potência, ocorrida nas últimas décadas, pudesse viabilizar sistemas em dc com eficiências equivalentes. Desde então, a transmissão em alta tensão (AT) e em CC – *high-voltage* (HV)dc – vem se mostrando uma alternativa econômica e flexível para o transporte de energia em longas distâncias e, portanto, está progressivamente mais presente nas redes elétricas atuais (ONI; DAVIDSON; MBANGULA, 2016; LAN et al., 2021). Segundo a referência (NISHIOKA; ALVAREZ; OMORI, 2020), a taxa de crescimento de sistemas de transmissão HVdc de 2017 a

2021 foi de cerca de 120%, enquanto a taxa de crescimento prevista para o período de 2021 a 2025 é de cerca de 11% ao ano, o que é aproximadamente três vezes superior ao crescimento do produto interno bruto (PIB) global previsto para o mesmo período.

As duas topologias mais comuns de sistemas HVdc são conversor comutado pela linha (CCL) – *line-commutated converter* (LCC) – e conversor fonte de tensão (CFT) – *voltage source converter* (VSC). Os sistemas LCC, em que as estações conversoras são compostas por tiristores, são usados para transmissão de grandes blocos de energia em longas distâncias. Os sistemas VSC, que por sua vez são baseados em transistores e modulação por largura de pulso, têm sido cada vez mais utilizados, em especial para a conexão de novos empreendimentos de geração baseados em fontes renováveis de energia (ONI; DAVIDSON; MBANGULA, 2016).

Conforme mencionado anteriormente, independentemente da topologia ou se a operação é em ac ou dc, a ocorrência de faltas em linhas de transmissão é significativamente maior do que em outros equipamentos primários. À vista disso, esta tese propõe um algoritmo de proteção piloto para linhas de transmissão em ac e em HVdc, tanto para a topologia LCC-HVdc quanto para a topologia VSC-HVdc, que utiliza a técnica denominada alinhamento temporal dinâmico (ATD) – *dynamic time warping* (DTW) – para a comparação entre os sinais de corrente amostrados em ambos os terminais da linha de transmissão. Neste âmbito, a principal motivação para o desenvolvimento desta pesquisa fundamenta-se na proposta de uma solução que possa ser aplicada às três topologias de linha de transmissão consideradas, sem a necessidade de quaisquer ajustes, e que possa proporcionar uma detecção veloz, segura e confiável de faltas independentemente do tipo de linha a ser protegida.

## 1.1. Contribuições do trabalho

Esta tese pretende contribuir com uma proposta de algoritmo para proteção piloto de linhas de transmissão, em ac e em HVdc, que utiliza o DTW para a comparação entre os sinais de corrente amostrados em ambos os terminais da linha de transmissão. O algoritmo proposto dispensa quaisquer ajustes e informações sobre parâmetros elétricos do sistema de transmissão e essa característica traz vantagens para o projeto, para o comissionamento e para a operação dos sistemas de proteção baseados no método, podendo contribuir para reduzir a taxa de falhas humanas que acarretam perturbações nos sistemas elétricos.

O algoritmo foi avaliado em diversas situações de curtos-circuitos internos e externos em sistemas de transmissão em ac e em dc simulados utilizando-se modelos desenvolvidos no *Alternative Transients Program* (ATP) e no *MATrix LABORatory* (MATLAB<sup>®</sup>) e Simulink<sup>®</sup>, considerando linhas de todas as três topologias. A solução apresentada

também foi analisada considerando-se faltas internas de alta impedância e faltas internas e externas nas condições de medições com ruídos e desalinhamento entre amostras em ambos os terminais. Além disso, para linhas de transmissão em ac, foram também considerados casos de simulação com saturação de transformadores de corrente (TCs) e oscilação de potência. Por fim, o algoritmo proposto foi avaliado considerando-se dados registrados durante faltas reais em linhas de transmissão em ac de 500 [kV] existentes no SIN.

Os resultados obtidos com as simulações efetuadas indicam que o método proposto é robusto, não apresentando falhas de segurança e nem falhas de operação, além disso é veloz, podendo colaborar com a estabilidade dos sistemas elétricos, reduzindo os tempos de atuação da proteção e, à vista disso, o impacto dos curtos-circuitos.

Para os sistemas ac e dc, o método apresentado neste trabalho conta com uma grandeza de operação e uma grandeza de restrição, calculadas por meio do DTW e utilizadas para detecção de faltas internas. Nas linhas ac, o algoritmo calcula ambas as grandezas para cada corrente de fase e também para a componente de sequência zero das correntes. Nas linhas dc, tanto para a topologia LCC quanto para a topologia VSC, as grandezas de operação e de restrição são calculadas por meio das correntes cruzadas entre polos e terminais.

## **1.2. Estrutura do trabalho**

Os capítulos restantes desta tese estão organizados da seguinte forma: o capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre proteção de linhas de transmissão em ac e HVdc; em seguida, o capítulo 3 descreve a metodologia de proteção proposta nesta tese, considerando o detalhamento do algoritmo DTW e sua aplicação para linhas em ac e HVdc; depois, o capítulo 4 descreve os sistemas de transmissão utilizados para validação do algoritmo proposto, detalha os curtos-circuitos simulados nesses sistemas e discute os resultados do algoritmo; em seguida, o capítulo 5 apresenta uma avaliação da sensibilidade do método em relação a condições tipicamente desafiadoras; e o capítulo 6 descreve o comportamento do método proposto em relação a casos reais de faltas em linhas de transmissão em ac; e, finalmente, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões deste trabalho.

# 2

## Revisão bibliográfica

A ampla maioria dos sistemas de transmissão de alta e extra-alta tensão existentes fazem parte de sistemas elétricos de grande porte e interligados, tal como o SIN. Esses sistemas de transmissão possuem requisitos sofisticados de projeto, operação, manutenção e planejamento da expansão, de modo a garantir confiabilidade e segurança no transporte de energia elétrica. Nesse âmbito, faltas nos seus equipamentos primários devem ser rapidamente isoladas para garantir a estabilidade do sistema interligado e também, a entrega de energia aos consumidores finais, minimizando riscos e danos, reduzindo as áreas afetadas e a energia não fornecida.

Nos sistemas interligados, as correntes de falta em linhas de transmissão em ac e HVdc podem fluir a partir de ambos os seus terminais em direção ao ponto de falta. Isso significa que as funções de proteção de sobrecorrente, que são satisfatoriamente adequadas para sistemas elétricos radiais, podem não ser seletivas o bastante para protegê-las apropriadamente. Como consequência, são utilizadas outras funções de proteção mais seletivas e coordenadas, cujas características de desempenho as tornam aplicáveis aos sistemas transmissão interligados.

Nesse contexto, as seções 2.1 e 2.2 apresentam aspectos dos sistemas de proteção normalmente utilizados em linhas de transmissão (LTs) em ac e HVdc e, em seguida, nas seções 2.3 a 2.8 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre esse assunto, considerando as contribuições do próprio autor deste texto, desenvolvidas durante sua carreira como pesquisador na linha de pesquisa de algoritmos de proteção no domínio do tempo. Finalmente, na seção 2.9 são apresentadas considerações acerca do estado da arte dentro da temática abordada nesta tese.



## 2.1. Proteção convencional de linhas de transmissão de corrente alternada

Conforme apresentado, as funções de proteção de sobrecorrente podem não ser seletivas o bastante para proteger LTs em ac de sistemas interligados. Nesse contexto, outras funções de proteção mais seletivas, velozes e confiáveis são necessárias.

Uma função de proteção empregada para essa finalidade é a sobrecorrente direcional (ANSI 67/67N)<sup>1</sup>, que consiste em uma função de sobrecorrente aprimorada, com a adição de um elemento direcional que garante seletividade para sistemas interligados. Além da sobrecorrente direcional, existe também a função de distância (ANSI 21/21N), que estima a impedância vista pelo ponto de instalação dos transformadores de instrumentação (TIs). Ambas podem operar de forma independente, ou incorporar recursos de comunicação que viabilizam tomadas de decisão mais inteligentes em relação à perturbação observada.

A integração de canais de comunicação aos sistemas de proteção é denominada teleproteção, ou proteção piloto (*pilot protection*), (ONS, 2020; CIGRE: JWG 34/35.11, 2001). Os primeiros esquemas de teleproteção introduziram lógicas de transferência de bloqueio e de disparo de disjuntores, por meio da troca de mensagens entre os relés de proteção instalados nos terminais das LTs, com o objetivo de aumentar a sua segurança e confiabilidade, além de reduzir os tempos de detecção e isolamento dos defeitos.

Atualmente, esses esquemas de proteção são amplamente utilizados e têm sido recomendados pelo ONS para a proteção das LTs do SIN. No submódulo “Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção” (ONS, 2020) recomenda-se que os sistemas de proteção de LTs possuam as funções de distância para detecção de falta entre fases e entre fases e a terra (ANSI 21/21N); a função de sobrecorrente direcional residual ou de sequência negativa (ANSI 67N/67Q); e as funções de bloqueio das unidades de distância por oscilação de potência, de disparo por oscilação de potência e de perda de sincronismo. Essas funções de proteção devem estar associadas à teleproteção, que deve utilizar esquemas de transferência de bloqueio e de disparo entre os terminais da LT protegida.

Além de recomendar essas funções, o submódulo também permite a utilização da função de proteção diferencial (ANSI 87L), com a ressalva de que os IEDs dos terminais das linhas de transmissão efetuem a amostragem e a digitalização das grandezas de interesse de forma sincronizada (CIGRE: JWG 34/35.11, 2001; IEEE WG D27, 2015).

Na seção a seguir são apresentados conceitos de proteção de LTs em HVdc em ambas as topologias, LCC e VSC.

---

<sup>1</sup>O instituto nacional norte-americano de normas, American National Standards Institute (ANSI), estabelece uma numeração para todas as funções de proteção.

## 2.2. Proteção convencional de linhas de transmissão de corrente contínua

As LTs em corrente contínua possuem requisitos de velocidade, segurança e confiabilidade para os sistemas de proteção semelhantes àqueles das LTs em ac, conforme determinado no mesmo submódulo “Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção”. Adicionalmente, para os casos de polos formados por conversores em série, os sistemas de proteção devem desligar apenas o conversor defeituoso e manter os demais em operação normal.

O comportamento das faltas em sistemas HVdc depende da topologia (LCC ou VSC), do número de polos e do seu aterramento. A estrutura bipolar é provavelmente a configuração de rede HVdc que atende aos critérios operacionais, de confiabilidade e flexibilidade para sistemas de grande porte e, portanto, as considerações mencionadas nesta seção referem-se a esse tipo de sistema.

Segundo (CIGRE: JWG B4/B5.59, 2018), a proteção de LTs em HVdc pode ser efetuada de maneiras distintas, que afetam a velocidade de eliminação do defeito ou a quantidade de equipamentos primários isolados. Conseqüentemente, a escolha de uma filosofia específica de proteção depende da confiabilidade e disponibilidade desejadas. Segundo essa referência existem três filosofias de proteção distintas, com respeito à parcela do sistema HVdc que deve ser isolada na ocorrência de um defeito: não-seletiva, parcialmente seletiva e totalmente seletiva.

A filosofia de proteção não-seletiva considera todo o sistema HVdc como uma zona de proteção primária e, quando ocorre uma falta dentro dessa zona, ela é completamente isolada do restante do sistema. Normalmente essa filosofia é aceita apenas em sistemas HVdc de pequeno porte, que tenham tão somente uma contribuição limitada ao restante do sistema interligado.

Em sistemas HVdc multi-terminais, em que há mais de uma zona de proteção primária englobando um ou mais terminais, pode-se empregar a filosofia de proteção parcialmente seletiva. Nessa filosofia, quando ocorre uma falta dentro de uma zona primária, ela é totalmente isolada do restante do sistema HVdc multi-terminal, sem o desligamento completo do sistema. Geralmente essa filosofia de proteção é utilizada em sistemas HVdc multi-terminais que interconectam conjuntos de usinas eólicas *offshore*, ou equivalentes, por meio de LTs HVdc. Nesses casos, os conjuntos de usinas podem ser caracterizados como zonas primárias independentes e as LTs que interligam esses conjuntos podem ser desligadas, isolando-os quando da ocorrência de uma falta em uma dessas zonas.

Em uma filosofia de proteção de sistemas HVdc totalmente seletiva, as zonas de proteção são definidas no entorno de cada equipamento primário, p. ex. conversores, barra-

mentos, linhas de transmissão etc., de maneira análoga às zonas de proteção de sistemas em ac. Nesse caso, os IEDs que implementam essa filosofia devem detectar e localizar a falta em intervalos de tempo reduzidos, e enviar o comando de abertura aos respectivos disjuntores, especialmente para limitar os danos aos dispositivos de eletrônica de potência.

Em sistemas LCC-HVdc, a corrente de falta pode ser extinta por meio de ações de controle dos próprios conversores. Por outro lado, em sistemas VSC-HVdc a eliminação da falta é normalmente efetuada pelas ações de controle dos conversores concomitante ao comando de disjuntores e à sua abertura. A combinação de linhas longas e a necessidade da rápida detecção do defeito implica a necessidade de se considerar os parâmetros distribuídos da linha de transmissão e seus efeitos sobre o comportamento das correntes de curto-circuito e das tensões nos terminais dos conversores. Por essa razão, existem funções de proteção que observam a taxa de variação das correntes, e também das tensões, para detectar a ocorrência de uma falta e estimar a sua localização. Normalmente, quando ocorre um defeito, a taxa de variação da tensão é negativa enquanto a taxa de variação de corrente será positiva caso o defeito seja interno, e negativa caso contrário.

Em virtude do comprimento das LTs é possível pressupor que a lei de Kirchhoff não possa ser aplicada inadvertidamente. Então, a função de proteção diferencial pode apresentar lentidão para faltas internas, devido ao tempo de propagação das ondas viajantes, e falhas de segurança durante faltas externas, resultantes dos efeitos das indutâncias das LTs. Isso exige que o ajuste de tempo de *trip* seja deliberadamente aumentado, tornando a detecção de faltas internas mais lenta. É nessa circunstância que se enquadra parte da pesquisa desenvolvida e discutida nesta tese, que propõe um novo algoritmo assertivo, rápido, seguro e confiável.

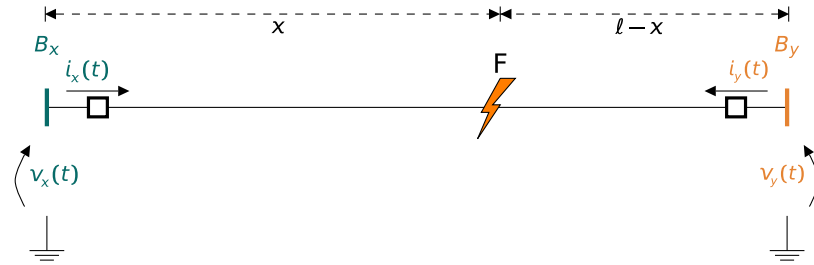
A seguir são apresentadas as contribuições do autor em conjunto com pesquisadores do Laboratório de Pesquisa em Proteção e Automação de Sistemas Elétricos (L•PROT) que colaboraram com a linha de pesquisa de algoritmos de proteção no domínio do tempo, para sistemas de transmissão em corrente alternada e contínua.

### **2.3. Proteção diferencial de energia e potência reativa**

Nesta seção são descritos dois algoritmos de proteção diferencial de linhas de transmissão que são frutos da pesquisa realizada durante o doutoramento do pesquisador Daniel Texidor Dantas, sob minha orientação. Esses algoritmos estão apresentados em detalhes na tese (DANTAS, 2019) e também no artigo *Time-Domain Differential Protection Method Applied to Transmission Lines* publicado no periódico *IEEE Transactions on Power Delivery* (DANTAS; PELLINI; MANASSERO, 2018). Além disso, essa pesquisa resultou em uma patente, depositada junto ao Instituto Nacional da Propriedade Industrial

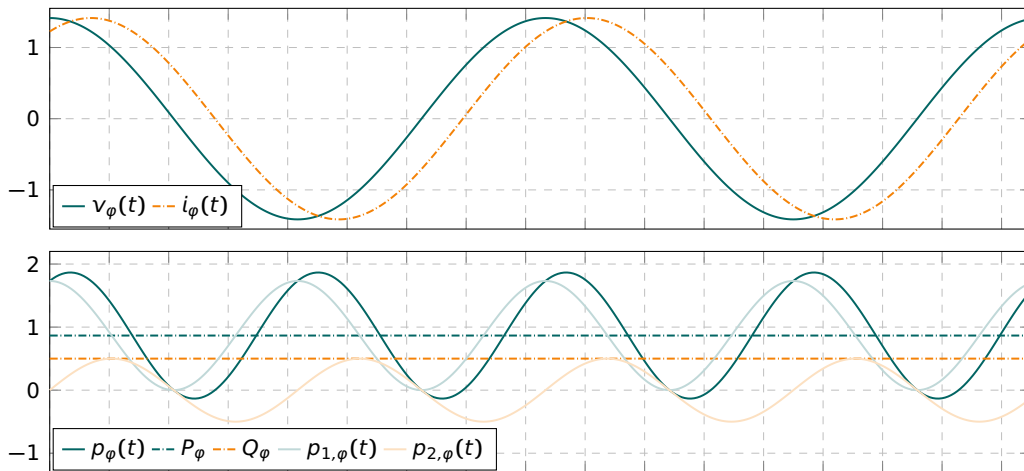
(INPI) (BR1020180048058).

Nesse trabalho propõe-se a utilização das grandezas energia e potência reativa para a implementação de uma função diferencial que é capaz de detectar a ocorrência de faltas internas em uma LT protegida. Para tanto, considera-se a LT monofásica ilustrada na figura 2.1.



**Figura 2.1:** Exemplo de LT monofásica para detalhamento do algoritmo (DANTAS, 2019)

Os sinais de tensão e corrente, e as potências instantânea e média resultantes nos terminais  $\varphi = B_x$  ou  $B_y$  dessa LT estão ilustrados na figura 2.2.



**Figura 2.2:** Sinais de tensão, corrente e potências nos terminais  $\varphi = B_x$  ou  $B_y$  da LT protegida

A partir desses sinais é possível estimar a energia observada nos respectivos terminais durante um intervalo de tempo  $\Delta t = t - t_0$ , denominada  $\epsilon_\varphi(\Delta t)$ , como em

$$\epsilon_\varphi(\Delta t) = \epsilon_\varphi(t) - \epsilon_\varphi(t_0) = \int_{t_0}^t \underbrace{v_\varphi(t) \cdot i_\varphi(t)}_{p_\varphi(t)} dt \quad (2.1)$$

onde  $v_\varphi(t)$  e  $i_\varphi(t)$  são a tensão e a corrente no terminal  $\varphi$  da LT ilustrada, respectivamente; e  $p_\varphi(t)$  é a potência instantânea nesse terminal. Considerando que os sinais de tensão e corrente nessa LT são

$$v_\varphi(t) = V_{p,\varphi} \cdot \cos(\omega \cdot t + \delta_v) \quad \text{e} \quad i_\varphi(t) = I_{p,\varphi} \cdot \cos(\omega \cdot t + \delta_i) \quad (2.2)$$

em que  $V_{p,\varphi}$  e  $I_{p,\varphi}$  são os valores de pico dos sinais de tensão e corrente, respectivamente, no terminal  $\varphi$  da LT;  $\omega$  é a frequência angular desses sinais; e  $\delta_v$  e  $\delta_i$ , as fases dos sinais de tensão e corrente, respectivamente. Sendo assim, a energia que entra em na LT por um terminal  $\varphi$  durante o ciclo do sinal de potência instantânea,  $T = \frac{\pi}{\omega}$  (correspondente a meio ciclo dos sinais de tensão e corrente), que precede um instante genérico  $t_1$ , é

$$\epsilon_{\varphi}(t_1) = \int_{t_1-T}^{t_1} V_{p,\varphi} \cdot \cos(\omega \cdot t + \delta_v) \cdot I_{p,\varphi} \cdot \cos(\omega \cdot t + \delta_i) dt \quad (2.3)$$

onde  $\epsilon_{\varphi}(t_1)$  é a energia que entra em na LT pelo terminal  $\varphi$  nesse intervalo de tempo. Por fim, reescrevendo-se a equação (2.3) obtém-se

$$\epsilon_{\varphi}(t_1) = V_{p,\varphi} \cdot I_{p,\varphi} \cdot \cos(\theta) \cdot \frac{\pi}{2 \cdot \omega} = \frac{V_{p,\varphi} \cdot I_{p,\varphi} \cdot \cos(\theta)}{4 \cdot f} \quad \text{onde} \quad \theta = \delta_v - \delta_i \quad (2.4)$$

As energias medidas nos terminais  $B_x$  e  $B_y$  da linha de transmissão apresentada na figura, calculadas utilizando-se a equação (2.4), podem ser diferentes por três razões: perdas na linha de transmissão, energia armazenada nos campos elétricos e magnéticos produzidos pelas tensões e correntes, e curtos-circuitos.

Curtos-circuitos internos à zona de proteção são o fenômeno que se deseja detectar, com o objetivo de isolar a LT defeituosa. Nesse contexto, a implementação da função diferencial percentual garante que as perdas na LT, decorrentes da natureza resistiva dos seus condutores, em especial durante curtos-circuitos externos que resultam em altas correntes e, portanto, altas perdas, não tenham influência na detecção do defeito. Além disso, a escolha de um intervalo de integração adequado,  $\Delta t$ , elimina as diferenças energéticas entre os terminais da LT, resultantes da energia armazenada nos campos elétricos e magnéticos presentes na LT. Isto porque a energia trocada entre esses campos possui média nula em intervalos de tempo que são múltiplos inteiros do período do sinal de potência instantânea.

À vista disso, os algoritmos propostos nesse trabalho são capazes de discernir as diferenças decorrentes da operação normal da LT dos curtos-circuitos internos, utilizando-se um intervalo de integração conveniente,  $\Delta t$ , aliado à implementação percentual da função diferencial. O primeiro algoritmo, descrito na seção 2.3.1, utiliza os sinais de tensão e corrente para o cálculo da energia que circula pela LT e o segundo, apresentado na seção 2.3.2, utiliza os mesmos sinais para o cálculo da potência reativa.

### 2.3.1. Algoritmo diferencial de energia

Conforme exposto, é possível aplicar o cálculo de energia no domínio do tempo para detectar faltas internas. Dada a natureza diferencial desse algoritmo, pode-se adotar uma

filosofia similar à proteção diferencial percentual de corrente, semelhante às encontradas em (ANDERSON et al., 2022). Sendo assim, a grandeza de operação no instante  $t_1$ ,  $\epsilon_{Op}(t_1)$ , é definida como a soma das energias que entram na região protegida durante um ciclo do sinal de potência instantânea, e a grandeza de restrição  $\epsilon_{Re}(t_1)$ , por outro lado, é a soma dos valores absolutos dessas energias, conforme

$$\epsilon_{Op}(t_1) = \sum_{\varphi=1}^n \epsilon_{\varphi}(t_1) \quad \text{e} \quad \epsilon_{Re}(t_1) = \sum_{\varphi=1}^n |\epsilon_{\varphi}(t_1)| \quad (2.5)$$

onde  $n$  é o número de terminais da LT protegida.

Para a identificação das faltas, foi utilizado um comparador percentual apresentado na inequação (2.6), similar a outras proteções diferenciais, em que

$$\epsilon_{Op}(t_1) > k_{\epsilon} \cdot \epsilon_{Re}(t_1) \quad (2.6)$$

e  $k_{\epsilon}$  é a inclinação ou *slope* da característica diferencial da função de proteção diferencial de energia. De forma similar à empregada pela proteção diferencial percentual convencional, uma quantidade mínima de energia de operação  $\epsilon_{min}$  também é definida. Ela é usada como condição necessária para a detecção de faltas, conforme

$$\epsilon_{Op}(t_1) > \epsilon_{min} \quad (2.7)$$

Essa condição evita falhas de segurança decorrentes de erros de medição dos TIs, ruídos nos processos de amostragem e digitalização, correntes de deslocamento, etc. Todavia, devem ser levadas em consideração quaisquer características do sistema e da LT protegida para o melhor ajuste de  $\epsilon_{min}$  durante a fase de estudos de proteção.

### 2.3.2. Algoritmo diferencial de potência reativa

O cálculo de energia no domínio do tempo pode ser utilizado para detectar faltas internas em LTs, conforme exposto na seção anterior, em especial para faltas que possuem resistência expressiva. No entanto, faltas de baixa impedância, em que a energia dissipada pelas resistências de falta podem ser da mesma magnitude daquelas dissipadas na LT protegida, podem produzir falhas de operação. Para mitigar esse problema, o trabalho sugere outro algoritmo complementar, baseado em potência reativa.

Para o desenvolvimento desse algoritmo, considera-se que as trocas de potência reativa podem ser expressas de forma semelhante à equação (2.3), porém com o sinal de

tensão atrasado de 90° elétricos, como em

$$\chi_{\varphi}(t_1) = \frac{1}{T} \cdot \int_{t_1-T}^{t_1} V_{p,\varphi} \cdot \cos\left(\omega \cdot t + \delta_v - \frac{\pi}{2}\right) \cdot I_{p,\varphi} \cdot \cos(\omega \cdot t + \delta_i) dt \quad (2.8)$$

onde  $\chi_{\varphi}(t_1)$  é a potência reativa que entra na LT pelo terminal  $\varphi$  durante o ciclo que precede um instante genérico  $t_1$ . Reescrevendo a equação (2.8) obtém-se

$$\chi_{\varphi}(t_1) = \frac{V_{p,\varphi} \cdot I_{p,\varphi} \cdot \sin(\theta)}{2} \quad (2.9)$$

que representa a estimativa da potência reativa calculada a partir do produto da tensão, defasada de 90° elétricos, e da corrente. É importante notar que integrar esse produto resulta em sinais distintos caso o componente seja preponderantemente indutivo ou capacitivo, o que permite distinguir correntes indutivas de falta das correntes provocadas por correntes de deslocamento, por exemplo. Isso permite discernir faltas internas, que são predominantemente indutivas, de outros eventos externos.

A identificação de faltas por meio da equação (2.9) emprega uma característica diferencial percentual análoga às apresentada nas equações (2.6) e (2.7), em que as grandezas de operação,  $\chi_{Op}(t_1)$ , e de restrição,  $\chi_{Re}(t_1)$ , são

$$\chi_{Op}(t_1) = \sum_{\varphi=1}^n \chi_{\varphi}(t_1) \quad \text{e} \quad \chi_{Re}(t_1) = \sum_{\varphi=1}^n |\chi_{\varphi}(t_1)| \quad (2.10)$$

A identificação de falhas ocorre quando ambas as inequações são satisfeitas, conforme

$$\chi_{Op}(t_1) > k_{\chi} \cdot \chi_{Re}(t_1) \quad \text{e} \quad \chi_{Op}(t_1) > \chi_{min} \quad (2.11)$$

e o ajuste da inclinação  $k_{\chi}$  requer as mesmas considerações anteriormente mencionadas, isto é, deve ser tal que erros de medição dos TIs, erros nos processos de amostragem e digitalização, correntes de deslocamento etc. não afetem o desempenho da função de proteção proposta.

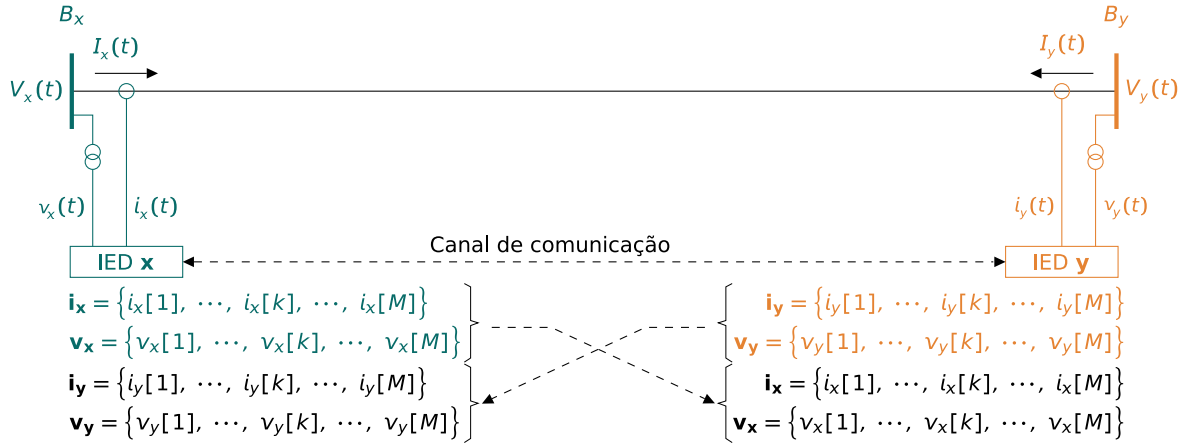
### 2.3.3. Modelo discreto para implementação digital

A implementação de ambos os algoritmos em um IED consiste na elaboração da solução das equações (2.1) e (2.9) no domínio do tempo discreto. Para tanto, considere a LT ilustrada na figura 2.3.

Nessa figura, TIs instalados nos terminais  $B_x$  e  $B_y$  convertem os sinais de tensões e correntes primários em sinais secundários, que são amostrados de forma síncrona em ambos os terminais, a uma frequência de amostragem  $f_a = \frac{1}{T_a}$ , em que  $T_a$  é o período de

amostragem, e são disponibilizados em ambos os terminais pelo canal de comunicação. Então,

$$t_k = t_0 + k.T_a \quad \text{para} \quad k = 1, 2, 3, \dots \quad (2.12)$$



**Figura 2.3:** Exemplo de LT monofásica com a implementação do algoritmo proposto em (DANTAS, 2019)

e os sinais de tensão e corrente nos terminais  $\varphi = B_x$  e  $B_y$ , amostrados de forma síncrona no instante  $t_k$ , são

$$v_\varphi[k] = v_\varphi(t_k) \quad \text{e} \quad i_\varphi[k] = i_\varphi(t_k) \quad (2.13)$$

Esses sinais são armazenados nos vetores de amostras<sup>2</sup> de tamanho  $M \geq 2 \cdot N$ , como em

$$\begin{aligned} \mathbf{v}_\varphi &= \{v_\varphi[1], \dots, v_\varphi[k], \dots, v_\varphi[M]\} \\ \mathbf{i}_\varphi &= \{i_\varphi[1], \dots, i_\varphi[k], \dots, i_\varphi[M]\} \end{aligned} \quad (2.14)$$

e para ambos os algoritmos optou-se por efetuar uma integração retangular por meio de uma somatória, cujos limites definidos foram incorporados neste processo, resultando em

$$\epsilon_\varphi[k] = \sum_{n=k-N+1}^k \frac{v_\varphi[n] \cdot i_\varphi[n]}{N \cdot f} \quad \text{e} \quad \chi_\varphi[k] = \sum_{n=k-N+1}^k \frac{v_\varphi[n-N] \cdot i_\varphi[n]}{N \cdot f} \quad (2.15)$$

onde o passo de integração é  $\frac{1}{2 \cdot N \cdot f}$  e  $N$  é o número de amostras de tensão em meio ciclo dos sinais de tensão e corrente.

A formulação apresentada até este ponto é utilizada para a determinação do *pickup* da função, como representado no diagrama de blocos da figura 2.4, que representa a aplicação da função à uma linha de transmissão monofásica de dois terminais.

O diagrama de blocos ilustra apenas as operações de um dos terminais da LT. Na prática, os algoritmos devem ser executados em todos os terminais da LT.

<sup>2</sup>Os IEDs implementam os vetores de amostras na forma de *buffers* circulares de tamanho fixo, em que as amostras mais novas sobrescrevem as amostras mais antigas.



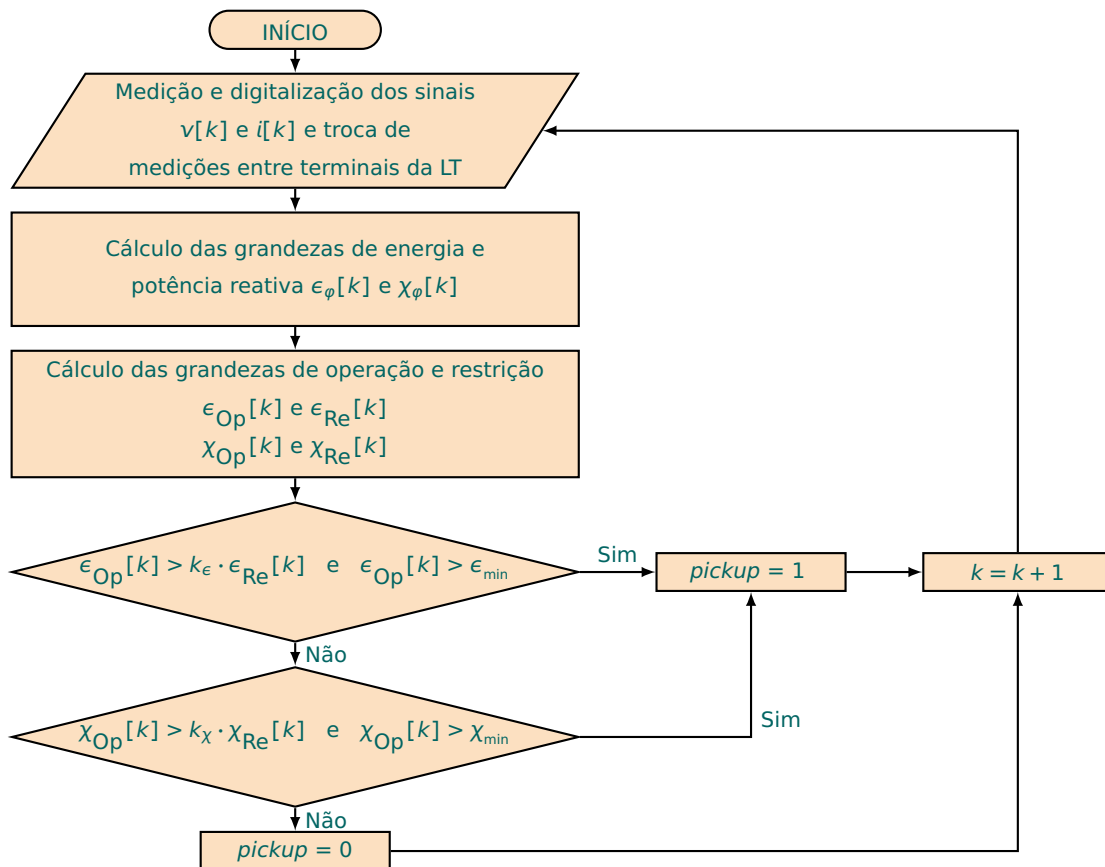


Figura 2.4: Fluxograma dos algoritmos para obtenção do sinal de *pickup*.

### 2.3.3.1. Falta severas e afundamento de tensão

Durante afundamentos severos de tensão na vizinhança de um dos terminais da LT protegida, a informação do fluxo de energia deixa de ser confiável. Nessa situação, o algoritmo de energia deve ser bloqueado com o intuito preservar a segurança e a confiabilidade da função de proteção.

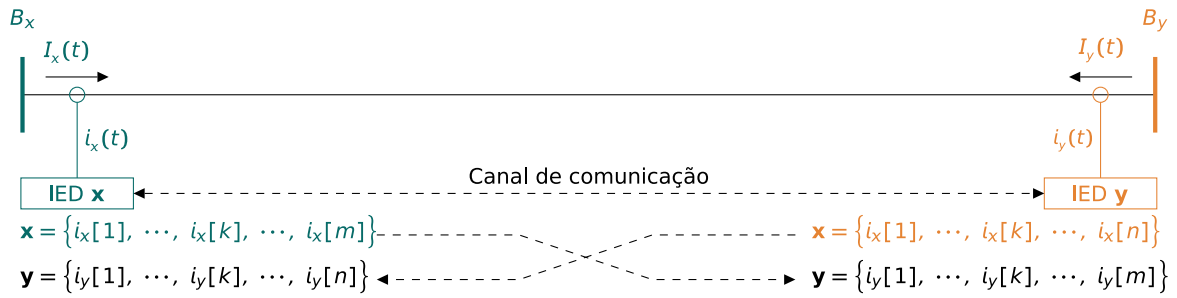
Por outro lado, o algoritmo de potência reativa não é bloqueado. Esse algoritmo provê uma função complementar ao algoritmo de energia e pode utilizar sinais sintetizados para substituir os sinais de tensão fornecidos pelos transformadores de potencial (TPs). Esses sinais sintetizados são provenientes de phase-locked loops (PLLs), sincronizadas com as tensões do sistema e adequadamente atrasadas de 90° elétricos. No entanto, ressalta-se que estimativas de potência baseadas em grandezas sintetizadas (em substituição às tensões medidas) não representam realmente as potências reativas no elemento protegido, porém oferecem uma alternativa segura e confiável para a proteção proposta nessas circunstâncias.

### 2.3.3.2. Implementação em linhas de transmissão trifásicas

Conforme apresentado em detalhes na referência (DANTAS, 2019), a generalização dos algoritmos de proteção de energia e potência reativa para sistemas trifásicos é possível de forma segregada por fase e as considerações anteriormente expressas no que se referem aos *slopes* e valores mínimos de ambos também são válidas.

## 2.4. Proteção piloto baseada em inferência bayesiana

O trabalho descrito nesta seção apresenta um algoritmo de proteção diferencial de linhas de transmissão no domínio do tempo, que decorre da pesquisa realizada durante o doutoramento do pesquisador Rodrigo Rozenblit Tiferes, sob minha orientação e que resultou no artigo *Time-Domain Differential Protection of Transmission Lines Based on Bayesian Inference* publicado no periódico IEEE Transactions on Power Delivery (TIFERES; MANASSERO, 2022a). Ademais, essa pesquisa também resultou em uma patente depositada junto ao INPI (BR10202101780).



**Figura 2.5:** Exemplo de LT monofásica para detalhamento do algoritmo (TIFERES; MANASSERO, 2022a)

O algoritmo de proteção diferencial de LTs descrito nessa referência utiliza apenas os sinais de corrente nos terminais da LT protegida, que está ilustrada na figura 2.5. Esses sinais são amostrados de forma sincronizada entre os terminais  $B_x$  e  $B_y$ , com frequência de amostragem  $f_a$ , onde  $f_a = \frac{1}{T_a}$  e  $T_a$  é o período de amostragem, e são disponibilizados em ambos os terminais pelo canal de comunicação. Assim,

$$t_k = t_0 + k.T_a \quad \text{para} \quad k = 1, 2, 3, \dots \quad (2.16)$$

em seguida, esses sinais são digitalizados e armazenados em vetores de amostras de tamanho  $N$  e utilizados pelo método proposto, que calcula a probabilidade de ocorrência de uma falta interna na linha ao longo do tempo, por meio da aplicação da inferência bayesiana (teorema de Bayes). Assim, considere a LT ilustrada na figura 2.1. As amostras  $i_x[k]$  e  $i_y[k]$  são obtidas no instante  $t_k$ , então

$$i_x[k] = i_x(t_k) \quad \text{e} \quad i_y[k] = i_y(t_k) \quad (2.17)$$

Em seguida, são armazenadas vetores de amostras,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , onde

$$\begin{aligned}\mathbf{x} &= \{i_x[1], \dots, i_x[k], \dots, i_x[N]\} \\ \mathbf{y} &= \{i_y[1], \dots, i_y[k], \dots, i_y[N]\}\end{aligned}\quad (2.18)$$

e utilizadas pelo algoritmo no cálculo de correntes de operação e de restrição,  $i_{op}[k]$  e  $i_{re}[k]$ , como em

$$i_{op}[k] = |i_x[k] - i_y[k]| \quad \text{e} \quad i_{re}[k] = \frac{|i_x[k]| + |i_y[k]|}{2} \quad (2.19)$$

o que resulta em dois vetores de amostras, de correntes de restrição e de operação, conforme em

$$\mathbf{i}_{op} = |\mathbf{x} - \mathbf{y}| \quad \text{e} \quad \mathbf{i}_{re} = \frac{|\mathbf{x}| + |\mathbf{y}|}{2} \quad (2.20)$$

Diferentemente do algoritmo diferencial convencional, em que as correntes de operação e restrição são estimadas a partir dos fasores calculados utilizando-se a transformada discreta de Fourier (TDF), *discrete Fourier transform* (DFT), o algoritmo apresentado nessa referência calcula as correntes de operação e restrição diretamente a partir das amostras das correntes. Em seguida, implementa uma característica percentual por meio da comparação entre  $i_{op}[k]$  e  $k_s \cdot i_{re}[k]$ , conforme a equação (2.21), em que o *slope*,  $k_s$ , possui valores típicos (30%, 50% ou 70%, por exemplo). A variável lógica  $\psi[k]$  recebe o valor lógico *true*, ou “1”, caso a inequação seja confirmada, e recebe o valor lógico *false*, ou “0”, caso contrário. Então

$$\psi[k] = \begin{cases} 1, & \text{caso } i_{op}[k] > k \cdot i_{re}[k] \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.21)$$

A partir da comparação descrita na equação (2.21) é possível armazenar os resultados em outro vetor de dados,  $\psi$ , e utilizá-lo para detectar faltas internas. No entanto, a detecção não pode ser baseada apenas nos valores lógicos de  $\psi[k]$ , visto que existem fatores externos que tornam  $\psi[k] = 1$  (*true*) durante operação normal e  $\psi[k] = 0$  (*false*) durante faltas internas, que poderiam tornar o método menos seguro e confiável. Dentre esses fatores pode-se destacar erros dos TCs, correntes de deslocamento, em especial durante condições de baixo carregamento, etc. (HOROWITZ; PHADKE, 2014; ANDERSON et al., 2022).

Assim, o método utiliza os valores de  $\psi[k]$ , em conjunto com os parâmetros de ajuste, para determinar a probabilidade de falta P por meio da aplicação do teorema de Bayes às condições de contorno do algoritmo, que consideram probabilidades condicionais e

funções de verossimilhança, resultando em

$$P = \frac{1}{1 + \lambda} \quad (2.22)$$

em que  $\lambda$  é dado conforme

$$\lambda = \frac{1 - \xi}{\xi} \cdot \left( \frac{p_2 \cdot (1 - p_1)}{p_1 \cdot (1 - p_2)} \right)^{\sum_{k=1}^N \psi[k]} \cdot \left( \frac{1 - p_2}{1 - p_1} \right)^N \quad (2.23)$$

e  $\xi$  é

$$\xi = \left( \sum_{k=1}^N e^{k \cdot \beta} \cdot \psi[k] \right) \cdot \left( \sum_{k=1}^N e^{k \cdot \beta} \right)^{-1} \quad (2.24)$$

además,  $p_1$  é probabilidade de um dado valor  $\psi[k]$  ser verdadeiro durante falta interna;  $p_2$  é a probabilidade de um dado valor  $\psi[k]$  ser verdadeiro durante operação normal ou falta externa; e  $\beta$  é um fator de peso para as amostras mais recentes nos vetores que armazenam os sinais  $i_{Bx}[k]$  e  $i_{By}[k]$ . Esses três valores são parâmetros de ajuste do algoritmo proposto e estão descritos em detalhes na referência (TIFERES; MANASSERO, 2022a).

O algoritmo detecta faltas internas caso  $P$  seja maior do que uma probabilidade mínima,  $p$ , e caso a maior corrente diferencial  $i_{op}[k]$ , dentre as  $N$  calculadas, supere um valor mínimo pré-determinado,  $i_{Min}$ .

### 2.4.1. Implementação em linhas de transmissão trifásicas

A generalização do algoritmo de proteção piloto para LTs trifásicas é feita de forma segregada por fase. Além disso, é possível implementar a proteção diferencial para a componente de sequência zero das correntes nos terminais da linha de transmissão, e também para a componente de sequência negativa, ambas no domínio do tempo (a obtenção da componente de sequência negativa no domínio do tempo utiliza o filtro de atraso fracionário descrito na seção 2.4.1.2). A implementação dessas unidades de sequência confere maior segurança e confiabilidade ao algoritmo proposto, em virtude da maior sensibilidade às faltas de alta impedância, que normalmente afetam o desempenho da função de proteção diferencial percentual.

A implementação por fase é a mesma descrita pelas equações (2.19) a (2.24), porém utilizando como dados de entrada as correntes das fases  $\phi = a, b$  ou  $c$ . Nas seções a seguir são detalhadas a implementação das unidades de sequência zero e negativa.

### 2.4.1.1. Unidade de sequência zero

Para estimar a componente de sequência zero das correntes nos terminais  $B_x$  e  $B_y$ , basta calcular a média das correntes de fase em ambos os terminais da LT protegida a partir dos dados de corrente armazenados nos vetores de amostras, como em

$$\mathbf{i}_{0_x} = \frac{\mathbf{i}_{a_x} + \mathbf{i}_{b_x} + \mathbf{i}_{c_x}}{3} \quad \text{e} \quad \mathbf{i}_{0_y} = \frac{\mathbf{i}_{a_y} + \mathbf{i}_{b_y} + \mathbf{i}_{c_y}}{3} \quad (2.25)$$

Em seguida, procede-se com o cálculo das correntes de operação e restrição, utilizando o equacionamento apresentado em (2.19) a (2.24), porém utilizando a corrente de sequência zero obtida por meio da equação (2.25).

### 2.4.1.2. Unidade de sequência negativa

Para implementar uma unidade de sequência negativa no domínio do tempo, é necessário implementar um filtro de atraso fracionário, capaz de atrasar os sinais de corrente das fases b e c no domínio do tempo, de  $\alpha^2 = \frac{2 \cdot \pi}{3}$  e  $\alpha = -\frac{2 \cdot \pi}{3}$  radianos, respectivamente.

O filtro apresentado em (LAAKSO et al., 1996) pode produzir qualquer atraso de tempo fracionário. Portanto, para atrasar as amostras dessas correntes, que estão armazenadas nos vetores de amostras, é necessário converter esse argumento de radianos para segundos, como em

$$t_{d_b} = \frac{1}{f} \cdot \frac{\arg\{\alpha^2\}}{2 \cdot \pi} \quad \text{e} \quad t_{d_c} = \frac{1}{f} \cdot \frac{\arg\{\alpha\}}{2 \cdot \pi} \quad (2.26)$$

em que  $t_{d_b}$  é o atraso, em [s], que deve ser aplicado aos sinais da fase b dos terminais  $B_x$  e  $B_y$ ;  $t_{d_c}$  é o atraso, em [s], que deve ser aplicado ao sinal da fase c dos mesmos terminais; e  $f$  é a frequência da componente fundamental, em [Hz].

O filtro digital proposto em (LAAKSO et al., 1996) é o equivalente digital do filtro de Bessel. Um filtro linear analógico que preserva a forma de onda do sinal filtrado na banda de passagem. De acordo com (LAAKSO et al., 1996), o filtro proposto é a maneira mais simples de projetar um filtro que se aproxime de um atraso fracionário. O filtro de atraso fracionário de ordem  $n$  tem a forma

$$H(z, \phi) = \frac{h_{n,\phi} \cdot z^n + h_{n-1,\phi} \cdot z^{n-1} + \dots + h_{1,\phi}}{h_{0,\phi} \cdot z^n + h_{1,\phi} \cdot z^{n-1} + \dots + h_{n,\phi}} \quad (2.27)$$

onde  $\phi$  é a fase b ou c; o coeficiente  $h_{0,\phi} = 1$ ; e os demais coeficientes são

$$h_{k,\phi} = (-1)^k \cdot \binom{n}{k} \cdot \prod_{i=0}^n \frac{D_\phi - n + i}{D_\phi - n + k + i}, \quad \forall k = 1, 2, \dots, n \quad (2.28)$$

em que  $D_\phi = \frac{t_{d_\phi}}{T_a}$ ;  $T_a$  é o período de amostragem; e  $n$  é o valor arredondado de  $D_\phi$  para o inteiro positivo mais próximo. Assim, para calcular o sinal de corrente nas fases  $\phi = b$  ou

$\phi = c$  dos terminais  $\phi = B_x$  ou  $\phi = B_y$ , atrasados de  $\alpha^2$  e  $\alpha$ , respectivamente, é necessário realizar a operação de convolução, como em

$$\mathbf{i}_{\phi,d_\phi} = \mathbf{i}_{\phi_\phi} * H(z, \phi) \quad (2.29)$$

em que  $\mathbf{i}_{\phi,d_{B_\phi}}$  é a corrente na fase  $\phi$  do terminal  $\phi$ , defasada do correspondente ângulo elétrico. Finalmente, a corrente de sequência negativa no domínio do tempo é dada por

$$\mathbf{i}_{2_x} = \frac{\mathbf{i}_{a_x} + \mathbf{i}_{b,d_x} + \mathbf{i}_{c,d_x}}{3} \quad \text{e} \quad \mathbf{i}_{2_y} = \frac{\mathbf{i}_{a_y} + \mathbf{i}_{b,d_y} + \mathbf{i}_{c,d_y}}{3} \quad (2.30)$$

Em seguida, procede-se com o cálculo das correntes de operação e restrição, com equacionamento apresentado em (2.19) a (2.24), porém utilizando a corrente de sequência negativa obtida por meio da equação (2.30).

## 2.5. Proteção piloto de linhas HVdc baseada na inferência bayesiana

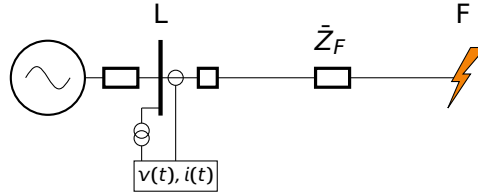
O trabalho descrito na seção 2.4 apresenta um algoritmo de proteção de LTs que utiliza o teorema de Bayes associado a uma função de proteção diferencial percentual no domínio do tempo, com o objetivo de diminuir os tempos de detecção de faltas internas, quando comparado com o algoritmo convencional, assim como aumentar a segurança e a confiabilidade no processo de detecção.

Durante o desenvolvimento e testes dessa proposta, que se desenrolou ao longo do doutoramento do pesquisador Rodrigo Rozenblit Tiferes, optou-se por avaliar também o desempenho desse algoritmo para a proteção de LTs do tipo LCC-HVdc. O algoritmo foi então submetido a testes, utilizando cenários de simulação de faltas internas e externas no sistema LCC-HVdc detalhado no capítulo 4 e apresentado no apêndice A. Esse processo foi documentado, resultando no artigo intitulado *Application and evaluation of time-domain differential protection based on bayesian inference to HVDC lines*, que foi apresentado no *16<sup>th</sup> International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2022)*, em Newcastle no Reino Unido (TIFERES; DANTAS; MANASSERO, 2022).

## 2.6. Proteção de distância baseada na equação geral da seção cônica

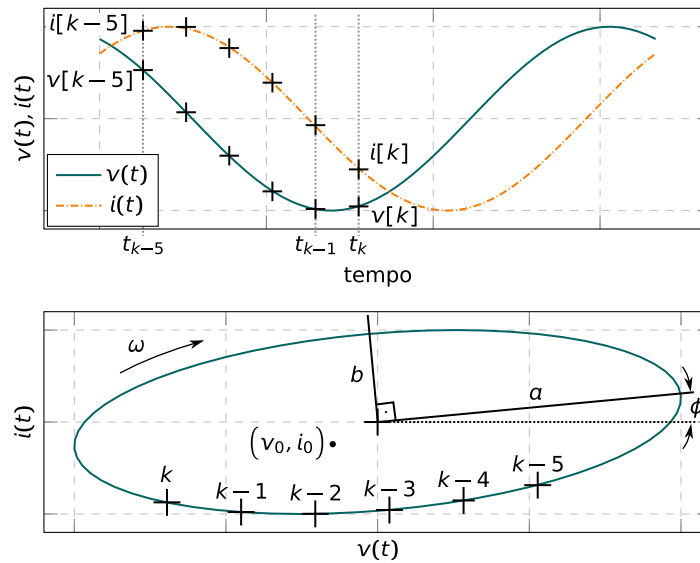
O algoritmo de proteção de distância descrito nesta seção é resultado da pesquisa realizada durante o doutoramento da pesquisadora Priscila de Lima Vianna, sob minha orien-

tação. Esse algoritmo está descrito em detalhes na sua tese (VIANNA, 2021) e também no artigo *Time-domain distance protection of transmission lines based on the conic section general equation*, publicado no periódico *Electric Power Systems Research* (VIANNA; MANASSERO, 2022).



**Figura 2.6:** Exemplo de curto-circuito franco no ponto F da LT monofásica para detalhamento do algoritmo (VIANNA, 2021)

O algoritmo desenvolvido durante a pesquisa baseia-se no comportamento dos sinais de tensão e corrente ao longo do tempo e na equação geral da seção cônica que descreve esse comportamento. Para ilustrá-lo, considere a LT representada na figura 2.6. A relação matemática entre esses sinais resulta em uma curva de *Lissajous* que, nesse caso, é uma elipse. A figura 2.7 ilustra os sinais de tensão e corrente, bem como a curva de *Lissajous* resultante.



