UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

HUMBERTO CUNHA DE OLIVEIRA

Contribuições para o Processo de Análise e Emissão de Pareceres sobre Pedidos de Indenização por Danos Elétricos Através de Estimadores de Estado

Uberlândia
2025

HUMBERTO CUNHA DE OLIVEIRA

Contribuições para o Processo de Análise e Emissão de Pareceres sobre Pedidos de Indenização por Danos Elétricos Através de Estimadores de Estado

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Dr. José Carlos de Oliveira
Coorientador: Dr. Isaque Nogueira Gondim

Uberlândia
2025

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

O48
2025

Oliveira, Humberto Cunha de, 1993-
Contribuições para o Processo de Análise e Emissão de Pareceres sobre Pedidos de Indenização por Danos Elétricos Através de Estimadores de Estado [recurso eletrônico] / Humberto Cunha de Oliveira. - 2025.

Orientador: José Carlos de Oliveira.
Coorientador: Isaque Nogueira Gondim.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.te.2025.375
Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica. I. Oliveira, José Carlos de,1947-, (Orient.). II. Gondim, Isaque Nogueira,1983-, (Coorient.). III. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

HUMBERTO CUNHA DE OLIVEIRA

Contribuições para o Processo de Análise e Emissão de Pareceres sobre Pedidos de Indenização por Danos Elétricos Através de Estimadores de Estado

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Uberlândia, 17 de Junho de 2025

Banca Examinadora:

José Carlos de Oliveira – Prof. Dr.
(Orientador – UFU)

Bárbara Morais Gianesini – Prof. Dra.
(Examinadora – UFU)

Carlos Eduardo Tavares – Prof. Dr.
(Examinador – UFU)

Afonso Bernardino de Almeida Junior – Prof. Dr.
(Examinador – IFTM)

Lívia Maria de Rezende Raggi – Dra.
(Examinadora – Aneel)

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - copel@ufu.br

ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 349 , PPGEELT				
Data:	Dezessete de Junho de Dois mil e vinte e cinco	Hora de início:	14:00	Hora de encerramento:	16:00
Matrícula do Discente:	12013EEL008				
Nome do Discente:	Humberto Cunha de Oliveira				
Título do Trabalho:	Contribuições para o Processo de Análise e Emissão de Pareceres sobre Pedidos de Indenização por Danos Elétricos Através de Estimadores de Estado				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Sistemas Elétricos de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Paulo Henrique Oliveira Rezende. Título do projeto: Alocação Otimizada de Reatores Saturados Cabeça de Série em Redes de Distribuição Multirramais para Regulação da Tensão. Agência financiadora: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba. Número do processo na agência financiadora: Não se aplica. Vigência do projeto: 21/06/2023 a 20/07/2026.				

Reuniu-se através de videoconferência, a Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Doutores: Carlos Eduardo Tavares (UFU), Bárbara Morais Gianesini (UFU), Afonso Bernardino Junior (IFTM), Lívia Maria de Rezende Raggi (ANEEL) e José Carlos de Oliveira, orientador do discente.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Prof. Dr. José Carlos de Oliveira, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato, agradeceu a presença do público, e concedeu ao discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir, o senhor presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir o candidato. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o candidato:

APROVADO.

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor. O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme, foi assinada pela Banca Examinadora.

Documento assinado eletronicamente por **Afonso Bernardino de Almeida Junior**, **Usuário Externo**, em 17/06/2025, às 17:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Bárbara Morais Gianesini**, **Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/06/2025, às 17:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Carlos Eduardo Tavares**, **Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/06/2025, às 17:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **José Carlos de Oliveira**, **Professor(a) do Magistério Superior**, em 17/06/2025, às 17:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Lívia Maria de Rezende Raggi**, **Usuário Externo**, em 26/06/2025, às 14:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6436318** e o código CRC **25271DB6**.

" Dedico esse trabalho aos meus avós Josina e Alcindo,
aos meus pais, Inês e Reginaldo,
e o encaro como uma forma de contribuir por
todo o amor deles fornecido a mim durante a minha existência"

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, pela saúde e força que me foram concedidas ao longo desta jornada, permitindo que eu chegasse até esta etapa com perseverança e fé.

Aos meus orientadores, minha mais profunda gratidão. Ao professor José Carlos de Oliveira, verdadeiro anjo enviado à minha vida, por ter me guiado com sabedoria, generosidade e dedicação ímpar. Seu apoio foi decisivo para o direcionamento da pesquisa e para o elevado nível técnico e científico alcançado neste trabalho. Ao Professor Isaque Nogueira Gondim, meu coorientador, agradeço imensamente pela parceria ao longo dos anos e pela disposição constante em colaborar com as soluções, especialmente nos desafios enfrentados durante a parte experimental.