**Figura 2.7:** Sinais de tensão e corrente e figura de *Lissajous*

O IED instalado no terminal local da LT, L, amostra e digitaliza os sinais de tensão e corrente provenientes dos secundários dos TIs,  $v(t)$  e  $i(t)$ , utilizando a frequência de amostragem  $f_a = \frac{1}{T_a}$ , onde  $T_a$  é o período de amostragem. Então, os instantes de amostragem são dados por

$$t_k = t_0 + k.T_a \quad \text{para} \quad k = 1, 2, 3, \dots \quad (2.31)$$

e

$$v[k] = v(t_k) \quad \text{e} \quad i[k] = i(t_k) \quad (2.32)$$

onde  $v[k]$  e  $i[k]$  são as  $k$ -ésimas amostras dos sinais de tensão e corrente,  $v(t)$  e  $i(t)$ , respectivamente, e  $t_0$  representa o instante inicial de amostragem. Essas amostras são armazenadas em séries temporais de dados, ou janela de dados,  $\mathbf{v}$  e  $\mathbf{i}$ , de tamanho  $N$ . Então

$$\mathbf{v} = \{v[k], \dots, v[k-N]\} \quad \text{e} \quad \mathbf{i} = \{i[k], \dots, i[k-N]\} \quad (2.33)$$

Conforme ilustrado na figura 2.6, a impedância do trecho da linha de transmissão compreendido entre o terminal  $L$  e o ponto de falta,  $F$ , é  $\bar{Z}_F$ . Considerando que a resistência de falta é nula e que se pode descrever a relação entre os sinais  $v(t)$  e  $i(t)$  por meio da equação geral da seção cônica (SHARMA, 2005), dada por

$$A \cdot v[k]^2 + B \cdot v[k] \cdot i[k] + C \cdot i[k]^2 + D \cdot v[k] + E \cdot i[k] + F = 0 \quad (2.34)$$

é possível obter os valores de pico dos sinais de tensão e corrente,  $V_p$  e  $I_p$ , bem como estimar a sua defasagem,  $\phi$ , e calcular a impedância  $\bar{Z}_F$  a partir desses valores. Para isso é necessário calcular os seis coeficientes da equação geral da seção cônica ( $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ ,  $E$  e  $F$ ), então são necessárias seis equações, em outras palavras, é necessário que janela de dados possua  $N \geq 6$ . Considerando que a janela de dados possui tamanho  $N = 6$  é possível escrever o sistema linear homogêneo

$$\underbrace{\begin{bmatrix} v[k]^2 & \dots & i[k]^2 & \dots & 1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ v[k-3]^2 & \dots & i[k-3]^2 & \dots & 1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ v[k-5]^2 & \dots & i[k-5]^2 & \dots & 1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{M}[\mathbf{k}]_{6 \times 6}} \times \underbrace{\begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \\ E \\ F \end{bmatrix}}_{\mathbf{x}[\mathbf{k}]_{6 \times 1}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}}_{\mathbf{0}_{6 \times 1}} \quad (2.35)$$

onde  $\mathbf{M}[\mathbf{k}]_{6 \times 6}$  é a matriz de coeficientes do sistema linear homogêneo,  $\mathbf{x}[\mathbf{k}]_{6 \times 1}$  é o vetor de incógnitas ( $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ ,  $E$  e  $F$ ) e  $\mathbf{0}_{6 \times 1}$  é o vetor de variáveis independentes (vetor de zeros). A partir do cálculo dos coeficientes da equação geral da seção cônica é possível obter os parâmetros que definem a elipse ilustrada na figura 2.7. De acordo com essa figura,  $a$  and  $b$  são os semi-eixos maior e menor, e  $\phi$  é o seu ângulo de inclinação. As seguintes relações matemáticas entre esses parâmetros e os coeficientes são (LAWRENCE, 2013; BAKER, 2018)

$$a, b = \frac{-\sqrt{2 \cdot \tau \cdot (v \pm \rho)}}{\delta} \quad (2.36)$$



onde

$$\begin{aligned}\tau &= A \cdot E^2 + C \cdot D^2 - B \cdot D \cdot E + \delta \cdot F \\ \nu &= A + C \\ \rho &= \sqrt{(A - C)^2 + B^2} \\ \delta &= B^2 - 4 \cdot A \cdot C\end{aligned}\quad (2.37)$$

além disso

$$\phi = \arctan\left(\frac{C - A - \rho}{B}\right) \quad (2.38)$$

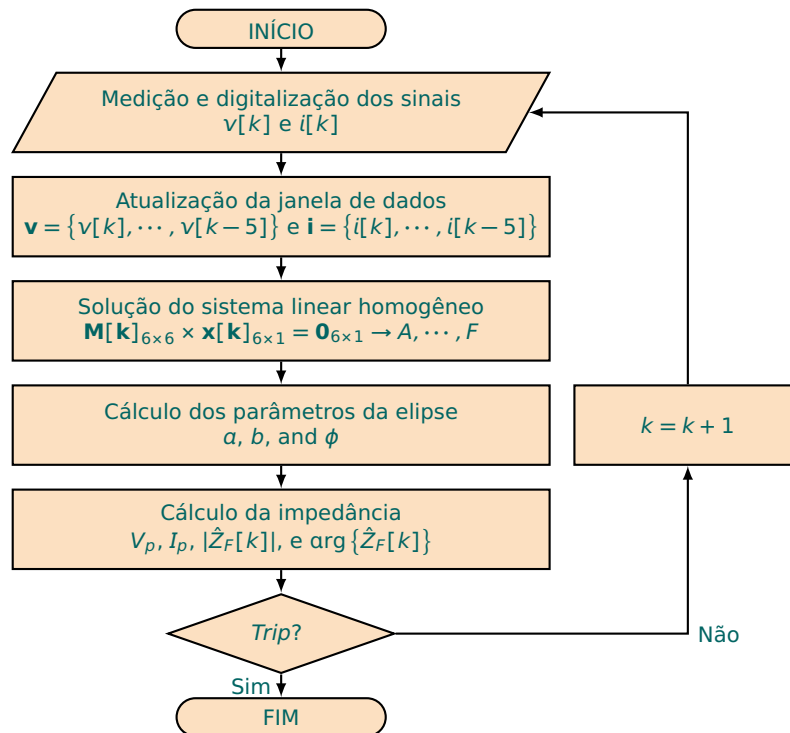
A partir desses valores tem-se

$$V_p = \sqrt{(a^2 \cdot \cos^2 \phi) + (b^2 \cdot \sin^2 \phi)} \quad \text{e} \quad I_p = \sqrt{(a^2 \cdot \sin^2 \phi) + (b^2 \cdot \cos^2 \phi)} \quad (2.39)$$

e o valor de  $\bar{Z}_F$ , que permite determinar se a linha de transmissão se encontra em falta, é dado por

$$|\bar{Z}_F| = \frac{V_p}{I_p} \quad \text{e} \quad \arg\{\hat{Z}_F\} = \arcsin\left[\frac{b \cdot \sin \phi}{V_p}\right] - \arcsin\left[\frac{-b \cdot \cos \phi}{I_p}\right] \quad (2.40)$$

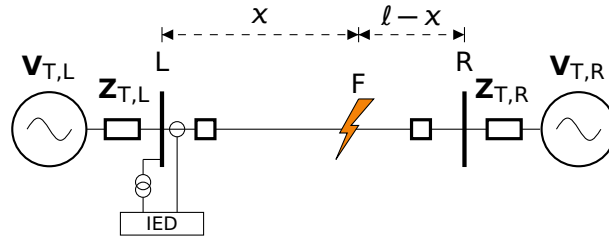
O diagrama de blocos ilustrado na figura 2.8 descreve esse procedimento.



**Figura 2.8:** Diagrama de blocos

### 2.6.1. Implementação em linhas de transmissão trifásicas

A LT trifásica ilustrada na figura 2.9 possui dois terminais,  $L$  e  $R$ , comprimento  $\ell$  [km], impedâncias de sequência positiva e negativa de  $\bar{Z}_{1,TL}$  e  $\bar{Z}_{0,TL}$  [ $\Omega/\text{km}$ ], respectivamente, e faz parte de um sistema de transmissão interligado.



**Figura 2.9:** LT trifásica para detalhamento do algoritmo (VIANNA, 2021)

A função de proteção de distância usada para proteger essa LT deve detectar corretamente todos os tipos de falta usando as medições de sinais de tensões e correntes de todas as fases, fornecidas pelos TIs instalados na barra  $L$ .

Para calcular corretamente a distância da falta  $x$ , é necessário selecionar um par específico de sinais de tensão e corrente e calcular a impedância de sequência positiva de falta, vista pelo ponto de instalação dos TIs,  $x \cdot \bar{Z}_{1,TL}$ .

Sendo assim, seis pares de entradas de tensão e corrente dão origem a seis elementos diferentes, capazes de estimar  $x \cdot \bar{Z}_{1,TL}$ , para todos os tipos de falta. A tabela 2.1 apresenta os seis elementos e as janelas de dados de tensão e corrente que o método utiliza para estimar a impedância de sequência positiva para a falta, que são os mesmos empregados pela função distância convencional auto-polarizada.

**Tabela 2.1:** Elementos de distância

Elemento	Entradas	
	Tensão*	Corrente*
AN	$\mathbf{v}_a$	$\mathbf{i}_a +  k_0  \cdot \mathbf{i}_{0,d}$
BN	$\mathbf{v}_b$	$\mathbf{i}_b +  k_0  \cdot \mathbf{i}_{0,d}$
CN	$\mathbf{v}_c$	$\mathbf{i}_c +  k_0  \cdot \mathbf{i}_{0,d}$
AB	$\mathbf{v}_a - \mathbf{v}_b$	$\mathbf{i}_a - \mathbf{i}_b$
BC	$\mathbf{v}_b - \mathbf{v}_c$	$\mathbf{i}_b - \mathbf{i}_c$
CA	$\mathbf{v}_c - \mathbf{v}_a$	$\mathbf{i}_c - \mathbf{i}_a$

\* os subscritos **a**, **b** e **c** referem-se às fases da LT

Os elementos de fase (AB, BC e CA) detectam faltas que envolvem duas ou mais fases da LT e utilizam as tensões de linha e as diferenças entre as correntes de fase, conforme

apresentado na tabela 2.1. Para esses elementos, a forma de obtenção da impedância é a mesma descrita pelo diagrama de blocos ilustrado na figura 2.8.

Os elementos de terra (AN, BN e CN) utilizam tensões de fase e correntes compensadas e detectam faltas que envolvem a terra. Para calcular as correntes compensadas é necessário estimar a componente de sequência zero, como em

$$\mathbf{i}_0 = \frac{\mathbf{i}_a + \mathbf{i}_b + \mathbf{i}_c}{3} \quad (2.41)$$

e a magnitude do fator de compensação,  $k_0$ , em que

$$|k_0| = \left| \frac{\bar{Z}_{0,TL} - \bar{Z}_{1,TL}}{3 \cdot \bar{Z}_{1,TL}} \right| \quad (2.42)$$

Esse fator multiplica o vetor de componentes de sequência zero. Por fim, o filtro de atraso fracionário (LAAKSO et al., 1996) impõe o argumento de  $k_0$  como atraso de fase ao vetor de componentes de sequência zero. O vetor resultante é  $|k_0| \cdot \mathbf{i}_{0,d}$ , como apresentado na tabela 2.1.

## 2.7. Proteção de distância baseada em inferência bayesiana

A teoria da inferência bayesiana pode ser empregada em outras funções de proteção e, durante o doutoramento do pesquisador Rodrigo Rozenblit Tiferes, foi desenvolvida uma solução de proteção de distância baseada na referência (BORNARD; BASTIDE, 1982), porém com a utilização do teorema de Bayes, de forma análoga àquela descrita na seção 2.4.

Essa solução foi avaliada utilizando-se cenários de simulação de faltas internas e externas no sistema multi-terminal de 500 [kV] descrito no capítulo 4, e os resultados foram compilados em um artigo intitulado *Transmission Line Distance Protection Algorithm Based on Bayesian Inference*, que foi publicado no periódico *International Transactions on Electrical Energy Systems* (TIFERES; MANASSERO, 2022b).

Nessa solução, o teorema de Bayes é aplicado à proteção de distância para calcular a probabilidade de falta em primeira zona, utilizando parâmetros de ajuste semelhantes aos do algoritmo de proteção diferencial e valores de impedância estimados a partir de formulações do método dos mínimos quadrados (MMQ), tal como na referência (BORNARD; BASTIDE, 1982).

Quando ocorre uma falta interna na zona protegida, as impedâncias estimadas pelo MMQ entram na zona primária em intervalos de tempo inferiores àqueles obtidos por meio do cálculo fasorial baseado na DFT. Todavia, o cálculo das impedâncias por meio do MMQ possui imprecisões numéricas que impactam a sua segurança e confiabilidade. Sendo

assim, a aplicação concomitante do MMQ com o método bayesiano confere um aumento significativo na confiabilidade da tomada de decisão de *trip* do algoritmo.

Então, no contexto da proteção de distância, o teorema de Bayes é aplicado para calcular as probabilidades de existência de falta na zona primária, a partir dos valores de impedância estimados pelo MMQ, de modo a estabelecer um critério e valor da probabilidade de falta que configure uma solução de detecção de faltas efetiva.

## 2.8. Proteção piloto baseada em *biweight midcorrelation*

O algoritmo de proteção piloto apresentado nesta seção é resultado da pesquisa realizada durante o doutoramento do pesquisador Rodrigo Rozenblit Tiferes, sob minha orientação. Esse algoritmo está descrito em detalhes na sua tese de doutorado (TIFERES, 2022) e foi submetido para publicação no periódico *IEEE Transactions on Industrial Electronics* e, até o momento da conclusão deste trabalho (8 de agosto de 2023), ainda se encontra em processo de revisão.

O algoritmo de proteção diferencial de LTs descrito nessa referência utiliza apenas os sinais de corrente nos terminais da LT protegida, que está ilustrada na figura 2.5. Esses sinais são amostrados de forma sincronizada entre os terminais  $B_x$  e  $B_y$ , com frequência de amostragem  $f_a$ , onde  $f_a = \frac{1}{T_a}$  e  $T_a$  é o período de amostragem, e são disponibilizados em ambos os terminais pelo canal de comunicação. Assim,

$$t_k = t_0 + k.T_a \quad \text{para } k = 1, 2, 3, \dots \quad (2.43)$$

em seguida, esses sinais são digitalizados e armazenados em vetores de amostras de tamanho  $N$ ,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , onde

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \{i_x[1], \dots, i_x[k], \dots, i_x[N]\} \\ \mathbf{y} &= \{-i_y[1], \dots, -i_y[k], \dots, -i_y[N]\} \end{aligned} \quad (2.44)$$

e utilizados para se obter o coeficiente de *biweight midcorrelation* (BWMC) utilizado no algoritmo proposto. O coeficiente BWMC, cujo valor se encontra sempre no intervalo  $-1 \leq \text{BWMC} \leq 1$ , é uma medida de correlação entre dois vetores de amostras. Quanto maior for esse coeficiente (mais próximo de 1) maior é a similaridade entre os vetores  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , e quanto menor (mais próximo de -1), menor é a similaridade entre ambos.

Inicialmente, o algoritmo calcula as medianas,  $\tilde{x}$  e  $\tilde{y}$ , dos vetores de amostras,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  e,

em seguida, o algoritmo calcula  $N$  coeficientes  $u_x[k]$  e  $u_y[k]$  conforme

$$u_x[k] = i_x[k] - \tilde{x} \quad \text{e} \quad u_y[k] = i_y[k] - \tilde{y} \quad (2.45)$$

que são também armazenados em vetores de amostras, como em

$$\begin{aligned} \mathbf{u}_x &= \{u_x[1], \dots, u_x[k], \dots, u_x[N]\} \\ \mathbf{u}_y &= \{u_y[1], \dots, u_y[k], \dots, u_y[N]\} \end{aligned} \quad (2.46)$$

Esses coeficientes são utilizados pelo algoritmo para decidir se um dado valor amostrado é inconsistente e essa decisão é tomada com base na média dos valores absolutos de ambos os coeficientes, multiplicados por uma constante<sup>3</sup>  $\kappa$ . Então

$$M_x = \frac{\kappa}{N} \cdot \sum_{k=1}^N |u_x[k]| \quad \text{e} \quad M_y = \frac{\kappa}{N} \cdot \sum_{k=1}^N |u_y[k]| \quad (2.47)$$

A partir dos valores dos coeficientes, armazenados nos vetores  $\mathbf{u}_x$  e  $\mathbf{u}_y$ , e dos valores de  $M_x$  e  $M_y$ , determina-se  $N$  pesos para cada vetor,  $\mathbf{u}_x$  e  $\mathbf{u}_y$ , de forma condicional, como em

$$w_x[k] = \begin{cases} u_x[k] \cdot \left[1 - \left(\frac{u_x[k]}{M_x}\right)^2\right], & \text{se } 1 > \left|\frac{u_x[k]}{M_x}\right| \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.48)$$

e

$$w_y[k] = \begin{cases} u_y[k] \cdot \left[1 - \left(\frac{u_y[k]}{M_y}\right)^2\right], & \text{se } 1 > \left|\frac{u_y[k]}{M_y}\right| \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.49)$$

Em seguida, o algoritmo normaliza os pesos dividindo-os pela raiz quadrada da soma de todos os  $N$  pesos ao quadrado, conforme

$$b_x[k] = \frac{w_x[k]}{\sqrt{\sum_{k=1}^N (w_x[k])^2}} \quad \text{e} \quad b_y[k] = \frac{w_y[k]}{\sqrt{\sum_{k=1}^N (w_y[k])^2}} \quad (2.50)$$

e a partir dessa normalização pode-se obter o valor do BWMC que mede a correlação entre os vetores  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , como em

$$\text{BWMC}\{\mathbf{x}, \mathbf{y}\} = \sum_{k=1}^N b_x[k] \cdot b_y[k] \quad (2.51)$$

A lógica de detecção de faltas é baseada no comportamento do coeficiente BWMC. Em situações de operação normal da LT ou de faltas externas, os vetores  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  possuem o

<sup>3</sup>Maiores detalhes sobre como obter o valor dessa constante estão detalhados minuciosamente na referência (TIFERES, 2022).

mesmo sentido (considerando-se a orientação dos TCs da figura 3.6. Dessa forma, os valores de BWMC entre esses vetores são próximos a 1.

Por outro lado, em faltas internas esses vetores passam a ter sentidos opostos e que, inclusive, podem diferir de magnitude substancialmente. Logo, à medida em que as amostres de correntes de falta substituem amostras de corrente de pré-falta, armazenadas nos *buffers* circulares, os valores de BWMC diminuem e aproximam-se de -1 indicando a ocorrência de uma falta interna na LT protegida.

## 2.9. Considerações sobre o estado da arte

A proteção piloto de linhas de transmissão em corrente alternada e corrente contínua tem sido utilizada em escala crescente. Isso se deve preponderantemente à disponibilidade de sistemas de comunicação mais robustos e confiáveis e também à características atraentes em termos de velocidade, segurança e confiabilidade que a teleproteção oferece. Soluções dessa natureza protegem a linha em toda a sua extensão e normalmente apresentam detecção de faltas rápida, precisa e seletiva, mesmo em casos envolvendo condições críticas. A proteção piloto para LTs é baseada nas funções de proteção de sobre-corrente direcional, de distância, diferencial e ondas viajantes (OVs), ou *travelling waves* (TWs) (IEEE WG D27, 2015).

As funções de proteção de sobre-corrente direcional e de distância, empregadas na proteção de linhas de transmissão em ac, integram o grupo da proteção piloto quando utilizam a teleproteção para implementar esquemas de transferência de bloqueio e de disparo, com o objetivo de aprimorar a sua seletividade e ampliar a sua segurança e confiabilidade (HOROWITZ; PHADKE, 2014; ANDERSON et al., 2022).

Por outro lado, as funções diferencial e TWs para proteção de LTs em ac e HVdc são proteções piloto por natureza. A função diferencial está presente no cotidiano dos engenheiros de proteção há bastante tempo e pode ser implementada para comparação de correntes na forma percentual, para comparação de potência reativa e energia, e também utilizando os planos  $\alpha$  e  $\beta$  (WARRINGTON, 1962).

A técnica mais consolidada para a implementação das funções de proteção de sobre-corrente direcional, de distância e diferencial é por meio de fasores obtidos pela DFT (IBARRA et al., 2022). Tendo em vista os problemas que os algoritmos baseados nessa transformada apresentam, devido às componentes unidirecionais presentes nos sinais de correntes de falta, variações na frequência da componente fundamental em decorrência às oscilações de potência, conteúdo harmônico etc., e também devido à sua velocidade de detecção, diversos autores propuseram e propõem constantemente novas alternativas que dispensam as grandezas fasoriais.

A proteção baseada em TWs é uma dessas alternativas. Ela está presente na rotina

dos engenheiros e pesquisadores de proteção desde a década de 1960 (WARRINGTON, 1962), porém só se tornou uma solução comercialmente viável após uma concorrência proposta pela *Bonneville Power Administration* (BPA) em 1973, que foi vencida pela empresa *Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget* (ASEA) e resultou no sistema descrito na referência (CHAMIA; LIBERMAN, 1978). No Brasil, a solução foi introduzida nas décadas de 1980 e 1990, para a proteção das LTs de 765 [kV] de Itaipu, no trecho compreendido entre a subestação de Foz do Iguaçu e Tijuco Preto (REIS, 1993).

Os algoritmos baseados em TWs identificam e localizam faltas registrando os tempos de chegada das frentes de onda incidente e refletida. A detecção precisa de frentes de onda requer equipamentos com altas taxas de amostragem e grande capacidade computacional, e pode ser afetada desfavoravelmente por ruídos, faltas de alta impedância e faltas que ocorrem quando o sinal de tensão se encontra próximo ao cruzamento por zero, não resultando em ondas viajantes de magnitude expressiva.

No contexto específico das LTs em HVdc, em ambas as topologias LCC e VSC, as funções de proteção comumente utilizadas avaliam as derivadas de tensão e de corrente, a subtensão e também as ondas viajantes (CIGRE: JWG B4/B5.59, 2018), conforme mencionado no início deste capítulo. No entanto, essas funções podem apresentar falhas de operação que afetam a sua confiabilidade, em especial quando as faltas são de alta impedância (XIAO; REN; LI, 2021). Portanto, algoritmos de proteção piloto também são empregados como retaguarda quando a infraestrutura de comunicação e a sincronização estão disponíveis.

A proteção diferencial de corrente convencional para LTs em HVdc normalmente tem atrasos de coordenação intencionais, podendo chegar até a 1100 [ms] (XIAO; REN; LI, 2021), para que faltas externas no sistema ac não sejam confundidas pela proteção com faltas internas, pois as correntes capacitivas distribuídas que surgem como resultado de eventos externos fazem com que as correntes dos terminais sejam diferentes.

Por essas razões, pesquisadores e engenheiros têm proposto novas alternativas para mitigar os problemas expostos e, nas seções a seguir, são apresentadas pesquisas recentes no que se refere à proteção piloto de LTs em ac e HVdc.

### **2.9.1. Técnicas fasoriais para a proteção piloto de linhas de transmissão em corrente alternada**

Conforme mencionado, a técnica mais empregada na implementação de soluções de proteção baseadas em fasores é a DFT (HOROWITZ; PHADKE, 2014; ANDERSON et al., 2022), tanto a formulação com janela de ciclo completo, quanto a de meio ciclo. No entanto, diversos métodos para estimação fasorial foram propostos ao longo dos anos, tais como estimação por meio de filtros de Kalman (GIRGIS; MAKRAM, 1988), transformadas de

Clarke (ZHAN; LIU; LIU, 2016), *phaselets* e *wavelets* (JIN et al., 2017; CHAUHAN; REDDY; SODHI, 2018) etc., para mitigar os problemas já apontados.

A proteção diferencial percentual convencional é consolidada no setor elétrico e outras alternativas ainda são objeto de estudo de pesquisadores. Além da proteção de energia e potência reativa (DANTAS; PELLINI; MANASSERO, 2018), descrita neste capítulo, há trabalhos que procuram explorar o plano  $\alpha$  e avaliar o seu comportamento para a proteção de LTs (SILVA; BAINY, 2016; HOSSAIN; LEEVONGWAT; RASTGOUFARD, 2018). Além dessas, há soluções híbridas, que mesclam a análise de energia e potência com o conceito do plano  $\alpha$  (ALMEIDA; SILVA, 2017).

### **2.9.2. Travelling waves para a proteção piloto de linhas de transmissão em corrente alternada**

Soluções para proteção de LTs em ac baseadas em TWS têm sido bastante exploradas nos últimos anos. As referências (TANG et al., 2017) e (LEI et al., 2018), por exemplo, apresentam soluções baseadas nessa técnica. Geralmente, os algoritmos que utilizam essa abordagem são capazes de detectar faltas rapidamente e localizá-las.

Entretanto, os métodos baseados em ondas viajantes requerem frequências de amostragem da ordem de centenas de [kHz] até [MHz] para que a detecção das frentes de onda e a localização de faltas sejam suficientemente precisas. Assim, soluções que implementam essa abordagem requerem equipamentos de comunicação com elevada capacidade computacional e IEDs com frequências de amostragem pouco usuais e, também, com elevadas capacidades computacionais, configurando soluções de proteção menos econômicas do que as disponíveis.

### **2.9.3. Métodos de similaridade e correlação para a proteção piloto de linhas de transmissão em corrente alternada**

Recentemente, a tendência que se observa nas publicações científicas a respeito da proteção piloto de linhas de transmissão em corrente alternada é o desenvolvimento de métodos que procuram avaliar a similaridade entre sinais de correntes e tensões, ou correlações estatísticas entre eles.

A vantagem dessas abordagens face às anteriores é a velocidade de detecção, aliada à maior robustez para fenômenos que tipicamente afetam as soluções convencionais, tais como saturação de TCs, resposta dinâmica de TPs, componentes unidirecionais nos sinais de correntes, oscilação de potência etc.

Esses métodos habitualmente apresentam velocidades de detecção da mesma ordem de grandeza dos métodos baseados em TWS, porém o custo em termos de infraestrutura



é menor. Além disso, apresentam maior imunidade aos fenômenos que tipicamente impactam as soluções de TWS, tais como faltas de alta impedância, ruídos, ou faltas que ocorrem próximas ao cruzamento por zer das tensões.

Dentre as publicações que propõem a utilização da técnica de similaridade para proteção piloto de LTs em ac, destacam-se as referências (CHEN et al., 2018) e (YANG et al., 2022). As duas propõem métodos que estimam a distância entre amostras dos sinais de corrente em ambos os terminais da LT protegida e uma falta interna é detectada se a distância calculada excede um valor mínimo predeterminado. Tais valores de distância mínima dependem dos níveis de corrente de falta da LT protegida, portanto, seu ajuste deve ser preciso e não pode ser generalizado para diferentes LTs.

As referências (ZHANG et al., 2022) e (JIA et al., 2021) encontram-se no grupo das publicações que tratam do emprego de técnicas de correlação para proteção piloto de LTs em ac. Essas referências usam medidas de correlação entre amostras para discernir faltas internas de operação normal e de faltas externas. No entanto, o uso de medidas de correlação entre sinais para estabelecer o critério de detecção de defeito não é baseado em um resultado com fácil interpretação física, o que dificulta seu entendimento e aplicação.

#### **2.9.4. Métodos de proteção para linhas de transmissão de corrente contínua**

Conforme mencionado no início deste capítulo, a proteção de LTs em HVdc depende do tipo de tecnologia (LCC ou VSC) e da seletividade desejada. Por essa razão, as publicações que tratam do tema são específicas e apresentam soluções personalizadas para cenários característicos. Dentre os trabalhos consultados durante a elaboração desta tese, destacam-se aqueles descritos a seguir.

A referência (XIAO; REN; LI, 2021) propõe uma melhoria na função de proteção diferencial convencional para LTs LCC-HVdc que tem menores atrasos de detecção. Ainda assim, esse método requer tensões no sistema ac externo, além das amostras de corrente. A referência (SABER, 2021), por sua vez, apresenta uma solução que utiliza o índice de correlação entre correntes para classificação e detecção de faltas internas em LTs dessa topologia. Em (DAI et al., 2020), o algoritmo apresentado utiliza medições de energia calculadas nos terminais da linha, incluindo o reator de alisamento e o filtro dc, para detectar faltas internas. Esta solução também requer amostras de tensão, porém no sistema dc, além das correntes.

Os autores da referência (MA et al., 2022b) descrevem um método de detecção de faltas a partir das diferenças de tensão entre os polos positivo e negativo da LT protegida, que identifica o polo faltoso a partir de informações dos sistemas em ac a que os sistema HVdc está conectado. A referência (MA et al., 2022a), por sua vez, calcula os va-

lores de resistência de aterramento utilizando fasores, que são estimados por um método baseado na DFT para uma faixa de frequências pré-determinada, em que as impedâncias do sistema são indutivas. A detecção de faltas é feita comparando-se tais valores de resistência com uma referência. Em uma abordagem semelhante, o algoritmo proposto em (LIU et al., 2022) usa valores de impedância de surto para detecção de faltas. Ambos os algoritmos requerem os parâmetros da linha protegida com precisão.

A solução de proteção piloto para LTs LCC-HVdc proposta em (ZHANG et al., 2020) usa coeficientes de correlação de *Pearson* entre os valores de derivada das correntes para detectar faltas internas. Ainda assim, esses valores podem ser prejudicados por ruídos. Por outro lado, a solução apresentada em (LI et al., 2019) diferencia faltas internas de faltas externas usando as polaridades dos sinais de tensão nos reatores de suavização. Em (SWETAPADMA et al., 2021), a proposta de proteção piloto é baseada em *machine learning*, pois emprega uma rede neural do tipo *long short-term memory* (LSTM). Vale ressaltar, neste contexto, que a resposta e o desempenho das soluções baseadas em *machine learning* dependem diretamente da qualidade do treinamento da rede neural utilizada.

No contexto das LTs VSC-HVdc, por outro lado, a referência (LAN et al., 2021) propõe um algoritmo de proteção piloto baseado em TWs que utiliza o modelo de Bergeron e transformadas *wavelet* para ajustar com precisão a detecção dos tempos de chegada das ondas incidentes e refletidas produzidas pela falta. Segundo os autores, o método é robusto contra erros e incertezas nos parâmetros da linha. No entanto, o algoritmo requer uma frequência de amostragem de 50 [kHz], o que é relativamente alto considerando-se as taxas de amostragem disponíveis na maioria dos equipamentos convencionais.

Por sua vez, os autores da referência (LI et al., 2020) apresentam um método de proteção piloto para sistemas VSC-HVdc que reduz os atrasos intencionais da proteção diferencial convencional levando em consideração os parâmetros da LT protegida dependentes da frequência. No algoritmo apresentado em (XIANG et al., 2021), faltas internas à LT protegida são detectadas por meio do conceito definido como gradiente morfológico multi-resolução de TWs. Em (WANG et al., 2019), a solução discutida detecta faltas internas usando a similaridade de cosseno das TWs registradas. Notavelmente, essas soluções precisam dos parâmetros da linha com precisão considerável.

As referências (LIAO; ZHOU; WANG, 2021) e (HE et al., 2020) apresentam métodos de proteção para sistemas VSC-HVdc que detectam faltas internas, transformando tensões e correntes dc em modos comum e diferencial, similarmente à transformação de componentes simétricas, porém no contexto dc. Como na solução proposta em (ZHANG et al., 2020), as derivadas numéricas podem ser afetadas por ruídos presentes nas amostras. Por outro lado, o método proposto em (HE et al., 2020) usa a matriz de transformação modal e as impedâncias de transferência para detectar faltas polo-terra dc.

## 2.10. Comentários

Da literatura sobre algoritmos de proteção de LTs, pode-se notar que a maioria das abordagens usadas para proteger LTs em ac e em HVdc são distintas. Além disso, vale observar que os algoritmos desenvolvidos para linhas LCC-HVdc são consideravelmente diferentes das soluções propostas para sistemas VSC-HVdc. Essas diferenças são devidas à natureza de cada tipo de sistema e seu comportamento quando submetido a faltas. Além disso, nota-se que muitas soluções, para as três topologias, dependem diretamente de valores precisos das indutâncias e capacitâncias do sistema. Ainda assim, em situações práticas, tais parâmetros variam com fatores externos como temperatura e umidade (CECCHI et al., 2011) e outros fatores, como frequência, que podem influenciar as respostas desses métodos.

# 3

## Metodologia

Esta tese apresenta um algoritmo de proteção piloto para linhas de transmissão ac e HVdc, esta última nas topologias LCC e VSC. O algoritmo proposto baseia-se na técnica de alinhamento temporal dinâmico (DTW) e não requer nenhum parâmetro da linha de transmissão protegida, nem do sistema em que ela está conectada, além de funcionar apenas com amostras de corrente. Para linhas de transmissão em corrente alternada, o algoritmo utiliza a técnica DTW para detectar faltas fase-terra e entre fases, com ou sem o envolvimento da terra, por meio da avaliação das semelhanças entre as correntes de fase e entre as componentes de sequência zero dessas correntes em ambos os terminais da linha. Por sua vez, para linhas de transmissão em corrente contínua, o método emprega a técnica DTW para avaliar as semelhanças entre as correntes cruzadas dos polos e terminais e identificar faltas polo-terra e entre polos, com ou sem o envolvimento da terra.

Na seção 3.1 apresenta-se a técnica de alinhamento temporal dinâmico, incluindo um exemplo de aplicação que auxilia no seu entendimento. Em seguida, na seção 3.2 descreve-se a infraestrutura do sistema de proteção que implementa essa solução. Por fim, nas seções 3.3 e 3.4 descreve-se as particularidades da aplicação da técnica DTW para a proteção de linhas de transmissão ac e HVdc, respectivamente.

### **3.1. *Dynamic time warping***

O algoritmo DTW é uma técnica que calcula uma medida de similaridade entre duas séries temporais, determinando o alinhamento temporal ideal entre elas. As primeiras aplicações dessa técnica abrangem principalmente o reconhecimento de discurso (SAKOE;

CHIBA, 1978) e, na ciência de dados atual, é indiscutivelmente a métrica de similaridade mais apropriada para um grande número de aplicações (SILVA et al., 2018), como *clustering* (GIANNOULA et al., 2018), classificação (YU et al., 2019) e correspondência de padrões (*pattern matching*) (LINKE et al., 2020).

O DTW emprega uma medida de distância local para determinar a similaridade entre as séries temporais avaliadas, calculando um caminho de alinhamento ótimo, denominado *warp path*. À vista disso, considere duas séries temporais,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , em que

$$\mathbf{x} = \{x[1], \dots, x[k], \dots, x[m]\} \quad \text{e} \quad \mathbf{y} = \{y[1], \dots, y[\ell], \dots, y[n]\} \quad (3.1)$$

onde  $m$  e  $n$  são o número de elementos de  $\mathbf{x}$  e de  $\mathbf{y}$ , respectivamente. Para medir a similaridade entre os elementos dessas séries, o algoritmo DTW constrói uma matriz de custos,  $\mathbf{D}$ , de dimensão  $m \times n$ , dada por

$$\mathbf{D} = \begin{matrix} & & & 1 & \dots & \ell & \dots & n \\ \begin{matrix} 1 \\ \vdots \\ k \\ \vdots \\ m \end{matrix} & \begin{bmatrix} d_{1,1} & \dots & d_{1,\ell} & \dots & d_{1,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ d_{k,1} & \dots & d_{k,\ell} & \dots & d_{k,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ d_{m,1} & \dots & d_{m,\ell} & \dots & d_{m,n} \end{bmatrix} \end{matrix} \Bigg]_{m \times n} \quad (3.2)$$

O valor de cada elemento da matriz de custos é obtido a partir do cálculo da distância absoluta entre os elementos de ambas as séries,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , na posição em que se deseja obter o valor. Em seguida, esse valor é comparado com os valores dos elementos adjacentes na matriz de custos, calculados previamente. Por fim, o valor do elemento da matriz de custos localizado na  $k$ -ésima e  $\ell$ -ésima linha e coluna,  $d_{k,\ell}$ , é o resultado da adição da distância absoluta ao elemento adjacente da matriz de custos que possui o menor valor, conforme a equação (3.3).

$$d_{k,\ell} = |x[k] - y[\ell]| + \min\{d_{k-1,\ell}, d_{k,\ell-1}, d_{k-1,\ell-1}\} \quad (3.3)$$

A partir da matriz de custos, o método DTW determina o *warp path*,  $\mathbf{W}$ , que consiste em uma série de tamanho  $p$  cujos elementos descrevem as posições do caminho sobre a matriz de custos. Então, essa série representa o *warp path* percorrido na matriz  $\mathbf{D}$ , que resulta no melhor alinhamento temporal entre as séries  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ . Desse modo, o *warp path* é dado por

$$\mathbf{W} = \{w[1], w[2], \dots, w[p]\} \quad (3.4)$$

e satisfaz três condições:

1. *Condições de contorno*: o primeiro e último elementos do *warp path* são, obrigatoriamente, as posições  $(1, 1)$  e  $(m, n)$  na matriz de custos, respectivamente. Isto é,  $w[1] = (1, 1)$  e  $w[p] = (m, n)$ . Além disso, o número de elementos do *warp path*,  $p$ , deve ser tal que

$$\max \{m, n\} \leq p < m + n \quad (3.5)$$

Isso ocorre porque os elementos da matriz de custos são calculados utilizando-se elementos sucessivos das duas séries, conforme descrito na equação (3.3), e se espera que os elementos temporalmente próximos de ambas sejam semelhantes. Desta forma, o *warp path* deve percorrer a matriz de custos preferencialmente em diagonal;

2. *Continuidade*: todos os elementos de uma série devem corresponder a pelo menos um elemento da outra série; e
3. *Similaridade monotonicamente crescente*: as semelhanças entre os elementos das séries temporais devem ser *monotonicamente crescentes*, tomando-se como referência o eixo temporal. Isto é, se os elementos  $x[k]$  e  $y[l]$  forem similares, um dos elementos do *warp path* será o elemento  $(k, l)$ . Nesse caso, elementos  $(k + 1, l - 1)$  ou  $(k - 1, l + 1)$  não o serão.

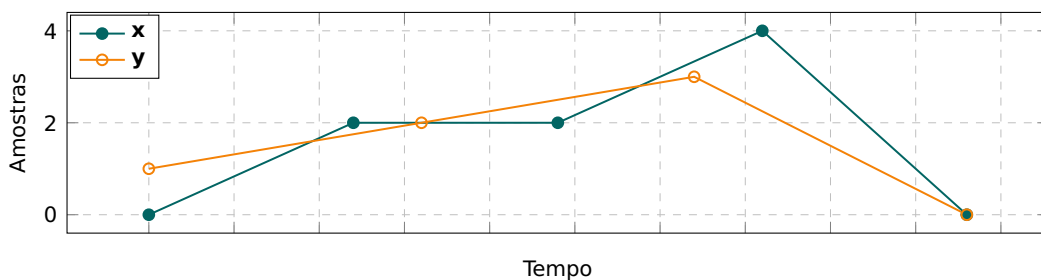
Finalmente, o custo do alinhamento ótimo,  $\text{DTW}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ , é o valor de  $d_{m,n}$ , que é igual à soma das distâncias entre os elementos das duas séries no *warp path*.

Na seção a seguir é apresentado um exemplo de alinhamento temporal dinâmico que contribui para o entendimento do método.

### 3.1.1. Exemplo de aplicação do *dynamic time warping*

Para exemplificar o método, considere a figura 3.1, que ilustra duas séries  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ . Os valores dos elementos de  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  são, respectivamente,

$$\mathbf{x} = \{0, 2, 2, 4, 0\} \quad \text{e} \quad \mathbf{y} = \{1, 2, 3, 0\} \quad (3.6)$$



**Figura 3.1:** Séries temporais  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$

Então, a matriz de custos,  $\mathbf{D}$  construída a partir dessas duas séries, é

$$\mathbf{D} = \begin{matrix} & \begin{matrix} y[1]=1 & y[2]=2 & y[3]=3 & y[4]=0 \end{matrix} \\ \begin{matrix} x[1]=0 \\ x[2]=2 \\ x[3]=2 \\ x[4]=4 \\ x[5]=0 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 3 & 6 & 6 \\ 2 & 1 & 2 & 4 \\ 3 & 1 & 2 & 4 \\ 6 & 3 & 2 & 6 \\ 7 & 5 & 5 & 2 \end{bmatrix}_{5 \times 4} \end{matrix} \quad (3.7)$$

A partir dessa matriz pode-se obter o *warp path*, respeitando-se os critérios e as propriedades salientados anteriormente. Isto é, o primeiro elemento do *warp path* é a posição (1,1) da matriz de custos, enquanto o último é a posição (5,4). Em outras palavras,  $w[1] = (1, 1)$  e  $w[p] = (5, 4)$ , onde  $p$ , que é o número de elementos do *warp path*, ainda não está definido. Além disso, deve existir continuidade no *warp path* e as semelhanças entre os elementos das séries devem ser monotonicamente crescentes. Lembrando ainda que o caminho preferencial é sempre em torno da diagonal na matriz de custos.

Desta forma, a partir do elemento  $w[1] = (1, 1)$ , que possui custo unitário, deve-se encontrar o próximo elemento da matriz de custos que impõe o menor custo ao *warp path*. Então, compara-se os três elementos adjacentes ao elemento (1,1), que são (1,2), (2,1) e (2,2). Dentre os três, aquele que impõe o menor custo é o elemento (2,2), que possui custo nulo, sendo assim,  $w[2] = (2, 2)$ .

Em seguida, compara-se os três elementos adjacentes ao elemento (2,2), que são (2,3), (3,3) e (3,2). Dentre esses três, é o elemento (3,2) que impõe o menor custo ao *warp path*, também possuindo custo nulo, então  $w[3] = (3, 2)$ .

A próxima comparação é feita entre os elementos (3,3), (4,3) e (4,2), que são adjacentes ao elemento (3,2). Dentre os três, há dois elementos que impõe menor custo ao *warp path*, ambos com custo unitário, que são os elementos (3,3) e (4,3). O critério de desempate entre ambos é o caminho preferencial na diagonal. Então, escolhe-se o elemento (4,3), isto é  $w[4] = (4, 3)$ .

Por fim, compara-se os três elementos adjacentes ao elemento (4,3), que são (4,4), (5,4) e (5,3). Dentre esses três, é o elemento (5,4) que impõe o menor custo ao *warp path*, possuindo custo nulo, então  $w[5] = (5, 4)$ .

Sendo assim, o *warp path* é

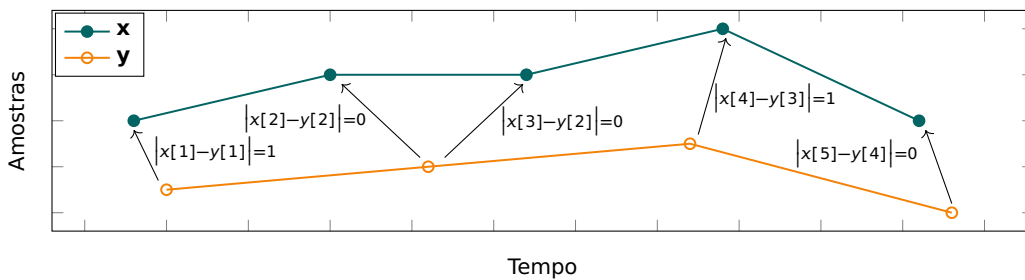
$$\mathbf{W} = \{(1, 1), (2, 2), (3, 2), (4, 3), (5, 4)\} \quad (3.8)$$

o custo do *warp path* é o valor do elemento  $d_{5,4}$  da matriz de custos, então

$$\text{DTW}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = d_{5,4} = 2 \quad (3.9)$$

e o tamanho do *warp path* é  $p = 5$ .

A comparação entre as duas séries, por meio do método DTW, está ilustrada na figura 3.2. Nessa figura estão desenhadas as duas séries  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ . As setas conectando os elementos das séries mostram a distância absoluta entre os elementos de cada série, utilizando o *warp path* obtido pelo algoritmo DTW. Foi introduzido um deslocamento vertical e outro horizontal na série  $\mathbf{x}$ , deliberadamente, para tornar mais inteligível a exemplificação do método. Todavia, a distância absoluta entre os elementos de ambas as séries, alinhados conforme a técnica DTW, está apresentada ao lado das setas e a soma dessas distâncias é o custo do *warp path*.



**Figura 3.2:** Alinhamento ótimo entre as séries temporais

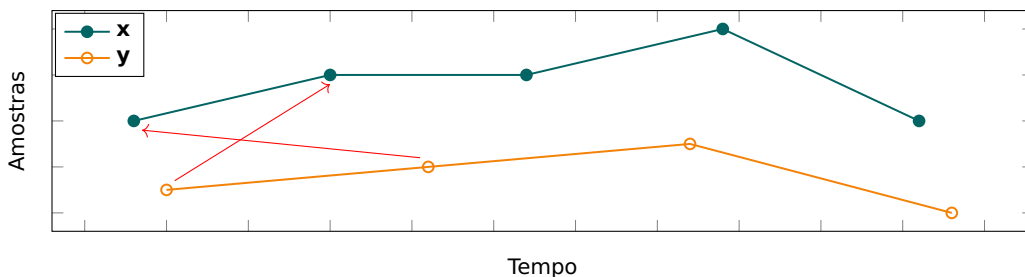
Nessa figura, percebe-se que o tamanho do *warp path* é  $p = 5$ , uma vez que há correspondência entre os elementos  $x[1]$  e  $y[1]$ ;  $x[2]$  e  $y[2]$ ,  $x[3]$  e  $y[2]$ ;  $x[4]$  e  $y[3]$ ; e  $x[5]$  e  $y[4]$ . Além disso, há continuidade monotonicamente crescente<sup>1</sup> na correspondência entre todos os elementos de ambas as séries.

Na seção a seguir são apresentadas respostas do método DTW para séries temporais que representam sinais em ac e dc de modo a caracterizar o seu comportamento.

### 3.1.2. Análise da resposta do *dynamic time warping*

O algoritmo DTW avalia a similaridade entre duas séries temporais, produzindo como resultado o *warp path* e o seu custo. Quanto mais semelhantes forem as séries, menor

<sup>1</sup>A figura 3.3 ilustra uma correspondência que não é monotonicamente crescente para exemplificar esse conceito. Esse tipo de correspondência não ocorre no método DTW em virtude da sua natureza.



**Figura 3.3:** Similaridade não monotonicamente crescentes entre elementos



será o tamanho do *warp path* e menor será o seu custo.

Nesse contexto, a comparação entre duas séries temporais de mesmo tamanho e que representam dois sinais exatamente iguais produz uma matriz quadrada de custos, em que os elementos da diagonal principal são nulos. À vista disso, o *warp path* consiste nas posições da diagonal principal da matriz de custos e possui o mesmo número de elementos das séries temporais. Além disso, o custo do *warp path* é nulo.

Tendo em conta essas considerações, nas seções 3.1.2.1 e 3.1.2.2 são apresentados os comportamentos do DTW face a séries temporais que representam sinais em ac e dc.

### 3.1.2.1. Sinais em corrente alternada

A análise do comportamento do algoritmo DTW apresentada nesta seção consiste na comparação entre uma série temporal de referência,  $\mathbf{x}$ , com outra série temporal,  $\mathbf{y}$ , de teste, em que os parâmetros dessa última são deliberadamente alterados com o objetivo de se reproduzir uma análise semelhante à análise da resposta em frequência, que é tipicamente utilizada na caracterização de filtros digitais.

Evidentemente, o algoritmo DTW não é um filtro digital e, portanto, não é possível estudar o seu comportamento de forma analítica, por exemplo, em termos de magnitude e de fase em uma faixa de frequências. Contudo, é possível avaliar o seu desempenho em duas situações: a primeira em que os sinais representados pelas séries temporais estão defasados, mas possuem a mesma frequência; e a segunda em que os sinais possuem frequências distintas.

#### 3.1.2.1.1 Defasagem entre sinais de mesma amplitude e frequência

A análise do desempenho do método DTW para sinais que possuem a mesma amplitude e frequência, porém fases distintas, consiste na determinação do custo do *warp path* utilizando-se a série de referência  $\mathbf{x}$ , composta por elementos que descrevem um ciclo completo do sinal senoidal que ela representa, em que

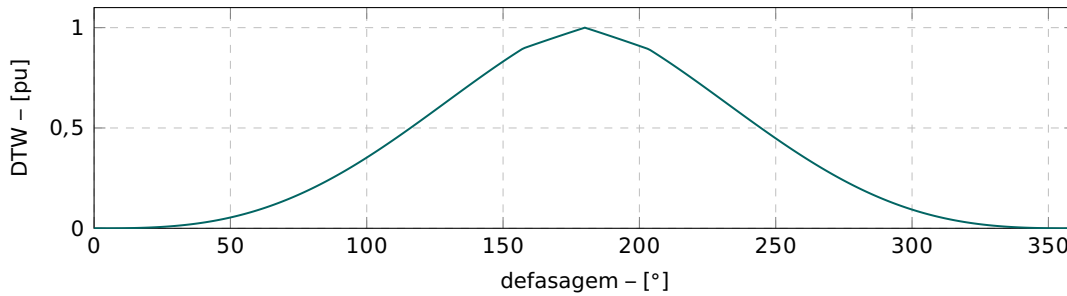
$$x[k] = X_p \cdot \cos \left[ \frac{2 \cdot \pi \cdot (k-1)}{N_a} \right] \quad (3.10)$$

onde  $x[k]$  é o  $k$ -ésimo elemento da série de referência  $\mathbf{x}$ ;  $1 \leq k \leq N_a$ ;  $X_p$  é o valor de pico do sinal senoidal representado pela série  $\mathbf{x}$ ; e  $N_a$  é o número de amostras por ciclo obtido por meio de uma frequência de amostragem  $f_a$ , em que  $N_a = \frac{f_a}{f}$  e  $f$  é a frequência do sinal senoidal; e comparando-a com a série de teste  $\mathbf{y}$ , que possui o mesmo número de elementos da série  $\mathbf{x}$ ,  $m = n$ , segundo

$$y[l] = Y_p \cdot \cos \left[ \frac{2 \cdot \pi \cdot (l-1)}{N_a} + \theta \right] \quad (3.11)$$

onde  $y[l]$  é o  $l$ -ésimo elemento da série de teste  $\mathbf{y}$ ;  $Y_p = X_p$ ; e  $\theta$  é a fase do sinal senoidal representado pela série  $\mathbf{y}$ , que corresponde também à defasagem entre os sinais representados pelas séries  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ .

Variando-se o valor de  $\theta$  no intervalo  $0 \leq \theta \leq 360^\circ$  obtém-se a figura 3.4<sup>2</sup>. Nota-se que o valor máximo de custo do *warp path* ocorre para  $\theta = 180^\circ$ , que indica oposição de fase entre os sinais senoidais descritos pelas séries  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ . Ademais, para defasagens que se encontram no intervalo a  $\pm 50^\circ$ , o valor do custo do *warp path* é pequeno, se comparado com o seu valor máximo.



**Figura 3.4:** Resposta do DTW para a defasagem

Posto que o algoritmo de proteção apresentado nesta tese é empregado em linhas de transmissão, considera-se que esse comportamento é relevante para mitigar falhas de segurança que podem ser produzidas durante a operação normal das linhas de transmissão e que podem ser ocasionadas por correntes de deslocamento ao longo da linha ou até mesmo pela presença de compensação reativa, em paralelo, instalada na própria linha, porém após os TCS.

### 3.1.2.1.2 Sinais de mesma amplitude e frequências distintas

A análise do desempenho do algoritmo para sinais de mesma amplitude, porém com frequências distintas, consiste na determinação do custo do *warp path* obtido com o DTW, utilizando a série de referência  $\mathbf{x}$  dada pela equação (3.10) e comparando-a com a série de teste  $\mathbf{y}$ , que possui o mesmo número de elementos da série  $\mathbf{x}$ ,  $m = n$ , conforme

$$y[l] = Y_p \cdot \cos \left[ \frac{2 \cdot \pi \cdot (\ell - 1)}{N_a} \cdot \tilde{h} \right] \quad (3.12)$$

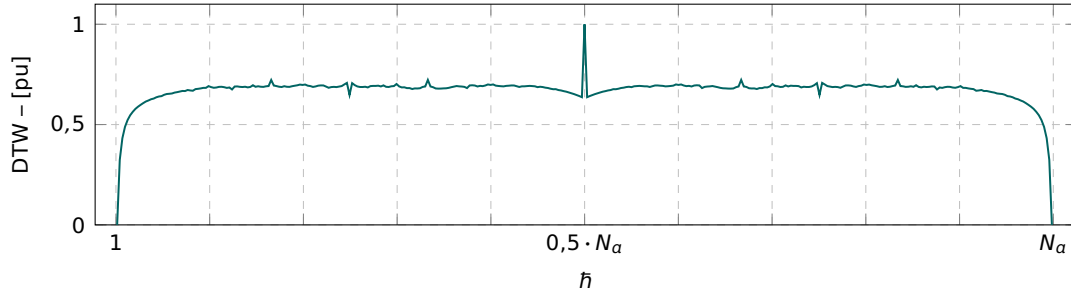
onde  $\tilde{h} \in \mathbb{N}^*$ .

Variando-se o valor de  $\tilde{h}$  no intervalo  $1 \leq \tilde{h} \leq f_a$  obtém-se a figura 3.5. Nota-se que o valor mínimo de custo do *warp path* ocorre para  $\tilde{h} = 1$  e  $\tilde{h} = \frac{f_a}{f} = N_a$ . Isso significa que sinais armazenados na série de teste, com valores de frequência próximos à frequência do sinal da série de referência, resultam em um pequeno valor de custo do *warp path*,

<sup>2</sup>O valor do DTW em [pu] tem como valor de base o valor máximo do DTW obtido com a análise proposta.

quando comparado com o seu valor máximo<sup>3</sup>.

Esse comportamento é essencial para reduzir a possibilidade de falhas de segurança do algoritmo durante a operação normal de sistemas elétricos, em que há variações de frequência decorrentes de perturbações, em especial, durante oscilações de potência.



**Figura 3.5:** Resposta do DTW para a frequência

### 3.1.2.2. Sinais em corrente contínua

A análise do comportamento do algoritmo DTW descrita nesta seção também consiste na comparação entre duas séries temporais, uma série de referência,  $\mathbf{x}$ , e outra,  $\mathbf{y}$ , de teste, que possuem o mesmo número de elementos,  $m = n$ . Essa segunda série tem seus parâmetros deliberadamente modificados com o objetivo de se reproduzir uma análise semelhante à análise que foi feita na seção anterior.

A análise consiste na determinação do custo do *warp path* utilizando-se a série de referência  $\mathbf{x}$ , composta por elementos que representam um sinal em corrente contínua, em que

$$x[k] = X \quad (3.13)$$

onde  $x[k]$  é o  $k$ -ésimo elemento da série de referência  $\mathbf{x}$ ;  $X$  é o valor do sinal de corrente contínua; e comparando-a com a série de teste  $\mathbf{y}$ , que possui o mesmo número de elementos da série  $\mathbf{x}$ , segundo

$$y[l] = Y \quad (3.14)$$

onde  $y[l]$  é o  $l$ -ésimo elemento da série de teste  $\mathbf{y}$ ; e  $Y = X$  é o valor do sinal de corrente contínua. Conforme mencionado anteriormente, no caso em que  $X = Y$  e  $m = n$  a matriz de custos é quadrada e os elementos da sua diagonal principal são nulos. À vista disso, o *warp path* consiste nas posições da diagonal principal da matriz de custos e ele possui o mesmo número de elementos das séries  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ . Nesse caso, o custo do *warp path* é nulo. Caso  $X \neq Y$ , o custo do *warp path* é dado por

$$d_{m,m} = p \cdot |X - Y| \quad (3.15)$$

<sup>3</sup>O valor do DTW em [pu] tem como valor de base o valor máximo do DTW obtido com a análise proposta.

### 3.2. Infraestrutura do sistema de proteção

Este trabalho propõe um método de proteção piloto para linhas de transmissão em ac e HVdc, tanto na topologia LCC quanto na topologia VSC. A figura 3.6 ilustra uma linha de transmissão de dois terminais que pode corresponder a qualquer uma dessas três topologias.

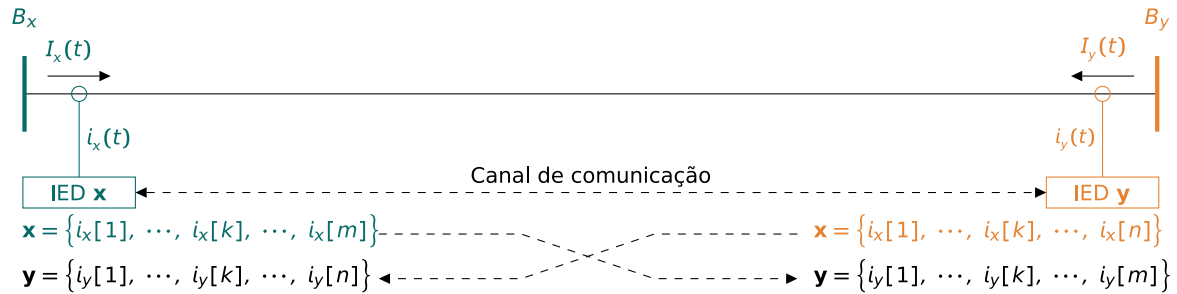


Figura 3.6: Sistema exemplo

Em ambos os terminais dessa linha de transmissão estão instalados equipamentos de medição que compatibilizam as correntes primárias com os canais de entrada analógicos dos IEDs. Cada um dos IEDs amostra e digitaliza os sinais de corrente provenientes dos respectivos equipamentos de medição, armazenando-os em vetores de amostras que, normalmente são implementados na forma de *buffers* circulares.

Via de regra, as linhas em ac usam TCs para medição de corrente, enquanto as linhas HVdc usam resistores *shunt* de alta precisão (CIGRE: JWG B4/B5.59, 2018). Outra alternativa para medição das correntes de linha, tanto para sistemas de transmissão ac quanto HVdc, são os transformadores de instrumentação de baixa potência, por exemplo, transformadores de instrumentação ópticos, de efeito *Hall* etc.

Os IEDs de ambos os terminais trocam entre si os sinais amostrados, digitalizados e armazenados nesses *buffers* circulares e executam, individualmente, o algoritmo de proteção proposto, em tempo real. A troca dos sinais armazenados entre os IEDs é feita utilizando-se um canal de comunicação, denominado canal piloto, que conecta ambos os terminais da linha de transmissão, e possui disponibilidade de banda e taxa de transferência adequados para a aplicação.

Assim como todos os algoritmos de proteção piloto de linhas de transmissão, o método proposto nesta tese depende não só da troca de informações entre IEDs pelo canal de comunicação (CIGRE: JWG 34/35.11, 2001), mas também da sincronização dos processos de amostragem e digitalização dos dados entre os IEDs. Isso porque, tanto o método proposto quanto os demais algoritmos de proteção piloto normalmente efetuam comparações entre grandezas em ambos os terminais da linha de transmissão protegida, que variam durante as perturbações e, portanto, é necessária uma base de tempo comum para

garantir a comparação correta. Normalmente, os métodos de sincronização são adaptativos e utilizam uma técnica de sincronização denominada pingue-pongue (IEEE WG D27, 2015), que estima os atrasos de comunicação do canal piloto e utiliza essa informação para sincronizar o processo de amostragem.

Sendo assim, os sinais primários de corrente nos terminais  $B_x$  e  $B_y$ ,  $I_x(t)$  e  $I_y(t)$ , são convertidos pelos equipamentos de medição em  $i_x(t)$  e  $i_y(t)$  e amostrados de forma síncrona a uma frequência de amostragem  $f_{a,x} = \frac{1}{T_{a,x}}$  no terminal  $B_x$  e  $f_{a,y} = \frac{1}{T_{a,y}}$  no terminal  $B_y$ , em que  $T_{a,x}$  e  $T_{a,y}$  são os períodos de amostragem nos terminais  $B_x$  e  $B_y$ , respectivamente. Embora o algoritmo proposto nesta tese possa ser utilizado com séries temporais de tamanhos diferentes, a janela de dados deve conter sinais de corrente em ambos os terminais, amostrados e digitalizados durante o mesmo intervalo de tempo<sup>4</sup>.

Desse processo resultam duas séries temporais armazenadas nos *buffers* circulares

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \{i_x[1], \dots, i_x[k], \dots, i_x[m]\} \\ \mathbf{y} &= \{i_y[1], \dots, i_y[\ell], \dots, i_y[n]\} \end{aligned} \quad (3.16)$$

em que as amostras mais antigas são as primeiras,  $i_x[1]$  e  $i_y[1]$ , e as amostras mais recentes, a  $m$ -ésima e  $n$ -ésima,  $i_x[m]$  e  $i_y[n]$ .

A figura 3.7 apresenta o diagrama de blocos do método proposto. Conforme ilustrado, toda vez que os IEDs efetuam a amostragem e digitalização de novas amostras de correntes nos terminais da linha de transmissão, os *buffers* circulares que contém as séries temporais são atualizados, com o descarte das amostras mais antigas e inclusão das novas amostras. Além disso, essas novas amostras são trocadas entre os IEDs de ambos os terminais, por meio do canal piloto.

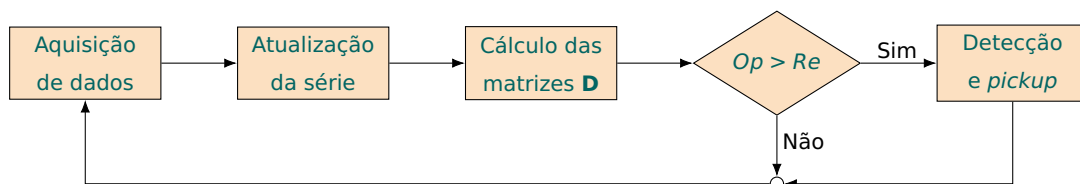


Figura 3.7: Diagrama de blocos

Após a atualização desses *buffers*, o algoritmo de proteção baseado na técnica DTW, que está instalado em cada um dos IEDs, calcula duas matrizes de custos. A primeira considera as séries  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , enquanto a segunda considera as séries  $\mathbf{x}$  e  $-\mathbf{y}$ . Com essas duas matrizes é possível calcular dois *warp paths* e seus respectivos custos, denominados

<sup>4</sup>Na prática, a frequência de amostragem é igual em ambos os terminais porque normalmente são empregados IEDs de mesmo fabricante, no entanto, optou-se por apresentar o algoritmo dessa maneira, porque hipoteticamente seria possível utilizá-lo em equipamentos de fabricantes distintos, com frequências de amostragem diferentes, desde que as os *buffers* circulares armazenem dados que correspondam ao mesmo intervalo de tempo.

grandeza de operação,  $Op$ , e grandeza de restrição,  $Re$ , como em

$$\begin{aligned} Op &= \text{DTW}(\mathbf{x}, -\mathbf{y}) \\ Re &= \text{DTW}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \end{aligned} \quad (3.17)$$

Durante a operação normal ou faltas externas, a grandeza de operação é menor do que a grandeza de restrição. Porém, quando ocorre uma falta interna, a grandeza de operação assume valores maiores do que a grandeza de restrição e, quando isso acontece, a função de proteção proposta entra no estado de *pickup*, em que é possível determinar o tipo de falta e as fases envolvidas (ou os polos, em sistemas HVdc). Se o estado de *pickup* permanecer verdadeiro por mais tempo do que um intervalo de tempo ajustável, a função de proteção envia um comando de abertura ao respectivo disjuntor e, eventualmente, um comando de transferência de abertura para o disjuntor no outro terminal. O intervalo de tempo decorrido entre a inserção da falta, passando pelo estado de *pickup* com a detecção da falta, até o envio do comando de abertura ao respectivo disjuntor é denominado tempo de *trip*.

A configuração do método proposto para proteção piloto de linhas de transmissão ac é diversa daquela para proteção de linhas HVdc. À vista disso, nas seções a seguir descreve-se as particularidades de cada configuração e se procura apresentar o comportamento simplificado do método, de modo a subsidiar a compreensão do seu comportamento quando sujeito a cenários de simulação e dados reais, que estão apresentados nos capítulos 4, 5 e 6.

### 3.3. Aplicação do DTW para a proteção piloto de linhas de transmissão ac

Nas linhas de transmissão ac, as séries temporais utilizadas pelo método proposto são as correntes de fase e as correntes de sequência zero, calculadas através da média aritmética das amostras de correntes de fase, em ambos os terminais. Considerando que os terminais da linha são  $B_x$  (local) e  $B_y$  (remoto), essas séries são

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_\phi &= \{i_{\phi, B_x}[1], \dots, i_{\phi, B_x}[k], \dots, i_{\phi, B_x}[m]\} \\ \mathbf{y}_\phi &= \{i_{\phi, B_y}[1], \dots, i_{\phi, B_y}[\ell], \dots, i_{\phi, B_y}[n]\} \end{aligned} \quad (3.18)$$

onde  $i_{\phi, B_x}[k]$  é a  $k$ -ésima amostra de corrente no terminal  $B_x$ ;  $i_{\phi, B_y}[\ell]$  é a  $\ell$ -ésima amostra de corrente no terminal  $B_y$ ; e  $\phi$  indica as respectivas componentes de fase (a, b e c) ou a componente de sequência zero.

Conforme se pode observar, o método proposto é segregado por fase, além de utilizar

as correntes de sequência zero para aumentar a sua sensibilidade para faltas de alta impedância. Desta forma, a identificação do tipo de falta e das fases envolvidas vem da resposta do método em cada fase e também na sequência zero. Assim, o algoritmo calcula quatro custos de *warp path* de operação e quatro custos de *warp path* de restrição, como em

$$\begin{aligned} Op_{\phi} &= \text{DTW}(\mathbf{x}_{\phi}, -\mathbf{y}_{\phi}) \\ Re_{\phi} &= \text{DTW}(\mathbf{x}_{\phi}, \mathbf{y}_{\phi}) \end{aligned} \quad (3.19)$$

### 3.3.1. Configurações

As configurações do algoritmo proposto para linhas ac consistem na especificação do tamanho das séries de dados,  $m$  e  $n$ , e no ajuste do intervalo de tempo em que o estado de *pickup* deve permanecer ativado para que haja um comando de abertura ao respectivo disjuntor. Ambas têm o objetivo de garantir segurança ao algoritmo, de modo a evitar que perturbações ou faltas externas ao equipamento protegido produzam atuações indevidas. Embora o tamanho da série, ou janela de dados, tenha impacto no desempenho do método, o intervalo de confirmação, não. Então, optou-se por manter esse intervalo constante, em cerca de 3 [ms], e apresentar a exploração de diferentes tamanhos de janela de dados no capítulo 4.

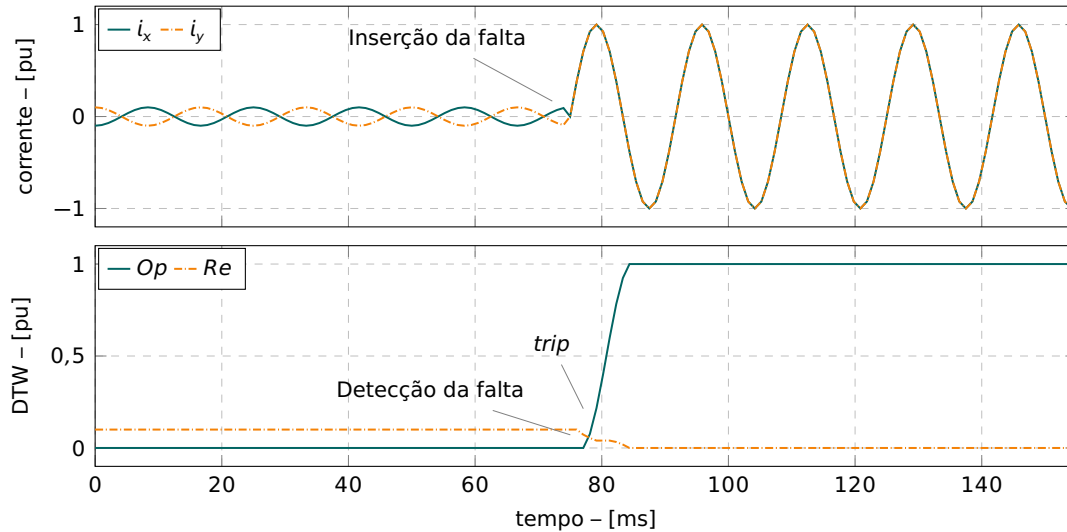
### 3.3.2. Exemplo de aplicação

Para ilustrar o comportamento do método proposto, utiliza-se duas séries temporais de tamanho  $m = n = 8$  que armazenam amostras de dois sinais sintéticos de corrente,  $i_x(t)$  e  $i_y(t)$ , senoidais e de frequência 60 [Hz], amostrados e digitalizados a uma frequência de 960 [Hz]. Esses sinais descrevem o comportamento hipotético da corrente de uma fase, ou da corrente de sequência zero, de uma linha de transmissão, durante o intervalo de aproximadamente 150 [ms] que é submetida a um curto-circuito, inserido no instante de 75 [ms], conforme ilustrado na figura 3.8.

Pode-se observar que, durante o intervalo de pré-falta, compreendido entre 0 [ms] e 75 [ms], ambos os sinais de corrente possuem a mesma magnitude, porém se encontram em oposição de fase porque a polaridade dos TCs é a mesma da figura 3.6. Aplicando-se o método proposto obtêm-se as duas grandezas,  $Op$  e  $Re$  também ilustradas na figura 3.8. Nota-se que a grandeza de restrição é maior do que a grandeza de operação ao longo de toda a pré-falta.

Quando o curto-circuito é inserido, ambos os sinais de corrente se tornam iguais, o que caracteriza uma falta na linha de transmissão protegida. A partir desse momento, a grandeza de operação começa a aumentar, enquanto a de restrição, a diminuir. Após

2 [ms] do início do curto-circuito, a grandeza de operação supera a de restrição e o algoritmo proposto detecta o evento, entrando no estado de *pickup*, que perdura até se esgotar o intervalo de confirmação. No momento em que se encerra esse intervalo, o algoritmo proposto envia um comando de abertura ao seu disjuntor.



**Figura 3.8:** Resposta do DTW para sinais ac

### 3.4. Aplicação do DTW para a proteção piloto de linhas de transmissão HVdc

Para linhas de transmissão HVdc monopolares, o algoritmo usa as amostras de correntes de ambos os seus terminais e a aplicação do algoritmo é análoga àquela para linhas de transmissão ac. Para linhas HVdc bipolares, o método proposto poderia também ser implementado segregado por polos e, neste caso, a identificação do tipo de falta e dos polos envolvidos poderia ser dada diretamente pela resposta do algoritmo aos sinais de cada polo, também de forma análoga à aplicação do método para linhas ac. Contudo, durante o desenvolvimento e testes preliminares do método, observou-se que essa abordagem resulta em tempos de *pickup* mais altos, devido ao comportamento não linear dos controles dos conversores.

Considerando esse comportamento e tendo em vista acelerar a detecção de faltas enquanto mantendo a segurança e confiabilidade do método, propõe-se a utilização do algoritmo de proteção apresentado, porém com sinais de corrente definidos como sinais de correntes cruzadas entre polos e terminais, como as séries temporais  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , ao invés de apenas as correntes dos polos e terminais, individualmente. Naturalmente, o uso dos sinais de correntes cruzadas só é possível em sistemas HVdc bipolares, porém, esta é a forma mais popular de interligação de conversores, tanto na tecnologia LCC quanto



na VSC (ONI; DAVIDSON; MBANGULA, 2016).

O cálculo dos sinais de correntes cruzadas, bem como a identificação do tipo de falta e dos polos envolvidos, dependem da tecnologia de conversores empregada. Na seção 3.4.1 é apresentado o desenvolvimento e a aplicação para linhas que utilizam a tecnologia LCC e, na seção 3.4.2, para a tecnologia VSC.

### 3.4.1. Linhas de transmissão LCC-HVdc

Na topologia de linha LCC-HVdc, as correntes cruzadas, que são usadas como as séries temporais do algoritmo,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , são

$$\begin{aligned}\mathbf{x} &= \mathbf{i}_{P,Rect} - \mathbf{i}_{N,Inv} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{i}_{N,Rect} - \mathbf{i}_{P,Inv}\end{aligned}\quad (3.20)$$

onde os terminais  $B_x = Rect$  e  $B_y = Inv$ ;  $\mathbf{i}_{P,Rect}$  e  $\mathbf{i}_{N,Rect}$  são as séries temporais que armazenam as amostras de corrente dos polos positivo e negativo do retificador, respectivamente; e  $\mathbf{i}_{P,Inv}$  e  $\mathbf{i}_{N,Inv}$  são as séries temporais dos polos positivo e negativo do inversor, respectivamente, em que

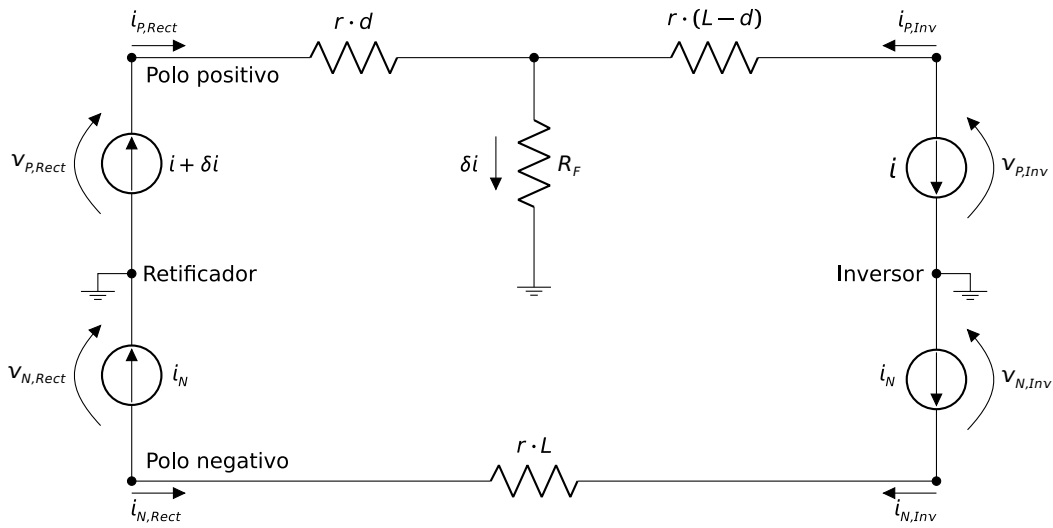
$$\begin{aligned}\mathbf{i}_{P,Rect} &= \{i_{P,Rect}[1], \dots, i_{P,Rect}[k], \dots, i_{P,Rect}[m]\} \\ \mathbf{i}_{N,Rect} &= \{i_{N,Rect}[1], \dots, i_{N,Rect}[\ell], \dots, i_{N,Rect}[n]\} \\ \mathbf{i}_{P,Inv} &= \{i_{P,Inv}[1], \dots, i_{P,Inv}[\ell], \dots, i_{P,Inv}[n]\} \\ \mathbf{i}_{N,Inv} &= \{i_{N,Inv}[1], \dots, i_{N,Inv}[k], \dots, i_{N,Inv}[m]\}\end{aligned}\quad (3.21)$$

O uso dos sinais de correntes cruzadas permite uma rápida detecção de faltas internas e, conseqüentemente, tempos de *trip* reduzidos, quando comparados com o uso das correntes nos terminais de cada polo individualmente. Isso acontece porque os controles dos conversores no polo em curto-circuito tendem a reduzir significativamente as suas tensões, como medida para evitar o aumento excessivo das correntes circulantes (CIGRE: JWG B4/B5.59, 2018; ANDERSON et al., 2022). Além disso, as correntes nos terminais do retificador e do inversor continuam fluindo na mesma direção. Portanto, o uso das correntes cruzadas como em (3.20) diminui a similaridade entre as séries temporais  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  durante faltas internas, aumentando a grandeza de operação, e diminuindo a grandeza de restrição. Assim, o algoritmo calcula apenas um custo de *warp path* de operação e um de restrição, como em

$$\begin{aligned}Op &= DTW(\mathbf{x}, -\mathbf{y}) \\ Re &= DTW(\mathbf{x}, \mathbf{y})\end{aligned}\quad (3.22)$$

Por fim, os polos sob falta são identificados da seguinte forma: se ambas as séries temporais  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  são negativas, a falta é entre o polo positivo e a terra; se ambas são positivas, a falta é entre o polo negativo e a terra; e se  $\mathbf{x}$  é positiva e  $\mathbf{y}$ , negativa, a falta é entre polos.

Para esclarecer o uso dos sinais de correntes cruzadas, considera-se a linha de transmissão LCC-HVdc ilustrada na figura 3.9. Nessa figura, o curto-circuito ocorre no polo positivo a uma distância  $d$  do retificador e a linha de transmissão tem comprimento  $L$ . Para simplificação da explicação, despreza-se as indutâncias e capacitâncias da linha e considera-se que  $d = \frac{L}{2}$ .



**Figura 3.9:** Circuito simplificado LCC-HVdc

A análise do polo positivo da linha de transmissão da figura resulta em

$$v_{P,Rect} = (i + \delta i) \cdot r \cdot \frac{L}{2} + i \cdot r \cdot \frac{L}{2} + v_{P,Inv} \quad (3.23)$$

Além disso,

$$\delta i \cdot R_F = v_{P,Rect} - (i + \delta i) \cdot r \cdot \frac{L}{2} = v_{P,Inv} + i \cdot r \cdot \frac{L}{2} \quad (3.24)$$

Reescrevendo a equação 3.24 e isolando a corrente de falta  $\delta i$ , tem-se

$$\delta i = \frac{v_{P,Rect} + v_{P,Inv}}{R_F + r \cdot \frac{L}{2}} \quad (3.25)$$

Então, para minimizar a corrente de falta, os controles do polo positivo dos conversores do retificador e do inversor atuam diminuindo as suas tensões,  $v_{P,Rect}$  e  $v_{P,Inv}$ , mantendo inalteradas as configurações do polo negativo, assim como a corrente nominal que circula por ele,  $i_N$ . Desse modo, as séries temporais que armazenam as correntes medidas nos

polos positivo e negativo dos terminais do retificador e do inversor são, respectivamente,

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_{P,Rect} &= \{ \dots, i + \delta i, \dots \} \quad \text{e} \quad \mathbf{i}_{N,Rect} = \{ \dots, -i_N, \dots \} \\ \mathbf{i}_{P,Inv} &= \{ \dots, -i, \dots \} \quad \text{e} \quad \mathbf{i}_{N,Inv} = \{ \dots, i_N, \dots \} \end{aligned} \quad (3.26)$$

Tendo em vista que os conversores do retificador e do inversor reduzem as tensões no polo positivo, a corrente de curto-circuito que flui para a terra,  $\delta i$ , é pequena, e as grandezas de operação e restrição são dadas por

$$\begin{aligned} Op &= p \cdot |2 \cdot i + \delta i - 2 \cdot i_N| \\ Re &= p \cdot |\delta i| \end{aligned} \quad (3.27)$$

em que a grandeza de operação é maior do que a corrente de restrição.

### 3.4.2. Linhas de transmissão VSC-HVdc

Na topologia de linha VSC-HVdc, os sinais de correntes cruzadas, que são usados como as séries temporais do algoritmo,  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$ , são diferentes daqueles utilizados na topologia LCC-HVdc. Então, as séries temporais são

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \mathbf{i}_{P,Rect} - \mathbf{i}_{N,Inv} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{i}_{P,Inv} - \mathbf{i}_{N,Rect} \end{aligned} \quad (3.28)$$

Como na topologia LCC-HVdc, o uso de correntes cruzadas em sistemas VSC também aumenta a velocidade de detecção de falhas internas e reduz tempos de *trip*, em comparação com o uso das correntes terminais de cada polo, individualmente.

Contudo, pode-se notar que, enquanto a série temporal  $\mathbf{x}$  é a mesma para ambas as topologias HVdc, a série temporal  $\mathbf{y}$  não. Nos sistemas VSC a série temporal  $\mathbf{y}$  é oposta à série  $\mathbf{y}$  utilizada para sistemas LCC. Isso é necessário porque os controles dos conversores do polo em falta, nos sistemas VSC, tendem a manter a tensão entre os terminais. Como consequência, as correntes que circulam no polo em falta aumentam e alimentam o curto-circuito (CIGRE: JWG B4/B5.59, 2018; ANDERSON et al., 2022). Em vista disso, a utilização dos sinais de correntes cruzadas como em (3.28) diminui a similaridade entre as séries temporais durante faltas, aumentando a grandeza de operação e diminuindo a grandeza de restrição. Assim, o algoritmo calcula apenas um custo de *warp path* de operação e um de restrição, como em

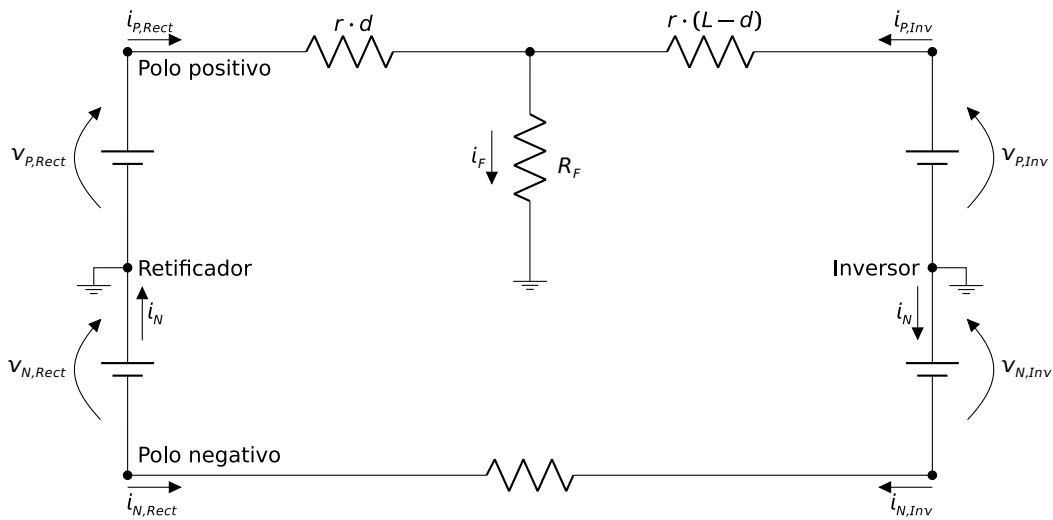
$$\begin{aligned} Op &= \text{DTW}(\mathbf{x}, -\mathbf{y}) \\ Re &= \text{DTW}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \end{aligned} \quad (3.29)$$

Por fim, os polos sob falta são identificados a partir do cálculo dos valores absolutos da soma das correntes terminais de cada polo, como em

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_p &= |\mathbf{i}_{p,Rect} + \mathbf{i}_{p,Inv}| \\ \mathbf{i}_N &= |\mathbf{i}_{N,Inv} + \mathbf{i}_{N,Rect}| \end{aligned} \quad (3.30)$$

Caso  $\mathbf{i}_p > \mathbf{i}_N$ , a falta é entre o polo positivo e a terra; caso contrário, a falta é entre o polo negativo e a terra; e caso  $\mathbf{i}_p \approx \mathbf{i}_N$  a falta é entre polos e a diferença entre ambas as correntes é aproximadamente a precisão dos dispositivos de medição utilizados.

Para esclarecer o uso dos sinais de correntes cruzadas, considera-se a linha de transmissão VSC-HVdc apresentada na figura 3.10. Nessa figura, o curto-circuito ocorre no polo positivo a uma distância  $d$  do retificador e a linha de transmissão tem comprimento  $L$ . Para simplificação da explicação, despreza-se as indutâncias e capacitâncias da linha e considera-se que  $d = \frac{L}{2}$ .



**Figura 3.10:** Circuito simplificado VSC-HVdc

A análise do polo positivo da linha de transmissão da figura resulta em

$$v_{p,Rect} = i_{p,Rect} \cdot r \cdot \frac{L}{2} + (i_{p,Rect} - i_F) \cdot r \cdot \frac{L}{2} + v_{p,Inv} \quad (3.31)$$

E a corrente de falta,  $i_F$  é dada por

$$i_F = \frac{v_{p,Rect} + v_{p,Inv}}{R_F + r \cdot \frac{L}{2}} = i_{p,Rect} + i_{p,Inv} \quad (3.32)$$

Então, quando ocorre a falta, os controles do polo positivo dos conversores do retificador e do inversor atuam na tentativa de manter as suas tensões,  $v_{p,Rect}$  e  $v_{p,Inv}$ , no mesmo valor de pré-falta, além de manter inalteradas as configurações do polo negativo. Sendo

assim, as grandezas de operação e de restrição são

$$\begin{aligned} Op &= \rho \cdot |i_{p,Rect} - i_N + i_F - i_{p,Rect} + i_N| = \rho \cdot |i_F| \\ Re &= \rho \cdot |i_{p,Rect} - i_N - i_F + i_{p,Rect} - i_N| = \rho \cdot |i_{p,Rect} - i_{p,Inv} - 2 \cdot i_N| \end{aligned} \quad (3.33)$$

em que a grandeza de operação é maior do que a de restrição.

### 3.4.3. Configurações

As configurações do algoritmo proposto para linhas HVdc são as mesmas que para linhas ac e consistem na especificação do tamanho das séries de dados,  $m$  e  $n$ , e no ajuste do intervalo de tempo em que o estado de *pickup* deve permanecer ativado para que haja um comando de abertura ao respectivo disjuntor.

## 3.5. Comentários

Esta tese propõe o uso da técnica dynamic time warping para a proteção de linhas de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua. A técnica DTW é baseada no alinhamento temporal de dois sinais armazenados em séries, que é excepcionalmente competente para medir a similaridade entre amostras (XI et al., 2006).

Uma desvantagem da DTW é o seu alto custo computacional, que poderia implicar a necessidade de IEDs mais sofisticados para embarcar o método, de modo a garantir a sua execução em tempo real sem comprometer o funcionamento do sistema de proteção.

Contudo, existem propostas de melhorias no desempenho dessa técnica com redução da sua complexidade, como aquelas descritas nas referências (BARBON, 2007) e (SALVADOR; CHAN, 2004). Esses trabalhos apresentam versões otimizadas que possuem menor custo computacional. Além disso, vale ressaltar que os modernos IEDs possuem ampla capacidade computacional, que tende inclusive a expandir e melhorar ao longo dos anos, com o desenvolvimento de novas tecnologias (GRUMBLING; HOROWITZ, 2019).

# 4

## Simulações e resultados

A avaliação de desempenho do algoritmo proposto nesta tese fundamenta-se na implementação de sistemas de transmissão em duas ferramentas computacionais de simulação de transitórios eletromagnéticos, o ATP e o MATLAB®/Simulink, na elaboração de cenários de simulação de perturbações representativos para esses sistemas de transmissão, no registro dos sinais de corrente em ambos os terminais da linha de transmissão protegida para todos os cenários considerados, e no processamento desses sinais por uma rotina computacional que implementa o algoritmo proposto em um *script* do MATLAB®.

As respostas do algoritmo para cada um desses cenários de simulação permitem avaliar o seu desempenho considerando-se três aspectos relevantes do ponto de vista de proteção: velocidade de detecção de faltas internas, segurança e confiabilidade. O desempenho adequado em termos de velocidade de detecção de faltas internas confere ao algoritmo tempos de *trip* reduzidos e a possibilidade de ser empregado em quaisquer sistemas de transmissão, em especial nos sistemas de transmissão de alta e extra alta tensão interligados, tendo em vista que curtos-circuitos em seus equipamentos primários devem ser isolados rapidamente para não colocar em risco a estabilidade do sistema. Adicionalmente, baixas taxas de falha de segurança e de operação, em especial em condições desfavoráveis que normalmente impactam os sistemas de proteção tradicionais, conferem robustez ao método proposto.

Sendo assim, este capítulo apresenta inicialmente, os sistemas de transmissão implementados no *software* ATP e o modelo do MATLAB®/Simulink utilizados para testes e validação do algoritmo proposto no trabalho. Na seção 4.1 estão apresentados os sistemas em corrente alternada e na seção 4.2 os sistemas em corrente contínua. Primeiramente,

foram implementados cinco sistemas equivalentes de transmissão em ac, em diferentes níveis de tensão e com diferentes comprimentos. Esses sistemas estão descritos na seção 4.1.1. Em seguida, foram implementados dois sistemas de transmissão de múltiplas barras em ac, cada um em um nível de tensão distinto. Esses sistemas estão apresentados nas seções 4.1.2 e 4.1.3, respectivamente. Por fim, foram utilizados dois sistemas de transmissão em dc. O primeiro consiste em um sistema LCC-HVdc implementado no ATP e descrito na seção 4.2.1, enquanto o segundo consiste em um sistema VSC-HVdc implementado no MATLAB®/Simulink e descrito na seção 4.2.2.

Além da descrição dos casos de simulação, este capítulo apresenta também os cenários elaborados para avaliação e validação do algoritmo proposto. Esses cenários foram construídos considerando-se faltas externas e internas em vários pontos ao longo das linhas que integram os sistemas de transmissão simulados, diferentes fases envolvidas, diversas resistências de falta e instantes de inserção.

Por fim, este capítulo apresenta os resultados do algoritmo para a proteção das LTs nos diversos cenários operativos, que permitem avaliar o seu desempenho no que concerne à velocidade, segurança e confiabilidade. Sempre que possível, os resultados obtidos com o algoritmo são comparados com outros métodos de proteção piloto de linhas de transmissão publicados na literatura.

## 4.1. Sistemas de transmissão em corrente alternada

A análise preliminar de desempenho do algoritmo proposto nesta tese foi conduzida a partir das respostas às simulações dos sistemas de transmissão em corrente alternada equivalentes descritos na referência (SANTOS, 2004), que possuem apenas dois terminais, em que cada terminal corresponde a uma subestação (SE), e que foram implementados no ATP.

Em seguida, efetuou-se novas análises considerando a resposta do algoritmo às simulações de dois sistemas multi-terminais, que também foram implementados no ATP e que são mais complexos do que os sistemas equivalentes. Para tanto, utilizou-se os dados disponíveis na referência (DANTAS, 2019) e no programa de Análise de Faltas Simultâneas (ANAFAS) (CEPEL, 2015).

Nas seções a seguir, apresenta-se detalhes dos sistemas equivalentes e dos dois sistemas mais complexos, além dos cenários de simulação desenvolvidos para avaliar o algoritmo proposto em cada um deles. Ademais, descreve-se as análises dos resultados obtidos considerando tempos de *trip*, segurança e confiabilidade.

### 4.1.1. Sistemas equivalentes ac

Conforme ilustrado na figura 4.1, os sistemas equivalentes possuem dois terminais, local ( $L$ ) e remoto ( $R$ ), que são caracterizados pelos respectivos equivalentes de Thévenin, dados em termos de suas potências de curto-circuito, obtidas do ANAFAS.

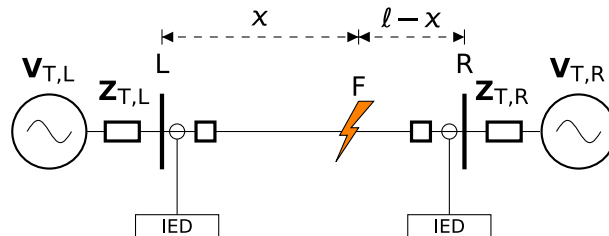


Figura 4.1: Sistema equivalente ac

A figura 4.2 ilustra os sistemas de transmissão do programa ANAFAS, com as linhas de transmissão que conectam as subestações.

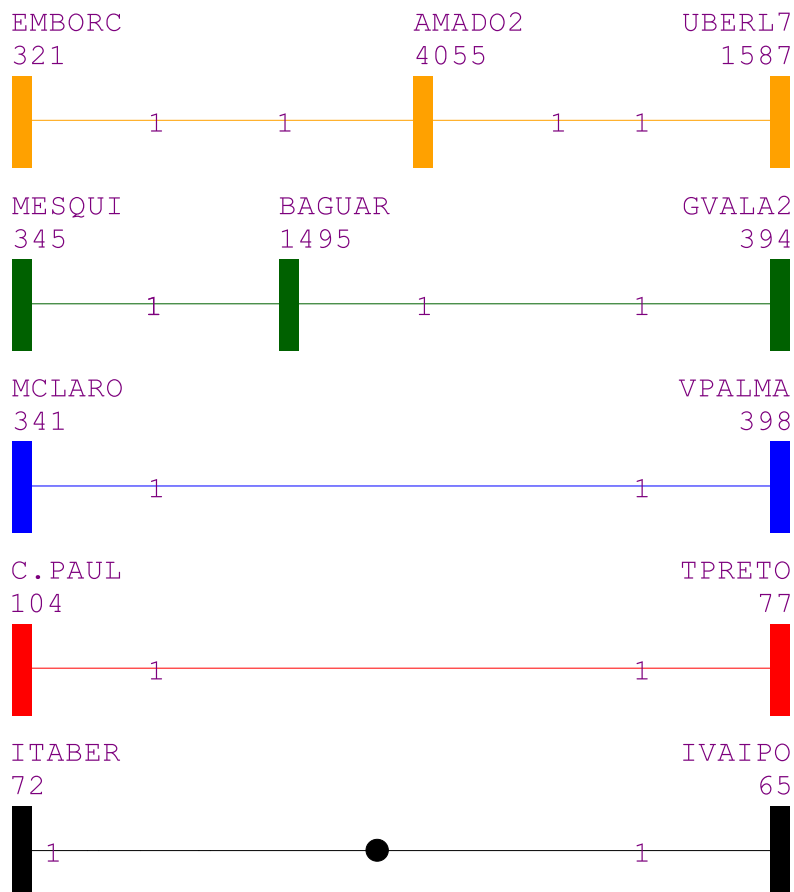


Figura 4.2: Sistemas equivalentes ac no ANAFAS

Nos sistemas de 138 [kV] e 230 [kV], ilustrados nas cores amarela e verde, respectivamente, optou-se por desprezar as barras AMADO2 e BAGUAR (barras 4055 e 1495). Além



disso, utilizou-se para identificação do nome das barras, as mesmas siglas do programa<sup>1</sup>.

As linhas de transmissão dos sistemas equivalentes foram modeladas por meio da rotina *line constants* do ATP, utilizando o modelo de *Bergeron*, e há duas transposições completas ao longo do seu comprimento. A tabela 4.1 apresenta os dados de nível de tensão, comprimento e tipo de circuito dos cinco sistemas equivalentes. Outros detalhes relativos aos tipos de condutores utilizados nas fases, bem como geometria do *bundle*, tipos de condutores utilizados nos cabos-guarda e geometria das torres estão disponíveis na referência (SANTOS, 2004).

**Tabela 4.1:** Características dos sistemas equivalentes ac

L	R	Tensão [kV]	Comprimento [km]	Tipo de circuito
EMBORC	UBERL7	138	74	Duplo
GVALA2	MESQUI	230	80	Simples
MCLARO	VPALMA	345	145	
C.PAUL	TPRETO	500	181	
ITABER	IVAIPO	765	265	

A tabela 4.2 apresenta as potências de curto-circuito trifásico e fase-terra nos terminais dos cinco sistemas, obtidas no ANAFAS<sup>2</sup> e utilizadas nas simulações.

**Tabela 4.2:** Potências de curto-circuito nos terminais dos sistemas equivalentes ac, em [GVA]

L	R	$\bar{S}_{CC,3F}^L$	$\bar{S}_{CC,1F}^L$	$\bar{S}_{CC,3F}^R$	$\bar{S}_{CC,1F}^R$
EMBORC	UBERL7	3,9∠86,13°	2,9∠87,06°	2,0∠74,74°	1,5∠78,44°
GVALA2	MESQUI	2,2∠79,82°	1,7∠84,44°	4,8∠86,02°	3,9∠88,02°
MCLARO	VPALMA	1,1∠83,22°	0,9∠85,22°	1,9∠84,63°	1,5∠88,83°
C.PAUL	TPRETO	15,8∠86,96°	12,7∠89,96°	14,8∠87,86°	11,2∠88,86°
ITABER	IVAIPO	20,1∠87,14°	16,1∠89,14°	22,3∠87,49°	17,9∠89,49°

Esses cinco sistemas equivalentes foram submetidos aos cenários apresentados na tabela 4.3. Para cada sistema simulou-se quatrocentas e oito faltas internas, sendo cento e sessenta e oito faltas fase-terra (AN), setenta e duas faltas dupla-fase (BC), setenta e duas faltas dupla-fase-terra (BCN) e noventa e seis faltas trifásicas (ABC). Foram selecionados seis locais de ocorrência da falta, um a cada  $\frac{1}{6}$  do comprimento ( $\ell$ ) da LT respectiva, considerando o primeiro ponto a uma distância  $\frac{\ell}{6}$  do terminal L. Nas simulações, utilizou-se dois instantes de inserção da falta, 16,7 [ms] e 20,8 [ms]. Para os curtos-circuitos

<sup>1</sup>EMBORC: SE Emborcação; UBERL7: SE Uberlândia 7; MESQUI: SE Mesquita; GVALA2: SE Governador Valadares 2; MCLARO: SE Montes Claros; VPALMA: SE Várzea da Palma; C.PAUL: SE Cachoeira Paulista; TPRETO: SE Tijuco Preto; ITABER: SE Itaberá; e IVAIPO: SE Ivaiporã.

<sup>2</sup>A referência (SANTOS, 2004) é do ano de 2004 e, portanto, os dados do ANAFAS referem-se a esse ano.

fase-terra, optou-se pelo emprego de sete resistências de falta distintas, com valores de 0 [ $\Omega$ ], 0,5 [ $\Omega$ ], 1 [ $\Omega$ ], 2,5 [ $\Omega$ ], 10 [ $\Omega$ ], 25 [ $\Omega$ ] e 100 [ $\Omega$ ]. Para os curtos-circuitos dupla-fase e dupla-fase-terra utilizou-se resistências de falta de 0 [ $\Omega$ ], 0,5 [ $\Omega$ ] e 1 [ $\Omega$ ], e para os curtos-circuitos trifásicos, valores de 0 [ $\Omega$ ], 0,5 [ $\Omega$ ], 1 [ $\Omega$ ] e 2,5 [ $\Omega$ ]. Nas simulações desses sistemas utilizou-se dois carregamentos distintos, leve e pesado, e os detalhes sobre esses carregamentos estão disponíveis na referência (VIANNA, 2021).

**Tabela 4.3:** Descrição das simulações para os sistemas equivalentes ac

Pontos de falta $x$ em % de $l$	Instantes de ocorrência [ms]	Carregamentos	Tipos de falta	Resistência de falta [ $\Omega$ ]
16,7; 33,3; 50,0; 66,7; 83,3; e 100	16,7 e 20,8	leve e pesado	AN  BC e BCN ABC	0; 0,5; 1; 2,5; 10; 25; e 100 0; 0,5; e 1 0; 0,5; 1; e 2,5

Na seção 4.1.1.1 faz-se uma análise do comportamento do algoritmo proposto considerando-se janelas de dados com tamanhos distintos e diferentes frequências de amostragem. Em seguida, na seção 4.1.1.2 apresenta-se os resultados estatísticos do algoritmo proposto para os sistemas equivalentes ac, bem como uma análise de suas características face aos cenários de teste descritos e expostos na tabela 4.3. Por fim, nas seções 4.1.1.3 a 4.1.1.7 descreve-se cenários de simulação representativos para cada um dos cinco sistemas equivalentes, apresentando-se o comportamento do algoritmo e considerações sobre o seu desempenho.

#### 4.1.1.1. Influência do tamanho da janela de dados e da frequência de amostragem

Conforme mencionado no início do capítulo, as respostas do algoritmo em cada cenário de simulação descrito na tabela 4.3 permitem avaliar o seu desempenho tendo em conta a velocidade de detecção de faltas internas, i. e. tempos de *trip* ( $t$ ) e confiabilidade (*dependability*). A análise das respostas às simulações dos sistemas equivalentes em ac consistiu no levantamento estatístico dos tempos de *trip* em todos os cenários. Para tanto, optou-se por empregar três frequências de amostragem distintas, 960 [Hz], 1920 [Hz] e 3840 [Hz]. Para cada frequência de amostragem utilizou-se quatro janelas de dados,  $\frac{1}{4}$  de ciclo,  $\frac{1}{2}$  ciclo,  $\frac{3}{4}$  de ciclo e 1 ciclo.

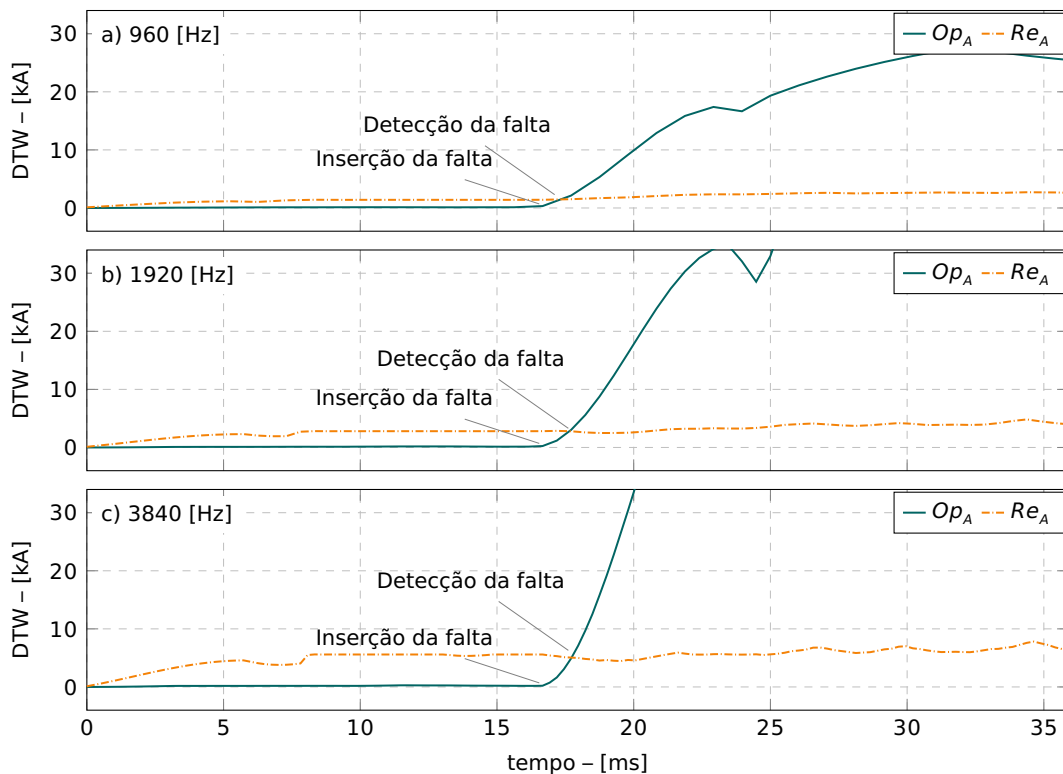
Nesse contexto, a tabela 4.4 apresenta os tempos médios de *trip* ( $\mu_t$ ) e máximos ( $\max\{t\}$ ) para o sistema de 138 [kV], para as três frequências de amostragem e as quatro janelas de dados. Conforme destacado nessa tabela, os valores dos tempos médios de

*trip* encontram-se no intervalo  $4,89 \text{ [ms]} \leq \mu_t \leq 7,44 \text{ [ms]}$  e, quanto aos valores máximos, eles se encontram no intervalo  $6,80 \text{ [ms]} \leq \max \{t\} \leq 17,74 \text{ [ms]}$ . Esses valores, e os demais apresentados na tabela 4.4, indicam que não há relação entre a velocidade de detecção de falta e a frequência de amostragem utilizada pelo algoritmo, e entre o tempo máximo de detecção da falta e o tamanho da janela de dados.

**Tabela 4.4:** Tempos de *trip* para o sistema equivalente de 138 [kV]

Janela [ciclos]	fa = 960 [Hz]		fa = 1920 [Hz]		fa = 3840 [Hz]	
	$\mu_t$ [ms]	$\max \{t\}$ [ms]	$\mu_t$ [ms]	$\max \{t\}$ [ms]	$\mu_t$ [ms]	$\max \{t\}$ [ms]
0,25	6,51	14,62	4,89	6,80	5,11	7,55
0,50	7,09	13,58	5,45	12,53	5,61	12,53
0,75	7,23	15,66	5,56	13,58	5,62	14,10
1,00	7,44	17,74	5,69	16,18	5,72	13,32

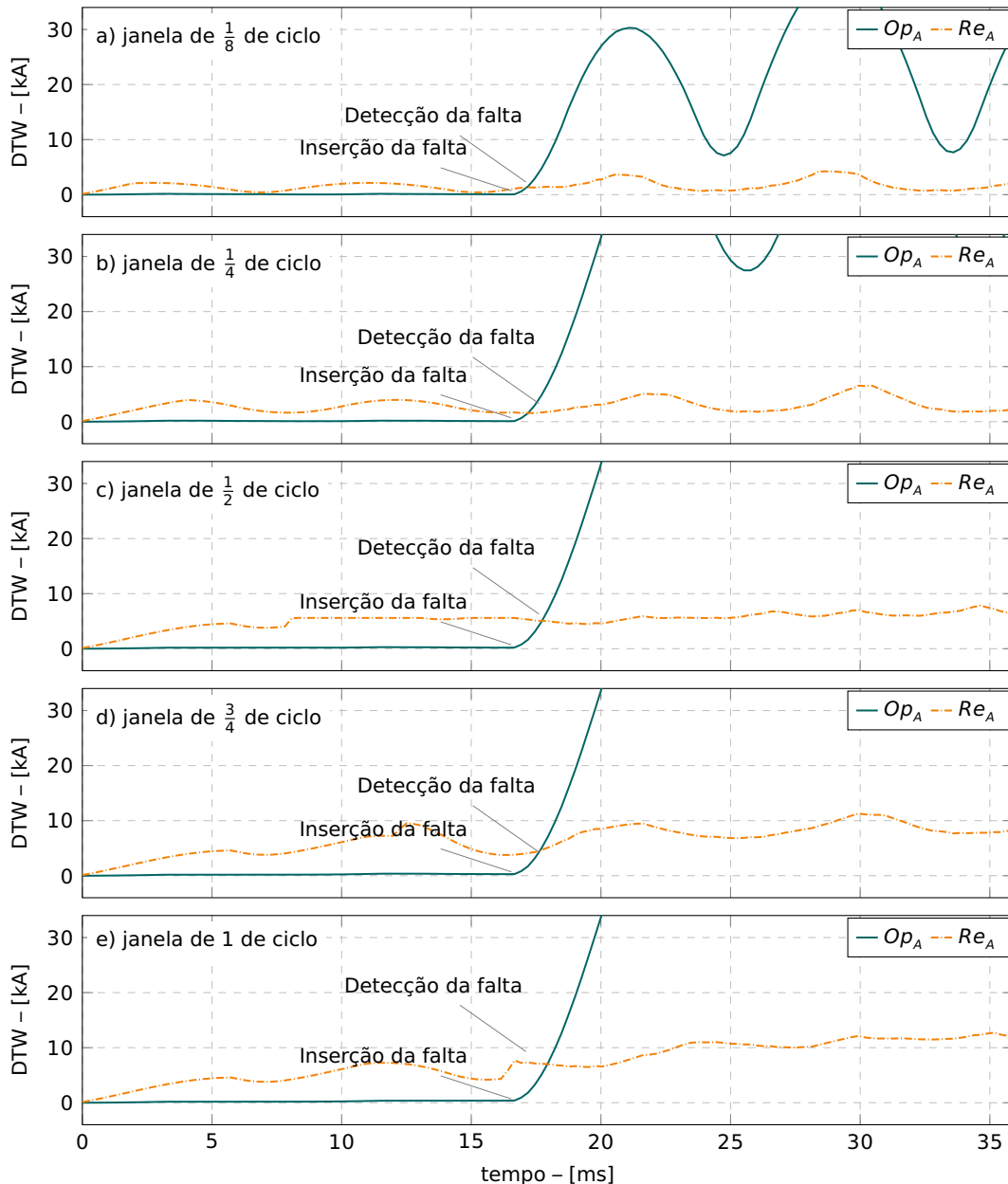
As figuras 4.3 e 4.4 ilustram desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito fase-terra (AN) no sistema de transmissão de 138 [kV] operando com carga leve, cujo instante de inserção é 16,67 [ms], a resistência é 0,5 [ $\Omega$ ] e a distância é 50% do comprimento total da linha.



**Figura 4.3:** Influência da frequência de amostragem

Na primeira figura é ilustrado o comportamento desse algoritmo quando configurado

com frequências de amostragem diferentes, porém com a mesma janela de dados de meio ciclo. Pode-se observar qualitativamente, que o tempo de detecção da falta ocorre praticamente no mesmo instante, independentemente da frequência de amostragem. Os tempos de *trip*, que ocorrem após a detecção, com atraso intencional para garantir segurança ao algoritmo proposto, são: 6,25 [ms], para a frequência de amostragem de 960 [Hz]; 4,68 [ms], para 1920 [Hz]; e 5,21 [ms], para 3840 [Hz].



**Figura 4.4:** Influência do tamanho da janela de dados

Na segunda, é apresentado o comportamento desse algoritmo quando configurado com janelas de dados de tamanhos diferentes, porém com a mesma frequência de amostragem de 3840 [Hz]. Qualitativamente, o tempo de detecção da falta ocorre aproxima-

damente no mesmo instante, independentemente do tamanho da janela de dados. Os tempos de *trip*, que ocorrem após a detecção, com atraso intencional para garantir segurança ao algoritmo proposto, são: 4,68 [ms], para as janelas de dados de 0,125 e 0,25 ciclos; 4,95 [ms] para a janela de 0,75 ciclos; e 5,21 [ms], para as janelas de 0,5 e 1 ciclo. Ressalta-se que, embora os tempos sejam muito próximos, as janelas de 0,125 e 0,25 ciclos são menos confiáveis, porque a grandeza de operação se aproxima mais da grandeza de restrição em ambas as situações.

A avaliação do algoritmo considerando-se frequências e tamanhos de janelas de dados diferentes foi conduzida para todos os sistemas equivalentes ac, não apenas o sistema de 138 [kV] que é utilizado para ilustrar o comportamento observado. A resposta dos demais sistemas não está apresentada neste trabalho, porém tem atuação praticamente idêntica.

#### 4.1.1.2. Resultados estatísticos nos sistemas equivalentes ac

Tendo em vista que as respostas do algoritmo para as simulações do sistema equivalente ac no nível de 138 [kV] não evidenciam qualquer tendência quanto à frequência de amostragem mais apropriada e ao melhor tamanho da janela de dados, optou-se por consolidar os resultados obtidos com as simulações, considerando-se apenas a frequência de amostragem de 3840 [Hz] associada a uma janela de dados de meio ciclo. Sendo assim, a tabela 4.5 apresenta os tempos médios de *trip*, os desvios-padrões ( $\sigma_t$ ), e os tempos máximo e mínimo ( $\max\{t\}$  e  $\min\{t\}$ , respectivamente) para os sistemas de 138 [kV] a 765 [kV] para a frequência de amostragem e janela de dados escolhidas.

**Tabela 4.5:** Tempos de *trip* para os sistemas equivalentes ac

Sistema [kV]	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	$\max\{t\}$ [ms]	$\min\{t\}$ [ms]
138	5,61	1,04	12,53	4,16
230	5,90	1,30	12,01	4,16
345	6,60	1,76	11,72	4,42
500	5,69	1,02	11,23	3,90
765	5,93	0,96	12,53	4,42

Conforme destacado na tabela 4.5, os valores dos tempos médios de *trip* encontram-se no intervalo  $5,61 \text{ [ms]} \leq \mu_t \leq 6,60 \text{ [ms]}$  e, quanto aos desvios-padrões, eles se encontram no intervalo  $0,96 \text{ [ms]} \leq \sigma_t \leq 1,76 \text{ [ms]}$ . Os valores máximos estão compreendidos no intervalo  $11,23 \text{ [ms]} \leq \max\{t\} \leq 12,53 \text{ [ms]}$  e os mínimos, no intervalo  $3,90 \text{ [ms]} \leq \min\{t\} \leq 4,42 \text{ [ms]}$ . Esses valores, e os demais apresentados nessa tabela, indicam que há pouca relação entre a velocidade de detecção de falta o nível de tensão do sistema de transmissão.

Além disso, em todas as simulações efetuadas não houve registros de falha de operação em qualquer cenário dentre aqueles descritos na tabela 4.3, para os cinco níveis de tensão simulados. Adicionalmente, a segurança do algoritmo não foi avaliada nessa etapa preliminar de testes porque os sistemas equivalentes não foram implementados com o objetivo de se avaliar essa característica.

A tabela 4.6 apresenta uma comparação entre os tempos de *trip* obtidos com o algoritmo proposto nesta tese e com o algoritmo publicado na referência (TIFERES; MANASSERO, 2022a) para os mesmos sistemas de transmissão. O algoritmo proposto nessa referência implementa uma função de proteção diferencial baseada na inferência bayesiana, que é capaz de atualizar a informação sobre o estado operativo do sistema de transmissão a partir da comparação entre sinais de corrente nos terminais *L* e *R* que indicam a probabilidade *a priori* de ocorrência de defeito interno ou operação normal. Essa comparação foi efetuada utilizando-se a frequência de amostragem de 1920 [Hz] e janela de dados de um ciclo, que é a mesma configuração do algoritmo utilizado para comparação.

**Tabela 4.6:** Comparação entre os tempos de *trip* para os sistemas equivalentes ac

Sistema [kV]	Algoritmo proposto – [ms]				Algoritmo da referência <sup>†</sup> – [ms]			
	$\mu_t$	$\sigma_t$	$\max\{t\}$	$\min\{t\}$	$\mu_t$	$\sigma_t$	$\max\{t\}$	$\min\{t\}$
138	5,69	1,34	16,18	3,64	7,81	0,87	12,50	6,30
230	6,09	1,58	15,66	4,16	8,16	2,34	16,70	5,20
345	6,99	2,07	11,98	4,16	8,56	2,72	15,60	3,70
500	5,82	1,45	14,10	2,08	5,09	2,38	12,50	2,60
765	5,95	1,11	13,05	4,68	3,50	1,88	10,40	2,60

<sup>†</sup>Referência (TIFERES; MANASSERO, 2022a)

Os dados apresentados nessa tabela não evidenciam que o algoritmo proposto seja nitidamente mais veloz do que o algoritmo utilizado para comparação, embora os tempos médios sejam inferiores nessa configuração de frequência de amostragem e tamanho de janela. No entanto, a solução apresentada na referência (TIFERES; MANASSERO, 2022a) necessita de parâmetros de ajuste e não foi avaliada quando empregada na proteção de linhas VSC-HVdc, diferindo-a do algoritmo proposto.

Nas seções 4.1.1.3 a 4.1.1.7 a seguir são apresentados cenários abrangentes de perturbação em todos os sistemas equivalentes ac, que ilustram o comportamento do algoritmo proposto nesta tese e permitem avaliar o seu desempenho. Nessas seções, optou-se por apresentar um tipo de curto-circuito para cada sistema e a utilizar frequência de amostragem de 3840 [Hz], com janela de dados de meio ciclo, como configuração padrão do algoritmo proposto.

#### 4.1.1.3. Curto-circuito fase-terra no sistema equivalente ac de 138 [kV]

Esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito fase-terra (AN) no sistema de transmissão de 138 [kV] operando com carga leve, cujo instante de inserção da falta é 16,67 [ms], a resistência é 0,5 [ $\Omega$ ] e a distância é 50% do comprimento total da linha. Esse cenário é o mesmo utilizado na avaliação da influência da frequência de amostragem e do tamanho da janela na resposta do algoritmo proposto.

A figura 4.5 ilustra os sinais de corrente registrados na fase A dos terminais  $L$  e  $R$  ( $i_{A,L}$  e  $i_{A,R}$ , respectivamente) e as grandezas de operação e de restrição dessa fase ( $Op_A$  e  $Re_A$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição 1 [ms] após o instante de inserção, aproximadamente.

Neste cenário em particular, a proteção da fase A enviou o comando de abertura ao respectivo disjuntor no instante de 5,21 [ms] e a proteção da componente de sequência zero no instante de 4,16 [ms]. Este pequeno atraso no comando de abertura, que ocorre após a grandeza de operação ultrapassar a grandeza de restrição, deve-se aos critérios de confirmação de *trip* que garantem segurança e confiabilidade para o algoritmo proposto.

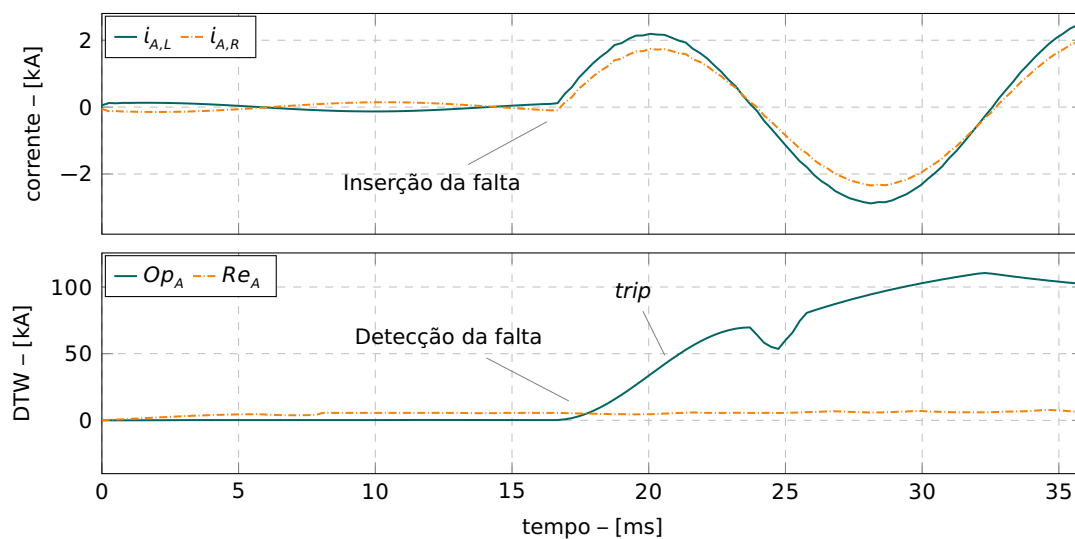


Figura 4.5: Curto-circuito fase-terra no sistema equivalente de 138 [kV]

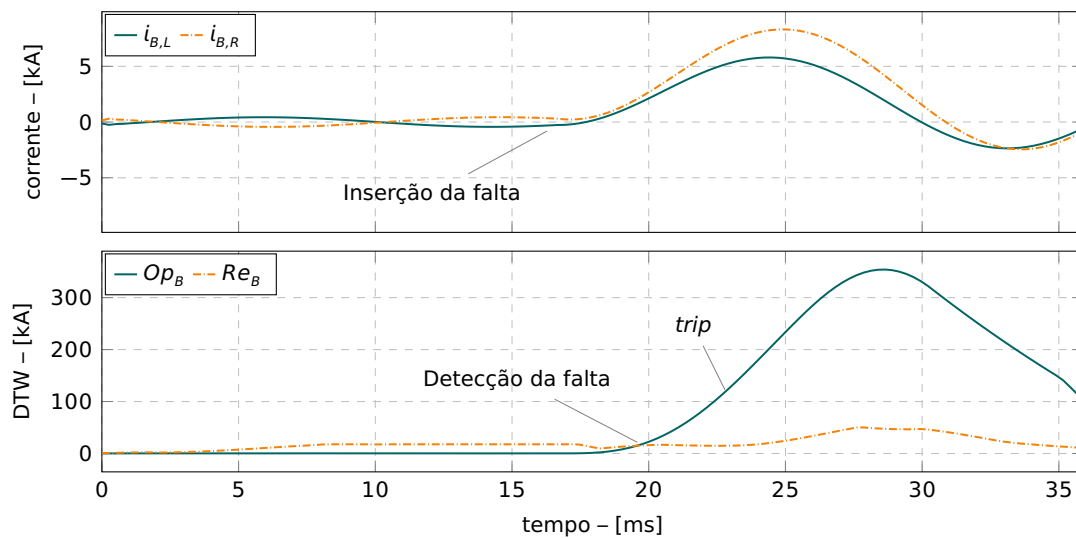
#### 4.1.1.4. Curto-circuito dupla-fase no sistema equivalente ac de 230 [kV]

Nesta seção, ilustra-se o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito dupla-fase (BC) no sistema de transmissão de 230 [kV] operando com carga leve, cujo instante de inserção da falta é 16,67 [ms], a resistência é nula e a distância é 50% do comprimento total da linha.

A figura 4.6 ilustra os sinais de corrente registrados na fase B dos terminais  $L$  e  $R$  ( $i_{B,L}$  e  $i_{B,R}$ , respectivamente) e as grandezas de operação e de restrição dessa fase

( $Op_B$  e  $Re_B$ , respectivamente), para o cenário em questão.

Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 4 [ms] após o instante de inserção. Ambas as proteções das fases B e C enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 7,03 [ms] e 6,77 [ms], respectivamente. O atraso no comando de abertura, que ocorre após a grandeza de operação ultrapassar a grandeza de restrição, deve-se aos critérios de confirmação de *trip* adotados, conforme mencionado na seção 4.1.1.3.



**Figura 4.6:** Curto-circuito dupla-fase no sistema equivalente de 230 [kV]

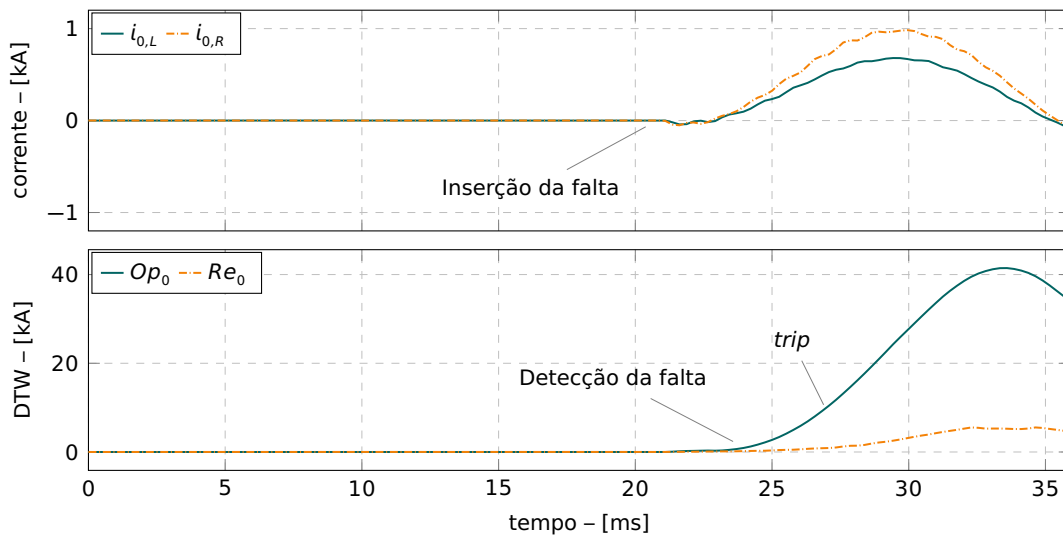
#### 4.1.1.5. Curto-circuito dupla-fase-terra no sistema equivalente ac de 345 [kV]

O desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito dupla-fase-terra (BCN) no sistema de transmissão de 345 [kV] operando com carga leve, cujo instante de inserção da falta é 20,80 [ms], a resistência é nula e a distância é 50% do comprimento total da linha é apresentado nesta seção.

A figura 4.7 ilustra os sinais da componente de sequência zero das correntes de fase nos terminais L e R ( $i_{0,L}$  e  $i_{0,R}$ , respectivamente) e as grandezas de operação e de restrição dessa sequência ( $Op_0$  e  $Re_0$ , respectivamente), para o cenário em questão.

Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação ultrapassa a grandeza de restrição cerca de 4 [ms] após o instante de inserção. Ambas as proteções das fases B e C e a proteção da componente de sequência zero enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 6,28 [ms], 5,76 [ms] e 6,28 [ms], respectivamente, já contabilizando o pequeno atraso no comando de abertura que se deve aos critérios de confirmação de *trip* para garantir segurança e confiabilidade ao algoritmo proposto.



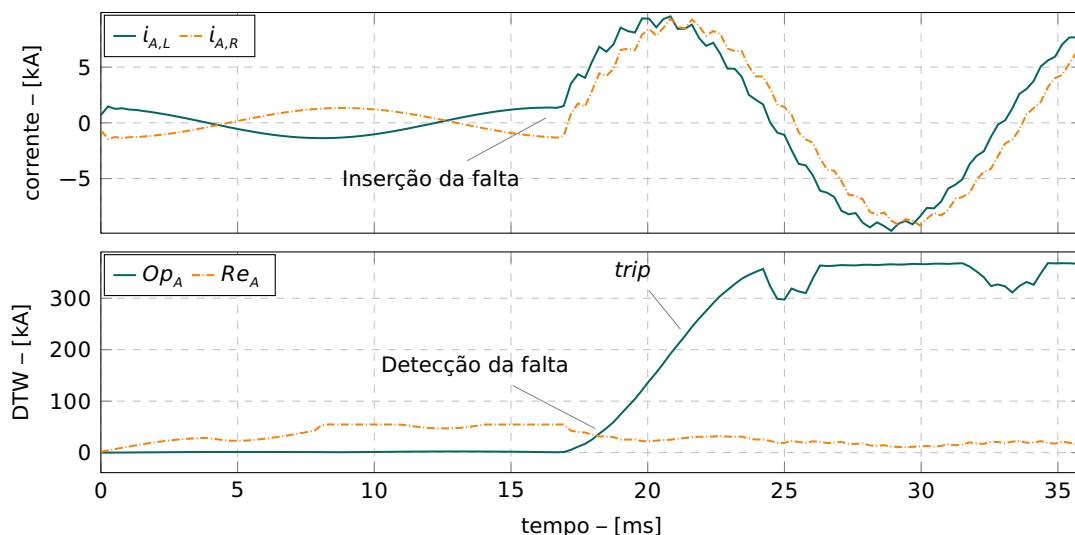


**Figura 4.7:** Curto-circuito dupla-fase-terra no sistema equivalente de 345 [kV]

#### 4.1.1.6. Curto-circuito trifásico no sistema equivalente ac de 500 [kV]

Esta seção descreve o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito trifásico (ABC) no sistema de transmissão de 500 [kV] operando com carga pesada, cujo instante de inserção da falta é 16,67 [ms], a resistência é 2,5 [ $\Omega$ ] e a distância é 50% do comprimento total da linha.

A figura 4.8 ilustra os sinais de corrente registrados na fase A dos terminais  $L$  e  $R$  ( $i_{A,L}$  e  $i_{A,R}$ , respectivamente) e as grandezas de operação e de restrição dessa fase  $R$  ( $Op_A$  e  $Re_A$ , respectivamente), para o cenário em questão.



**Figura 4.8:** Curto-circuito trifásico no sistema equivalente de 500 [kV]

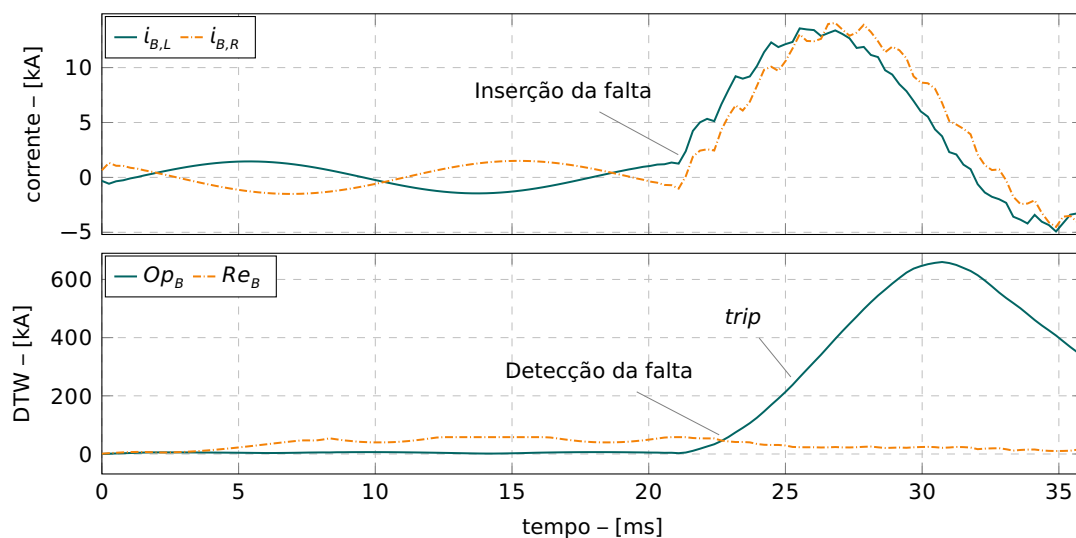
Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após o instante de inserção. As proteções das fases A, B e

C enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 5,47 [ms], 9,11 [ms] e 6,25 [ms], respectivamente, e o pequeno atraso se deve às razões já apresentadas anteriormente.

#### 4.1.1.7. Curto-circuito trifásico no sistema equivalente ac de 765 [kV]

Por fim, nesta seção ilustra-se o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito trifásico (ABC) no sistema de transmissão de 765 [kV] operando com carga pesada, cujo instante de inserção da falta é 20,80 [ms], a resistência é nula e a distância é 50% do comprimento total da linha.

A figura 4.9 ilustra os sinais de corrente registrados na fase B dos terminais *L* e *R* ( $i_{B,L}$  e  $i_{B,R}$ , respectivamente) e as grandezas de operação e de restrição dessa fase ( $Op_B$  e  $Re_B$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação ultrapassa a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após o instante de inserção e as proteções das fases A, B e C enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 7,59 [ms], 6,02 [ms] e 5,76 [ms], respectivamente.



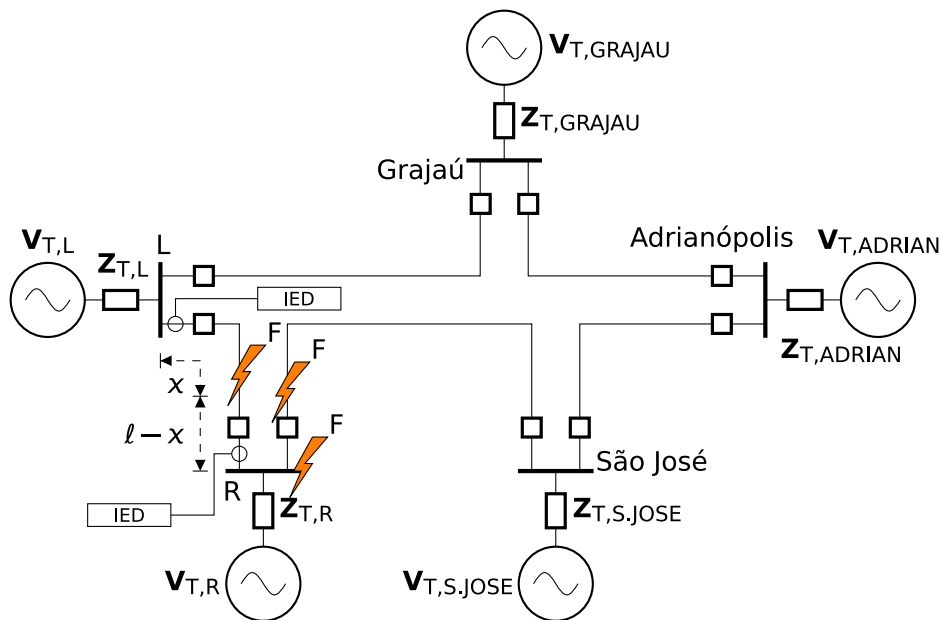
**Figura 4.9:** Curto-circuito trifásico no sistema equivalente de 765 [kV]

A seguir, nas seções 4.1.2 e 4.1.3 descreve-se a resposta do algoritmo para dois sistemas multi-terminais em níveis de tensão distintos, 500 [kV] e 440 [kV].

#### 4.1.2. Sistema multi-terminal de 500 [kV]

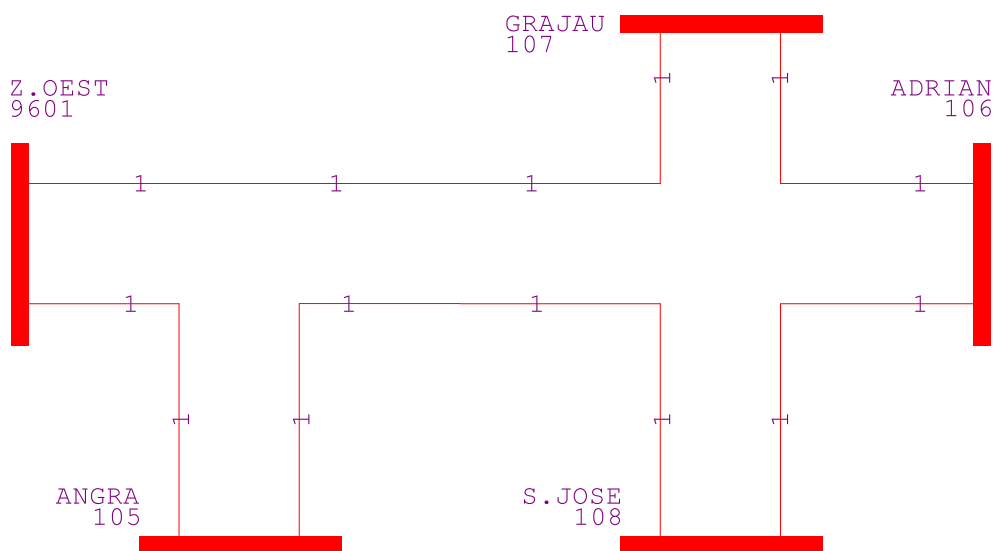
A avaliação preliminar do algoritmo proposto, elaborada a partir das respostas às simulações dos sistemas equivalentes em ac e que está apresentada na seção 4.1.1, sugere que esse algoritmo é veloz e robusto para faltas de naturezas distintas, em sistemas de diferentes níveis de tensão. No entanto, os sistemas descritos nessa seção são simples

e, em vista disso, efetuou-se novas análises considerando a resposta do algoritmo para simulações de um sistema multi-terminal de 500 [kV], também implementado no ATP e que é mais complexo do que os sistemas equivalentes. Esse sistema representa uma parte do SIN que está localizada no sul do Estado do Rio de Janeiro e seus dados estão detalhados na referência (DANTAS, 2019).



**Figura 4.10:** Sistema multi-terminal de 500 [kV]

A figura 4.10 ilustra esse sistema multi-terminal de 500 [kV], que é composto por cinco barras e trechos de linha de circuito duplo. A SE de Zona Oeste é a barra  $L$  e a SE de Angra dos Reis é a barra  $R$ .

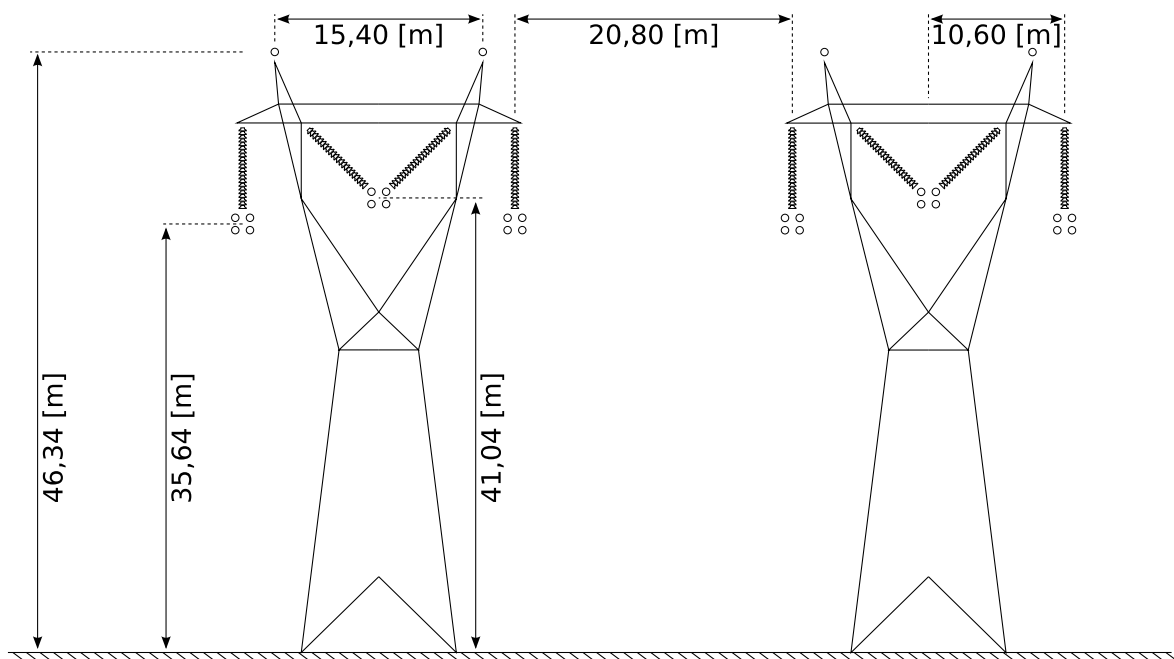


**Figura 4.11:** Sistema multi-terminal de 500 [kV] no ANAFAS

A figura 4.11 ilustra o sistema de transmissão do programa ANAFAS, com as linhas

de transmissão que conectam as cinco subestações. Para identificação das barras desse sistema, utilizou-se também as mesmas siglas do programa<sup>3</sup>.

As linhas de transmissão que conectam as cinco barras do sistema foram modeladas por meio da rotina *line constants* do ATP, utilizando o modelo descrito na referência (MARTI, 1982), que leva em consideração o efeito da frequência sobre os parâmetros longitudinais. Ademais, as linhas desse sistema não foram transpostas e, por fim, a linha de transmissão que conecta ambas as subestações tem 97,6 [km]. As fases dessa linha são compostas por feixes de quatro condutores com diâmetro de 457 [mm]. Cada condutor do feixe é de alumínio com alma de aço do tipo *Rail*, com bitola de 954 [MCM]. Os cabos-guarda são do tipo *Alumoweld* e têm diâmetro de 12 [mm]. A flecha dos condutores de fase é de 26,14 [m] e a dos cabos-guarda é de 11,49 [m]. A figura 4.12 apresenta a geometria da torre utilizada na rotina *line constants* do ATP para modelagem dessa linha de transmissão.



**Figura 4.12:** Geometria da torre do sistema multi-terminal de 500 [kV]

A tabela 4.7 apresenta as potências de curto-circuito trifásico e fase-terra nas cinco barras do sistema, obtidas no ANAFAS<sup>4</sup> e utilizadas nas simulações, bem como as tensões nos seus equivalentes, em valores por unidade [pu], em relação à base de 500 [kV].

O sistema de 500 [kV] foi submetido a faltas internas e externas. Os cenários apresentados na tabela 4.8 descrevem as faltas internas, que consistem em novecentas e vinte e quatro simulações, sendo trezentas e noventa e seis faltas fase-terra (AN), trezentas e no-

<sup>3</sup>Z.OEST: SE Zona Oeste (Terminal L); ANGRA: SE Angra dos Reis (Terminal R); S.JOSE: SE São José; ADRIAN: SE Adrianópolis; GRAJAU: SE Grajaú.

<sup>4</sup>Esse sistema foi modelado com dados fornecidos por FURNAS Centrais Elétricas (Eletrobrás) no ano de 2008, portanto as potências de curto-circuito referem-se a esse ano.

venta e seis faltas dupla-fase-terra (BCN) sessenta e seis faltas dupla-fase (BC) e sessenta e seis faltas trifásicas (ABC).

**Tabela 4.7:** Potências de curto-circuito e tensões no sistema multi-terminal de 500 [kV]

BARRA	$\tilde{S}_{CC,3F}$ [MVA]	$\tilde{S}_{CC,1F}$ [MVA]	$\dot{v}$ [pu]
Z.OEST	1539∠90,00°	3∠89,32°	1,065∠-51,2°
ANGRA	7804∠88,57°	9361∠88,75°	1,134∠-19,0°
S.JOSE	3798∠87,34°	3594∠85,96°	1,040∠-39,0°
ADRIAN	8385∠87,07°	7286∠85,86°	1,099∠-7,40°
GRAJAU	3363∠86,61°	4199∠87,08°	1,052∠-14,4°

Selecionou-se onze locais de ocorrência da falta ao longo da linha, considerando o primeiro ponto logo após os transformadores de corrente da barra ANGRA e o último a 10,2 [km] da barra Z.OEST. Nas simulações, utilizou-se dois instantes de inserção da falta, 25 [ms] e 33,3 [ms]. Para os curtos-circuitos fase-terra e dupla-fase-terra, optou-se pelo emprego de dezoito resistências de falta distintas, com valores compreendidos entre 0 [Ω] e 1000 [Ω] e, para os curtos-circuitos dupla-fase e trifásicos, valores de 0 [Ω], 1 [Ω] e 5 [Ω].

**Tabela 4.8:** Descrição das simulações no sistema multi-terminal de 500 [kV]

Pontos de falta x em [km]	Instantes de ocorrência [ms]	Tipos de falta	Resistência de falta [Ω]
0; 6,1; 12,9; 21,5 a 81,5 <sup>†</sup> ; 87,4	25 e 33,3	AN BCN BC ABC	0 a 1000* 0, 1 e 5

<sup>†</sup>De 21,5 [km] a 81,5 [km], inclusive, em passos de 10 [km]

\*Dezoito valores de resistências no intervalo indicado

Nos cenários de faltas externas utilizou-se os mesmos parâmetros da tabela 4.8, exceto pela localização dos pontos de falta, que são apenas dois. Um deles localizado na barra ANGRA, porém antes dos transformadores de corrente, e outro localizado na linha de transmissão entre as barras ANGRA e S.JOSE, a uma distância de 6,1 [km] da barra ANGRA. Sendo assim, simulou-se cento e sessenta e oito cenários de faltas externas, sendo setenta e duas faltas fase-terra (AN), setenta e duas faltas dupla-fase-terra (BCN), doze faltas dupla-fase (BC) e doze faltas trifásicas (ABC).

A seção 4.1.2.1 descreve os resultados estatísticos do algoritmo proposto para o sis-

tema multi-terminal de 500 [kV], além de analisar seu comportamento face aos cenários de teste descritos e expostos na tabela 4.8. Em seguida, nas seções 4.1.2.2 e 4.1.2.3 apresenta-se dois cenários de simulação representativos, uma falta interna e outra externa, e se discute o comportamento do algoritmo e o seu desempenho.

#### 4.1.2.1. Resultados estatísticos no sistema multi-terminal de 500 [kV]

As respostas do algoritmo para cada cenário de simulação de faltas internas, descritos na tabela 4.8, e também para os cenários de faltas externas, permitem avaliar o seu desempenho tendo em conta a velocidade de detecção de faltas internas, segurança e confiabilidade.

A análise das respostas às simulações desse sistema consistiu no levantamento estatístico dos tempos de *trip* em todos os cenários, de modo similar ao que já havia sido feito para os sistemas equivalentes. Para tanto, optou-se por empregar a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e cinco janelas de dados,  $\frac{1}{8}$  de ciclo,  $\frac{1}{4}$  de ciclo,  $\frac{1}{2}$  ciclo,  $\frac{3}{4}$  de ciclo e 1 ciclo. Desta forma, a tabela 4.9 apresenta os tempos médios de *trip*, os desvios-padrões ( $\sigma_t$ ), e os tempos máximo e mínimo ( $\max \{t\}$  e  $\min \{t\}$ , respectivamente) para a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e para as cinco janelas de dados.

**Tabela 4.9:** Tempos de *trip* para o sistema multi-terminal de 500kV

Janela de dados [ciclos]	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	$\max \{t\}$ [ms]	$\min \{t\}$ [ms]
0,125	5,00	0,68	8,60	4,17
0,25	5,30	0,68	7,03	4,43
0,5	5,33	0,66	7,03	4,43
0,75	5,29	0,72	7,03	4,43
1	5,24	0,67	7,03	4,43

Conforme destacado na tabela 4.9, os valores dos tempos médios de *trip* encontram-se no intervalo  $5,00 \text{ [ms]} \leq \mu_t \leq 5,33 \text{ [ms]}$  e, quanto aos desvios-padrões, eles se encontram no intervalo  $0,68 \text{ [ms]} \leq \sigma_t \leq 0,72 \text{ [ms]}$ . Os valores máximos estão compreendidos no intervalo  $7,03 \text{ [ms]} \leq \max \{t\} \leq 8,60 \text{ [ms]}$  e os mínimos, no intervalo  $4,17 \text{ [ms]} \leq \min \{t\} \leq 4,43 \text{ [ms]}$ . Esses valores são próximos àqueles apresentados na tabela 4.5, o que confirma a velocidade do método proposto. Além disso, em todas as simulações efetuadas não houve registros de falha de operação em qualquer cenário dentre aqueles descritos na tabela 4.8. Por fim, as simulações dos eventos externos, tanto na barra ANGRA quanto na linha de transmissão que conecta a barra ANGRA à barra S.JOSE, não produziram falhas de segurança. O comportamento do método proposto face aos eventos internos e externos nesse sistema lhe conferem precisão, segurança e confiabilidade.

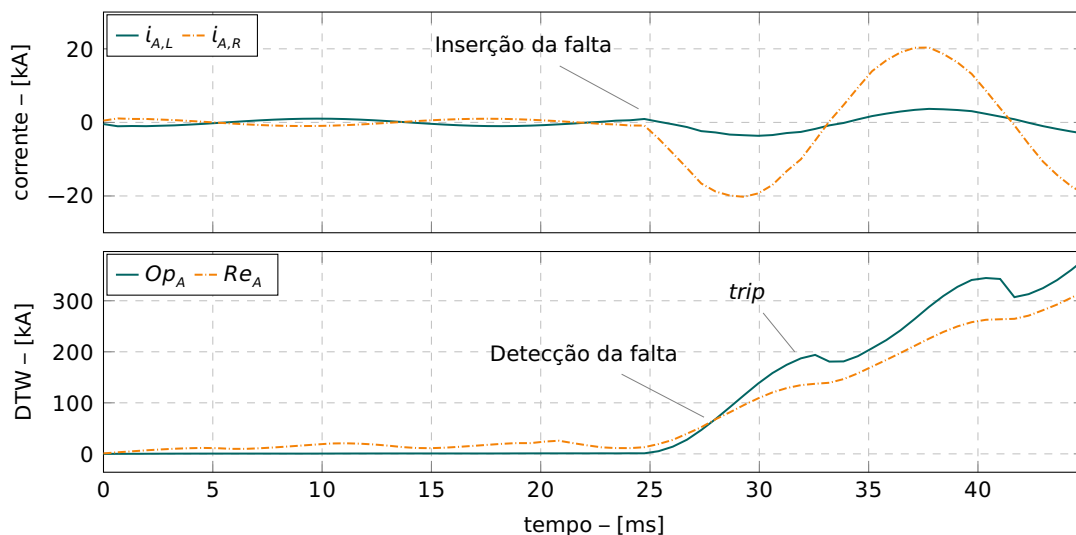
Para efeito de comparação, avaliou-se o comportamento do algoritmo publicado na

referência (DANTAS, 2019), que implementa duas funções de proteção diferencial no domínio do tempo, uma baseada em energia e outra em potência reativa, considerando-se os mesmos cenários de simulação do sistema de transmissão de 500 [kV]. O algoritmo dessa referência também não apresentou falhas de segurança e nem falhas de operação para o mesmo sistema, porém exibe tempos de *trip* cujo valor médio é de cerca de 10 [ms]. Sendo assim, pode-se afirmar que o algoritmo proposto nesta tese é mais veloz do que o algoritmo utilizado para comparação. Além disso, cabe ressaltar que não houve sucesso na aplicação do algoritmo de proteção proposto na referência (DANTAS, 2019) para linhas HVdc, em virtude do comportamento não linear dos controles dos conversores que impactam no cálculo do fluxo de energia e da potência reativa nos terminais ac do retificador e do inversor. Desta forma, o algoritmo proposto nesta tese mostra-se superior.

Nas seções 4.1.2.2 e 4.1.2.3 a seguir, são apresentados dois cenários de perturbação no sistema multi-terminal de 500 [kV], que ilustram o comportamento do algoritmo proposto nesta tese e permitem avaliar o seu desempenho. Nessas seções, optou-se por apresentar um curto-circuito interno e outro externo e utilizar frequência de amostragem de 3840 [Hz], com janela de dados de meio ciclo, como configuração padrão do algoritmo.

#### 4.1.2.2. Curto-circuito fase-terra interno no sistema multi-terminal de 500 [kV]

Esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito fase-terra (AN) interno no sistema de transmissão multi-terminal de 500 [kV], cujo instante de inserção da falta é 25 [ms], a resistência é 5 [ $\Omega$ ] e a distância é 91,5 [km] do terminal L (Z.OEST).



**Figura 4.13:** Curto-circuito fase-terra interno no sistema multi-terminal de 500 [kV]

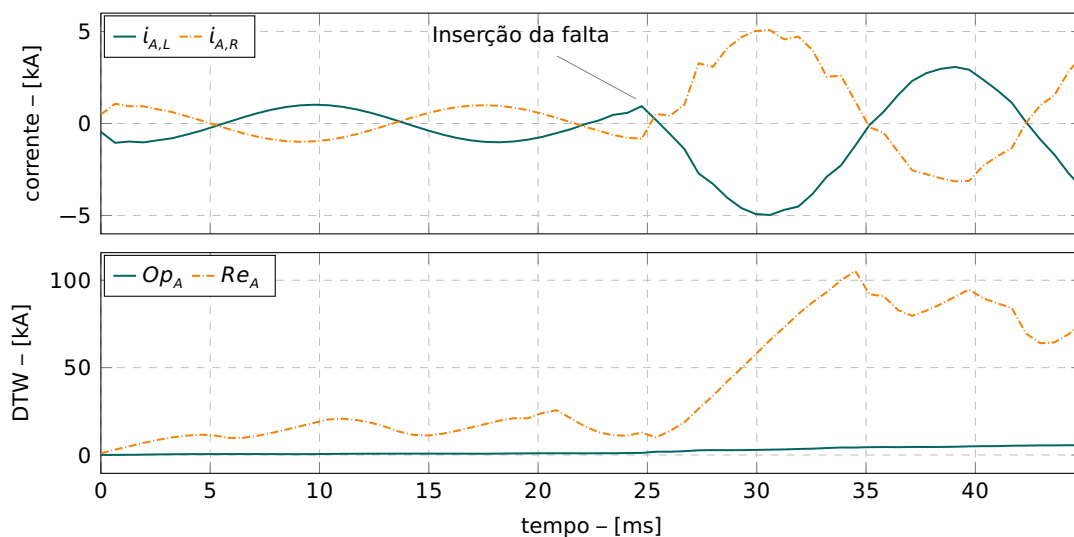
A figura 4.13 ilustra os sinais de corrente registrados na fase A dos terminais L e R ( $i_{A,L}$  e  $i_{A,R}$ , respectivamente) e as grandezas de operação e de restrição dessa fase R

( $Op_A$  e  $Re_A$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 3 [ms] após o instante de inserção. A proteção da fase A enviou o comando de abertura ao respectivo disjuntor no instante de 4,95 [ms]. Este pequeno atraso no comando de abertura, que ocorre após a grandeza de operação ultrapassar a grandeza de restrição, deve-se aos critérios de confirmação de *trip* que garantem segurança e confiabilidade para o algoritmo proposto.

#### 4.1.2.3. Curto-circuito fase-terra externo no sistema multi-terminal de 500 [kV]

Na seção anterior foi apresentado um cenário de perturbação interna e o resultado do algoritmo para esse cenário. Já esta seção complementa a seção anterior ilustrando o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito fase-terra (AN) externo no sistema de transmissão multi-terminal de 500 [kV], cujo instante de inserção da falta é 25 [ms], a resistência é nula e ele ocorre na barra ANGRA, que é o terminal *R* do sistema de transmissão.

A figura 4.14 apresenta os sinais de corrente registrados na fase A dos terminais *L* e *R* ( $i_{A,L}$  e  $i_{A,R}$ , respectivamente) e as grandezas de operação e de restrição dessa fase *R* ( $Op_A$  e  $Re_A$ , respectivamente), para o cenário em questão. Nesse caso, também se utilizou uma frequência de amostragem de 3840 [Hz], com janela de dados de meio ciclo.



**Figura 4.14:** Curto-circuito fase-terra externo no sistema multi-terminal de 500 [kV]

Tendo em vista que a perturbação é externa à linha de transmissão protegida, espera-se que o algoritmo seja seguro e não a detecte. Assim, como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação não ultrapassa a grandeza de restrição em nenhum momento, como era de se esperar. Vale ressaltar que após a inserção da falta, a grandeza de restrição se torna ainda maior. Esse comportamento indica aumento da segurança do



algoritmo proposto durante faltas externas.

### 4.1.3. Sistema multi-terminal de 440 [kV]

A avaliação do algoritmo proposto, elaborada por meio das respostas obtidas com as simulações dos sistemas equivalentes em ac e do sistema multi-terminal de 500 [kV] revelam que esse algoritmo é seguro, confiável e possui tempos de *trip* reduzidos, quando comparado a outras alternativas, em sistemas de diferentes níveis de tensão e de complexidade.

Levando em consideração a resposta positiva do algoritmo para simulações de um sistema multi-terminal de 500 [kV], optou-se por implementar outro sistema, também no ATP. Esse sistema é tão complexo quanto o sistema de 500 [kV] porém possui uma topologia distinta e representa uma parte do SIN que está localizada no interior do Estado de São Paulo.

A figura 4.15 ilustra esse sistema multi-terminal de 440 [kV], que é composto por nove barras e trechos de linha de circuito simples. A SE de Bom Jardim é a barra  $L$  e a SE de Água Azul é a barra  $R$ . As linhas de transmissão que conectam as nove barras do sistema foram modeladas por meio da rotina *line constants* do ATP, também utilizando o modelo descrito na referência (MARTI, 1982). As linhas de transmissão desse sistema foram transpostas e, por fim, a linha de transmissão que conecta ambas as subestações tem 86,7 [km].

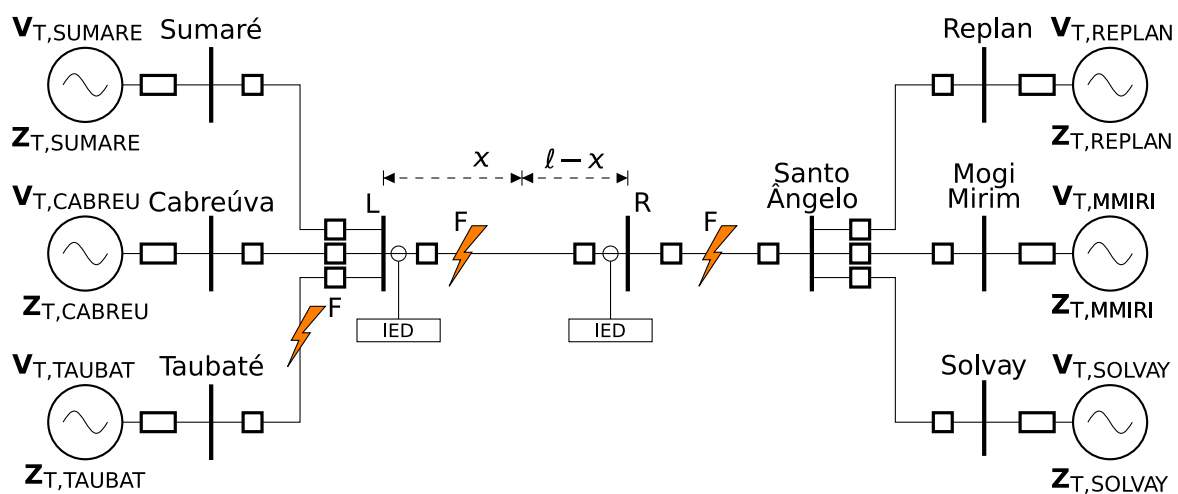
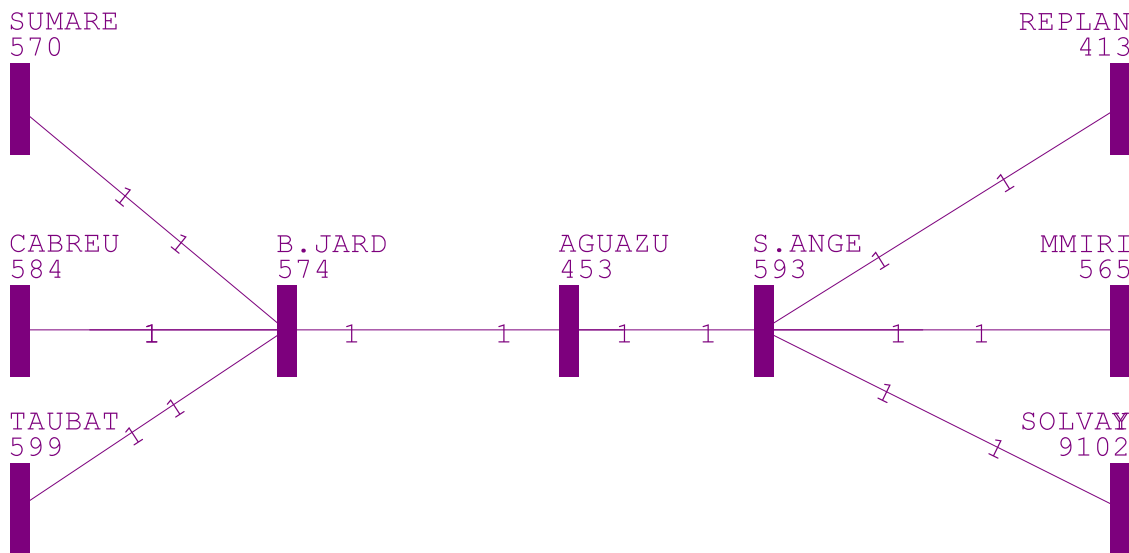


Figura 4.15: Sistema equivalente de 440 [kV]

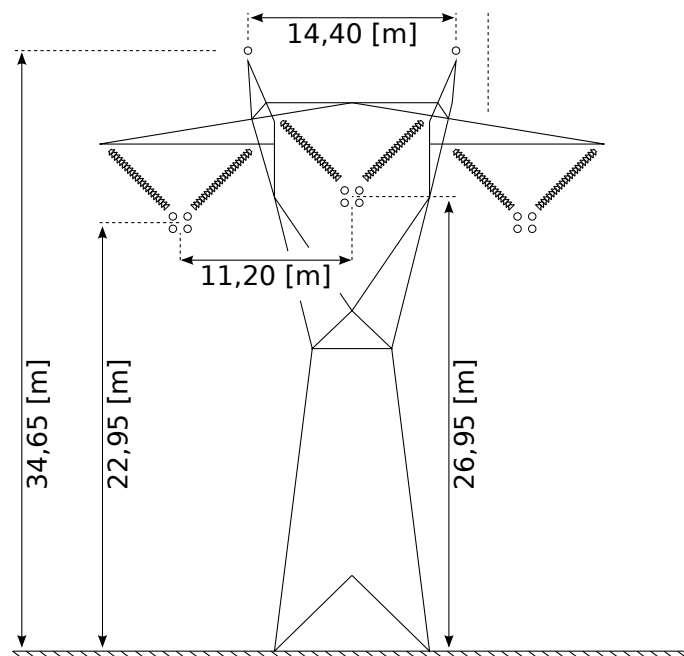
O sistema de transmissão do programa ANAFAS, com as linhas de transmissão que conectam as nove subestações, está ilustrado na figura 4.16. Para identificação das barras desse sistema, utilizou-se também as mesmas siglas do programa<sup>5</sup>.

<sup>5</sup>SUMARE: SE Sumaré; CABREU: SE Cabreúva; TAUBAT: SE Taubaté; B.JARD: SE Bom Jardim (Terminal  $L$ ); AGUAZU: SE Água Azul (Terminal  $R$ ); S.ANGE: SE Santo Ângelo; REPLAN: SE da Refinaria de Paulínia da Petrobras; MMIRI: SE Mogi Mirim; e SOLVAY: SE da empresa química Solvay.

Conforme apresentado na referência (TEIXEIRA, 2001), as fases dessa linha são compostas por feixes de quatro condutores com diâmetro de 457 [mm]. Cada condutor do feixe é de alumínio com alma de aço do tipo *Grosbeak*, com bitola de 636 [MCM]. Os cabos-guarda são de aço e têm diâmetro de 3/8 polegadas. A flecha dos condutores de fase é de 9,92 [m] e a dos cabos-guarda é de 9,57 [m]. A figura 4.17 apresenta a geometria da torre utilizada na rotina *line constants* do ATP para modelagem dessa linha de transmissão.



**Figura 4.16:** Sistema multi-terminal de 440 [kV] no ANAFAS



**Figura 4.17:** Geometria da torre do sistema equivalente de 440 [kV]

As potências de curto-circuito trifásico e fase-terra nas cinco barras do sistema, obtidas

no ANAFAS e utilizadas nas simulações, e as tensões dos equivalentes de Thévenin em cada barra do sistema para seis condições de carga distintas, em valores por unidade [pu] com relação à base de 440 [kV], encontram-se descritas nas tabelas 4.10 e 4.11, respectivamente.

**Tabela 4.10:** Potências de curto-circuito no sistema multi-terminal de 440 [kV]

BARRA	$\bar{S}_{CC,3F}$ [GVA]	$\bar{S}_{CC,1F}$ [GVA]
SUMARE	5,96∠84,8°	5,81∠83,0°
CABREU	7,27∠86,1°	8,54∠85,7°
TAUBAT	7,89∠87,0°	7,88∠85,5°
REPLAN	2,19∠84,9°	2,37∠85,0°
MMIRI	2,81∠83,5°	2,66∠83,6°
SOLVAY	3,06∠86,7°	3,20∠84,6°

**Tabela 4.11:** Tensão dos equivalentes em cada condição de carga no sistema multi-terminal de 440 [kV]

Barra	Inverno		
	Pesado	Médio	Leve
SUMARE	1,016∠-37°	1,021∠-32°	1,004∠-22°
CABREU	1,027∠-40°	1,030∠-35°	1,004∠-23°
TAUBAT	1,029∠-41°	1,027∠-34°	1,042∠-24°
REPLAN	1,035∠-36°	1,027∠-31°	1,027∠-21°
MMIRI	1,019∠-37°	1,023∠-32°	1,041∠-21°
SOLVAY	1,033∠-40°	1,032∠-35°	1,009∠-22°
Barra	Verão		
	Pesado	Médio	Leve
SUMARE	1,023∠-29°	1,033∠-32°	1,009∠-19°
CABREU	1,025∠-33°	1,023∠-36°	1,006∠-21°
TAUBAT	1,020∠-28°	1,029∠-30°	1,033∠-16°
REPLAN	1,020∠-29°	1,011∠-31°	1,040∠-19°
MMIRI	1,024∠-28°	1,006∠-31°	1,035∠-19°
SOLVAY	1,020∠-34°	1,016∠-37°	1,023∠-21°

O sistema multi-terminal de 440 [kV] foi submetido a faltas internas e externas. Os cenários apresentados na tabela 4.12 descrevem as faltas internas, que consistem em novecentos e sessenta simulações, sendo trezentas faltas fase-terra (AN), trezentas faltas dupla-fase-terra (BCN), cento e oitenta faltas dupla-fase (BC) e cento e oitenta faltas trifásicas (ABC)<sup>6</sup>. Selecionou-se cinco locais de ocorrência da falta ao longo da linha, igual-

<sup>6</sup>Cada conjunto de cenários descrito na tabela 4.12, tanto para as faltas internas quanto externas, foi simu-

mente espaçados de  $\frac{l}{6}$ , considerando-se o primeiro ponto a uma distância de  $\frac{l}{6}$  da barra  $L$ . Nas simulações, utilizou-se dois instantes de inserção da falta, 20 [ms] e 30 [ms]. Para os curtos-circuitos fase-terra e dupla-fase-terra, optou-se pelo emprego de cinco resistências de falta distintas, com valores compreendidos entre 0 [ $\Omega$ ] e 1000 [ $\Omega$ ] e, para os curtos-circuitos dupla-fase e trifásicos, valores de 0 [ $\Omega$ ], 1 [ $\Omega$ ] e 10 [ $\Omega$ ].

Nos cenários de faltas externas utilizou-se os mesmos parâmetros da tabela 4.12, exceto pela localização dos pontos de falta, que são apenas dois, um deles entre as barras B.JARD e TAUBAT, a 12,73 [km] de B.JARD e o outro entre as barras AGUAZU e S.ANGE, a 8,05 [km] de AGUAZU. Sendo assim, simulou-se duzentos e quarenta cenários de faltas externas, sendo setenta e duas faltas fase-terra (AN), setenta e duas faltas dupla-fase-terra (BCN), quarenta e oito faltas dupla-fase (BC) e quarenta e oito faltas trifásicas (ABC).

**Tabela 4.12:** Descrição das simulações no sistema multi-terminal de 440 [kV]

Pontos de falta x em % de $l$	Instantes de ocorrência [ms]	Tipos de falta	Resistência de falta [ $\Omega$ ]
16,7%; 33,3%; 50%; 66,7% ; e 83,3%	20	AN	0; 1; 10;
		BCN	100; e 1000
	30	BC	0; 1;
		ABC	e 10

Na seção 4.1.3.1 descreve-se os resultados estatísticos do algoritmo para o segundo sistema multi-terminal, cuja tensão nominal é 440 [kV], além de se analisar seu comportamento face aos cenários de teste descritos e expostos na tabela 4.12. Em seguida, nas seções 4.1.3.2 e 4.1.3.3 apresenta-se dois cenários de simulação representativos, uma falta interna e outra externa, e se discute o comportamento do algoritmo e o seu desempenho.

#### 4.1.3.1. Resultados estatísticos no sistema multi-terminal de 440 [kV]

As respostas do algoritmo para cada cenário de simulação de faltas internas, descritos na tabela 4.12, e também para os cenários de faltas externas, permitem avaliar o seu desempenho tendo em conta a velocidade de detecção de faltas internas, segurança e confiabilidade.

A análise das respostas às simulações desse sistema consistiu no levantamento estatístico dos tempos de *trip* em todos os cenários, de modo similar ao que já havia sido feito para os sistemas equivalentes e para o sistema multi-terminal de 500 [kV]. Para tanto, optou-se por empregar a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e cinco janelas

lado com os seis carregamentos distintos apresentados na tabela 4.11

de dados,  $\frac{1}{8}$  de ciclo,  $\frac{1}{4}$  de ciclo,  $\frac{1}{2}$  ciclo,  $\frac{3}{4}$  de ciclo e 1 ciclo. Desta forma, a tabela 4.13 apresenta os tempos médios de *trip*, os desvios-padrões ( $\sigma_t$ ), e os tempos máximo e mínimo ( $\max\{t\}$  e  $\min\{t\}$ , respectivamente) para a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e para as cinco janelas de dados.

**Tabela 4.13:** Tempos de *trip* para o sistema multi-terminal de 440kV

Janela de dados [ciclos]	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	$\max\{t\}$ [ms]	$\min\{t\}$ [ms]
0,125	5,06	2,42	17,92	2,03
0,25	4,91	1,73	17,14	3,96
0,5	5,12	1,95	17,14	3,96
0,75	4,94	1,43	17,14	4,12
1	5,06	1,86	17,14	3,96

Conforme destacado na tabela 4.13, os valores dos tempos médios de *trip* encontram-se no intervalo  $4,91 \text{ [ms]} \leq \mu_t \leq 5,12 \text{ [ms]}$  e, quanto aos desvios-padrões, eles se encontram no intervalo  $1,43 \text{ [ms]} \leq \sigma_t \leq 2,42 \text{ [ms]}$ . Os valores máximos estão compreendidos no intervalo  $17,14 \text{ [ms]} \leq \max\{t\} \leq 17,92 \text{ [ms]}$  e os mínimos, no intervalo  $2,03 \text{ [ms]} \leq \min\{t\} \leq 4,12 \text{ [ms]}$ . Esses valores são próximos àqueles apresentados para os sistemas equivalentes em ac e para o sistema multi-terminal de 500 [kV], o que confirma a velocidade do método proposto. Além disso, em todas as simulações efetuadas não houve registros de falha de operação em qualquer cenário dentre aqueles descritos na tabela 4.12. Por fim, as simulações dos eventos externos, tanto no trecho de linha entre as barras AGUAZU e S.ANGE quanto no trecho entre B.JARD e TAUBAT, não produziram falhas de segurança.

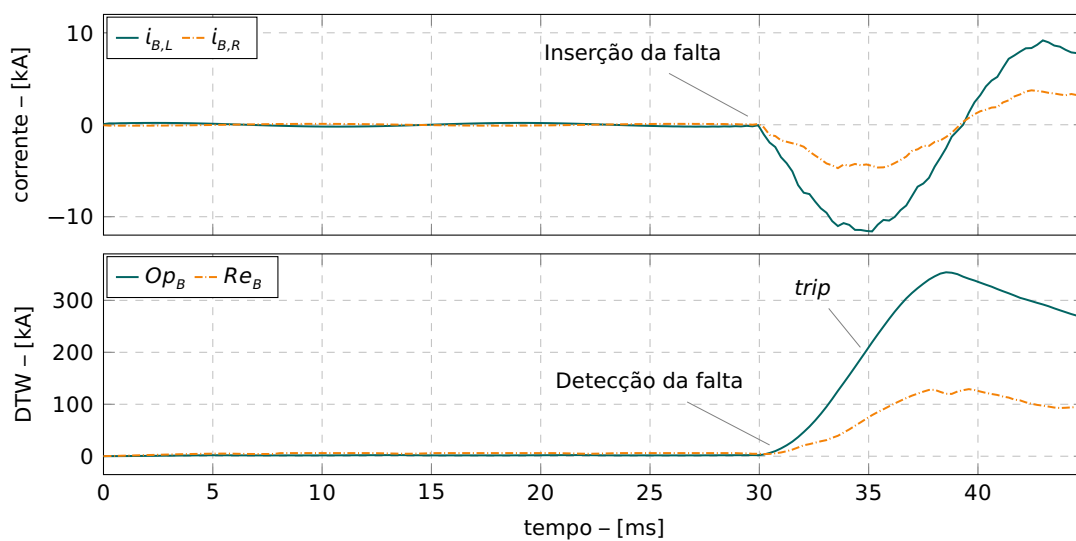
Para efeito de comparação, examinou-se o comportamento do algoritmo publicado na referência (TIFERES, 2022), que implementa uma função de proteção híbrida (direcional e diferencial) baseada na técnica de *biweight midcorrelation*. Essa técnica consiste em uma medida de similaridade entre amostras que utiliza a mediana e apresenta excelentes resultados para sistemas em ac, considerando-se precisão, velocidade, segurança e confiabilidade. O algoritmo dessa referência apresenta tempos de *trip* médios e máximos de 1,088 [ms] e 8,385 [ms], respectivamente, para os mesmos cenários de simulação do sistema multi-terminal de 440 [kV]. Sendo assim, pode-se dizer que esse algoritmo é mais veloz do que o algoritmo proposto. No entanto, essa técnica não é adequada para a proteção de linhas HVdc, assim como todas as demais baseadas em medidas de similaridade, visto que normalmente implementam funções híbridas, que dependem da comparação de fase para identificar faltas.

Nas seções 4.1.3.2 e 4.1.3.3 a seguir, são apresentados dois cenários de perturbação

no sistema multi-terminal de 440 [kV], que ilustram o comportamento do algoritmo proposto para esse sistema e permitem avaliar o seu desempenho. Nessas seções, optou-se por apresentar um curto-circuito interno e outro externo e utilizar frequência de amostragem de 3840 [Hz], com janela de dados de meio ciclo, como configuração padrão do algoritmo proposto.

#### 4.1.3.2. Curto-circuito dupla-fase interno no sistema multi-terminal de 440 [kV]

Esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito dupla-fase (BC) interno no sistema de transmissão multi-terminal de 440 [kV], cujo instante de inserção da falta é 30 [ms], a resistência é 1 [ $\Omega$ ] e a distância é 28,9 [km] do terminal L (B.JARD).



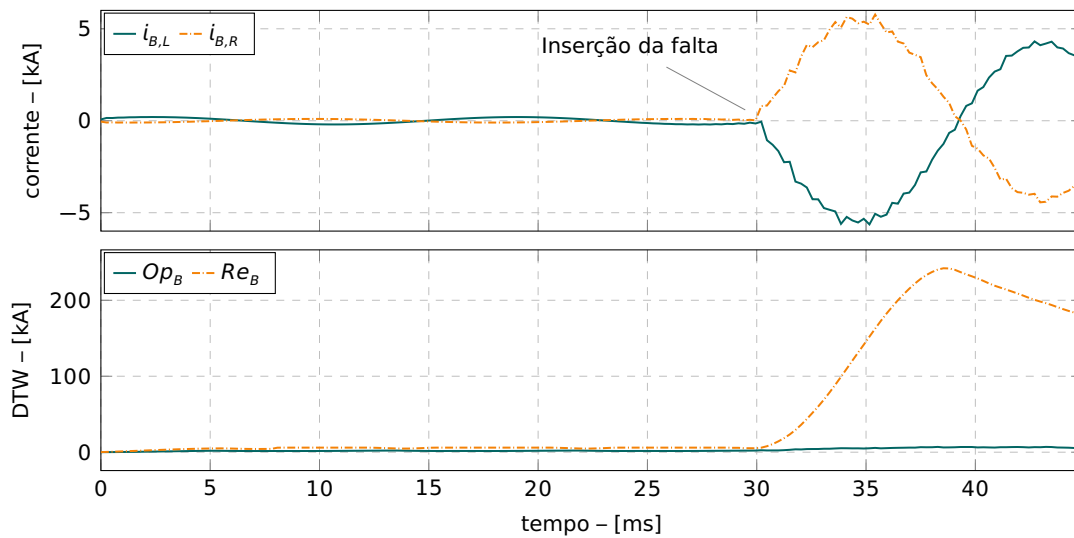
**Figura 4.18:** Curto-circuito dupla-fase interno no sistema multi-terminal de 440 [kV]

A figura 4.18 ilustra o sinal de corrente da fase B e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após o instante de inserção. As proteções das fases B e C enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 4,38 [ms] e 4,64 [ms], respectivamente e, conforme já mencionado anteriormente, o atraso no comando de abertura, que ocorre após a grandeza de operação ultrapassar a grandeza de restrição, deve-se aos critérios de confirmação de *trip* para garantir segurança e confiabilidade ao algoritmo proposto.

#### 4.1.3.3. Curto-circuito dupla-fase externo no sistema multi-terminal de 440 [kV]

Na seção anterior foi apresentado um cenário de perturbação interna e o resultado do algoritmo para esse cenário. Sendo assim, esta seção complementa a seção anterior, descrevendo o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito dupla-fase (BC)

externo no sistema de transmissão multi-terminal de 440 [kV], cujo instante de inserção da falta é 30 [ms], a resistência é 1 [ $\Omega$ ] e ele ocorre no trecho de linha entre as barras de AGUAZU e S.ANGE.



**Figura 4.19:** Curto-circuito dupla-fase externo no sistema multi-terminal de 440 [kV]

A figura 4.19 ilustra o sinal de corrente da fase B e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação não excede a grandeza de restrição em nenhum momento. Vale ressaltar que após a inserção da falta, a grandeza de restrição se torna ainda maior. Esse comportamento indica a segurança do algoritmo proposto para faltas externas.

## 4.2. Sistemas de transmissão em corrente contínua

A análise de desempenho do algoritmo proposto, elaborada por meio das respostas obtidas com as simulações dos sistemas equivalentes em ac e dos sistemas multi-terminais de 500 [kV] e 440 [kV] revelam que esse algoritmo é seguro, confiável e possui tempos de *trip* reduzidos, quando comparado a outras alternativas, em sistemas de diferentes níveis de tensão e de complexidade, considerando diferentes tipos de falta, com resistências de falta bastante elevadas e instantes de inserção quaisquer.

Como consequência da resposta positiva do algoritmo para simulações de sistemas em corrente alternada, decidiu-se por avaliar o seu desempenho para simulações de sistemas em corrente contínua. Assim, foram escolhidos dois sistemas de corrente contínua distintos, nas topologias que utilizam conversores comutados pela rede e conversores fonte de tensão. Os sistemas selecionados são amplamente utilizados em trabalhos acadêmicos para a avaliação de algoritmos de proteção e controle e, nas seções a seguir, apresenta-se detalhes desses dois sistemas. Ademais, descreve-se os cenários de testes

para validação do algoritmo proposto e as análises dos resultados obtidos considerando tempos de *trip*, segurança e confiabilidade.

### 4.2.1. Sistema LCC-HVdc

O sistema LCC-HVdc, selecionado para a elaboração de cenários de testes com o objetivo de se avaliar o algoritmo de proteção, consiste no *benchmark* do *Conseil International des Grands Reseaux Electriques* (CIGRE). Esse sistema, cujas tensões e correntes nominais dc são  $\pm 500$  [kV] e  $\pm 2000$  [A], respectivamente, foi inicialmente proposto em (SZECHTMAN T. WESS, 1991) e implementado no ATP a partir do detalhamento apresentado na referência (SARCINELLI; SILVA, 2006).

O sistema LCC-HVdc possui dois polos, positivo (P) e negativo (N), o terminal L compreende os dois polos conectados ao sistema ac retificador e o terminal R compreende os dois polos conectados ao sistema ac inversor. As linhas de transmissão que conectam os dois polos e os dois terminais têm comprimento de 1000 [km] e o modelo utilizado para representá-las é o modelo T-nominal, composto por duas resistências de 2,5 [ $\Omega$ ], reatâncias nulas e capacitância de 26 [ $\mu\text{F}$ ].

A figura 4.20 mostra de forma simplificada o sistema LCC-HVdc considerado. Os detalhes do arquivo de projeto (*project file*) do *The graphical preprocessor to ATP Electromagnetic Transients Program* (ATPDraw), que inclui os conversores eletrônicos, capacitores *shunt*, filtros de harmônicos, acompanhados das chaves e resistores de falta inseridos para criar os cenários de simulação, estão ilustrados no anexo A. Destaca-se que a implementação original deste sistema pode ser obtida em (SARCINELLI, 2015).

O sistema ac do retificador possui tensão nominal de 345 [kV] e potências de curto-circuito trifásico e fase-terra de valores iguais a  $4995\angle 84,25^\circ$ . A tensão do Thévenin equivalente do retificador é  $1,1005\angle 25,00^\circ$ , em [pu], na base de 345 [kV]. Já o sistema ac do inversor possui tensão nominal de 230 [kV] e potências de curto-circuito trifásico e fase-terra de valores iguais a  $4993\angle 74,96^\circ$ . A tensão do Thévenin equivalente do inversor é  $0,9350\angle -23,00^\circ$ , em [pu], na base de 230 [kV].

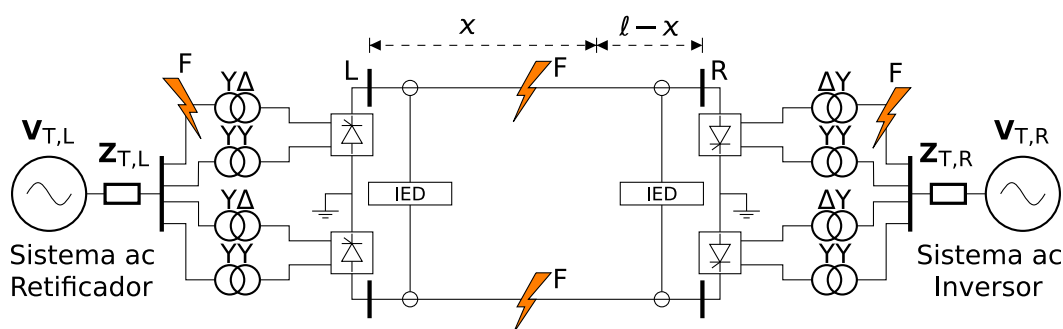


Figura 4.20: Sistema HVdc do CIGRE



O sistema LCC-HVdc foi submetido a faltas internas e externas. Os cenários apresentados na tabela 4.14 descrevem as faltas internas, que consistem em cento e sessenta e oito simulações, sendo cento e quarenta e quatro faltas entre o polo positivo e a terra (PG), dezesseis faltas entre o polo negativo e a terra (NG) e oito faltas entre polos (PN). Para os curtos-circuitos PG selecionou-se nove locais de ocorrência da falta ao longo da linha de transmissão, igualmente espaçados de  $\frac{\ell}{10}$  e considerando-se o primeiro ponto a uma distância de  $\frac{\ell}{10}$  da barra  $L$ , e oito resistências de falta distintas, com valores compreendidos entre 0 [ $\Omega$ ] e 1000 [ $\Omega$ ]. Para os curtos-circuitos NG optou-se por apenas um local de ocorrência da falta, na metade da distância entre os terminais, porém com as mesmas resistências de falta dos curtos-circuitos PG. Para os curtos-circuitos PN optou-se também por apenas um local de ocorrência da falta, na metade da distância entre os terminais, e quatro resistências de falta distintas, com valores compreendidos entre 0 [ $\Omega$ ] e 10 [ $\Omega$ ]. Nas simulações, utilizou-se dois instantes de inserção da falta, 100 [ms] e 150 [ms].

Para as faltas externas optou-se por aplicar trinta e dois curtos-circuitos trifásicos (ABC) nas barras dos equivalentes do sistema inversor e retificador, com oito resistências de falta distintas, com valores compreendidos entre 0 [ $\Omega$ ] e 1000 [ $\Omega$ ] e dois instantes de inserção da falta, 100 [ms] e 150 [ms].

Na seção 4.2.1.1 descreve-se os resultados estatísticos do algoritmo para o sistema de transmissão LCC-HVdc além de se analisar seu comportamento face aos cenários de teste descritos e expostos na tabela 4.14. Em seguida, na seção 4.2.1.2 apresenta-se quatro cenários de simulação representativos, sendo duas faltas internas (PG e NG) e duas externas, e se descreve o comportamento do algoritmo e o seu desempenho.

**Tabela 4.14:** Descrição das simulações no sistema LCC-HVdc

Instantes de ocorrência [ms]	Pontos de falta $x$ em % de $\ell$	Tipos de falta	Resistência de falta [ $\Omega$ ]
100 e 150	10% a 90% <sup>†</sup>	PG	0; 1; 5;
	50%	NG	10; 50; 100
150	Inversor ou Retificador	ABC	500; e 1000
	50%	PN	0; 1; 5; e 10

<sup>†</sup>Em passos de 10%

#### 4.2.1.1. Resultados estatísticos no sistema LCC-HVdc

As respostas do algoritmo para os cenários de simulação de faltas internas, descritos na tabela 4.14, e também para os cenários de faltas externas, no sistema LCC-HVdc permitem avaliar o seu desempenho tendo em conta a velocidade de detecção de faltas

internas, segurança e confiabilidade.

A análise das respostas às simulações desse sistema consistiu no levantamento estatístico dos tempos de *trip* em todos os cenários, de modo similar ao que foi feito para os sistemas ac. Para tanto, optou-se por empregar a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e seis janelas de dados:  $N = 4, 8, 16, 32, 48$  e 64 amostras. Desta forma, a tabela 4.15 apresenta os tempos médios de *trip*, os desvios-padrões ( $\sigma_t$ ), e os tempos máximo e mínimo ( $\max\{t\}$  e  $\min\{t\}$ , respectivamente) para a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e para as seis janelas de dados.

**Tabela 4.15:** Tempos de *trip* para o sistema LCC-HVdc

Janela de dados [amostras]	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	$\max\{t\}$ [ms]	$\min\{t\}$ [ms]
4	10,14	5,10	28,13	4,17
8	10,66	4,97	28,13	4,17
16	11,45	4,77	28,13	4,17
32	12,89	4,74	28,13	4,17
48	17,17	5,73	32,55	4,17
64	20,15	6,99	39,32	4,17

Conforme destacado na tabela 4.15, os valores dos tempos médios de *trip* encontram-se no intervalo  $10,14 \text{ [ms]} \leq \mu_t \leq 20,15 \text{ [ms]}$  e, quanto aos desvios-padrões, eles se encontram no intervalo  $4,74 \text{ [ms]} \leq \sigma_t \leq 6,99 \text{ [ms]}$ . Os valores máximos estão compreendidos no intervalo  $28,13 \text{ [ms]} \leq \max\{t\} \leq 39,32 \text{ [ms]}$  e o mínimo é de 4,17 [ms]. Esses valores são moderadamente mais elevados do que aqueles obtidos com os sistemas em corrente alternada, no entanto, ainda se pode afirmar que o método proposto é veloz, especialmente quando comparado com a proteção diferencial convencional de sistemas HVdc, visto que essa apresenta falhas de segurança durante faltas externas, e isso pode exigir que o atraso para confirmação do *trip* seja aumentado, tornando a detecção de faltas internas mais lenta (CIGRE: JWG B4/B5.59, 2018). Além disso, em todas as simulações efetuadas não houve registros de falha de operação em qualquer cenário dentre aqueles descritos na tabela 4.14. Por fim, as simulações dos eventos externos, tanto no retificador quanto no inversor, não produziram falhas de segurança.

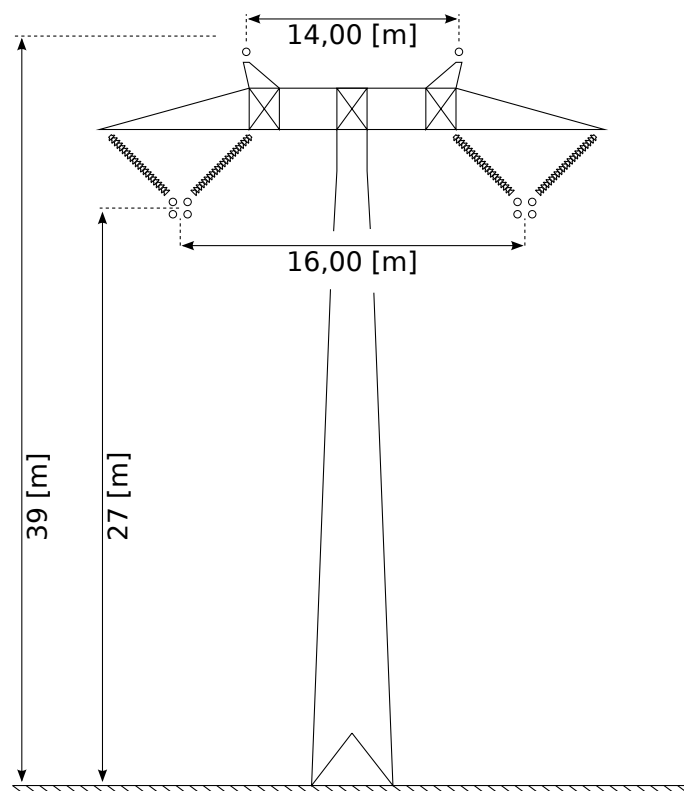
Para efeito de comparação, avaliou-se o comportamento do algoritmo publicado na referência (TIFERES; DANTAS; MANASSERO, 2022), que implementa a mesma função de proteção diferencial baseada na inferência bayesiana descrita na referência (TIFERES; MANASSERO, 2022a), porém para os cenários do sistema LCC-HVdc descritos nesta seção. Os tempos de *trip* apresentados possuem valores médio e máximo de 3,5 [ms] e 6,0 [ms], respectivamente, para uma configuração de frequência de amostragem de 1 [kHz] e janela de dados de 8 amostras, que resulta em um intervalo temporal de dados de 8 [ms],

muito similar ao intervalo de dados do algoritmo proposto, de aproximadamente 8,33 [ms]. Os resultados exibidos evidenciam que os tempos de *trip* possuem velocidade equivalente e esse algoritmo também não apresenta falhas de segurança e nem de operação. Todavia, ele demanda ajustes ótimos de parâmetros que não possuem relação explícita com as faltas que se pretende identificar e essa característica torna a sua aplicação mais complexa do que algoritmos convencionais e ainda mais complexa quando comparada com a solução proposta nesta tese, que não demanda quaisquer ajustes.

#### 4.2.1.2. Modelagem das linhas de transmissão do sistema LCC-HVdc

Conforme exposto, para a avaliação estatística no sistema LCC-HVdc optou-se por empregar o *benchmark* do CIGRE que utiliza a representação das linhas de transmissão, que conectam os dois polos e os dois terminais, por meio do modelo T-nominal.

No entanto, essa representação é mais simplista do que a representação pelo modelo de parâmetros distribuídos. Portanto, para apresentar a resposta dinâmica do algoritmo face aos cenários de curtos-circuitos internos nos polos positivo e negativo, e também para os cenários de curtos-circuitos externos no retificador e no inversor, optou-se por substituir o modelo original por um modelo de parâmetros distribuídos, baseado nos dados da referência (FONT et al., 2017).



**Figura 4.21:** Geometria da torre do sistema LCC-HVdc

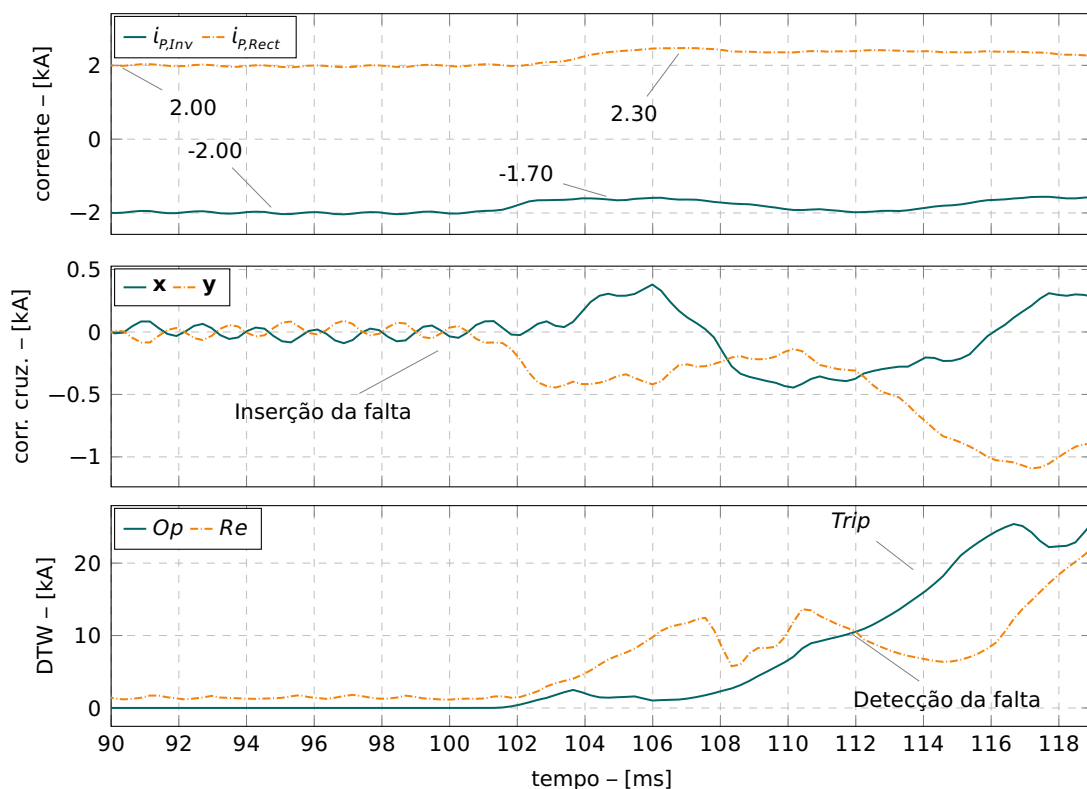
Os polos dessa linha de transmissão são compostos por feixes de quatro condutores

com diâmetro de 45 [mm]. Cada condutor do feixe é de alumínio com alma de aço do tipo *Rail*, com bitola de 954 [MCM]. Os cabos-guarda são de aço e têm diâmetro de 3/8 polegadas. A flecha dos condutores dos polos e dos cabos-guarda é de 15 [m]. A figura 4.21 ilustra a geometria da torre utilizada na rotina *line constants* do ATP para modelagem dessa linha de transmissão.

Nas seções a seguir são apresentados quatro cenários, sendo dois curtos-circuitos internos, um no polo positivo e outro no negativo, e dois curtos-circuitos externos, um no retificador e outro no inversor. Nesses cenários, utilizou-se uma frequência de amostragem de 3840 [Hz], com janela de dados de 32 amostras.

#### 4.2.1.2.1 Curto-circuito polo positivo-terra no sistema LCC-HVdc

Esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito polo positivo-terra (PG) interno no sistema de transmissão LCC-HVdc, cujo instante de inserção da falta é 100 [ms], a resistência é 500 [ $\Omega$ ] e ele ocorre a 700 [km] da barra do retificador. Dado o valor da resistência de falta, pode-se considerar esse cenário como um cenário de falta de alta impedância.



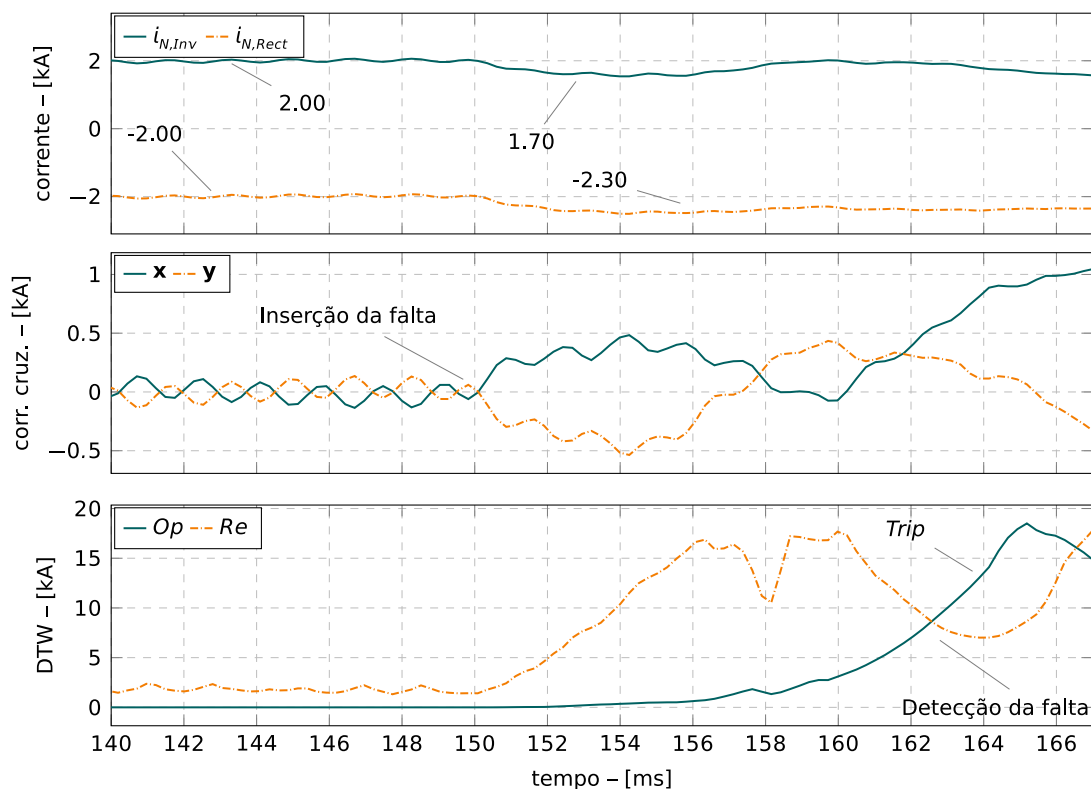
**Figura 4.22:** Curto-circuito polo positivo-terra no sistema LCC-HVdc

A figura 4.22 ilustra os sinais de corrente do polo positivo, no inversor e no retificador ( $i_{p,Inv}$  e  $i_{p,Rect}$ , respectivamente), as correntes cruzadas  $x$  e  $y$  e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas ( $Op$  e  $Re$ , respectivamente), para o cenário em questão.

Como se pode observar, a grandeza de operação ultrapassa a grandeza de restrição cerca de 10 [ms] após a inserção da falta. A proteção do polo P e a proteção das correntes cruzadas enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores no instante 10,94 [ms]. Ressalta-se que na simulação do mesmo cenário, porém com a linha modelada de forma mais simplificada, a proteção do polo P e a proteção das correntes cruzadas enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores no instante 11,98 [ms], que pode ser considerado um tempo de detecção bastante similar.

#### 4.2.1.2.2 Curto-circuito polo negativo-terra no sistema LCC-HVdc

Na seção anterior foi apresentado um cenário de falta interna de alta impedância que envolve o polo positivo e a terra, e o resultado do algoritmo para esse cenário. Já, esta seção complementa a seção anterior descrevendo o desempenho do algoritmo proposto para outra falta interna de alta impedância, porém desta vez envolvendo o polo negativo e a terra (NG), cujo instante de inserção da falta é 150 [ms], a resistência é 500 [ $\Omega$ ] e que ocorre a 500 [km] da barra do retificador.



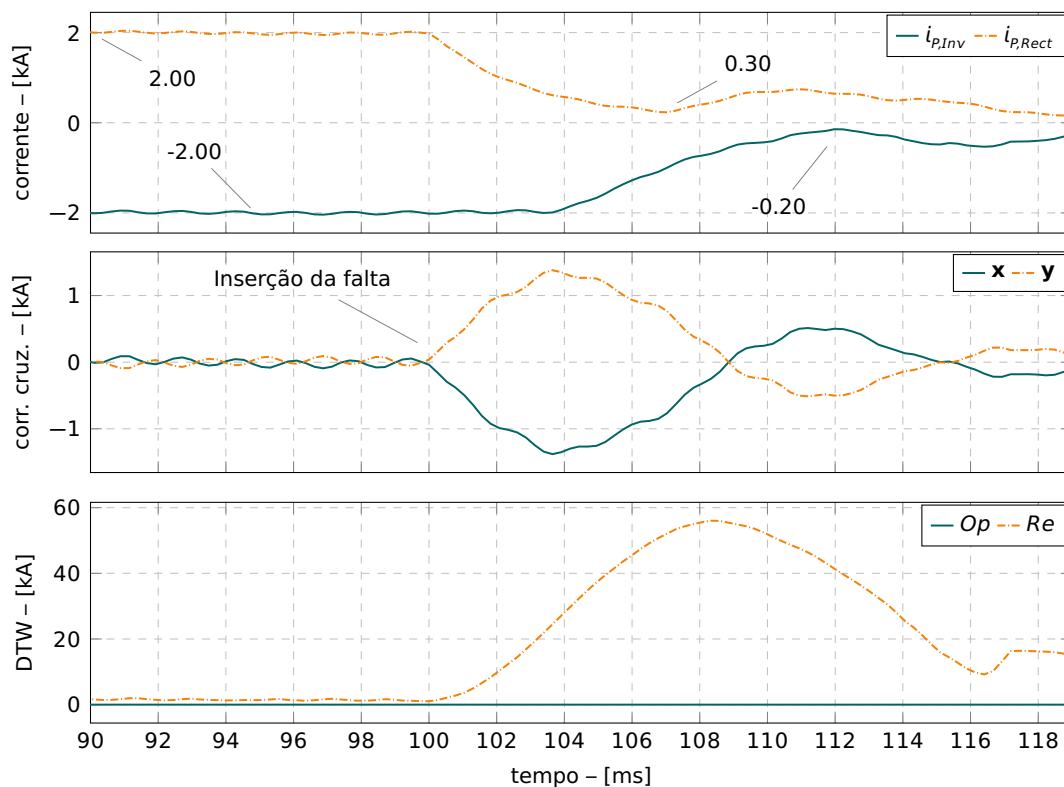
**Figura 4.23:** Curto-circuito polo negativo-terra no sistema LCC-HVdc

A figura 4.23 ilustra os sinais de corrente do polo negativo, no retificador e no inversor ( $i_{N,Inv}$  e  $i_{N,Rect}$ , respectivamente), as correntes cruzadas  $x$  e  $y$  e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas ( $Op$  e  $Re$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar, a grandeza de operação excede a grandeza de restrição cerca

de 12 [ms] após a inserção da falta. A proteção do polo N e a proteção das correntes cruzadas enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores no instante 14,06 [ms]. Ressalta-se que na simulação do mesmo cenário de simulação, porém com a linha modelada de forma mais simplificada, a proteção do polo P e a proteção das correntes cruzadas enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores no instante 11,97 [ms], que também pode ser considerado um tempo de detecção bastante similar.

#### 4.2.1.2.3 Curto-circuito trifásico no retificador do sistema LCC-HVdc

As seções 4.2.1.2.1 e 4.2.1.2.2 apresenta dois cenários de perturbações internas no sistema simulado (PG e NG) e a resposta do algoritmo proposto para ambos. Para complementar a apresentação sobre o desempenho do algoritmo proposto face aos cenários de simulação no sistema de transmissão LCC-HVdc, esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito externo no retificador, cujo instante de inserção da falta é 100 [ms], a resistência é nula. O curto-circuito é trifásico.



**Figura 4.24:** Curto-circuito trifásico no retificador do sistema LCC-HVdc

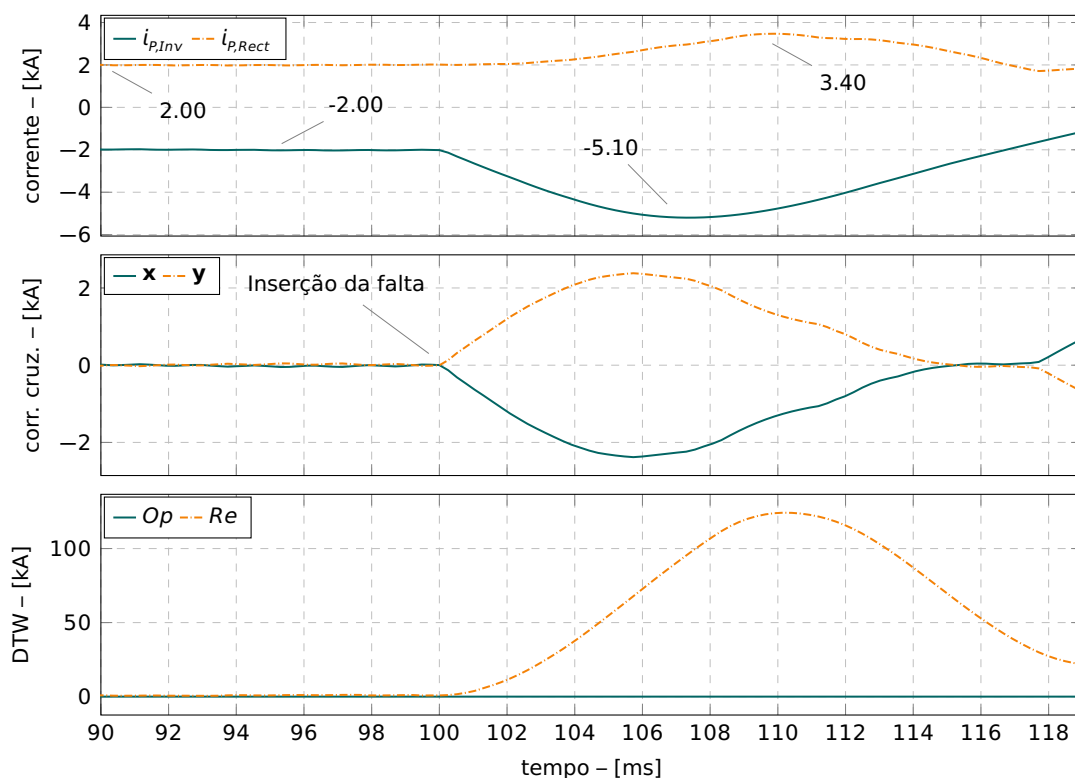
A figura 4.24 ilustra os sinais de corrente do polo positivo, no inversor e no retificador ( $i_{p,Inv}$  e  $i_{p,Rect}$ , respectivamente), as correntes cruzadas  $x$  e  $y$  e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas ( $Op$  e  $Re$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar, a grandeza de operação não supera a grandeza de restrição em nenhum momento, nem durante o tempo total de simulação de 500 [ms] que não está

compreendido na figura. Além disso, a grandeza de restrição aumenta após a inserção do defeito, o que confirma a segurança do algoritmo proposto.

#### 4.2.1.2.4 Curto-circuito trifásico no inversor do sistema LCC-HVdc

Por fim, esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito externo no inversor do sistema de transmissão LCC-HVdc, cujo instante de inserção da falta é 100 [ms] e a resistência é nula. O curto-circuito também é trifásico.

A figura 4.25 ilustra os sinais de corrente do polo positivo, no inversor e no retificador ( $i_{p,Inv}$  e  $i_{p,Rect}$ , respectivamente), as correntes cruzadas  $x$  e  $y$  e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas ( $Op$  e  $Re$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode ver, a grandeza de operação não excede a grandeza de restrição em nenhum momento, além disso, após a inserção do defeito a grandeza de restrição aumenta, o que corrobora a segurança do algoritmo proposto.



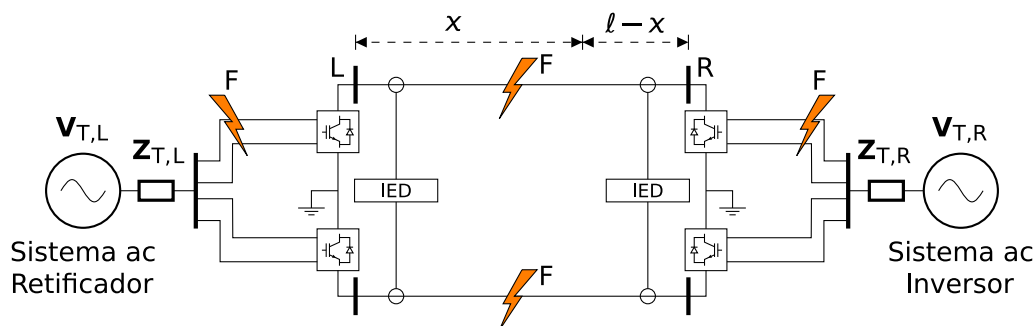
**Figura 4.25:** Curto-circuito trifásico no inversor do sistema LCC-HVdc

#### 4.2.2. Sistema VSC-HVdc

O sistema VSC-HVdc, que foi escolhido para a elaboração de cenários de testes com o objetivo de se avaliar o algoritmo proposto nesta tese, consiste no modelo apresentado na referência (LE-HUY; CASORIA; SAAD, 2013). Esse sistema, cujas tensões e correntes nominais dc são  $\pm 100$  [kV] e  $\pm 1000$  [A], respectivamente, está disponível na biblioteca

*SimPowerSystems* do MATLAB®/Simulink, e foi desenvolvido inicialmente pelos autores da referência em um ambiente multi-ferramenta que utiliza também o EMTP-RV® e o Hypersim®.

O sistema VSC-HVdc possui dois polos, positivo (P) e negativo (N), o terminal *L* compreende os dois polos conectados ao sistema ac retificador e o terminal *R* compreende os dois polos conectados ao sistema ac inversor. As linhas de transmissão que conectam os dois polos e os dois terminais têm comprimento de 75 [km] e o modelo utilizado para representá-las é o modelo  $\pi$ -nominal, com resistência de  $13,9 \left[ \frac{m\Omega}{km} \right]$ , indutância de  $0,159 \left[ \frac{mH}{km} \right]$  e capacitância de  $0,231 \left[ \frac{\mu F}{km} \right]$ . Esse sistema emprega quatro seções  $\pi$ -nominal para cada linha do sistema.



**Figura 4.26:** Sistema VSC

A figura 4.26 mostra de forma simplificada o sistema VSC-HVdc utilizado nesta tese. Os detalhes do arquivo do MATLAB®/Simulink, que inclui os conversores eletrônicos e os demais elementos do sistema, estão ilustrados no anexo B. Os sistemas ac do retificador e inversor possuem tensão nominal de 230 [kV] e potências de curto-circuito trifásico e fase-terra de valores iguais a  $2000 \angle 80,00^\circ$ . As tensões do Thévenin equivalente do retificador e do inversor são  $1,0 \angle 0,00^\circ$ , em [pu], na base de 230 [kV].

**Tabela 4.16:** Descrição das simulações no sistema VSC-HVdc

Instante de ocorrência [s]	Pontos de falta x em % de $l$	Tipos de falta	Resistência de falta [ $\Omega$ ]
2,5	10% a 90% <sup>†</sup>	PG	0; 1; 5;
		NG	10; 50; 100
	Inversor ou Retificador	ABC	500; e 1000
	10% a 90% <sup>†</sup>	PN	0; 0,1; 1; 5; e 10

<sup>†</sup>Em passos de 20%

O sistema VSC-HVdc foi submetido a faltas internas e externas. Os cenários apresentados na tabela 4.16 descrevem as faltas internas, que consistem em cento e cinco



simulações, sendo quarenta faltas entre o polo positivo e a terra (PG), quarenta faltas entre o polo negativo e a terra (NG) e vinte e cinco faltas entre polos (PN). Para os curtos-circuitos PG, NG e PN selecionou-se cinco locais de ocorrência da falta ao longo da linha de transmissão, igualmente espaçados de  $\frac{l}{5}$  e considerando-se o primeiro ponto a uma distância de  $\frac{l}{10}$  da barra  $L$ . Para os curtos-circuitos PG e NG optou-se por utilizar oito resistências de falta distintas, com valores compreendidos entre 0 [Ω] e 1000 [Ω] e, para os curtos-circuitos NG, optou-se por utilizar cinco resistências de falta de 0 [Ω] a 10 [Ω]. O tempo total de simulação é 3 [s] e o instante de inserção da falta é 2,5 [s].

Para as faltas externas optou-se por aplicar dezesseis curtos-circuitos trifásicos (ABC) nas barras dos equivalentes do sistema inversor e retificador, com oito resistências de falta distintas, com valores compreendidos entre 0 [Ω] e 1000 [Ω]. O instante de inserção da falta é 2,5 [s].

Na seção 4.2.2.1 apresenta-se os resultados estatísticos do algoritmo para o sistema de transmissão VSC-HVdc além de se analisar seu comportamento face aos cenários de teste descritos e expostos na tabela 4.16. Em seguida, nas seções 4.2.2.2 a 4.2.2.5 são exibidos quatro cenários de simulação representativos, sendo três faltas internas (PG, NG e PN) e duas externas, e se descreve o comportamento do algoritmo, bem como o seu desempenho.

#### 4.2.2.1. Resultados estatísticos no sistema VSC-HVdc

As respostas do algoritmo para os cenários de simulação de faltas internas, descritos na tabela 4.16, e também para os cenários de faltas externas, no sistema VSC-HVdc permitem avaliar o seu desempenho tendo em conta a velocidade de detecção de faltas internas, segurança e confiabilidade.

A análise das respostas às simulações desse sistema também compreendeu o levantamento estatístico dos tempos de *trip* em todos os cenários, de modo similar ao que foi feito para os demais sistemas. Para tanto, optou-se por empregar a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e seis janelas de dados:  $N = 4, 8, 16, 32, 48$  e 64 amostras.

**Tabela 4.17:** Tempos de *trip* para o sistema VSC-HVdc

Janela de dados [amostras]	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	max { $t$ } [ms]	min { $t$ } [ms]
4	7,14	5,98	22,66	3,39
8	7,14	5,98	22,66	3,39
16	7,15	5,97	22,66	3,39
32	7,30	5,90	22,66	3,39
48	7,52	5,80	22,66	3,39
64	7,71	5,73	22,66	3,39

Desta forma, a tabela 4.17 apresenta os tempos médios de *trip*, os desvios-padrões ( $\sigma_t$ ), e os tempos máximo e mínimo ( $\max\{t\}$  e  $\min\{t\}$ , respectivamente) para a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e para as seis janelas de dados.

Conforme destacado na tabela 4.15, os valores dos tempos médios de *trip* encontram-se no intervalo  $7,14 \text{ [ms]} \leq \mu_t \leq 7,71 \text{ [ms]}$  e, quanto aos desvios-padrões, eles se encontram no intervalo  $5,73 \text{ [ms]} \leq \sigma_t \leq 5,98 \text{ [ms]}$ . Os valores máximo e mínimo são 22,66 [ms] e 3,39 [ms], respectivamente. Os valores obtidos são bastante similares aos obtidos no sistema LCC-HVdc, embora os valores médios sejam menores. O comportamento apresentado garante que o método proposto é veloz, também para sistemas dessa topologia, especialmente quando comparado com a proteção diferencial convencional de sistemas HVdc, conforme mencionado anteriormente. Ademais, em todas as simulações efetuadas não houve registros de falha de operação em qualquer cenário dentre aqueles descritos na tabela 4.16. Por fim, as simulações dos eventos externos, tanto no retificador quanto no inversor, não produziram falhas de segurança.

Nas seções a seguir são apresentados quatro cenários, sendo três curtos-circuitos internos (PG, NG e PN) e um curto-circuito externo no inversor. Assim como nos cenários apresentados anteriormente, neste cenário utilizou-se a frequência de amostragem de 3840 [Hz], com janela de dados de 32 amostras.

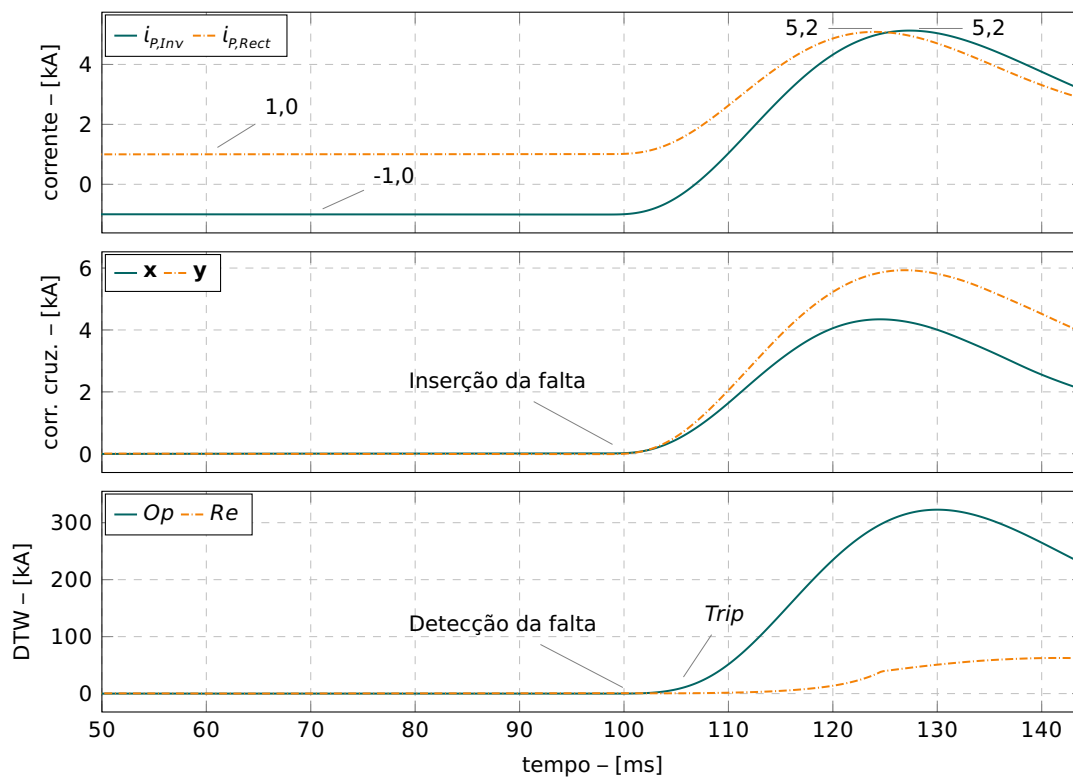
#### 4.2.2.2. Curto-circuito polo positivo-terra no sistema VSC-HVdc

Por fim, esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito polo positivo-terra no sistema de transmissão VSC-HVdc, cujo instante de inserção da falta é 100 [ms], a resistência é nula e ela ocorre há 52,5 [km] do terminal *L*.

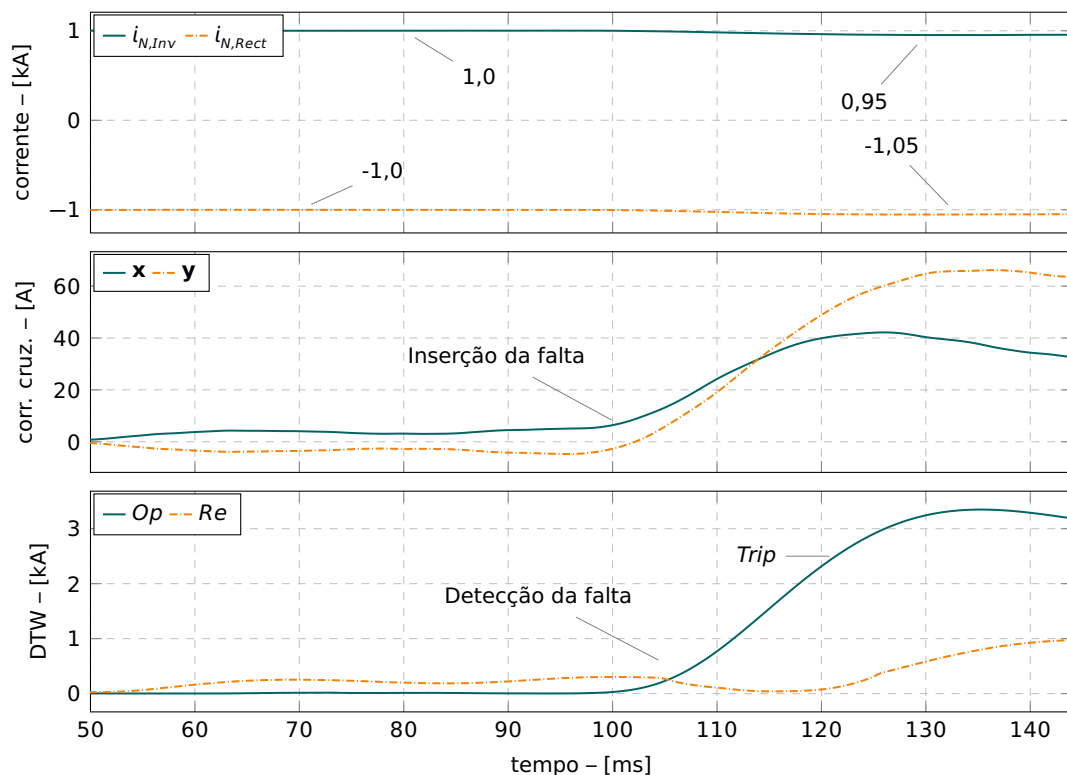
A figura 4.27 ilustra os sinais de corrente do polo positivo, no inversor e no retificador ( $i_{p,Inv}$  e  $i_{p,Rect}$ , respectivamente), as correntes cruzadas **x** e **y** e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas (*Op* e *Re*, respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação ultrapassa a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após a inserção da falta. A proteção das correntes cruzadas enviou o comando de abertura ao respectivo disjuntor no instante 4,69 [ms].

#### 4.2.2.3. Curto-circuito polo negativo-terra no sistema VSC-HVdc

Nesta seção apresenta-se o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito polo negativo-terra no sistema de transmissão VSC-HVdc, cujo instante de inserção da falta também é 100 [ms], porém a resistência possui valor de 500 [ $\Omega$ ] e ela ocorre a 22,5 [km] do terminal *L*. Dado o valor da resistência de falta, pode-se considerar esse cenário como um cenário de falta de alta impedância.



**Figura 4.27:** Curto-circuito polo positivo-terra no sistema VSC-HVdc



**Figura 4.28:** Curto-circuito polo negativo-terra no sistema VSC-HVdc

A figura 4.28 ilustra os sinais de corrente do polo negativo, no retificador e no inversor

( $i_{N,Inv}$  e  $i_{N,Rect}$ , respectivamente), as correntes cruzadas  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas ( $Op$  e  $Re$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 4,5 [ms] após a inserção da falta. A proteção das correntes cruzadas enviou o comando de abertura ao respectivo disjuntor no instante 22,40 [ms]. Esse tempo é mais elevado do que os tempos apresentados em outros cenários de simulação e ele se deve à resistência de falta elevada, visto que os tempos de *trip* são menores para os demais cenários, conforme se pode observar pelos valores médios apresentados na tabela 4.17.

Muito embora esse tempo seja elevado, ainda se pode afirmar que o método proposto é veloz, em particular quando comparado com a proteção diferencial convencional de sistemas HVdc, conforme já mencionado anteriormente.

#### 4.2.2.4. Curto-circuito entre polos no sistema VSC-HVdc

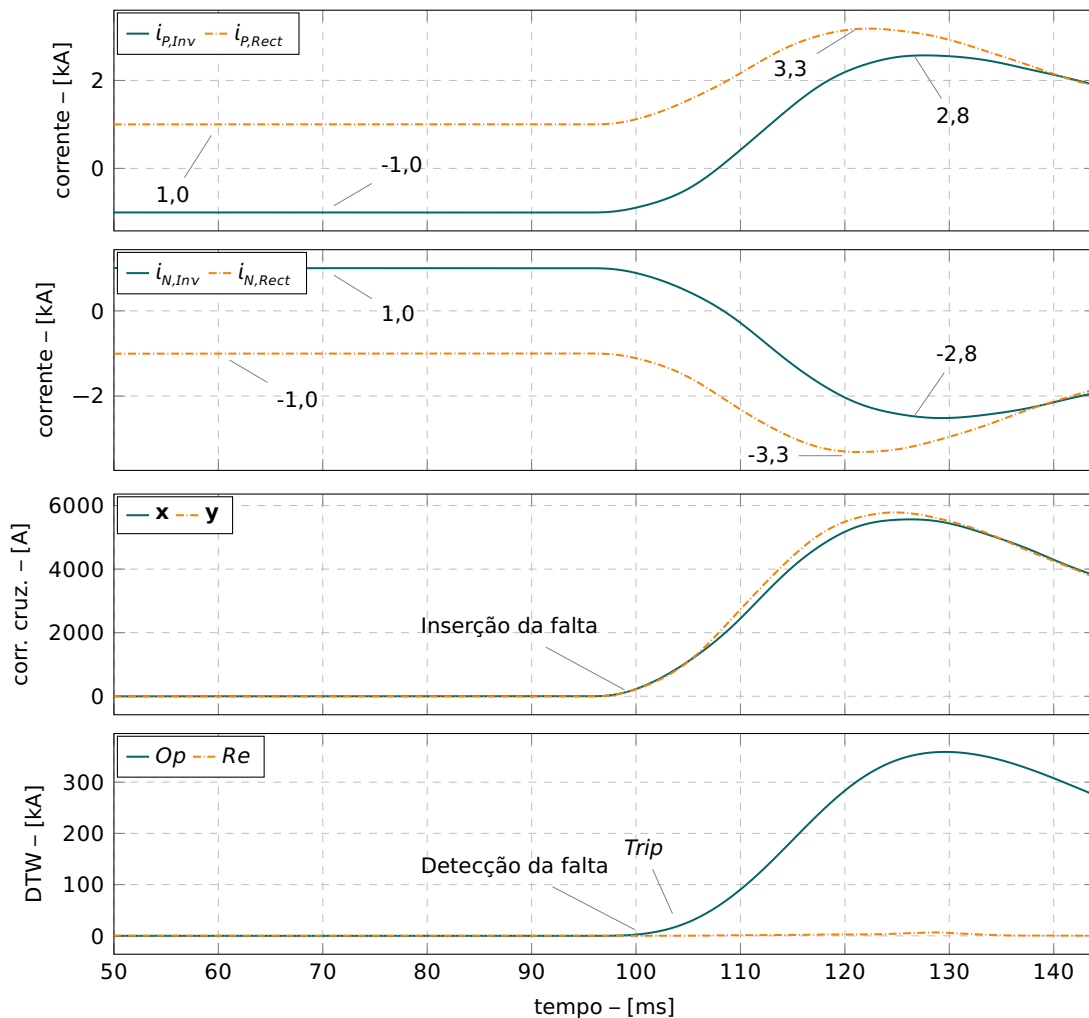
Após a apresentação do desempenho do algoritmo para os curtos-circuitos internos polo positivo-terra e o polo negativo-terra, esta seção apresenta um cenário de curto-circuito interno entre polos, cujo instante de inserção da falta também é 100 [ms], a resistência de falta é 5 [ $\Omega$ ] e ela ocorre a 37,5 [km] do terminal  $L$ .

A figura 4.29 ilustra os sinais de corrente do polo positivo e negativo, no inversor e no retificador ( $i_{p,Inv}$ ,  $i_{p,Rect}$ ,  $i_{n,Inv}$ ,  $i_{n,Rect}$ , respectivamente), as correntes cruzadas  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas ( $Op$  e  $Re$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação excede a grandeza de restrição cerca de 1,0 [ms] após a inserção da falta. A proteção das correntes cruzadas enviou o comando de abertura ao respectivo disjuntor no instante 3,65 [ms]. Esse tempo é mais baixo do que os tempos médios apresentados na tabela 4.17 e se deve à baixa resistência de falta.

#### 4.2.2.5. Curto-circuito trifásico no inversor do sistema VSC-HVdc

Por fim, após a apresentação do desempenho do algoritmo para os três cenários de curtos-circuitos internos, esta seção descreve um cenário de curto-circuito externo, no inversor do sistema de transmissão VSC-HVdc, cujo instante de inserção da falta também é 100 [ms], a resistência de falta é 10 [ $\Omega$ ].

A figura 4.30 ilustra os sinais de corrente do polo positivo, no inversor e no retificador ( $i_{p,Inv}$  e  $i_{p,Rect}$ , respectivamente), as correntes cruzadas  $\mathbf{x}$  e  $\mathbf{y}$  e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas ( $Op$  e  $Re$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação não ultrapassa a grandeza de restrição em nenhum momento, embora no instante de 120 [ms] elas tenham se aproximado bastante. A despeito do ocorrido, pode-se verificar na lente de aumento ilustrada



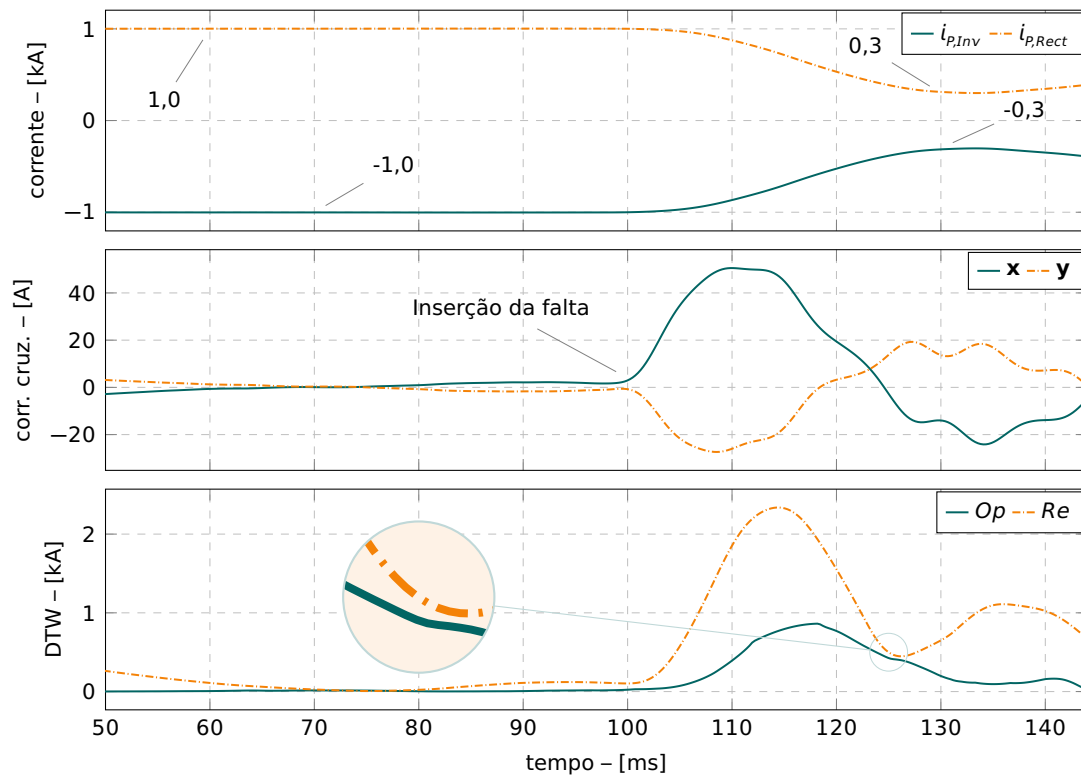
**Figura 4.29:** Curto-circuito entre polos no sistema VSC-HVdc

na figura que não houve cruzamento entre os sinais e, portanto, que não ocorreu falha de segurança do algoritmo de proteção proposto.

No capítulo a seguir é apresentada uma análise de sensibilidade do método proposto, considerando-se situações que normalmente são desafiadoras para proteção de linhas de transmissão, tais como faltas de alta impedância, ruído nos sinais amostrados, desalinhamento entre as amostras trocadas entre os terminais, saturação de TCs e oscilação de potência.

### 4.3. Comentários

Este capítulo apresentou a avaliação de desempenho do algoritmo proposto, considerando-se três aspectos relevantes do ponto de vista de proteção: velocidade de detecção de faltas internas, segurança e confiabilidade. A metodologia de avaliação considerou o comportamento do algoritmo quando submetido a simulações de cenários de perturbação em



**Figura 4.30:** Curto-circuito trifásico no inversor do sistema VSC-HVdc

sistemas de transmissão em ac e HVdc implementados em duas ferramentas computacionais de simulação de transitórios eletromagnéticos. As respostas do algoritmo para cada um dos cenários, que estão amplamente documentadas e discutidas neste capítulo indicam que o algoritmo proposto é veloz, além de não apresentar quaisquer falhas de segurança ou de operação.

# 5

## Análise de sensibilidade

O capítulo anterior apresenta resultados estatísticos e cenários exemplo que auxiliam no entendimento do comportamento do algoritmo proposto e na análise do seu desempenho quando submetido a perturbações nos sistemas em corrente alternada e em corrente contínua descritos nesse capítulo. Os cenários utilizados para obtenção dos resultados estatísticos, dos quais alguns foram selecionados para exemplificar o método, configuram-se como perturbações usuais, sem condicionantes complementares que possam ocasionar atrasos na importantes na detecção, falhas de segurança ou falhas de operação no algoritmo.

Todavia, existem circunstâncias que devem ser investigadas quando se propõem novos métodos e algoritmos para proteção de linhas de transmissão, de modo a avaliar mais profundamente aspectos de precisão, velocidade, segurança e confiabilidade. Essas circunstâncias podem afetar os sinais empregados na detecção das perturbações, que são provenientes dos equipamentos primários, porém modificados pelos TIs, utilizados nos sistemas em ac, ou pelos equipamentos de medição, empregues em sistemas em HVdc, acarretando erros na estimação das grandezas utilizadas pelos novos métodos. Ainda, há situações que interferem nos princípios empregados por esses métodos e que também acarretam erros da detecção, porém estão relacionadas com o comportamento dos sistemas elétricos face às perturbações, ou à própria natureza das perturbações.

Dentre as circunstâncias que afetam os sinais procedentes dos equipamentos primários destacam-se o comportamento não-linear dos TIs (sistemas em ac), os ruídos decorrentes de interferências eletromagnéticas produzidas por outros equipamentos nas subestações, que induzem tensões e correntes nos cabamentos dos TIs (sistemas em ac) ou

dos equipamentos de medição (sistemas em HVdc), e os ruídos associados aos processos de amostragem, codificação e quantização efetuados pelos próprios IEDs (sistemas em ac e HVdc).

Nos sistemas de transmissão em ac, a saturação de TCs e a resposta dinâmica de transformadores de potencial capacitivos (TPCs) modificam o comportamento da componente fundamental dos sinais secundários de correntes e tensões, respectivamente, interferindo no comportamento de quaisquer métodos de proteção que os utilizem na detecção de perturbações. Do mesmo modo, a resposta dinâmica de TIs pode afetar métodos baseados na detecção de ondas viajantes, não apenas aquelas que utilizam as componentes fundamentais. Nos sistemas em HVdc, a resposta dinâmica dos equipamentos de medição também pode afetar métodos de proteção convencionais e aqueles baseados na detecção de ondas viajantes.

Os ruídos prejudicam de maneira mais acentuada os algoritmos de proteção que são baseados em grandezas no domínio do tempo, do que aqueles baseados em grandezas no domínio da frequência (grandezas fasoriais), que normalmente são estimadas por meio da TDF, cuja resposta em frequência possui atenuação para componentes harmônicas. No entanto, os ruídos são atenuados por meio de circuitos de filtro que integram as entradas analógicas dos IEDs.

Outras situações que causam erros na detecção de perturbações estão associadas ao comportamento dos sistemas elétricos quando sujeitos a essas perturbações, ou à própria natureza das perturbações e o seu impacto na estimação das grandezas utilizadas para detecção. Linhas de transmissão que compartilham torres ou corredores, e estão mutualmente acopladas, interagem entre si. Esse acoplamento produz modificações nos sinais de tensões e correntes e podem impactar métodos de proteção que os utilizam. Em linhas longas e de alta ou extra-alta tensão há acoplamentos capacitivos entre os condutores das fases, ou dos polos, e também entre esses e o solo. À vista disso, correntes de deslocamento ao longo da linha implicam sinais de corrente distintos em seus terminais.

Os sistemas em ac cujas linhas estão compreendidas entre terminais com níveis de curto-circuito muito distintos também apresentam comportamento que pode prejudicar o desempenho de algoritmos de proteção durante perturbações, visto que, na ocorrência de perturbações, os sinais de corrente registrados no terminal com baixo nível de curto-circuito podem ser similares a correntes típicas de carga. Além disso, quando as perturbações resultam em componentes unidirecionais nos sinais de corrente, os métodos de proteção que utilizam grandezas fasoriais desses sinais são afetados, se porventura essas componentes não forem removidas antes da utilização da TDF. Nas ocasiões em que as perturbações ocorrem na vizinhança dos terminais da linha de transmissão, onde estão instalados os TIs, ocorrem afundamentos nos sinais de tensões das fases envolvidas que, quando significativos, provocam falhas de segurança e de operação em algoritmos



baseados nesses sinais. Além do mais, se as perturbações resultam em oscilações de potência no sistema (*power swing*), os métodos de proteção que utilizam grandezas fasoriais também são afetados.

Na hipótese das perturbações se caracterizarem como faltas de alta impedância, tanto em sistemas em ac como em sistemas em HVdc, os sinais de corrente registrados nos terminais das linhas de transmissão podem ser semelhantes à correntes de carga, o que tipicamente prejudica o desempenho de algoritmos de proteção.

Ademais, os métodos de proteção que utilizam canal piloto podem ser impactados pelos atrasos intrínsecos na troca de informações entre os IEDs instalados em ambos os terminais da linha de transmissão que, eventualmente, podem resultar em desalinhamento entre sinais, embora os algoritmos de pingue-pongue garantam sincronismo (SENGER, 2008).

O capítulo 4 já explora algumas dessas circunstâncias. Dentre os sistemas equivalentes ac, destaca-se que o sistema no nível de tensão de 138 [kV] é de circuito duplo, com ambos os circuitos na mesma torre, e o circuito de 765 [kV] é composto por uma linha longa (265 [km]). O sistema multi-terminal de 500 [kV] é caracterizado por um terminal com nível alto de curto-circuito (ANGRA) e outro com nível bastante baixo (Z.OEST). Além disso, em todos os sistemas ac e HVdc há cenários de simulação de faltas de alta impedância ( $\geq 100[\Omega]$ ). No entanto, é preciso explorar os outros condicionantes que potencializam atrasos no tempo de *trip*, falhas de segurança ou de operação.

Dado o exposto e tendo em conta que o método proposto neste trabalho utiliza a sinais de corrente, optou-se por conduzir uma análise de sensibilidade sobre o seu comportamento considerando

- faltas de alta impedância;
- sinais com ruído;
- desalinhamento entre amostras;
- saturação de TCs;
- oscilação de potência;
- reversão de corrente (ou *outfeed*); e
- faltas simultâneas.

Nas seções a seguir, apresenta-se a análise do desempenho do algoritmo sob essas condições, considerando-se a frequência de amostragem de 3840 [Hz] e a janela de dados de 32 amostras.

## 5.1. Falhas de alta impedância

Sistemas de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua são compostos por linhas de transmissão constituídas de condutores ligados mecanicamente a torres de transmissão geralmente aterradas, por meio de cadeias de isoladores de vidro ou de cerâmica, de suspensão ou de ancoragem. As causas mais frequentes de curtos-circuitos nesses sistemas são descargas atmosféricas, falhas em cadeias de isoladores, queimadas e eventos naturais.

Quando ocorre um curto-circuito e o caminho percorrido pela corrente envolve o sistema de aterramento das torres de transmissão, considera-se que o seu modelo elétrico e dos seus respectivos aterramentos fazem parte do modelo elétrico da linha (REIS; ROLIM; FERNANDES, 2013). Nesse contexto, as torres são caracterizadas por impedâncias que dependem dos formatos das suas estruturas e os aterramentos são caracterizados por resistências de aterramento, da ordem de poucas dezenas de [ohms].

Sendo assim, no momento em que ocorre um curto-circuito, com a formação de arco elétrico e com o contato subsequente entre esse arco e a torre, a impedância percorrida pela corrente de falta é tipicamente baixa. No entanto, é possível que, ao longo do tempo, a resistência de aterramento aumente em decorrência da degradação de seus componentes, atingindo valores da ordem de dezenas ou centenas de [ohms]. Na ocorrência de uma falta sob essas condições, diz-se que a falta é de alta impedância.

Os cenários de falta de alta impedância utilizados para análise e validação do método proposto nesta tese foram incluídos conjuntamente com os demais cenários nos resultados estatísticos de todos os sistemas apresentados no capítulo 4. Aqui, esses cenários são apresentados em destaque, para que se possa observar exclusivamente o efeito da resistência de falta sobre o desempenho do algoritmo. Os cenários considerados nesta análise específica são aqueles cujos valores de resistência de falta encontram-se entre 100 e 1000 [ $\Omega$ ].

**Tabela 5.1:** Tempos de *trip* para faltas de alta impedância

Sistema	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	$\max \{t\}$ [ms]	$\min \{t\}$ [ms]
Multi-terminal de 500 [kV]	5,23	0,77	7,03	4,43
Multi-terminal de 440 [kV]	5,74	2,21	14,53	4,22
LCC-HVdc	15,14	6,57	28,13	9,64
VSC-HVdc	15,16	5,91	22,66	8,07

Os resultados apresentados na tabela 5.1, quando comparados com aqueles apresentados nas tabelas 4.9, 4.13, 4.15 e 4.17, não evidenciam qualquer influência da impedância de falta nos tempos de *trip* médios, nos desvios-padrões e nem nos valores máximos e

mínimos. Além disso, em nenhum dos cenários de falta de alta impedância houve falha de operação.

## 5.2. Sinais com ruído

Os ruídos presentes nos sinais são frequentemente decorrentes de interferências eletromagnéticas causadas pelos demais equipamentos existentes nas subestações, que induzem tensões e correntes nos circuitos de cabeamento dos TIs presentes nos sistemas em ac, ou nos circuitos de cabeamento dos equipamentos de medição dos sistemas em HVdc. Além desses, há ruídos associados aos processos de amostragem, codificação e quantização efetuados pelos próprios IEDs.

Os ruídos prejudicam de maneira mais acentuada os algoritmos de proteção que são baseados em grandezas no domínio do tempo, do que aqueles baseados em grandezas no domínio da frequência (grandezas fasoriais), que normalmente são estimadas por meio da TDF, cuja resposta em frequência possui atenuação para componentes harmônicas. No entanto, os ruídos são atenuados por meio de circuitos de filtro que integram as entradas analógicas dos IEDs, independentemente do tipo de função de proteção que embarca o equipamento.

A análise de sensibilidade do algoritmo proposto diante de sinais com ruído foi elaborada adicionando-se deliberadamente um ruído gaussiano branco (RGB), *white gaussian noise* (wgn), cuja relação sinal-ruído (RSR), *signal-to-noise ratio* (snr), é 30 [dB], em média. Esse ruído é adicionado a cada amostra dos sinais fornecidos pelas simulações, conforme a equação 5.1.

$$i_T'(k) = i_T(k) + \eta \cdot \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^M i_T(k)^2}{M} \frac{10^{\frac{\text{snr}}{20}}}{10}} \quad (5.1)$$

onde  $i_T(k)$  é a  $k$ -ésima amostra do sinal de corrente no terminal  $T$ ;  $M$  é o número total de amostras de corrente fornecido pela simulação;  $\eta$  é uma variável aleatória gaussiana, cuja densidade de probabilidade tem média zero; e  $i_T'(k)$  é a  $k$ -ésima amostra do sinal de corrente no terminal  $T$ , com o ruído especificado.

A tabela 5.2 apresenta os tempos médios, os desvios-padrão e os tempos máximos e mínimos para os cenários de simulação descritos no capítulo 4 referentes aos dois sistemas multi-terminais em ac e os dois sistemas HVdc.

Os resultados expostos nessa tabela são similares àqueles apresentados nas tabelas 4.9, 4.13, 4.15 e 4.17. Assim como ocorre com o comportamento do algoritmo proposto face às faltas de alta impedância, a presença de ruídos não demonstra interferir com os tempos de *trip*. Ademais, não houve falha de operação em nenhum dos cenários

com ruídos.

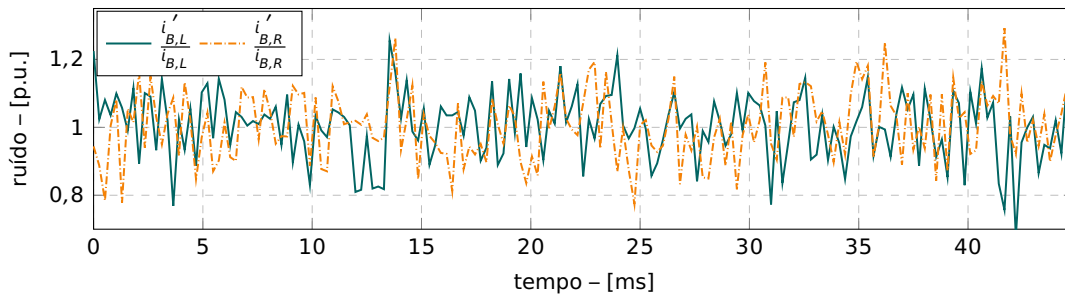
**Tabela 5.2:** Tempos de *trip* para cenários de ruído nos sinais

Sistema	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	$\max\{t\}$ [ms]	$\min\{t\}$ [ms]
Multi-terminal de 500 [kV]	5,30	0,65	7,03	4,43
Multi-terminal de 440 [kV]	5,13	1,98	17,14	3,96
LCC-HVdc	13,20	4,41	28,13	4,17
VSC-HVdc	7,14	5,59	21,09	3,13

Nas seções a seguir apresenta-se dois cenários de simulação em que o procedimento descrito para a adição de ruído foi utilizado. O primeiro consiste em um curto-circuito dupla-fase (BC) interno, no sistema multi-terminal em ac de 440 [kV], que é o mesmo apresentado na seção 4.1.3.2. O outro é um curto-circuito trifásico externo, no inversor do sistema LCC-HVdc, que é aquele apresentado na seção 4.2.1.2.4.

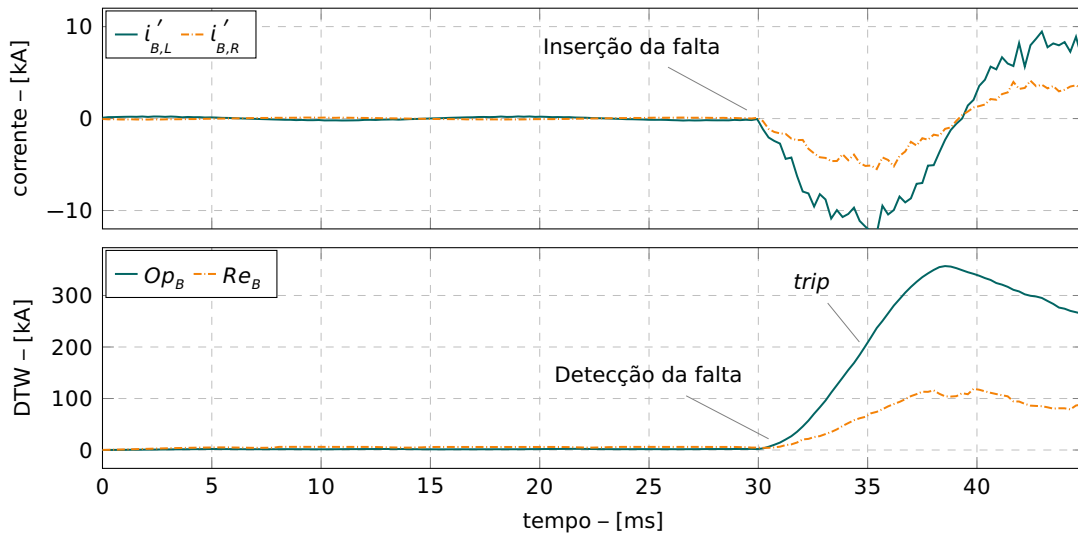
### 5.2.1. Curto-circuito interno no sistema multi-terminal de 440 [kV]

Esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito dupla-fase (BC) interno no sistema de transmissão multi-terminal de 440 [kV], cujo instante de inserção da falta é 30 [ms], a resistência é 1 [ $\Omega$ ] e a distância é 28,9 [km] do terminal L (B.JARD). O valor médio do snr neste caso é de 20 [dB] e a figura 5.1 apresenta os ruídos impostos aos sinais de corrente na fase B, nos terminais local e remoto do sistema.



**Figura 5.1:** Ruído com snr de 20 [dB] adicionado aos sinais de corrente na fase B do sistema multi-terminal de 440 [kV]

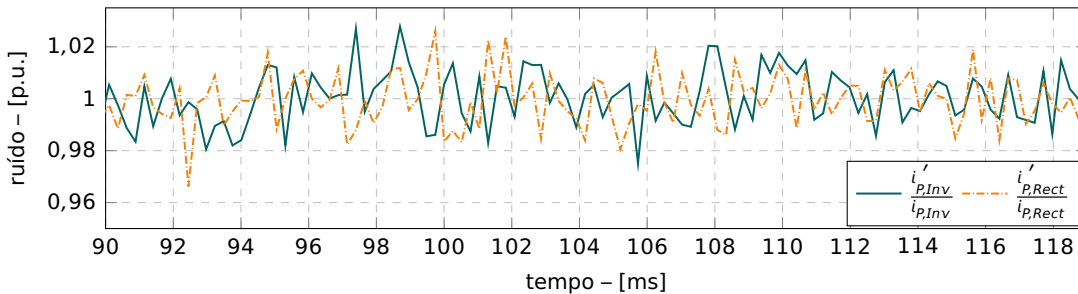
A figura 5.2 ilustra o sinal de corrente da fase B e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o cenário em questão, com o ruído adicionado. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após o instante de inserção. As proteções das fases B e C enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 4,38 [ms] e 4,64 [ms], respectivamente. Esses tempos são exatamente iguais aos tempos de resposta para o cenário sem o ruído, que está apresentado na seção 4.1.3.2.



**Figura 5.2:** Curto-circuito dupla-fase interno no sistema multi-terminal de 440 [kV] com ruído de 40 [dB]

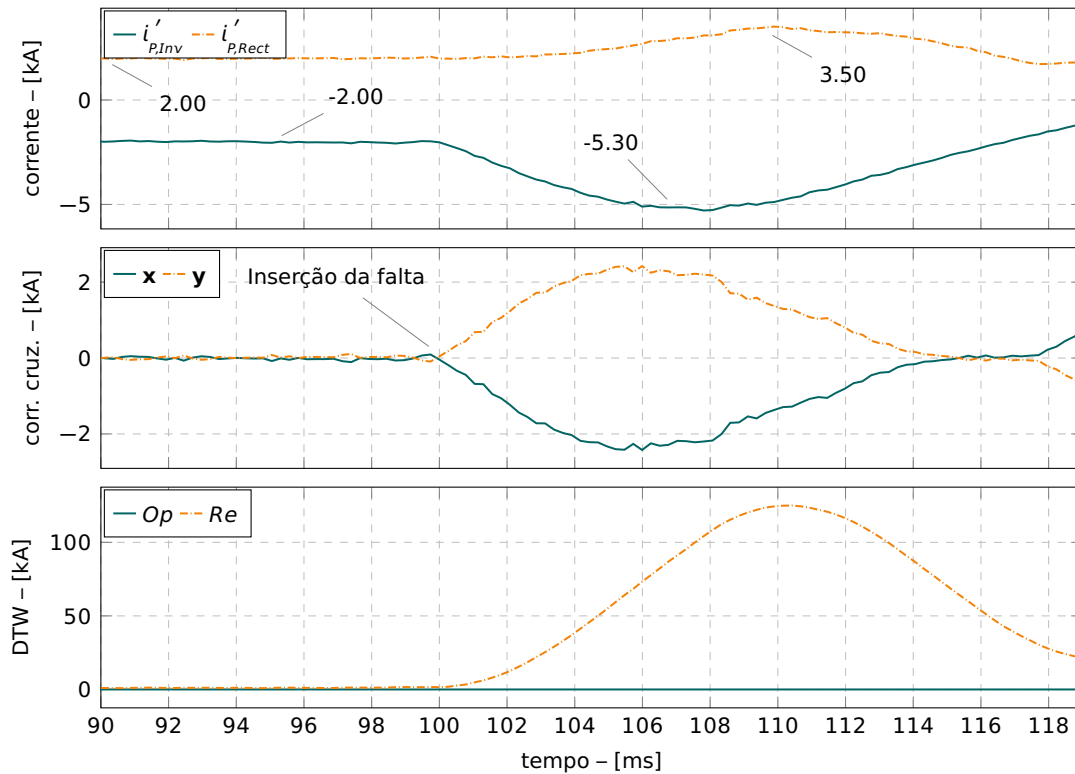
### 5.2.2. Curto-circuito no inversor do sistema LCC-HVdc

Por fim, esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito externo no inversor do sistema de transmissão LCC-HVdc, cujo instante de inserção da falta é 100 [ms], a resistência é nula. O curto-circuito é trifásico e o valor médio do snr neste caso é de 40 [dB]. A figura 5.3 apresenta os ruídos impostos aos sinais de corrente no polo positivo, nos terminais do retificador e do inversor.



**Figura 5.3:** Ruído com snr de 40 [dB] adicionado aos sinais de corrente nos polos do sistema LCC-HVdc

A figura 5.4 ilustra os sinais de corrente do polo positivo, no inversor e no retificador com os ruídos adicionados, as correntes cruzadas  $x$  e  $y$  e as grandezas de operação e restrição das correntes cruzadas ( $Op$  e  $Re$ , respectivamente), para o cenário em questão. Como se pode ver, a grandeza de operação não supera a grandeza de restrição em nenhum momento e esse comportamento é igual àquele do cenário sem o ruído, que está apresentado na seção 4.2.1.2.4.



**Figura 5.4:** Curto-circuito trifásico no inversor do sistema LCC-HVdc com ruído de 20 [dB]

### 5.3. Desalinhamento entre amostras

Métodos de proteção de linhas de transmissão que utilizam medições de tensões e correntes efetuadas em seus terminais e que utilizam canal piloto para a troca de informações entre esses terminais são impactados por quaisquer problemas que ocorram nos canais de comunicação que integram a infraestrutura de proteção.

A criticidade dos impactos depende do nível de comprometimento da integridade física dos canais de comunicação e da coerência entre as informações que por eles trafegam. À vista disso, a norma (IEEE WG D27, 2015) descreve requisitos específicos no que se refere à infraestrutura necessária para garantir confiabilidade ao fluxo de informações. Ademais, apresenta métodos de sincronização que são baseados em algoritmos de pingue-pongue e requisitos de referências de tempo externas, que normalmente são empregados para assegurar a coerência nas informações utilizadas pelos sistemas de proteção e registradas em ambos os terminais das linhas de transmissão.

Evidentemente, quando a criticidade é significativa e há impossibilidade de troca de informações a vista de algum comprometimento importante na integridade física dos canais de comunicação, não é possível utilizar quaisquer métodos de proteção que dependam do fluxo de informações por esses canais para a detecção de faltas nas linhas de transmissão, até que essa impossibilidade seja solucionada.

Todavia, quando a criticidade não é tão grave e a troca de informações está preservada, porém com alguma incoerência decorrente de atrasos intrínsecos à própria infraestrutura de comunicação, que podem impor problemas de sincronização entre medições em ambos os terminais das linhas de transmissão, espera-se que os métodos de proteção que utilizam canal piloto possuam alguma robustez e consigam lidar com isso.

Conforme mencionado, os atrasos intrínsecos à infraestrutura de comunicação são normalmente corrigidos por algoritmos de pingue-pongue com o auxílio referências de tempo externas que garantem sincronismo entre os registros efetuados em ambos os terminais da linha de transmissão. Contudo, é certo que o sincronismo não é perfeito e que algum desalinhamento temporal nas informações trocadas entre ambos os terminais pode ocorrer. Sendo assim, para analisar o desempenho do algoritmo face a esse desalinhamento temporal optou-se por adicionar deliberadamente aos cenários de simulação descritos no capítulo 4 referentes aos dois sistemas multi-terminais em ac e os dois sistemas HVdc, um desalinhamento temporal de uma amostra aos sinais de um dos terminais, o que corresponde a um desalinhamento de 260 [ $\mu$ s] entre terminais.

A tabela 5.3 apresenta os tempos de *trip* médios, os desvios-padrão e os tempos máximos e mínimos para o desalinhamento temporal considerado na análise.

**Tabela 5.3:** Tempos de *trip* para desalinhamento temporal

Sistema	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	$\max\{t\}$ [ms]	$\min\{t\}$ [ms]
Multi-terminal de 500 [kV]	5,44	0,64	7,29	4,69
Multi-terminal de 440 [kV]	5,13	1,98	17,14	3,96
LCC-HVdc	12,79	4,95	28,39	4,17
VSC-HVdc	7,42	5,91	22,92	3,39

Os resultados apresentados nessa tabela indicam que o comportamento do algoritmo proposto quando submetido a condições de desalinhamento de amostras é similar àquele evidenciado para as condições de faltas de alta impedância e também com a presença de ruídos. Esses resultados demonstram que os tempos de *trip* do algoritmo proposto são similares aos demais já apresentados e, além disso, não houve falha de operação em nenhum dos cenários com desalinhamento.

## 5.4. Saturação de transformadores de corrente

Nos sistemas em ac, os TCs são responsáveis por transformar as correntes que circulam nos equipamentos primários, em correntes secundárias de menor amplitude. Em condições normais, as corrente secundárias circulam por condutores que conectam os TCs aos equipamentos secundários retratando de forma precisa as correntes nos equipamentos

primários.

Tipicamente, os TCs são transformadores de núcleo de material ferromagnético. Por conseguinte, a qualidade desse material e suas características de saturação são relevantes, especialmente durante perturbações que podem resultar em correntes muito elevadas e em componentes unidirecionais de corrente pouco amortecidas. Normalmente, os TCs utilizados devem ser de qualidade compatível com a aplicação, pois isso tende a proporcionar melhor precisão para os equipamentos secundários e os sistemas que os utilizam. Em geral, os níveis de precisão de TCs utilizados em sistemas de medição são elevados para correntes típicas de carga. Todavia, os níveis de precisão de TCs empregados em sistemas de proteção devem ser elevados em toda a faixa de operação, desde correntes típicas de carga até correntes máximas de curto-circuito.

Bons níveis de precisão são especialmente importantes para sistemas de proteção que utilizam canais piloto, particularmente para aqueles baseados nas funções direcional e diferencial, que efetuam comparações entre as fases e as amplitudes de sinais provenientes de TCs distintos, com diferentes graus de precisão. Isso significa que quaisquer imprecisões têm impacto na segurança e confiabilidade dessas funções (ANDERSON et al., 2022).

Problemas de saturação em TCs geralmente ocorrem devido à especificações cujos requisitos consideram apenas custos e limitações de espaço nas subestações, pois frequentemente esses requisitos implicam TCs de menor relação. Além disso, é de se esperar que os níveis de curto-circuito dos sistemas elétricos, que são utilizados no momento da elaboração das especificações de TCs e são importantes para se avaliar a magnitude das correntes de curto-circuito e as componentes unidirecionais das correntes, se modifiquem ao longo do tempo, resultando em aumento na sua magnitude e também no seu tempo de amortecimento. Ademais, há situações de falta em que a combinação entre a corrente de falta, em termos de magnitude das componentes fundamentais e das componentes unidirecionais, e entre o fluxo remanescente no núcleo do TC podem causar saturação, devido ao comportamento da curva de saturação do núcleo de material ferromagnético.

Os efeitos da saturação sobre as funções de proteção, especialmente sobre as funções direcionais ou diferenciais, traduzem-se em impactos significativos na segurança dessas funções (ZOU; TEOH; VOLOH, 2020), visto que os sinais nos secundários dos TCs saturados, e que são utilizados pelas funções, não se assemelham aos respectivos sinais primários, resultando em defasagens e magnitudes diferentes que não refletem as defasagens e magnitudes observadas nos sinais primários.

Nesse contexto, para se avaliar o efeito da saturação na resposta do algoritmo proposto nesta tese, optou-se por implementar TCs nos sistemas multi-terminais em ac de 500 [kV] e 440 [kV], utilizando a estratégia descrita na referência (FOLKERS, 1999). Nesse âmbito, todos os cenários de perturbação nos sistemas multi-terminais foram simulados



novamente, utilizando esses TCs, porém com uma impedância de carga secundária suficiente para produzir saturações severas em um dos terminais apenas. Visto que os cenários de perturbações nesses sistemas englobam faltas internas e externas, espera-se com essas simulações verificar não só o impacto da saturação nos tempos de *trip*, mas também o seu efeito na segurança e confiabilidade do algoritmo.

Na seção 5.4.1 é apresentado o modelo utilizado para os TCs. Em seguida, nas seções 5.4.2 e 5.4.3 são detalhados dois exemplos de curto-circuito, um interno e outro externo, que ilustram o grau de saturação nos sinais de corrente e o comportamento do algoritmo de proteção proposto. Por fim, na seção 5.4.4 são descritos os resultados estatísticos do algoritmo face às situações de saturação.

### 5.4.1. Modelo do transformador de corrente

O modelo do TC utilizado para se avaliar o efeito da saturação no desempenho do algoritmo está descrito na referência (FOLKERS, 1999). Esse TC está ilustrado na figura 5.5, possui relação de transformação  $N_1:N_2$  e ramo magnetizante ideal em regime permanente. A resistência do enrolamento de baixa corrente é  $R_b$  e a indutância de dispersão  $L_b$  pode ser considerada nula porque esse transformador possui característica de baixa reatância de dispersão. Além disso, a resistência do enrolamento de alta corrente  $R_a$  pode ser considerada nula, porque consiste apenas no trecho do condutor de fase que atravessa o núcleo do TC. Por fim, a indutância de dispersão no lado de alta corrente é bem pequena, porém não nula, e contribui para evitar *loop* algébrico na solução numérica do ATP, que inclui a saturação. O seu valor é  $L_a = 0,1 [\mu\text{H}]$ .

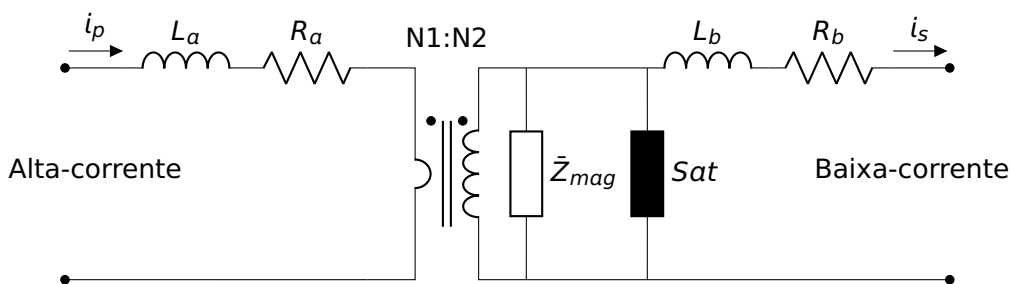
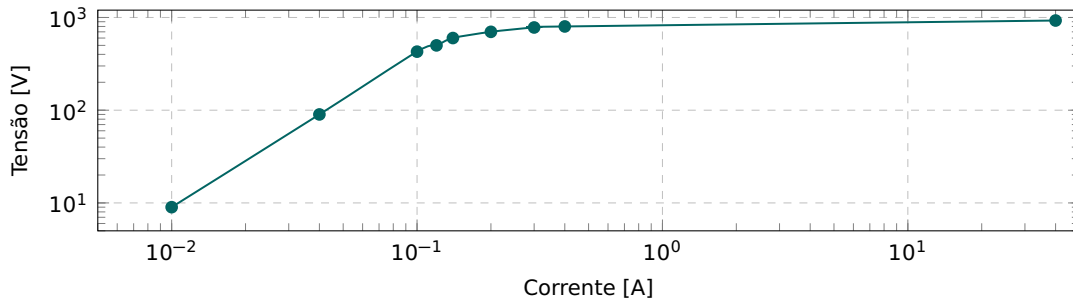


Figura 5.5: Modelo do TC

Esse TC possui dez tapes distintos (1200:5, 1000:5, 900:5, 800:5, 600:5, 500:5, 400:5, 300:5 e 200:5) e o tape escolhido foi de 1200:5. A resistência do enrolamento no lado de alta corrente é  $2,4 [\text{m}\Omega]$  por espira, então  $R_b = 0,0024 \cdot \frac{1200}{5} = 0,576 [\Omega]$  e a força eletromotriz induzida no joelho da curva de saturação é de  $1,785 [\text{V}]$  por espira, isto é,  $E_{\text{joelho}} = 1,785 \cdot \frac{1200}{5} = 428,4 [\text{V}]$ .

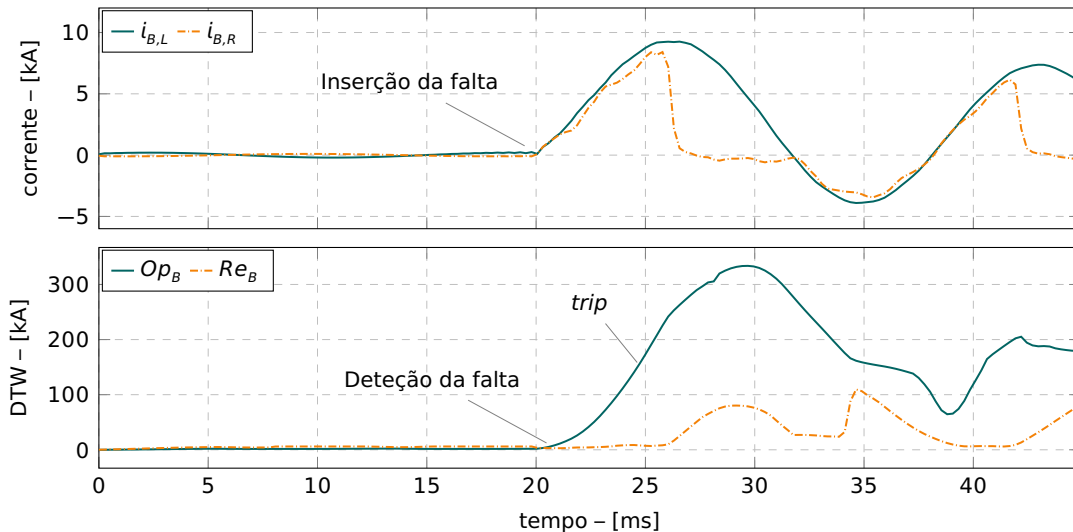
A curva de saturação desse TC para a relação escolhida está ilustrada na figura 5.6.



**Figura 5.6:** Curva de saturação do transformador de corrente

### 5.4.2. Curto-circuito interno no sistema multi-terminal de 440 [kV]

Esta seção apresenta o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito dupla-fase (BC) interno no sistema de transmissão multi-terminal de 440 [kV], cujo instante de inserção da falta é 20 [ms], a resistência de falta é nula e a distância é 72,25 [km] do terminal *L* (B.JARD).

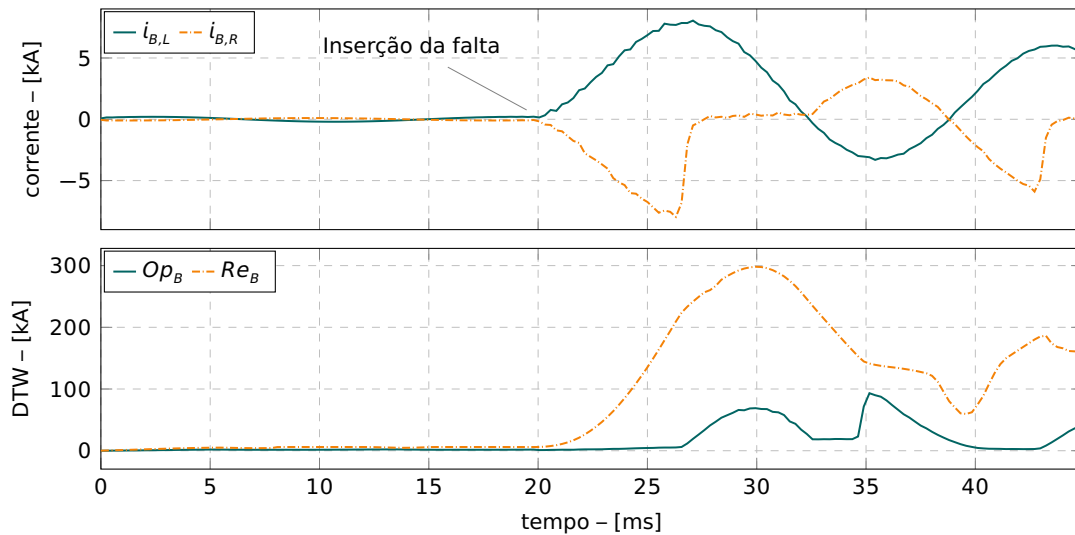


**Figura 5.7:** Curto-circuito dupla-fase interno no sistema multi-terminal de 440 [kV]

A figura 5.7 ilustra o sinal de corrente da fase B e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a corrente registrada no terminal *R* encontra-se bastante saturada, no entanto a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após o instante de inserção. As proteções das fases B e C enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores no mesmo instante, após 4,22 [ms]. Esse tempo de *trip* é da mesma ordem de grandeza dos tempos para os cenários de simulação sem saturação, o que indica que a saturação não afeta o desempenho do algoritmo para curtos-circuitos internos.

### 5.4.3. Curto-circuito externo no sistema multi-terminal de 440 [kV]

Na seção anterior foi apresentado um cenário de perturbação interna e o resultado do algoritmo para esse cenário. Sendo assim, esta seção complementa a seção anterior, descrevendo o desempenho do algoritmo proposto para um curto-circuito dupla-fase-terra (BCN) externo no sistema de transmissão multi-terminal de 440 [kV], cujo instante de inserção da falta é 20 [ms], a resistência de falta é nula e ele ocorre no trecho de linha entre as barras de AGUAZU e S.ANGE a 16,1 [km] da barra de AGUAZU.



**Figura 5.8:** Curto-circuito dupla-fase externo no sistema multi-terminal de 440 [kV]

A figura 5.8 ilustra o sinal de corrente da fase B, que se encontra bastante saturado no terminal R, e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o cenário em questão. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação não supera a grandeza de restrição em nenhum momento. Vale ressaltar que após a inserção da falta, a grandeza de restrição se torna ainda maior. Esse comportamento indica a segurança do algoritmo proposto para faltas externas, mesmo sob severa saturação.

### 5.4.4. Resultados estatísticos considerando-se saturação de TCs

A tabela 5.4 apresenta os tempos de *trip* médios, os desvios-padrão e os tempos máximos e mínimos para os cenários de simulação dos dois sistemas multi-terminais com saturação dos TCs.

**Tabela 5.4:** Tempos de *trip* para saturação dos TCs

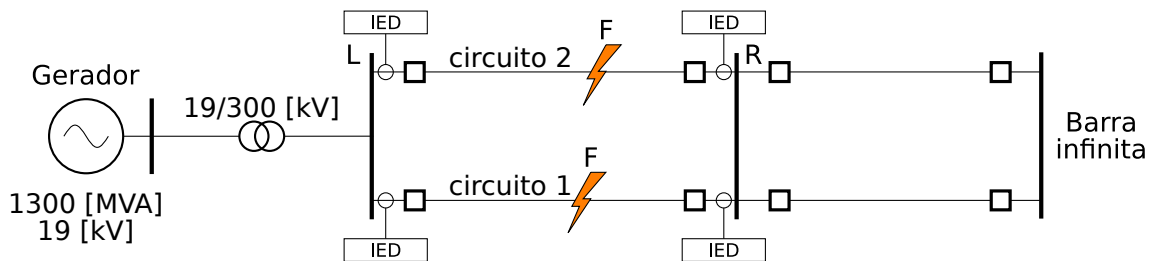
Sistema	$\mu_t$ [ms]	$\sigma_t$ [ms]	$\max\{t\}$ [ms]	$\min\{t\}$ [ms]
Multi-terminal de 500 [kV]	5,36	0,66	7,03	4,43
Multi-terminal de 440 [kV]	5,22	2,33	20,89	3,96

Os resultados apresentados nessa tabela indicam que o comportamento do algoritmo proposto quando submetido a condições saturação nos TCs é semelhante ao comportamento apresentado para as condições de faltas sem condicionantes adicionais. Os tempos de *trip* do algoritmo proposto são praticamente os mesmos daqueles descritos no capítulo 4 e, além do mais, não houve falha de operação em nenhum dos cenários de faltas internas e nem falha de segurança nos cenários de faltas externas.

## 5.5. Oscilação de potência

Quando há perturbações nos sistemas em ac, ocorrem oscilações de potência nos seus geradores, que normalmente são amortecidas pelos sistemas de controle primário e secundário. No caso de perturbações decorrentes de faltas ou curtos-circuitos, com a isolação do equipamento defeituoso, as oscilações de potência produzem variações na frequência do sistema, que impactam negativamente os sistemas de proteção convencionais, baseados em algoritmos que utilizam a TDF. Isso ocorre porque as variações de frequência produzem erros nas estimativas dos fasores dos sinais utilizados pelos sistemas de proteção, atrasando a detecção das faltas ou até mesmo produzindo falhas de operação e de segurança.

Portanto, optou-se por incluir nesta tese a avaliação do desempenho do algoritmo face a oscilações de potência no sistema elétrico. Essa avaliação utiliza um cenário de simulação baseado no modelo desenvolvido e apresentado na referência (HAGINOMORI et al., 2016).



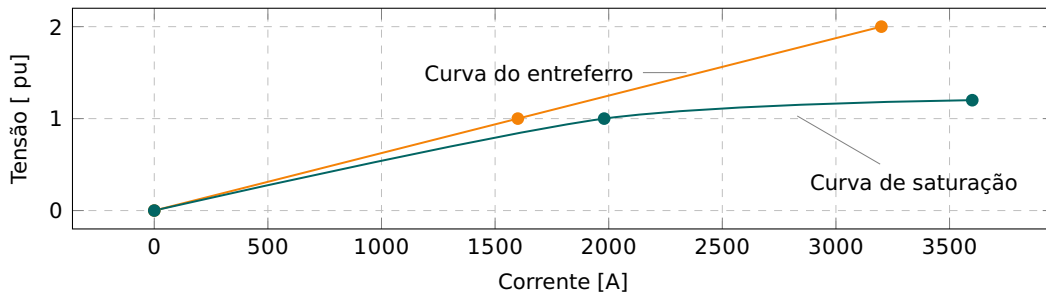
**Figura 5.9:** Sistema utilizado na avaliação da oscilação de potência

A figura 5.9 ilustra o cenário utilizado nesta avaliação. O gerador equivalente possui o enrolamento de armadura conectado na ligação estrela aterrada por impedância, com quatro polos. Esse gerador possui potência nominal de 1300 [MVA], converte a energia primária em energia elétrica na frequência de 50 [Hz] e tensão nominal de 19 [kV]. A tabela 5.5 apresenta os dados detalhados do gerador equivalente, que foram empregados na simulação.

**Tabela 5.5:** Dados do gerador equivalente

Dado	Valor	Descrição	Unidade
$f$	50	frequência nominal	[Hz]
$S_n$	1300	potência nominal	[MVA]
$V_n$	19	tensão nominal de linha	[kV]
$p$	4	número de polos	[un]
$R_a$	0,0025	resistência de armadura	
$X_d$	1,51	reatância síncrona de eixo direto	
$X_q$	1,75	reatância síncrona de eixo de quadratura	
$X_l$	0,18	reatância de dispersão	
$X'_d$	0,42	reatância transitória de eixo direto	
$X'_q$	0,55	reatância transitória de eixo de quadratura	[pu]
$X''_d$	0,30	reatância subtransitória de eixo direto	
$X''_q$	0,28	reatância subtransitória de eixo de quadratura	
$X_0$	0,17	reatância de sequência zero	
$R_N$	0,0191	parte real da impedância de aterramento	
$X_N$	5,0	parte imaginária da impedância de aterramento	
$T'_{d0}$	2,5200	constante de tempo transitória de eixo direto, em aberto	
$T'_{q0}$	0,1800	constante de tempo transitória de eixo de quadratura, em aberto	
$T''_{d0}$	0,0420	constante de tempo subtransitória de eixo direto, em aberto	[s]
$T''_{q0}$	0,0313	constante de tempo subtransitória de eixo de quadratura, em aberto	
$J$	$1,5 \times 10^6$	momento de inércia	[kg × m <sup>2</sup> ]

A figura 5.10 ilustra a curva do entreferro e de excitação de eixo direto do gerador equivalente.



**Figura 5.10:** Curva de excitação do gerador equivalente

Há um transformador de 1300 [MVA] conectado ao gerador síncrono, que possui reatância de curto-circuito é 0,12 [pu]. O primário do transformador está conectado na ligação triângulo e o secundário em estrela solidamente aterrada. O secundário do transformador possui tensão nominal de 300 [kV] e está conectado à barra *L* de onde partem duas linhas de transmissão em circuito duplo, idealmente transpostas, cujo comprimento é 50 [km]. Essas linhas são conectadas à barra *R*, de onde partem outras duas linhas de transmissão de circuito duplo, igualmente transpostas e de mesmo comprimento. Ao final dessas duas linhas há uma barra infinita.

Os parâmetros das linhas de transmissão foram obtidos por meio da rotina *line constants* do ATP e os dados das impedâncias e capacitâncias em componentes de sequência estão apresentados na tabela 5.6.

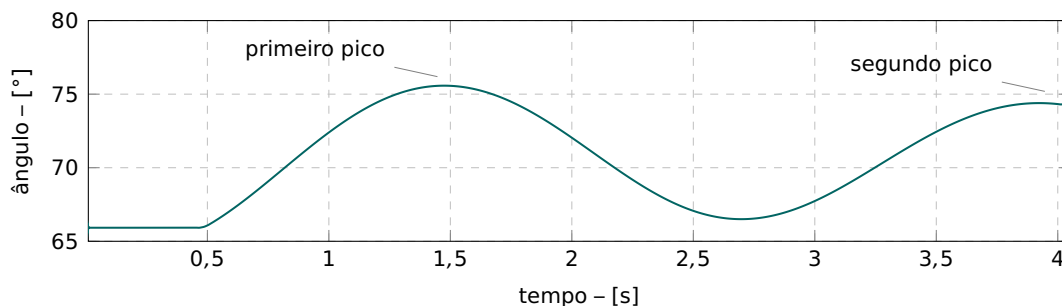
**Tabela 5.6:** Parâmetros de sequência das linhas de transmissão

Dado	Valor	Descrição	Unidade
$\bar{z}_0$	$0,2115 + j \cdot 1,2962$	Impedância de seq. zero da LT	
$\bar{z}_1$	$0,074392 + j \cdot 0,421420$	Impedância de seq. positiva da LT	$\left[ \frac{\Omega}{\text{km}} \right]$
$\bar{z}_{0m}$	$0,1371 + j \cdot 0,7828$	Impedância de seq. zero entre as LTs	
$C_0$	5,428301	Capacitância de seq. zero da LT	
$C_1$	8,653203	Capacitância de seq. positiva da LT	$\left[ \frac{\text{nF}}{\text{km}} \right]$
$C_{0m}$	-1,655295	Capacitância de seq. zero entre as LTs	

Esse cenário é submetido a duas perturbações subsequentes que ocorrem durante o tempo total de simulação de 5 [s]. A primeira consiste em um curto-circuito trifásico que acontece no segundo circuito (circuito 2), 453 [ms] após o início da simulação. Em seguida a essa ocorrência, a proteção do segundo circuito efetua o comando de abertura dos respectivos disjuntores e esse é isolado 503 [ms] após o início da simulação (50 [ms] após a inserção do curto-circuito trifásico). Quando ocorre a abertura da linha de trans-

missão há um aumento na impedância do trecho  $L-R$  e, portanto, a máquina equivalente começa a oscilar mecanicamente. Essa oscilação perdura até a segunda perturbação, que também consiste em um curto-circuito trifásico, desta vez no primeiro circuito (circuito 1), que ocorre 4 [s] após o início da simulação. Quando isso ocorre, o superavit de potência mecânica no eixo do gerador equivalente produz perda de sincronismo.

A oscilação de potência pode ser verificada na figura 5.11. Nessa figura está ilustrado o comportamento do ângulo de carga da máquina durante a simulação e pode-se notar que esse ângulo varia periodicamente entre  $66^\circ$  e  $75,5^\circ$ , após a primeira ocorrência. Considerando que o primeiro pico ocorre em  $\approx 1,5$  [s] e o segundo em  $\approx 4$  [s], pode-se dizer que a frequência da oscilação do ângulo de carga é de cerca de 0,4 [Hz].

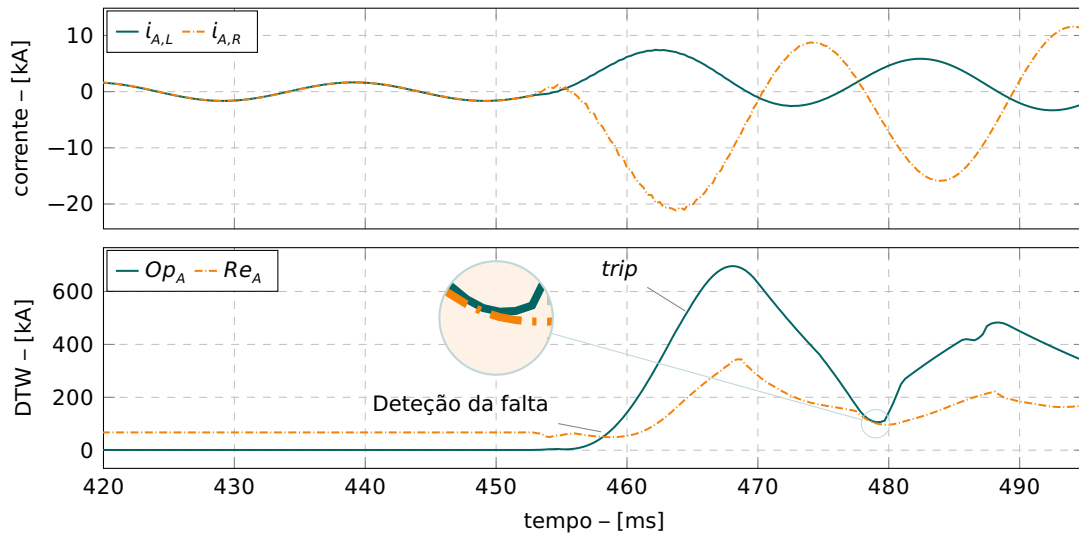


**Figura 5.11:** Oscilação do ângulo de carga do gerador equivalente

Essa oscilação de potência impõe variações de frequência à rede, de 48,48 [Hz] a 51,62 [Hz], que podem ser consideradas relevantes. Quando essas oscilações de potência não são amortecidas pelos sistemas de controle primário e secundário, com o consequente amortecimento das variações de frequência da rede podem ocorrer falhas de segurança nos sistemas de proteção com impactos ainda maiores (p. ex. oscilações de potência em sistemas interligados podem produzir falhas de segurança em sistemas de proteção, com consequentes desligamentos desnecessários em equipamentos primários, ampliando o problema e, na pior das hipóteses, levando a grandes rejeições de carga ou até mesmo blecautes).

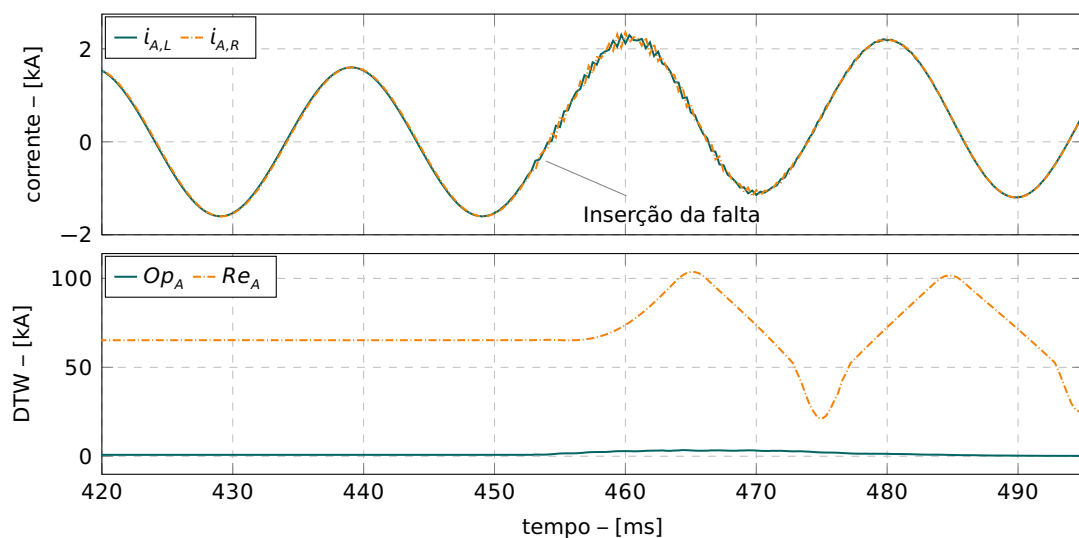
### 5.5.1. Curto-circuito trifásico no segundo circuito

As figuras 5.12 e 5.13 ilustram o comportamento do algoritmo proposto para o primeiro evento, que ocorre 453 [ms] após o início da simulação. A primeira trata da resposta do algoritmo ao empregar os sinais de corrente do circuito em falta (evento interno) e a segunda consiste no comportamento do algoritmo ao utilizar os sinais de corrente do circuito vizinho (evento externo).



**Figura 5.12:** Curto-circuito trifásico interno no sistema utilizado na avaliação da oscilação de potência

Na figura 5.12 observa-se o sinal de corrente da fase A e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o evento interno. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após o instante de inserção. As proteções das fases A, B e C, e da sequência zero, enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 10,13 [ms], 7,31 [ms], 6,69 [ms] e 9,19 [ms], respectivamente. Assim, a detecção do algoritmo foi veloz e sua atuação foi confiável, sem falha de operação. Nota-se também na área em destaque nessa figura, que a grandeza de operação se aproxima da grandeza de restrição no instante próximo à 480 [ms], porém o comando de *trip* ao disjuntor ocorre antes, sem comprometer o desempenho do sistema de proteção.



**Figura 5.13:** Curto-circuito trifásico no segundo circuito do sistema de avaliação da oscilação de potência

Por outro lado, na figura 5.13 se observa o sinal de corrente da fase A e as grandezas de

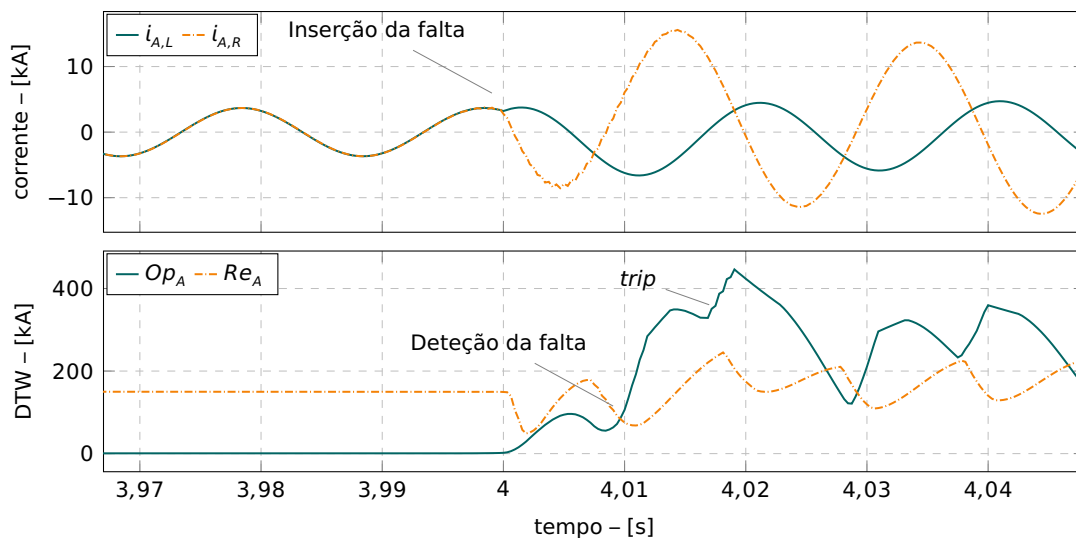


operação e de restrição dessa fase, para o evento externo. Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação não supera a grandeza de restrição, embora ambas variem logo após a inserção da falta. Contudo, essa variação não provoca falha de segurança no algoritmo, igualmente sem implicar a performance do sistema de proteção.

### 5.5.2. Curto-circuito trifásico no primeiro circuito

A figura 5.14 apresenta a performance do algoritmo proposto para o segundo evento, que ocorre 4 [s] após o início da simulação, durante a oscilação de potência ilustrada na figura 5.11.

Nessa figura verifica-se o sinal de corrente da fase A e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o evento interno no primeiro circuito. Como se pode visualizar, a grandeza de operação ultrapassa a grandeza de restrição cerca de 10 [ms] após o instante de inserção. As proteções das fases A, B e C, e da sequência zero, enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 14,38 [ms], 10,32 [ms], 7,81 [ms] e 21,25 [ms], respectivamente. Desta forma, pode-se verificar que a detecção do algoritmo foi veloz e sua atuação foi confiável, sem falha de operação.



**Figura 5.14:** Curto-circuito trifásico no primeiro circuito do sistema de avaliação da oscilação de potência

## 5.6. Reversão de corrente

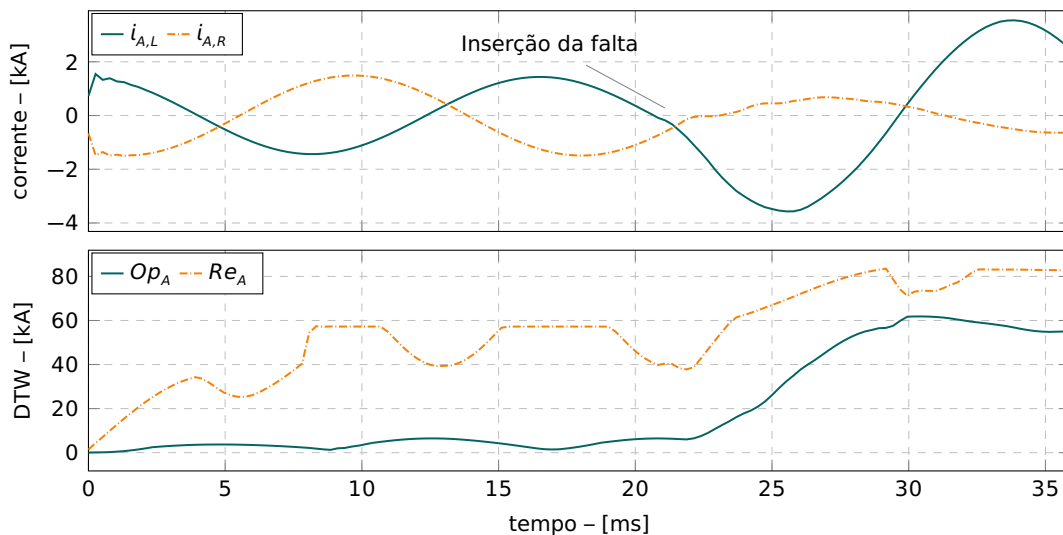
Faltas em linhas de transmissão em ac usualmente resultam em correntes de defeito que fluem por ambos os terminais em direção ao seu ponto de ocorrência. No entanto, existem condições em que isso não se verifica e a corrente flui por apenas um dos terminais, dividindo-se no ponto de falta, de onde flui também para o outro terminal. Isso normalmente ocorre quando a carga do sistema é elevada, os terminais apresentam potências

de curto-circuito bastante díspares, e a falta é de alta impedância.

Esse comportamento é conhecido como *outfeed* e produz impacto relevante nos sistemas de proteção baseados na função diferencial, com implicações na sua velocidade de detecção e confiabilidade. Em vista disso, esta seção apresenta a avaliação do desempenho do algoritmo face a um evento de *outfeed* dentre os cenários de simulação do sistema equivalente de 765 [kV] detalhado no capítulo 4.

Esse cenário consiste em um curto-circuito fase-terra (AN) no sistema operando com carregamento pesado, cujo instante de inserção é 16,67 [ms], a resistência é 100 [ $\Omega$ ] e a distância é 16,67% do comprimento total da linha, partindo-se do terminal *L*.

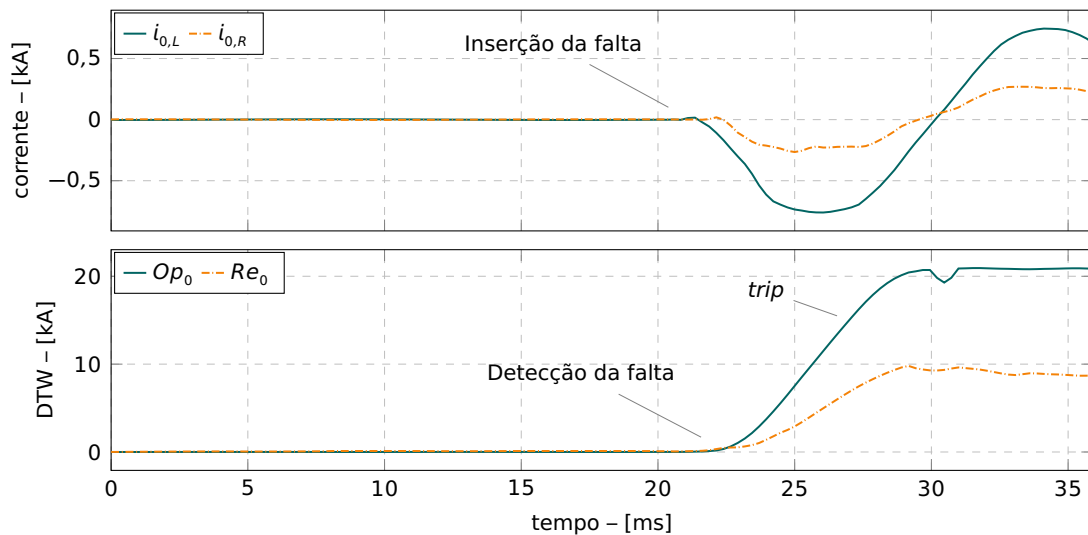
A figura 5.15 ilustra o sinal de corrente da fase A e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o evento de *outfeed*. Como se pode perceber nessa figura, a grandeza de operação não supera a grandeza de restrição, como é de se esperar dada a natureza do algoritmo proposto nesta tese.



**Figura 5.15:** Curto-circuito fase-terra (AN) no sistema equivalente de 765 [kV] para avaliação de *outfeed*

No entanto, durante o evento de *outfeed*, em que a corrente da fase em falta é semelhante à corrente de carga e flui do terminal *L* para o terminal *R*, como pode ser observado na figura 5.15, as correntes de sequência zero nesses terminais se comportam fluindo por ambos em direção ao ponto de ocorrência da falta, permitindo que o algoritmo proposto detecte a falta e envie sinais de disparo aos respectivos disjuntores.

Pode-se observar esse comportamento por meio da figura 5.16 que apresenta as componentes de sequência zero nos terminais *L* e *R*, bem como as grandezas de operação e de restrição dessa sequência. Como se pode observar, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após a inserção da falta e a proteção de sequência zero envia o comando de abertura aos respectivos disjuntores no instante de 5,76 [ms], confirmando a velocidade e a confiabilidade do algoritmo proposto.



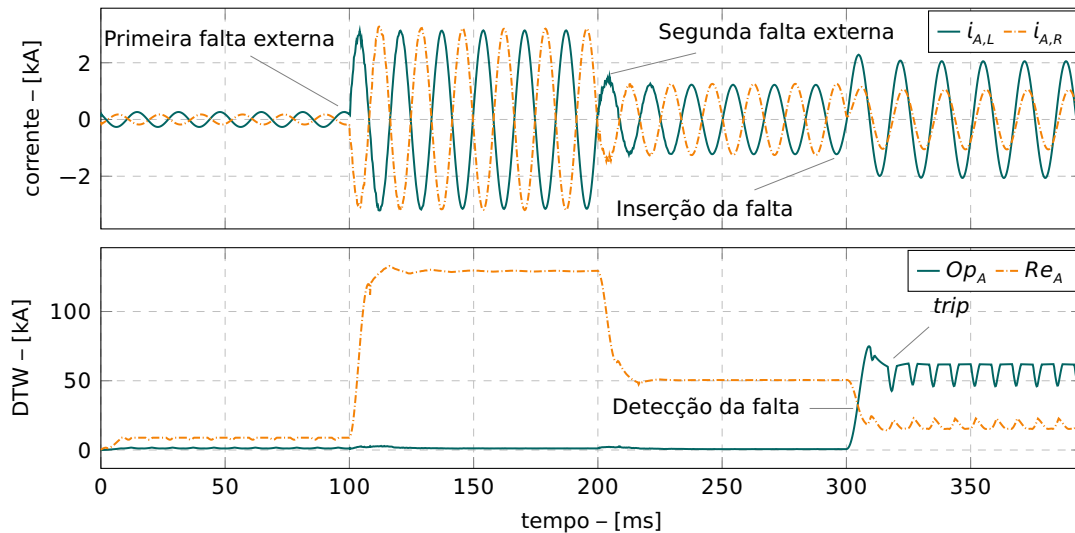
**Figura 5.16:** Curto-circuito fase-terra (AN) no sistema equivalente de 765 [kV] para avaliação de *outfeed*

## 5.7. Falhas simultâneas

Perturbações simultâneas, como faltas externas e internas ocorrendo em instantes aproximados podem produzir efeitos negativos em algoritmos de proteção, em especial nos algoritmos baseados na detecção de ondas viajantes. Por consequência, esta seção apresenta o comportamento do algoritmo proposto para um cenário de simulação de faltas simultâneas no sistema multi-terminal de 440 [kV].

Esse cenário de simulação consiste na inserção de três faltas fase-terra (AN) com resistência de falta de 10 [ $\Omega$ ], sendo duas faltas externas e uma interna. A primeira falta externa é inserida na linha compreendida entre as barras de AGUAZU e S.ANGE e tem início 100 [ms] após começada a simulação. A segunda é situada na linha entre as barras B.JARD e TAUBAT e é iniciada no instante de 200 [ms]. Por fim, a falta fase-terra interna é inserida no instante de 300 [ms].

A figura 5.17 ilustra o sinal de corrente da fase A e as grandezas de operação e de restrição dessa fase, para o evento descrito. Como se pode perceber nessa figura, a grandeza de operação não supera a grandeza de restrição quando ocorrem as duas faltas externas, como é de se esperar. Todavia, quando a terceira falta é inserida, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição e o algoritmo detecta o defeito. Como se pode notar nessa figura, a grandeza de operação supera a grandeza de restrição cerca de 8 [ms] após o instante de inserção. As proteções da fase A e da sequência zero, enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 18,10 [ms] e 19,19 [ms], respectivamente. Desta maneira, pode-se reiterar que o algoritmo é seguro, porque não detectou os eventos externos, tendo inclusive a grandeza de restrição aumentado durante esses eventos, além de ser rápido e confiável na identificação do evento interno.



**Figura 5.17:** Curtos-circuitos fase-terra (AN) simultâneos no sistema de 440 [kV]

## 5.8. Comentários

As condições críticas apresentadas neste capítulo normalmente são desfavoráveis à maioria dos algoritmos de proteção piloto de linhas de transmissão, em especial àqueles que implementam as funções de proteção diferencial e direcional, e tem impacto mais relevante na segurança desses algoritmos do que na sua confiabilidade. Por essa razão, a proposta e o desenvolvimento de novos algoritmos de proteção deve considerar cenários similares de modo a verificar sistemática e minuciosamente o seu desempenho para circunstâncias de falta diversas e representativas.

O trabalho proposto na referência (TIFERES, 2022) apresenta um algoritmo de proteção que implementa uma função híbrida (direcional e diferencial) baseada na técnica de *biweight midcorrelation*, conforme já mencionado no capítulo 4. Essa referência descreve o comportamento do algoritmo proposto face a diversas condições críticas e, oportunamente, apresenta o resultado de outros algoritmos similares e do algoritmo de proteção diferencial percentual convencional, para as mesmas condições críticas. Tanto os algoritmos similares quanto o algoritmo convencional possuem confiabilidade elevada, porém apresentam falhas de segurança para as condições críticas e, portanto, têm desempenho inapropriado para essas condições.

Para efeito de comparação, reproduz-se aqui a tabela apresentada nessa referência que confronta todos esses algoritmos face a três condições críticas e considerando três janelas de dados, 16, 32 e 64 amostras, para uma frequência de amostragem de 3840 [Hz]. As três condições críticas distintas são saturação de TCs, ruídos, e desalinhamento entre amostras.

Nota-se que todos os algoritmos propostos, inclusive o algoritmo proposto na referên-

cia (TIFERES, 2022), apresentam falhas de segurança para as três condições críticas, embora o algoritmo baseado no *biweight midcorrelation* tenha desempenho superior. Além disso, não existem evidências de que algum deles possa ser empregado na proteção de linhas de transmissão HVdc.

**Tabela 5.7:** Desempenho de outros algoritmos de proteção para condições críticas

Algoritmo	Saturação			Ruídos			Desalin.		
	16	32	64	16	32	64	16	32	64
(TIFERES, 2022)	14	0	0	4	0	0	4	0	0
(JIA et al., 2018)	38	21	4	22	19	0	23	8	0
(JIA et al., 2021)	23	12	0	12	7	0	15	6	0
(ZHANG et al., 2022)	23	13	0	11	7	0	13	6	0
(ZHENG et al., 2020a)	61	0	0	8	0	0	8	6	0
(ZHENG et al., 2020b)	66	41	38	50	41	37	34	33	10
Convencional	-	16	6	-	14	6	-	15	6

Por outro lado, o algoritmo proposto nesta tese não apresenta falhas de segurança em nenhuma dessas condições, com as mesmas configurações de frequência de amostragem e de tamanho de janela. Ademais, esse algoritmo pode ser empregado em linhas HVdc.

Por fim, o algoritmo proposto dispensa quaisquer ajustes, que são fontes de erro e prejudicam o desempenho de sistemas de proteção como um todo.

# 6

## Casos reais

No capítulo 4, apresenta-se o comportamento do algoritmo proposto para sistemas em corrente alternada e em corrente contínua, nas topologias que utilizam conversores comutados pela rede e conversores fonte de tensão. Os resultados obtidos e descritos nesse capítulo sugerem que o algoritmo é veloz, seguro e confiável.

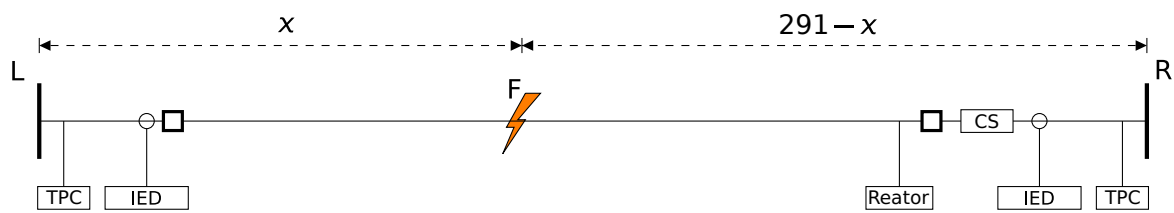
O desempenho do algoritmo face a condições desafiadoras da proteção, tais como faltas de alta-impedância, sinais com ruído, desalinhamento entre amostras, saturação de TCs, oscilação de potência, *outfeed* e faltas simultâneas está descrito no capítulo 5. Os resultados sob essas condições indicam que além de velocidade e precisão, o algoritmo também é satisfatoriamente robusto.

Desse modo, este capítulo descreve o comportamento do algoritmo diante de nove eventos reais que ocorreram em três linhas de transmissão de 500 [kV] do SIN, que estão localizadas no centro-oeste e no norte do Brasil e neste trabalho estão identificadas como sistemas I, II e III. Nas três linhas de transmissão há reatores de linha, instalados após os TCs. Além disso, nas linhas de transmissão I e II há compensação série nos terminais *L* e *R*.

Os sinais de corrente em ambos os terminais utilizados pelo algoritmo proposto nesta tese foram digitalizados e armazenados por IEDs comerciais, cuja frequência de amostragem é 2 [kHz] e que utilizam como função de proteção primária a função de distância associada com um esquema de transferência de *trip* por meio de teleproteção.

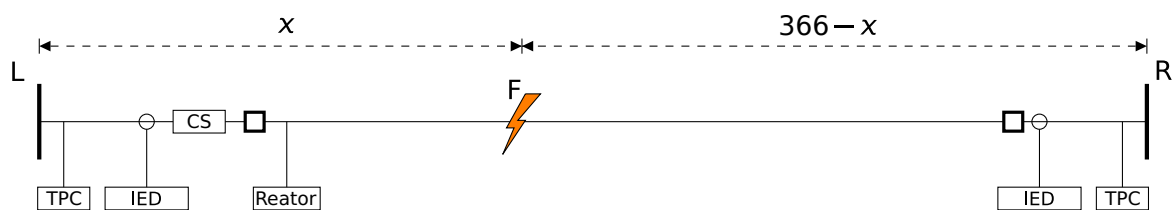
O primeiro sistema (Sistema I) está ilustrado na figura 6.1. Esse sistema é composto por uma linha de transmissão de circuito simples, cujo comprimento é 291 [km]. Há TPCs instalados nas barras *L* e *R*, TCs instalados logo após os TPCs e compensação série (CS)

no terminal  $R$ . Além disso, há reatores de linha (Reator) após os disjuntores da barra  $R$ .



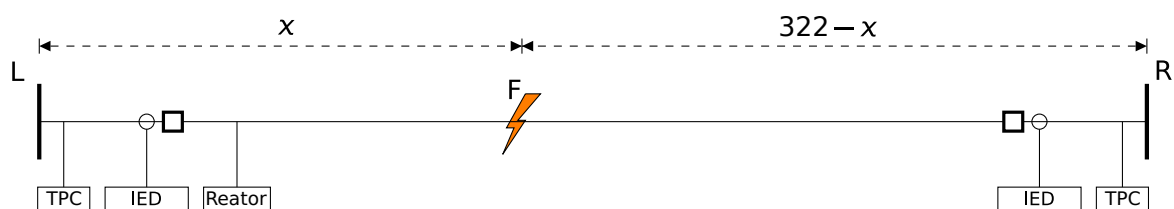
**Figura 6.1:** Diagrama unifilar da linha de transmissão do sistema I

O segundo sistema (sistema II) está ilustrado na figura 6.2. Esse sistema é similar ao sistema I, exceto pela compensação série que está localizada junto ao terminal  $L$ , assim como os reatores de linha. Além disso, a linha de transmissão, também de circuito simples, possui comprimento de 366 [km].



**Figura 6.2:** Diagrama unifilar da linha de transmissão do sistema II

Por fim, o sistema III está ilustrado na figura 6.3 e é composto por uma linha de transmissão de circuito simples, cujo comprimento é 322 [km]. Esse sistema é similar aos outros dois, porém ele não possui compensação série.



**Figura 6.3:** Diagrama unifilar da linha de transmissão do sistema III

A tabela 6.1 descreve um resumo dos nove eventos reais que ocorreram nesses três sistemas de transmissão, apontando a data e a causa, bem como a resposta do sistema de proteção utilizado pela concessionária de transmissão e a resposta do algoritmo proposto.

Naturalmente, os tempos de atuação desse sistema são maiores do que os tempos apresentados pelo algoritmo, tendo em vista que o seu princípio de operação é a função de distância, utilizada nos IEDs instalados pela concessionária. Contudo, optou-se por apresentar essa comparação, já que esses dados são reais e descrevem apropriadamente o desempenho do sistema de proteção empregado atualmente pela concessionária. Ressalta-se que, além de mais lentos, os sistemas de proteção baseados na função de distância requerem informações sobre os parâmetros da linha de transmissão prote-

gida e podem ser afetados pelos afundamentos de tensão decorrentes de curtos-circuitos severos próximos aos terminais onde são localizados os TPCs, além da própria resposta dinâmica dos TPCs diante desses afundamentos.

**Tabela 6.1:** Casos reais

Sist.	#	Tipo de Falta	Data e hora	Causa	Tempo de <i>trip</i> [ms]	
					Algoritmo*	Sistema atual
I	1	AN	14/01/2018 – 16h39	descarga	4.7	19.1
	2	CN	24/09/2018 – 12h36	queimada	7.0	24.5
	3	CAN	28/03/2019 – 08h41	descarga	5.7	20.6
	4	CN	12/04/2019 – 03h02	descarga	5.8	18.6
	5	BC	07/09/2019 – 13h23	queimada	7.0	19.6
II	6	CA	04/09/2017 – 17h19	queimada	12.2	21.6
	7	CA	05/10/2017 – 17h25	queimada	10.2	20.1
III	8	CN	13/03/2019 – 18h33	descarga	10.6	25.0
	9	ABN	17/11/2019 – 14h08	descarga	8.6	26.5

\* Atraso de comunicação típico de  $\approx 1.5$  [ms] não adicionado aos valores

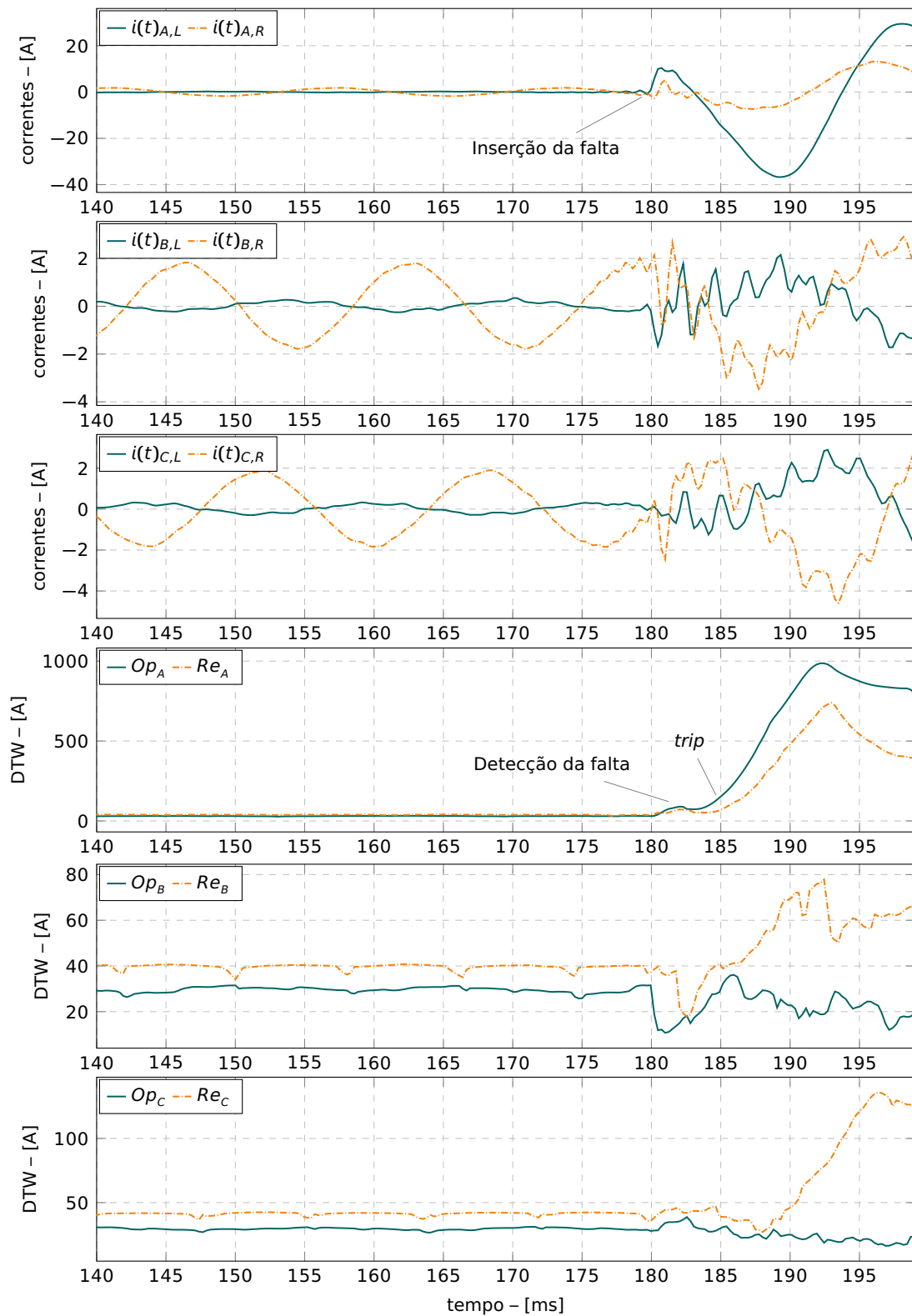
Nas seções a seguir apresenta-se em detalhes as nove perturbações descritas na tabela 6.1, com informações que foram coletadas nos relatórios de ocorrência que a concessionária elaborou para envio ao ONS, como resposta à exigência do Módulo 6 dos Procedimentos de Rede em que constam instruções para avaliação da operação.



## 6.1. Caso #1

A perturbação consistiu no desligamento automático da linha de transmissão, às 16h39 do dia 14/01/2018. O desligamento foi provocado pela abertura dos disjuntores da linha de transmissão devido à ocorrência de um curto-circuito envolvendo fase-terra (AN). A linha de transmissão foi isolada após 58,0 [ms] do início da ocorrência da falta, pela atuação das proteções principal e alternada de distância em primeira zona pelo IED instalado na barra *L* e pela atuação das proteções principal e alternada de distância em segunda zona, associadas ao esquema de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance na barra *R*. O localizador de faltas do sistema registrou a falta a uma distância de 67,50 [km] da barra *L*.

A figura 6.4 expõe os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para a falta fase-terra real em questão. Como se pode observar nessa figura, as grandezas de operação das fases B e C não superam as respectivas grandezas de restrição, após o início da perturbação. Todavia, a grandeza de operação da fase A supera a grandeza de restrição cerca de 2 [ms] após o instante de inserção. As proteções da fase A e da sequência zero enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 4,74 [ms] e 18,02 [ms], respectivamente.

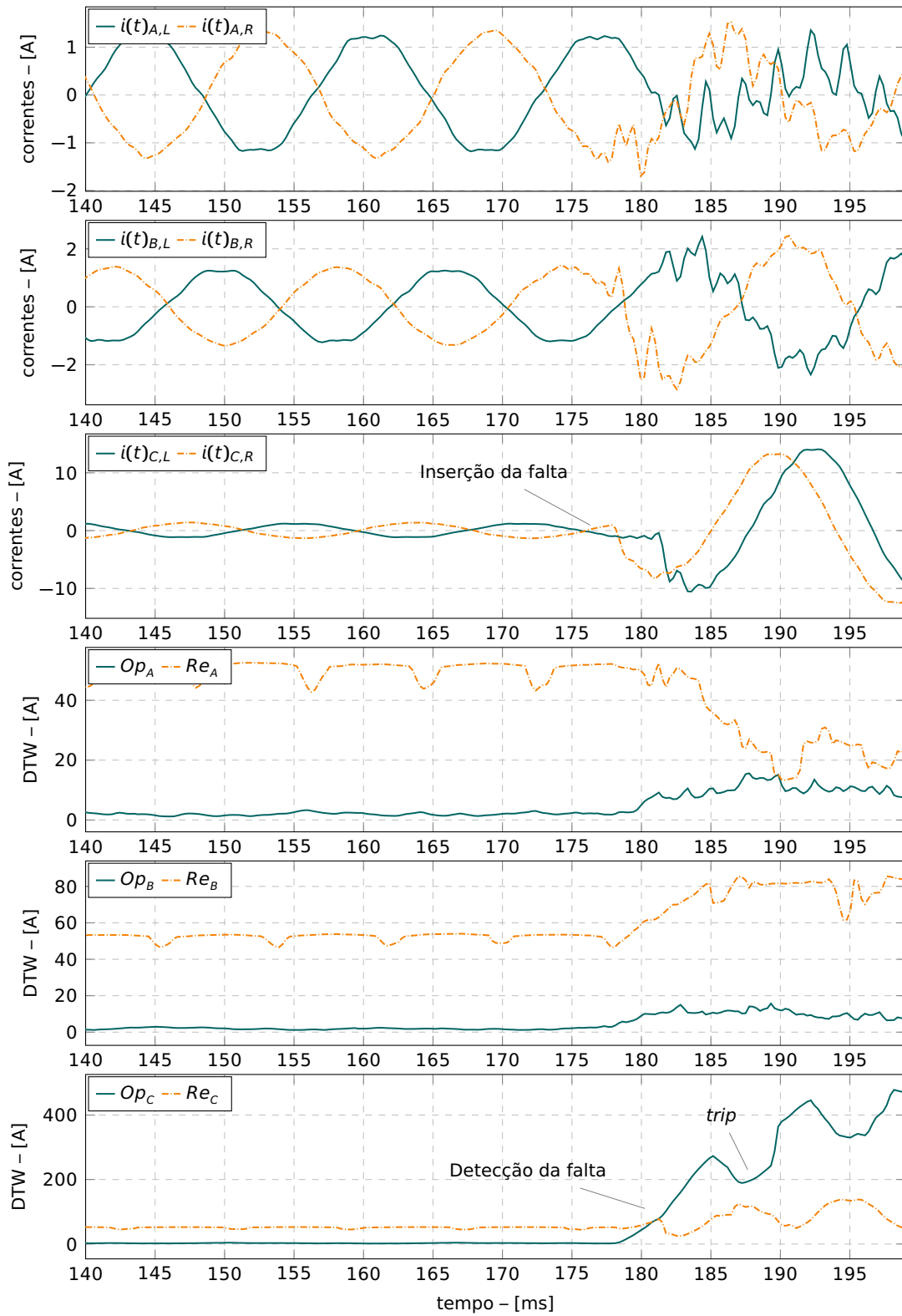


**Figura 6.4:** Curto-circuito fase-terra (AN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I

## 6.2. Caso #2

A perturbação consistiu no desligamento automático da linha de transmissão às 12h36 do dia 24/09/2018, devido a um curto-circuito fase-terra (CN) provocado por queimada nas vizinhanças a faixa de passagem. A falta foi eliminada 55 [ms] após o início da ocorrência pelas atuações das proteções principal e alternada de distância em primeira zona na barra *R*, e pelas atuações das proteções principal e alternada de distância em segunda zona associada ao esquema de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance na barra *L*. O localizador de faltas do sistema registrou a falta a uma distância de 200,27 [km] da barra *L*.

A figura 6.5 ilustra os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para o caso real em questão. Após o início da perturbação, as grandezas de operação das fases A e B não superam as respectivas grandezas de restrição, conforme ilustrado na figura. Entretanto, a grandeza de operação da fase C supera a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após o instante de inserção. As proteções da fase C e da sequência zero enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 7,00 [ms] e 14,81 [ms], respectivamente.

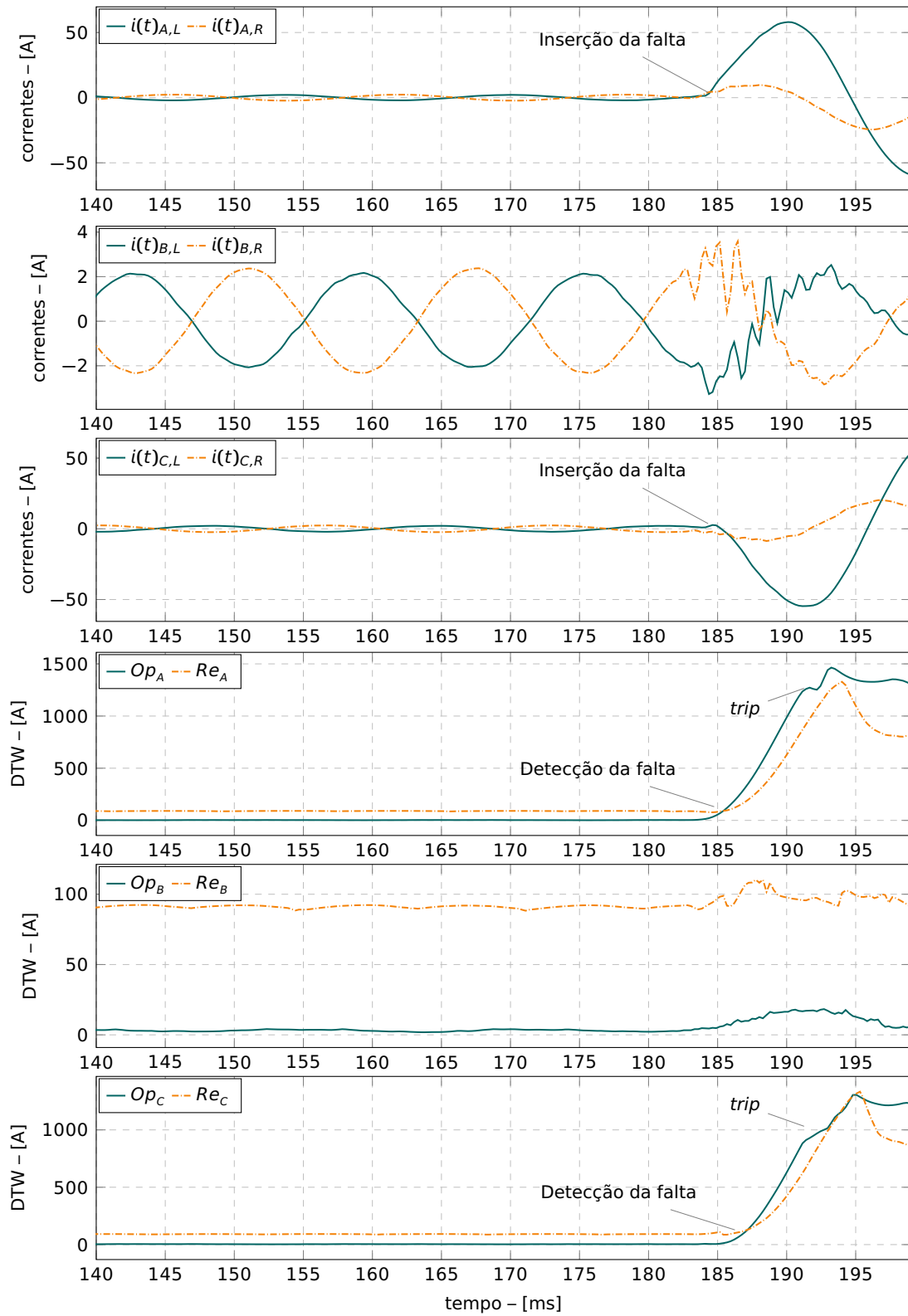


**Figura 6.5:** Curto-circuito fase-terra (CN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I

### 6.3. Caso #3

A perturbação consistiu no desligamento automático da da linha de transmissão às 08h41 do dia 28/03/2019, devido à ocorrência de um curto-circuito dupla-fase-terra (CAN), provocado por descarga atmosférica. A eliminação da falta aconteceu após 58,0 [ms] do início da ocorrência, pelas atuações das proteções principal e alternada de distância em segunda zona associadas ao esquema de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance na barra *L*, e pelas atuações das proteções principal e alternada de sobrecorrente direcional associadas ao esquema de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance na barra *R*. O localizador de faltas do sistema estimou a distância da falta em 64,3 [km] da barra *L*.

A figura 6.6 apresenta os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para a falta dupla-fase-terra. Como se pode observar, a grandeza de operação da fase B não supera a grandeza de restrição, após o início da perturbação. Todavia, as grandezas de operação das fases A e C superam as respectivas grandezas de restrição cerca de 2 [ms] após o instante de inserção. As proteções das fases A e C e da sequência zero enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 6,78 [ms], 8,35 [ms] e 5,74 [ms], respectivamente.

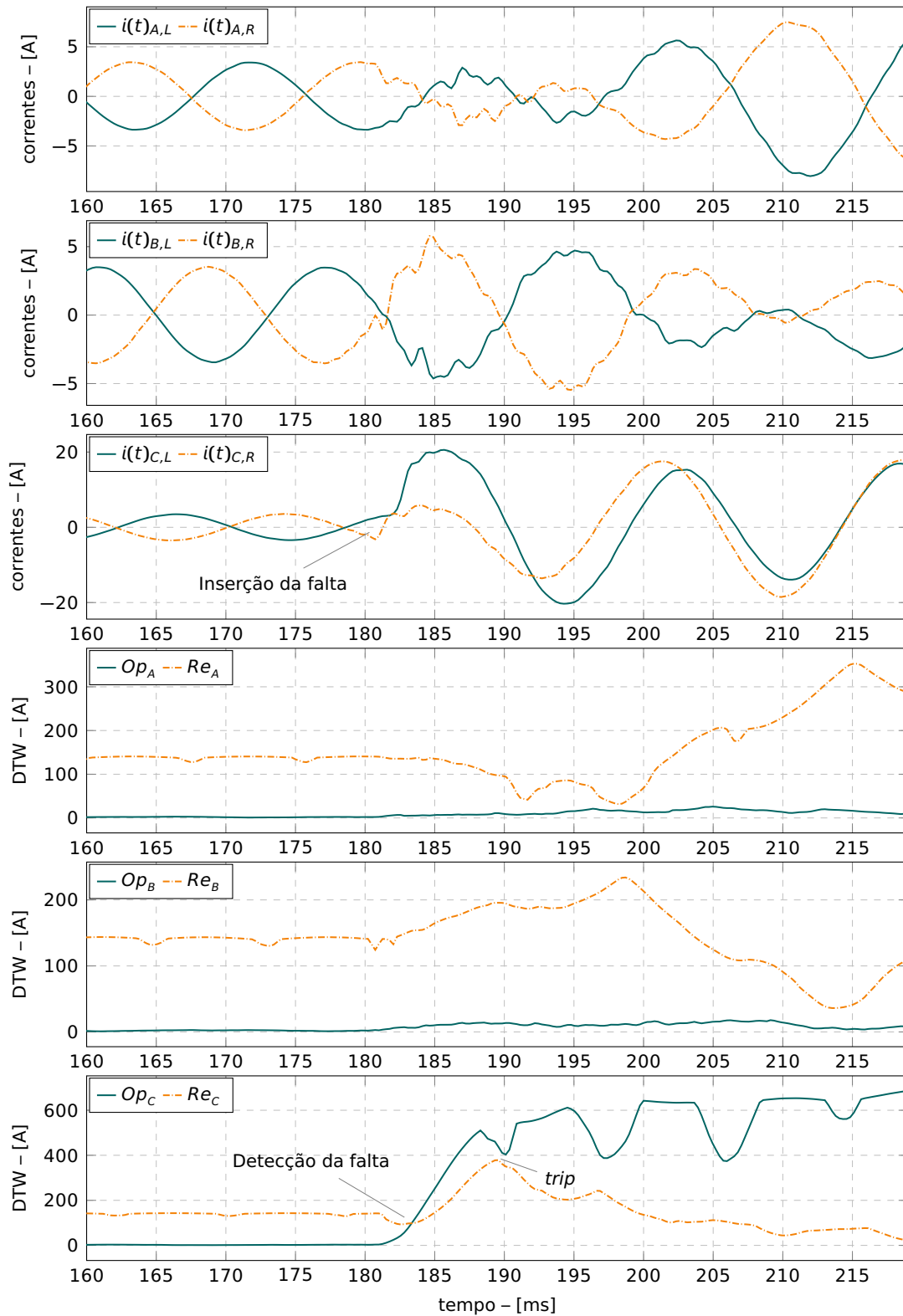


**Figura 6.6:** Curto-circuito dupla-fase-terra (CAN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I

## 6.4. Caso #4

A perturbação consistiu no desligamento automático da linha de transmissão às 03h02 do dia 12/04/2019, devido à ocorrência de um curto-circuito fase-terra (CN), provocado por descarga atmosférica. As proteções principal e alternada de distância atuaram em segunda zona associadas ao esquema de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance em ambas as barras, eliminando a falta após 60 [ms] da sua ocorrência. O localizador de faltas do sistema estimou a distância da falta em 119,42 [km] da barra L.

A figura 6.7 apresenta os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para esse caso. Após o início da perturbação, as grandezas de operação das fases A e B não superam as respectivas grandezas de restrição, conforme ilustrado na figura. Contudo, a grandeza de operação da fase C supera a grandeza de restrição cerca de 1 [ms] após o instante de inserção. As proteções da fase C e da sequência zero enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 6,60 [ms] e 5,82 [ms], respectivamente.



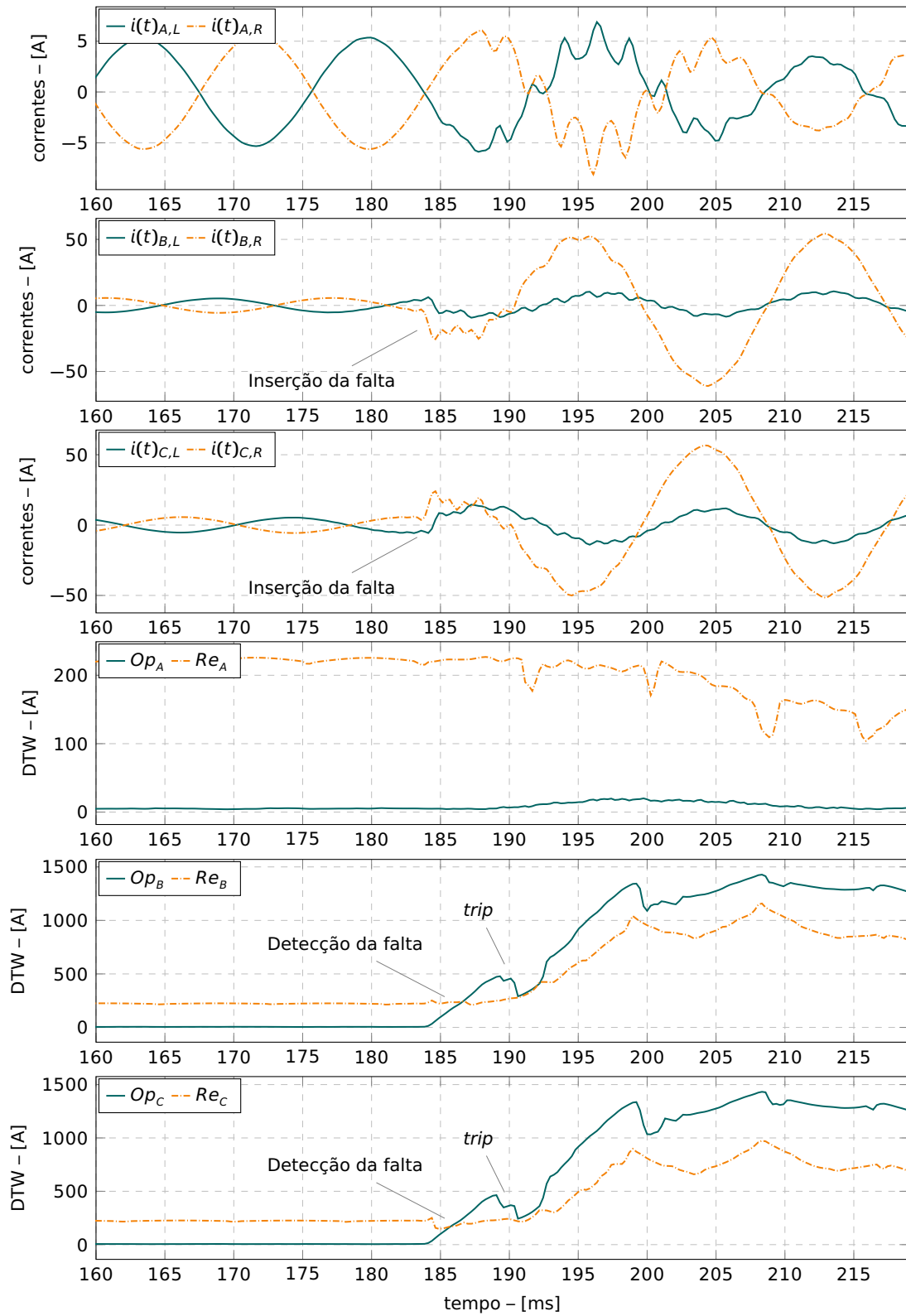
**Figura 6.7:** Curto-circuito fase-terra (CN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I



## 6.5. Caso #5

A perturbação consistiu no desligamento automático da linha de transmissão às 13h23 do dia 07/09/2019, devido à ocorrência de um curto-circuito dupla-fase (BC), ocasionado por queimada próxima à faixa de passagem. A falta foi eliminada pelas atuações das proteções principal e alternada de distância em primeira zona na barra *R*, e pelas atuações das proteções principal e alternada de distância em segunda zona para falha entre fases associadas ao esquema de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance na barra *R*. O tempo para eliminação da falta foi 52 [ms] após o início da perturbação e o localizador de faltas do sistema indicou a distância de 8,06 [km] da barra *R*.

A figura 6.8 apresenta os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para a falta real dupla-fase (BC). Como se pode verificar nessa figura, a grandeza de operação da fase A não supera a grandeza de restrição, após o início da perturbação. Todavia, as grandezas de operação das fases B e C superam as respectivas grandezas de restrição cerca de 1,5 [ms] após o instante de inserção. As proteções dessas fases enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 7,03 [ms] e 6,24 [ms], respectivamente.

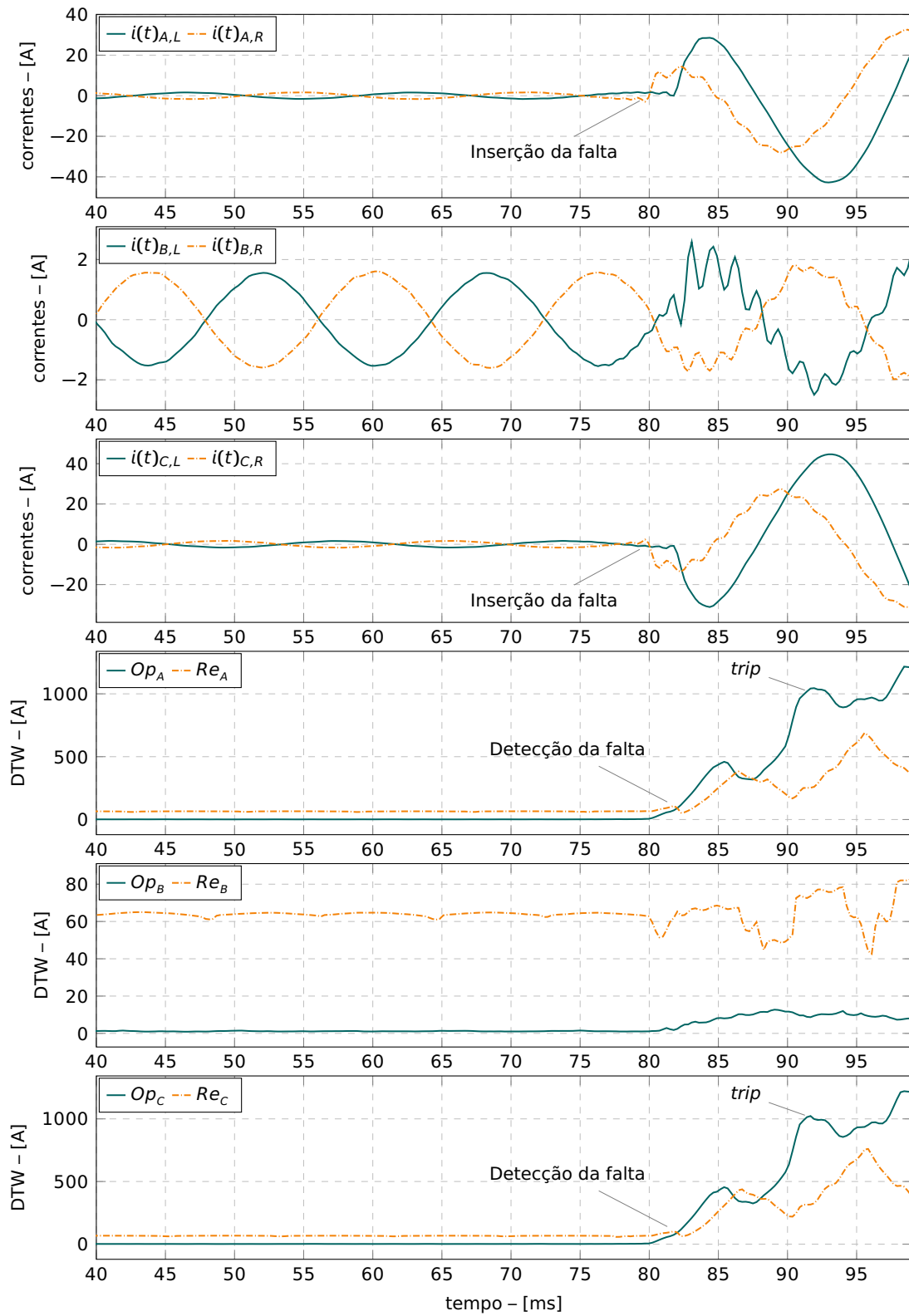


**Figura 6.8:** Curto-circuito dupla-fase (BC) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema I

## 6.6. Caso #6

A perturbação consistiu no desligamento automático da linha de transmissão às 17h19 do dia 04/09/2017, devido à ocorrência de um curto-circuito dupla-fase envolvendo as fases A e C, originado por queimada próxima à faixa de passagem. A falta foi eliminada em 69 [ms] pelas atuações das proteções principal e alternada de distância em segunda zona associada ao esquema de teleproteção de transferência de disparo permissivo de sobrealcance em ambas as barras. O localizador de faltas do sistema registrou a distância da falta à 72,98 [km] da barra L.

A figura 6.9 apresenta os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para a falta real dupla-fase (CA). Como se pode observar nessa figura, a grandeza de operação da fase B não supera a grandeza de restrição, após o início da perturbação. Porém, as grandezas de operação das fases A e C superam as respectivas grandezas de restrição cerca de 2 [ms] após o instante de inserção. As proteções dessas fases enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 6,25 [ms] e 12,24 [ms], respectivamente.

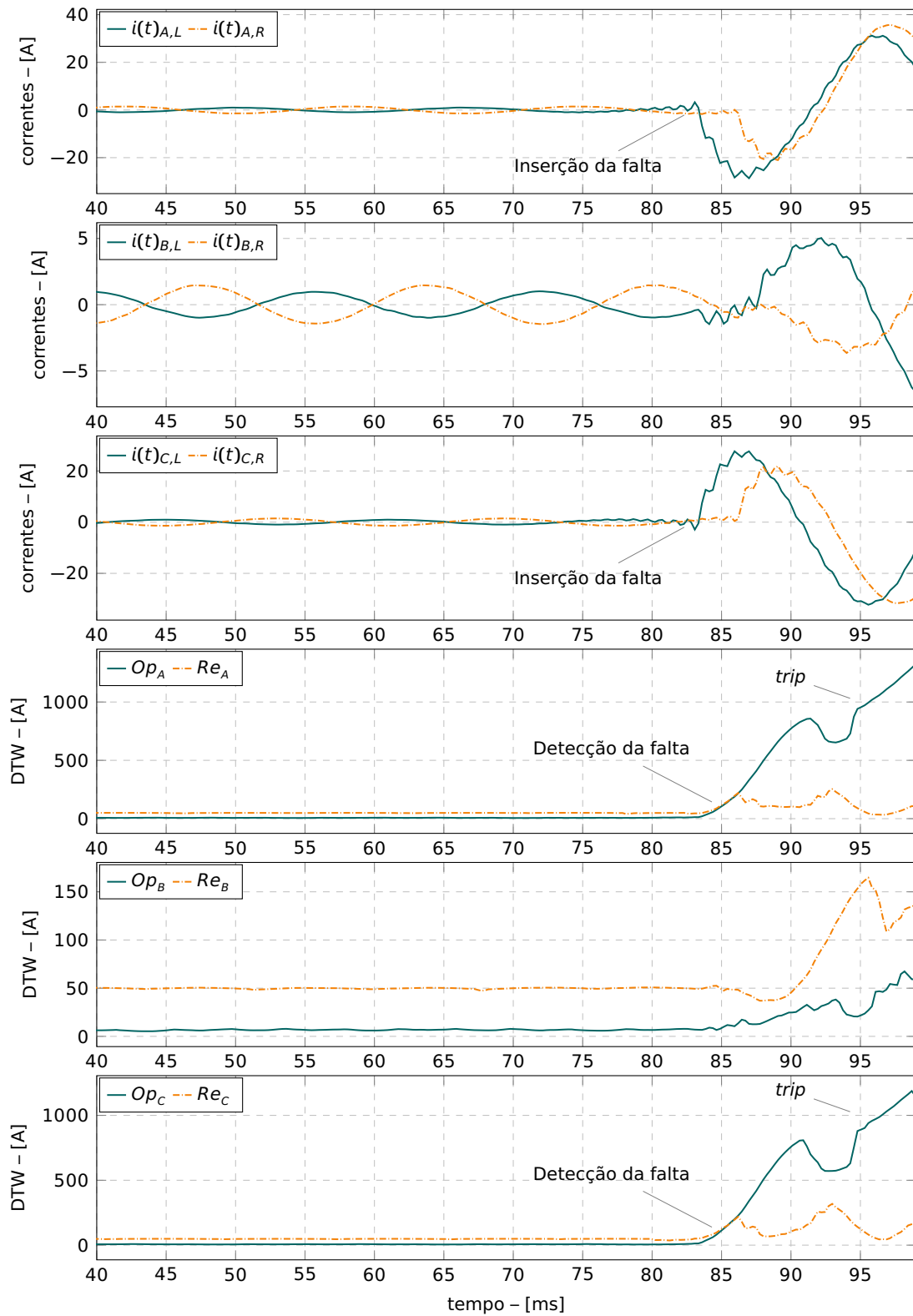


**Figura 6.9:** Curto-circuito dupla-fase (CA) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema II

## 6.7. Caso #7

A perturbação consistiu no desligamento automático da linha de transmissão, às 17h25 do dia 05/10/2017, devido à ocorrência de um curto-circuito dupla-fase (CA), causado por queimada próxima à faixa de passagem. O localizador de faltas indicou a distância da falta de 152,54 [km] da barra *R*. A falta foi isolada em 61 [ms] após o início da ocorrência, pela atuação das proteções principal e alternada de distância em segunda zona associadas ao esquema de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance em ambas as barras.

A figura 6.10 ilustra os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para o caso real em questão. Como se pode ver, a grandeza de operação da fase B não supera a grandeza de restrição, após o início da perturbação. Entretanto, as grandezas de operação das fases A e C superam as respectivas grandezas de restrição cerca de 2,5 [ms] após o instante de inserção. As proteções dessas fases enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 10,16 [ms] e 9,37 [ms], respectivamente.

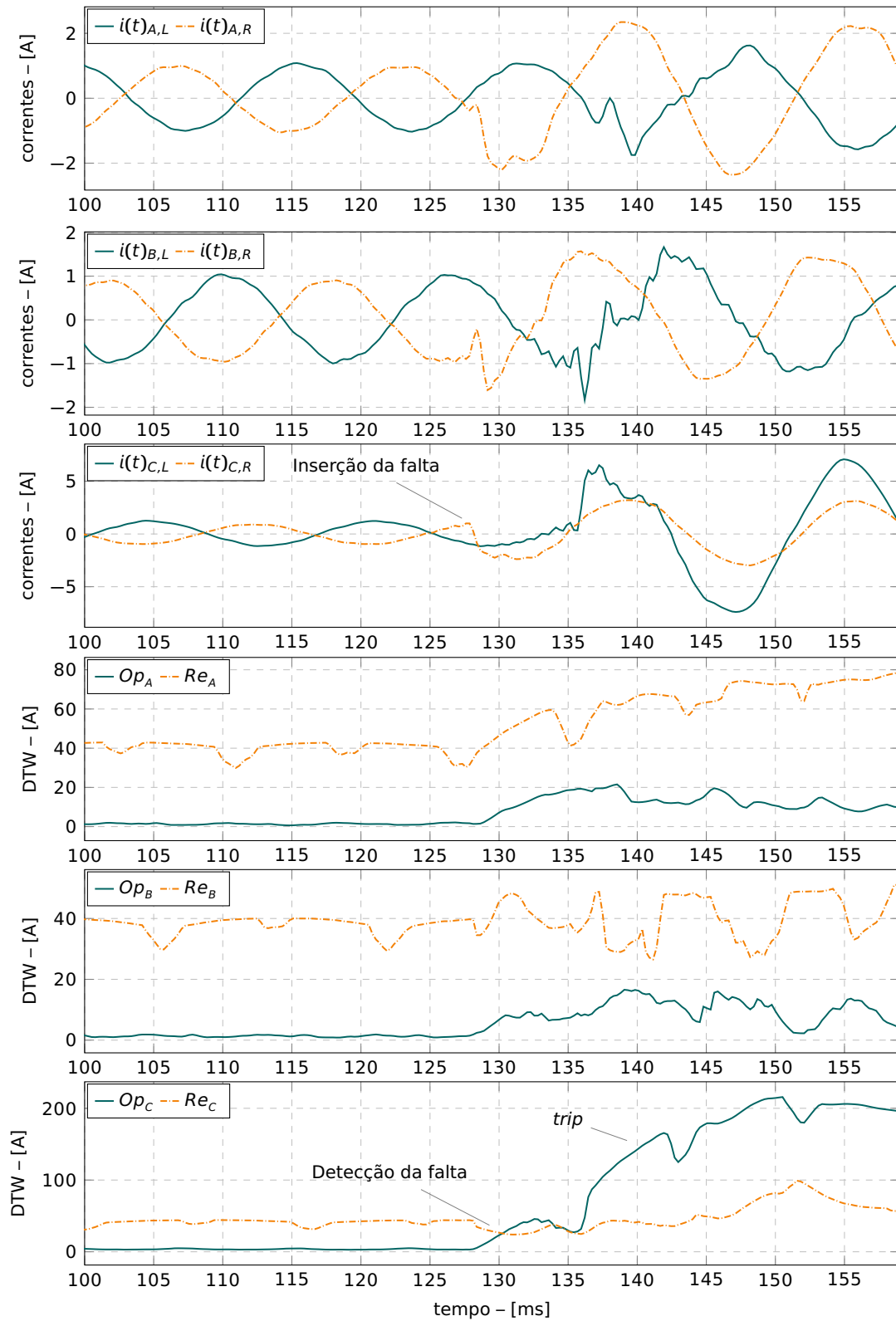


**Figura 6.10:** Curto-circuito dupla-fase (CA) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema II

## 6.8. Caso #8

A perturbação consistiu no desligamento automático da linha de transmissão devido a um curto-circuito fase-terra (CN), ocasionado por descarga atmosférica. A falta ocorreu às 18h33 do dia 13/03/2019 e foi eliminada após 52,4 [ms] do seu início, pelas proteções principal e alternada de distância em primeira zona na barra  $L$ , e pelas proteções principal e alternada de distância ambas associadas à recepção do sinal de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance.

A figura 6.11 apresenta os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para a falta fase-terra (CN). Após o início da perturbação, as grandezas de operação das fases A e B não superam as respectivas grandezas de restrição, conforme ilustrado na figura. Contudo, a grandeza de operação da fase C supera a grandeza de restrição cerca de 2 [ms] após o instante de inserção. As proteções da fase C e da sequência zero enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 10,64 [ms] e 12,47 [ms], respectivamente.



**Figura 6.11:** Curto-circuito fase-terra (CN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema III

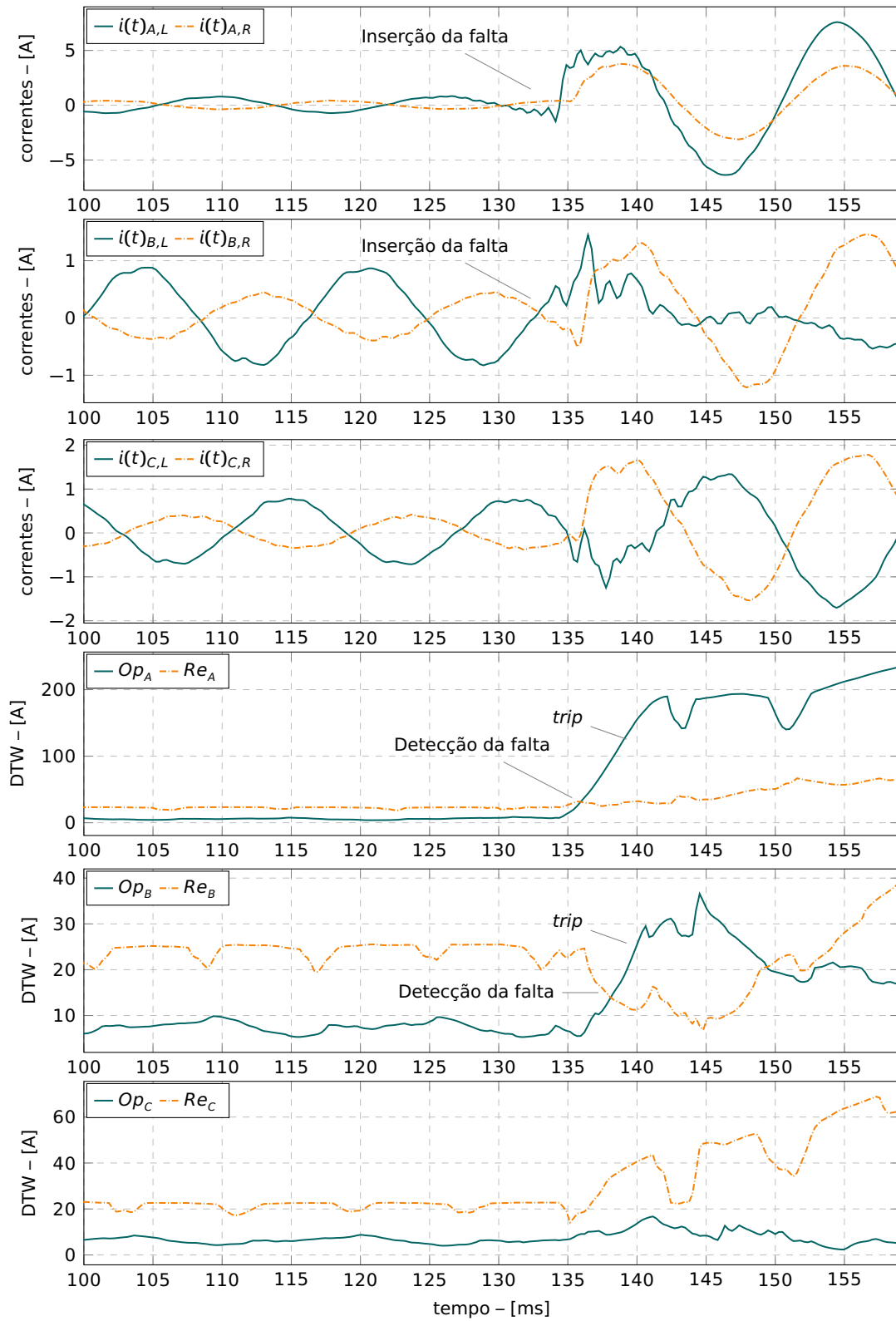


## 6.9. Caso #9

A perturbação consistiu no desligamento automático da linha de transmissão devido a um curto-circuito dupla-fase-terra (ABN), decorrente de descarga atmosférica, cujos danos foram localizados a uma distância de 141,58 [km] da barra *L*. A perturbação teve início às 14h08 do dia 17/11/2019. Nessa barra, a falta foi eliminada após 49,9 [ms] do início da perturbação pelas proteções principal e alternada de distância em primeira zona. Na barra *R*, a falta foi eliminada após 49,4 [ms] pelas proteções principal e alternada de distância em segunda zona associadas à recepção do sinal de teleproteção de transferência de disparo permissivo por sobrealcance.

Os IEDs principal e alternado da barra *L* acusaram distâncias de 141,40 [km] e 140,6 [km] dessa barra, respectivamente. Já os IEDs principal e alternado da barra *R* indicaram as distâncias de 173,83 [km] e 173,18 [km] dessa barra, respectivamente. O localizador de faltas do sistema indicou a distância de falta de 140,2 km do terminal *L*.

A figura 6.11 descreve os sinais de corrente das fases A, B e C e as grandezas de operação e de restrição dessas fases, para o caso real em questão. Após o início da falta, a grandeza de operação da fase C não supera grandeza de restrição, conforme ilustrado na figura. Todavia, a grandeza de operação das fases A e B superaram as respectivas grandezas de restrição cerca de 1,5 [ms] após o instante de inserção. As proteções das fases A, B e da sequência zero enviaram o comando de abertura aos respectivos disjuntores nos instantes de 6,24 [ms], 8,59 [ms] e 6,77 [ms], respectivamente.



**Figura 6.12:** Curto-circuito dupla-fase-terra (ABN) na linha de transmissão real de 500 [kV] do sistema III

## 6.10. Comentários

Este capítulo apresentou o desempenho do algoritmo quando submetido a nove casos reais de curtos-circuitos em linhas de transmissão de 500 [kV]. O tempo médio de *trip* obtido com o algoritmo é de 8 [ms], enquanto a proteção atualmente utilizada pela concessionária possui tempo médio de *trip* de 21,7 [ms].

Nos casos apresentados, o tempo médio de eliminação do defeito é de 57,2 [ms] após a sua ocorrência e, com o uso do algoritmo proposto nesta tese e considerando-se o que o tempo médio de extinção do arco elétrico é de 35,5 [ms], o tempo de eliminação do defeito poderia ser substancialmente inferior, de aproximadamente 43,4 [ms]. Nesse contexto, as respostas obtidas indicam que o algoritmo é veloz, seguro e confiável.

Conforme mencionado no início deste capítulo é evidente que os tempos de atuação obtidos com o algoritmo proposto são inferiores aos tempos apresentados pelo sistema de proteção real, uma vez que o princípio de operação desse sistema é a função de distância, que calcula a impedância vista pelo ponto de instalação dos TIs a partir de cálculos fasoriais baseados em algoritmos que utilizam TDF e são naturalmente mais lentos. No entanto, vale ressaltar que o algoritmo proposto não requer quaisquer informações sobre os parâmetros elétricos do sistema, que podem ser fontes de erro nos ajustes dos sistemas de proteção, ocasionando falhas de segurança e de operação que reduzem a confiabilidade dos sistemas de proteção como um todo.

# 7

## Conclusões

Este trabalho apresentou um algoritmo de proteção piloto de LTs de energia elétrica em ac e HVdc, nas topologias LCC e VSC, que utiliza a técnica DTW para comparar sinais de correntes nas LTs em ac, ou sinais de correntes cruzadas nas LTs em HVdc, e detectar faltas internas nessas linhas.

O algoritmo de proteção foi cuidadosamente descrito e minuciosamente avaliado, e os resultados indicam que ele é vantajoso quando comparado com funções de proteção de LTs convencionais, tais como distância, diferencial e sobrecorrente direcional e também, quando comparado com outras alternativas propostas na literatura e apresentadas ao longo do texto.

Na pesquisa inicial avaliou-se o desempenho do algoritmo em termos de velocidade e precisão com o objetivo de se determinar a frequência de amostragem e o tamanho de janela de dados mais adequados. Verificou-se que frequências de amostragem e janelas de dados típicas, amplamente utilizadas em IEDs convencionais, têm pouco impacto na resposta do algoritmo, em termos de velocidade e precisão.

Ao longo da pesquisa foi estudado o comportamento do algoritmo proposto face a cenários de faltas internas e externas em sistemas elétricos ac e HVdc, simulados em duas ferramentas computacionais adequadas para essa finalidade. Os cenários de simulação compreenderam faltas internas e externas com variação do instante de inserção, da resistência e local de ocorrência, bem como fases envolvidas.

Os resultados obtidos com os sistemas equivalentes em ac, para cenários de faltas internas, sugerem que o algoritmo é veloz, uma vez que os tempos de *trip*, da ordem de 6 [ms], são tipicamente inferiores aos tempos obtidos com outras alternativas, tanto as

convencionais quantos as recentes, propostas na literatura. Além disso, não houve falhas de operação, característica que confere confiabilidade ao método proposto.

O comportamento do método proposto também foi avaliado para cenários de simulação de faltas em sistemas multi-terminais ac de 440 [kV] e 500 [kV]. Esses sistemas permitiram não só a análise da velocidade e confiabilidade do algoritmo, mas também sua segurança quando submetido a situações de faltas externas. Verificou-se que a velocidade e a confiabilidade foram preservadas, isto é, os tempos de *trip* médios para esses cenários de simulação foram semelhantes àqueles obtidos com os sistemas equivalentes em ac (aproximadamente 5 [ms]) e não houve falhas de operação. Ademais, não houve atuações indevidas para nenhum dos cenários de faltas externas simulados.

Em contrapartida, na análise da resposta obtida com os cenários de simulação dos sistemas HVdc verificou-se que os tempos de *trip* foram maiores do que aqueles obtidos com os sistemas em ac, 15 [ms] para sistemas LCC e 7 [ms] para sistemas VSC. Isso provavelmente se deve aos controles dos conversores que atuam para minimizar os efeitos do curto-circuito, atrasando invariavelmente os tempos de detecção.

Quando o estudo envolveu condições críticas, que normalmente afetam as funções de proteção piloto de LT, o algoritmo apresentou comportamento semelhante àquele apresentado para os cenários de simulação. Verificou-se que a velocidade, confiabilidade e segurança foram preservadas, mesmo para faltas de alta impedância, sinais com ruído e desalinhamento entre amostras, para os sistemas ac e HVdc, e saturação de TCs, oscilação de potência, reversão de corrente e faltas simultâneas, para os sistemas em ac.

Além da avaliação do algoritmo para cenários de simulação, ao longo dessa pesquisa também foi analisado o comportamento do método proposto para nove perturbações reais, que ocorreram em linhas de transmissão ac de 500 [kV] do SIN, localizadas nas regiões norte e centro-oeste. O método proposto se mostrou veloz e confiável para todas as perturbações.

Desta forma, esta tese contribuiu com uma proposta de algoritmo para proteção piloto de linhas de transmissão que é nitidamente mais confiável, segura e robusta do que os algoritmos presentes na literatura. Além disso, esse algoritmo pode ser utilizado na proteção piloto de LTs em ac e em HVdc e dispensa quaisquer ajustes e informações sobre parâmetros elétricos do sistema de transmissão. Essa característica traz vantagens importantes para o projeto, o comissionamento e a operação dos sistemas de proteção baseados no método, e contribui decididamente para reduzir a taxa de falhas de sistemas de proteção durante a operação normal e as perturbações nos sistemas elétricos de potência.

# Referências Bibliográficas

- ALMEIDA, M. L. S.; SILVA, K. M. Transmission lines differential protection based on an alternative incremental complex power alpha plane. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Wiley Online Library, v. 11, n. 1, p. 10–17, 2017. 47
- ANDERSON, P. M. et al. *Power System Protection*. Hoboken, Estados Unidos: John Wiley & Sons, 2022. 29, 34, 45, 46, 64, 66, 119
- BAKER, W. M. *Algebraic Geometry: A New Treatise on Analytical Conic Sections (Classic Reprint)*. Londres, Inglaterra: Forgotten Books, 2018. 39
- BARBERO, A. *Per noi piemontesi il lavoro non è un culto, è una necessità che implica sudore*. 2021. <[https://www.corriere.it/sette/incontri/21\\_agosto\\_16/barbero-per-noi-piemontesi-lavoro-non-culto-necessita-che-implica-sudore-4803c0ae-f931-11eb-8531-faab9a3adcfb.shtml](https://www.corriere.it/sette/incontri/21_agosto_16/barbero-per-noi-piemontesi-lavoro-non-culto-necessita-che-implica-sudore-4803c0ae-f931-11eb-8531-faab9a3adcfb.shtml)>. Acessado em 8 de agosto de 2023. iv
- BARBON, S. J. *Dynamic Time Warping baseado na transformada wavelet*. 114p p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2007. 68
- BORNARD, P.; BASTIDE, J. A prototype of multiprocessor based distance relay. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 2, p. 491–498, 1982. 42
- CECCHI, V. et al. Incorporating temperature variations into transmission-line models. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 4, p. 2189–2196, 2011. 50
- CEPEL, C. *Análise de Falhas Simultâneas - Programa ANAFAS*. 2015. <<http://www.cepel.br/produtos/anafas-2/>>. Acessado em 8 de agosto de 2023. 70
- CHAMIA, M.; LIBERMAN, S. Ultra high speed relay for EHV/UHV transmission lines—development, design and application. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 6, p. 2104–2116, 1978. 46
- CHAUHAN, K.; REDDY, M. V.; SODHI, R. A novel distribution-level phasor estimation algorithm using empirical wavelet transform. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 65, n. 10, p. 7984–7995, 2018. 47
- CHEN, L. et al. Similarity comparison based high-speed pilot protection for transmission line. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 2, p. 938–948, 2018. 48
- CIGRE: JWG 34/35.11. *Protection Using Telecommunications – Reference: 192*. Paris, França, 2001. 175 p. 24, 59
- CIGRE: JWG B4/B5.59. *Protection and local control of HVDC grids – Reference: 739*. Paris, França, 2018. 96 p. 25, 46, 59, 64, 66, 97
- DAI, Z. et al. A pilot protection for HVDC transmission lines based on transient energy ratio of DC filter link. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 35, n. 4, p. 1695–1706, 2020. 48
- DANTAS, D. T. *Algoritmos de proteção diferencial no domínio do tempo baseados em energia e potência reativa*. 103p p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019. x, 26, 27, 31, 33, 70, 82, 86
- DANTAS, D. T.; PELLINI, E. L.; MANASSERO, G. Time-domain differential protection method applied to transmission lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 6, p. 2634–2642, 2018. 26, 47

- DEBS, A. S. *Security assessment of power systems*. 1975. <[https://smartech.gatech.edu/bitstream/handle/1853/35320/e-21-654\\_108481.pdf](https://smartech.gatech.edu/bitstream/handle/1853/35320/e-21-654_108481.pdf)>. Acessado em 8 de agosto de 2023. 17
- ERO. *2022 State of Reliability: An Assessment of 2021 Bulk Power System Performance*. Atlanta, Estados Unidos: North American Electric Reliability Corporation, 2022. <[https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/NERC\\_SOR\\_2022.pdf](https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/NERC_SOR_2022.pdf)>. Acessado em 8 de agosto de 2023. 20
- FOLKERS, R. Determine current transformer suitability using EMTP models. In: *26th Annual Western Protective Relay Conference*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 26, p. 1–18. 119, 120
- FONT, A. et al. Design and technical analysis of 500–600 kV HVDC transmission system for Turkey. In: IEEE. *2017 10th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*. [S.l.], 2017. p. 201–205. 98
- GIANNOULA, A. et al. Identifying temporal patterns in patient disease trajectories using dynamic time warping: A population-based study. *Scientific Reports*, v. 8, n. 1, p. 1–14, 2018. 52
- GIBRAN, K. *A Tear and a Smile*. [S.l.: s.n.], 1914. vi
- GIBRAN, K. *The Prophet*. [S.l.: s.n.], 1923. vii
- GIRGIS, A. A.; MAKRAM, E. B. Application of adaptive kalman filtering in fault classification, distance protection, and fault location using microprocessors. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 3, n. 1, p. 301–309, 1988. 46
- GRUMBLING, E.; HOROWITZ, M. *Quantum computing: progress and prospects*. Washington, DC, Estados Unidos: National Academies Press, 2019. 272p p. 68
- HAGINOMORI, E. et al. *Power system transient analysis: theory and practice using simulation programs (ATP-EMTP)*. West Sussex, Reino Unido: John Wiley & Sons, 2016. 123
- HE, Z. et al. Pole-to-ground fault analysis for HVDC grid based on common- and differential-mode transformation. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 8, n. 3, p. 521–530, 2020. 49
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power system relaying*. West Sussex, Reino Unido: John Wiley & Sons, 2014. 34, 45, 46
- HOSSAIN, M.; LEEVONGWAT, I.; RASTGOUFARD, P. Revisions on alpha plane for enhanced sensitivity of line differential protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 33, n. 6, p. 3260–3262, 2018. 47
- HUGHES, T. P. *Networks of power: electrification in western society, 1880-1930*. Baltimore, Estados Unidos: The John Hopkins University Press, 1993. 20
- IBARRA, L. et al. A Fourier-based phasor estimator with a modified moving average filter and its application in distribution networks. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 18, n. 1, p. 698–706, 2022. 45
- IEEE WG D27. *IEEE Std C37.243-2015 – IEEE Guide for Application of Digital Line Current Differential Relays Using Digital Communication*. New York, NY, 2015. 72 p. 24, 45, 60, 117
- JIA, K. et al. Transient current similarity based protection for wind farm transmission lines. *Applied energy*, Elsevier, v. 225, p. 42–51, 2018. 132
- JIA, K. et al. Spearman correlation-based pilot protection for transmission line connected to PMSGs and DFIGs. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 17, n. 7, p. 4532–4544, 2021. 48, 132

- JIN, X. et al. High speed digital distance relaying scheme using FPGA and IEC 61850. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 5, p. 4383–4393, 2017. 47
- LAAKSO, T. et al. Splitting the unit delay FIR/all pass filters design. *IEEE Signal Processing Magazine*, v. 13, n. 1, p. 30–60, 1996. 36, 42
- LAN, T. et al. Enhanced current differential protection for HVDC grid based on Bergeron model: A parameter error tolerable solution. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 3, p. 1869–1881, 2021. 20, 49
- LAWRENCE, J. *A catalog of special plane curves*. Nova Iorque, Estados Unidos: Dover Publications, 2013. (Dover Books on Mathematics). 39
- LE-HUY, P.; CASORIA, S.; SAAD, O. Unified modeling and simulation approach for modular multilevel voltage source converters. In: *Proceedings of the International Conference on Power Systems Transient*. Vancouver, Canada: [s.n.], 2013. (IPST'13), p. 18–20. 102, 165
- LEI, A. et al. Equivalent traveling waves based current differential protection of EHV/UHV transmission lines. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 97, p. 282–289, 2018. 47
- LI, B. et al. Research on an improved protection principle based on differential voltage traveling wave for VSC-HVDC transmission lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 35, n. 5, p. 2319–2328, 2020. 49
- LI, Y. et al. A novel pilot protection scheme for lcc-hvdc transmission lines based on smoothing-reactor voltage. *Electric Power Systems Research*, v. 168, p. 261–268, 2019. 49
- LIAO, J.; ZHOU, N.; WANG, Q. DC grid protection method based on phase planes of single-end common-and differential-mode components. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 1, p. 299–310, 2021. 49
- LINKE, A. et al. Dynamic time warping outperforms Pearson correlation in detecting atypical functional connectivity in autism spectrum disorders. *NeuroImage*, v. 223, p. 117383, 2020. 52
- LIU, N. et al. A pilot protection for LCC-HVDC transmission lines based on measured surge impedance at tuning frequency. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 37, n. 3, p. 2090–2103, 2022. 49
- MA, J. et al. A pilot directional protection scheme for LCC-HVDC lines based on grounding resistance. *IEEE Transactions on Power Delivery*, p. 1–1, 2022. 48
- MA, J. et al. Pilot directional protection scheme for LCC-HVDC transmission lines based on the voltage difference between positive and negative poles. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 37, n. 2, p. 696–709, 2022. 48
- MARTI, J. R. Accurate modelling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 1, p. 147–157, 1982. 83, 88
- NISHIOKA, A.; ALVAREZ, F.; OMORI, T. Global rise of HVDC and its background. *Hitachi ABB HVDC Technologies, Ltd., Tech. Rep*, 2020. 20
- ONI, O. E.; DAVIDSON, I. E.; MBANGULA, K. N. A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications. In: *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–7. 20, 21, 64
- ONS. *Submódulo 2.11: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção , de registro de perturbações e de teleproteção*. 2020. <[https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.11-RQ\\_2020.12.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.11-RQ_2020.12.pdf)>. Acessado em 8 de agosto de 2023. 24



- ONS. *Indicadores de desempenho do SIN – Número de perturbações ocorridas na rede básica*. 2022. <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento-paineis.aspx>>. Acessado em 8 de agosto de 2023. 18
- ONS. *RT-ONS DPL 0252/2022 – Relatório de análise estatística do desempenho dos sistemas de proteção e dos relés de proteção referente ao ano de 2021*. [S.l.], 2022. 19
- O'RIORDAN, D.; HOGAN, N. *Everybody Else Is Doing It, So Why Can't We?* Brasil: Island Records, 1993. Dreams. vii
- REIS, F. A. F. *Esquema de proteção baseado no algoritmo de Chamia-Liberman e análise comparativa com relés de distância para linhas de transmissão compensadas*. 1993. 104p Dissertação de Mestrado — Universidade de São Paulo p. 46
- REIS, J.; ROLIM, J.; FERNANDES, A. Insulation coordination for lightning transients based on energy spectral density. In: *Proceedings of the International Conference on Power Systems Transient*. Vancouver, Canadá: [s.n.], 2013. (IPST'13), p. 18–20. 113
- SABER, A. A backup protection algorithm for bipolar line-commutated converter HVDC lines. *IEEE Systems Journal*, v. 15, n. 1, p. 1172–1178, 2021. 48
- SAKOE, H.; CHIBA, S. Dynamic programming algorithm optimization for spoken word recognition. *IEEE Transactions on Acoustics, Speech, and Signal Processing*, v. 26, n. 1, p. 43–49, 1978. 52
- SALVADOR, S.; CHAN, P. K. FastDTW: Toward accurate dynamic time warping in linear time and space. In: *KDD Workshop on Mining Temporal and Sequential Data*. Washington, Estados Unidos: [s.n.], 2004. p. 70–80. 68
- SANTOS, R. C. dos. *Algoritmo baseado em redes neurais artificiais para a proteção de distância de linhas de transmissão*. 154p p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2004. 70, 72
- SARCINELLI, G. L. *BIPOLAR\_BENCH\_CIGRE\_HVDC*. 2015. <<http://www.atpdraw.net/showpost.php?id=27&kind=0>>. Acessado em 8 de agosto de 2023. 95
- SARCINELLI, G. L.; SILVA, F. N. da. First benchmark model for hvdc controls in atp program. In: *X Symposium of specialists in electric operational and expansion planning*. Florianópolis, Brasil: [s.n.], 2006. 95, 163
- SENGER, E. C. *Contribuições à proteção de linhas de transmissão de energia elétrica*. 2008. 165p p.Tese (Livre docência) — Universidade de São Paulo, 2008. p. 112
- SHARMA, A. *Text Book Of Conic Section*. Nova Délhi, Índia: Discovery Publishing House, 2005. 39
- SILVA, D. F. et al. Speeding up similarity search under dynamic time warping by pruning unpromising alignments. *Data Mining and Knowledge Discovery*, Springer, v. 32, n. 4, p. 988–1016, 2018. 52
- SILVA, K. M.; BAINY, R. G. Generalized alpha plane for numerical differential protection applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 31, n. 6, p. 2565–2566, 2016. 47
- SWETAPADMA, A. et al. A novel relaying scheme using long short term memory for bipolar high voltage direct current transmission lines. *IEEE Access*, v. 9, p. 119894–119906, 2021. 49
- SZECHTMAN T. WESS, C. V. T. M. First benchmark model for HVDC control studies. *Electra*, v. 135, p. 54–73, 1991. 95
- TANG, L. et al. A new differential protection of transmission line based on equivalent travelling wave. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 32, n. 3, p. 1359–1369, 2017. 47

- TEIXEIRA, P. C. de O. Avaliação dos níveis de campos elétricos e magnéticos em linhas de transmissão da CTEEP. In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - XVI SNPTEE*. Campinas, São Paulo: [s.n.], 2001. p. 1–6. 89
- TIFERES, R. R. *Algoritmo de proteção piloto de linhas de transmissão baseado em biweight midcorrelation*. 102p p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2022. 43, 44, 92, 131, 132
- TIFERES, R. R.; DANTAS, D. T.; MANASSERO, G. J. Application and evaluation of time-domain differential protection based on bayesian inference to HVDC lines. In: *16th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2022)*. Newcastle, Reino Unido: [s.n.], 2022. v. 2022, p. 456–460. 37, 97
- TIFERES, R. R.; MANASSERO, G. Time-domain differential protection of transmission lines based on bayesian inference. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 37, n. 3, p. 1569–1577, 2022. x, 33, 35, 77, 97
- TIFERES, R. R.; MANASSERO, G. J. Transmission line distance protection algorithm based on bayesian inference. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Hindawi, 2022. 42
- VIANNA, P. de L. *Proteção de distância no domínio do tempo baseada na equação geral da seção cônica*. 147p p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2021. x, 38, 41, 73
- VIANNA, P. de L.; MANASSERO, G. J. Time-domain distance protection of transmission lines based on the conic section general equation. *Electric Power Systems Research*, v. 205, p. 107740, 2022. 38
- WANG, Y. et al. A pilot protection scheme for transmission lines in VSC-HVDC grid based on similarity measure of traveling waves. *IEEE Access*, v. 7, p. 7147–7158, 2019. 49
- WARRINGTON, A. R. van C. *Protective relays: their theory and practice*. Norwich, Inglaterra: Fletcher & Son, 1962. v. 1. 45, 46
- XI, X. et al. Fast time series classification using numerosity reduction. In: *Proceedings of the 23rd international conference on Machine learning*. Pennsylvania, Estados Unidos: [s.n.], 2006. v. 1, p. 1033–1040. 68
- XIANG, W. et al. A differential pilot protection scheme for MMC-based DC grid resilient to communication failure. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 9, n. 5, p. 5631–5645, 2021. 49
- XIAO, H.; REN, S.; LI, Y. Novel disturbance blocking criterion for reliable current differential protection of LCC-HVDC lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 1, p. 477–480, 2021. 46, 48
- YANG, Z. et al. Improved Euclidean distance based pilot protection for lines with renewable energy sources. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, p. 1–1, 2022. 48
- YU, Z. et al. Deep learning for daily peak load forecasting - a novel gated recurrent neural network combining dynamic time warping. *IEEE Access*, v. 7, p. 17184–17194, 2019. 52
- ZHAN, L.; LIU, Y.; LIU, Y. A clarke transformation-based dft phasor and frequency algorithm for wide frequency range. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 1, p. 67–77, 2016. 47
- ZHANG, G. et al. Waveform similarity-based robust pilot protection for transmission lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 37, n. 3, p. 1856–1865, 2022. 48, 132
- ZHANG, Y. et al. Pearson correlation coefficient of current derivatives based pilot protection scheme for long-distance LCC-HVDC transmission lines. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 116, p. 105526, 2020. 49

ZHENG, L. et al. Cosine similarity based line protection for large-scale wind farms. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 68, n. 7, p. 5990–5999, 2020. 132

ZHENG, L. et al. A novel structural similarity based pilot protection for renewable power transmission line. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 35, n. 6, p. 2672–2681, 2020. 132

ZOU, L.; TEOH, C.-P.; VOLOH, I. CT saturation a simulation study of different detection and blocking algorithms. In: *15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)*. Liverpool, Inglaterra: [s.n.], 2020. v. 1, n. 1, p. 1–6. 119

# A

## Arquivo de projeto – sistema LCC-HVdc

O modelo LCC-HVdc utilizado nesta tese está disponível para fins educacionais, de treinamento ou planejamento e foi desenvolvido inicialmente no programa PSCAD® e detalhado na referência (SARCINELLI; SILVA, 2006). Posteriormente foi implementado no ATP por meio do ATPDraw e está disponível no endereço <<http://www.atpdraw.net/showpost.php?id=27&kind=0>>. A figura A.1 ilustra esse arquivo.

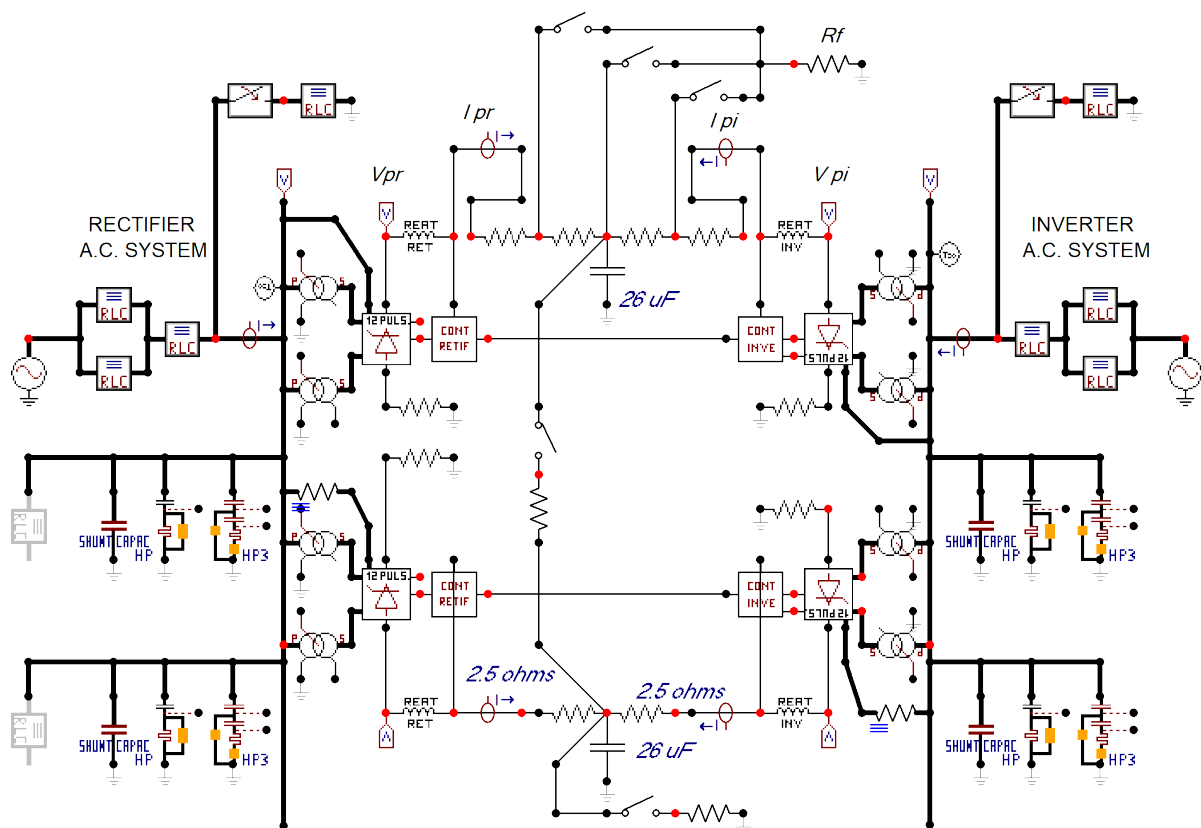
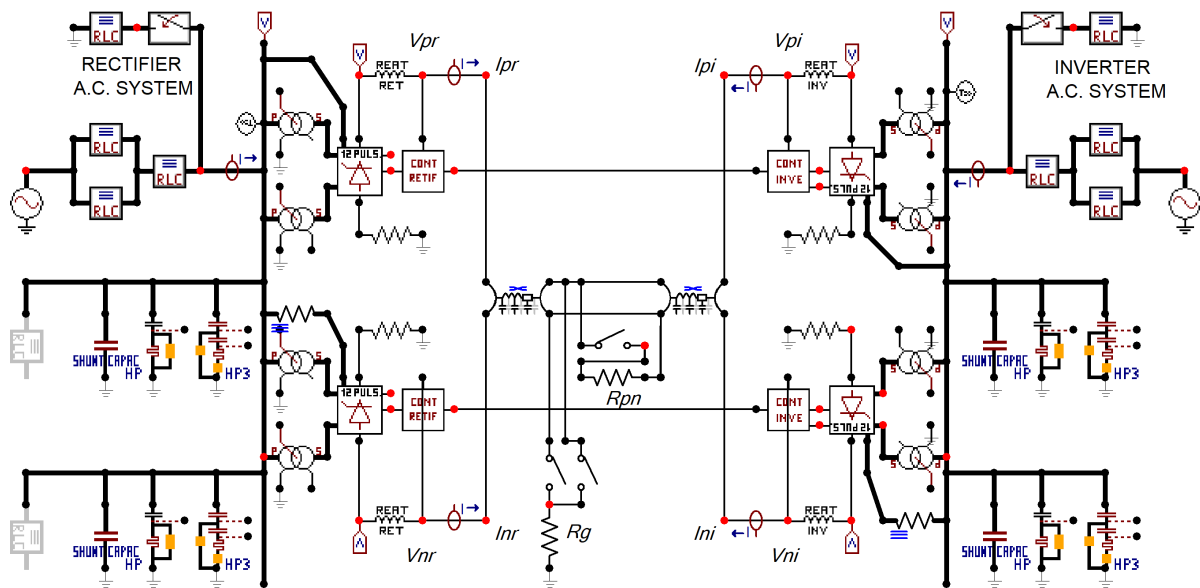


Figura A.1: Implementação do sistema LCC-HVdc do CIGRE no ATPDraw

A partir desse sistema, que utiliza o modelo T-nominal para as linhas de transmissão em HVdc dos polos positivo e negativo, construiu-se outro sistema, com as linhas de transmissão modeladas por meio de parâmetros distribuídos, conforme descrito na seção 4.2.1.2 do capítulo 4. Esse sistema está ilustrado na figura A.2.

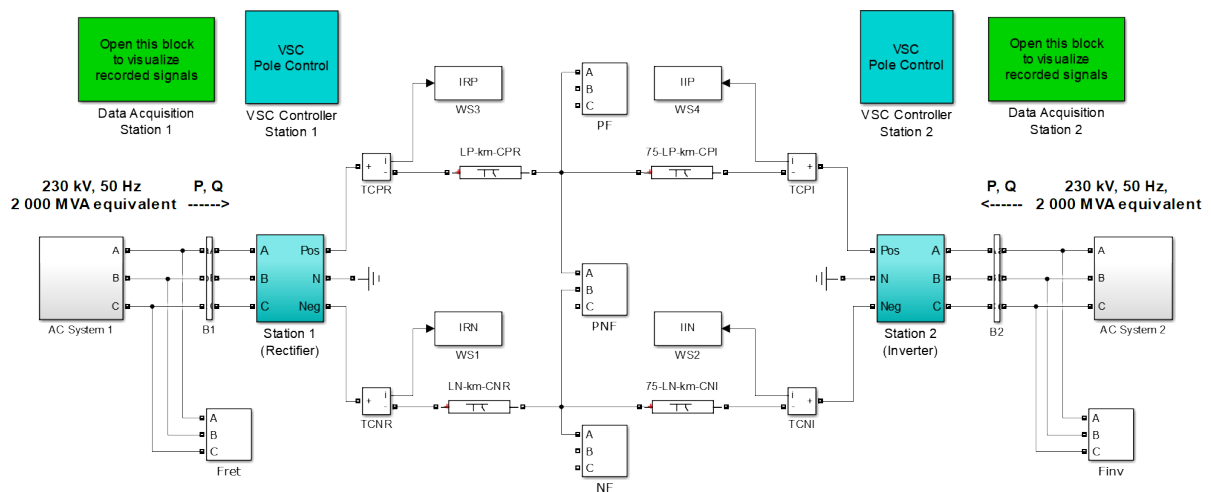


**Figura A.2:** Implementação do sistema LCC-HVdc do CIGRE no ATPDraw utilizando-se a rotina *line constants* para modelagem das linhas de transmissão

# B

## Arquivo do Simulink – sistema VSC-HVdc

O modelo VSC-HVdc utilizado nesta tese está disponível na biblioteca *SimPowerSystems* do MATLAB®/Simulink, e foi desenvolvido inicialmente em um ambiente multi-ferramenta que utiliza também o EMTP-RV® e o Hypersim®. Esse modelo está detalhado na referência (LE-HUY; CASORIA; SAAD, 2013). A figura B.1 ilustra esse arquivo.



**Figura B.1:** Implementação do sistema VSC no MATLAB®/Simulink