Aos meus pais, Inês e Reginaldo, agradeço do fundo do coração por nunca deixarem de acreditar em mim. Nos momentos mais difíceis, de dor física e emocional, foram vocês que estiveram ao meu lado, sustentando-me com amor, apoio incondicional e palavras de encorajamento.

Aos meus irmãos, que sempre estiveram presentes na medida do possível, contribuindo com gestos de apoio e compreensão, meu muito obrigado.

Agradeço, em especial, aos meus amigos, Vinícius e Bárbara, por tudo o que representam em minha vida. Vocês foram luzes constantes durante todo o período do doutorado. Serei eternamente grato pela amizade, parceria e por tantas conversas e incentivos que tornaram essa caminhada mais leve.

Ao pessoal do laboratório, meu reconhecimento por todo o suporte e convivência ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores Paulo Henrique e Ivan Nunes, agradeço pela confiança e pela oportunidade de trilhar esse caminho. Estendo também meus agradecimentos aos Professores Afonso Bernardino e Carlos Eduardo Tavares pelas valiosas contribuições no exame de qualificação, que foram fundamentais para a evolução desta pesquisa.

Ao querido amigo Fábio Donisete, meu sincero agradecimento por ter sido uma presença constante e essencial na formulação das hipóteses, nas leituras críticas e nos conselhos certeiros sobre como proceder nas mais diversas situações. Sua amizade e inteligência foram um grande diferencial nesta trajetória.

Por fim, agradeço a todos os demais amigos e colegas que, direta ou indiretamente, contribuíram para o sucesso desta etapa da minha vida. A cada um de vocês, meu muito obrigado!

" “Aonde fica a saída?", Perguntou Alice ao gato que ria.
”Depende”, respondeu o gato.
”De quê?”, replicou Alice;
”Depende de para onde você quer ir...”

Lewis Carroll – Alice no País das Maravilhas (1865)

RESUMO

Diante do crescente número de pedidos e pagamentos de indenização por danos elétricos ocorridos em equipamentos e processos (PIDs), as concessionárias de energia, em conjunto com órgãos governamentais e de fiscalização, têm procurado meios para o aprimoramento dos processos de análise. De fato, em consonância com os procedimentos atuais, que se baseiam numa mera correlação dos danos diante de eventos ocorridos na rede, conclui-se que os processos praticados para a emissão de pareceres se mostram frágeis e insuficientes. Visando o oferecimento de estratégias alicerçadas em procedimentos tecnocientíficos, nos últimos anos, vários trabalhos têm sido publicados visando melhorias para os mecanismos de análise do nexo de causalidade. Nesta linha de pesquisas ressalta-se a metodologia fundamentada na obtenção dos impactos dielétricos e térmicos dos eventos sobre as unidades consumidoras, e suas correlações com os níveis de suportabilidade física e operacional dos equipamentos e processos. De um modo geral, os procedimentos até então empregados, encontram-se embasados em simulações computacionais visando a consistência do nexo causal. Para tanto, os fenômenos anômalos ocorridos em campo são reproduzidos computacionalmente e propagados até o ponto do consumidor reclamante onde se encontram representados os equipamentos focados nos pedidos de indenização. Na sequência, os *softwares* de análise confrontam as tensões e correntes manifestadas nos produtos eletroeletrônicos com os limites de suportabilidade dielétricos e térmicos dos componentes reclamados, e assim, emitidos os pareceres sobre a consistência ou não da solicitação. Muito embora esta técnica já represente um avanço, o fato é que, diante da possibilidade do emprego de modelos ou parâmetros imprecisos para as redes e seus componentes, os efeitos manifestados nos pontos de acesso dos consumidores podem não oferecer a confiabilidade e segurança almejadas para as análises conclusivas. Objetivando melhorias para o processo avaliativo, esta tese se apresenta centrada no avanço da técnica de avaliação contando com informações sobre as tensões e correntes advindas de pontos de medição das grandezas de interesse disponíveis em campo, fornecidas por registradores de eventos instalados em barramentos e linhas monitorados e, a partir destes dados, estimar as grandezas manifestadas em outros não monitorados. Assim, a avaliação do nexo causal passaria a ser feita diretamente pelos esforços impactantes, sem a necessidade de estudos computacionais para a propagação dos efeitos, fato este determinante para maior confiabilidade do processo de análise dos PIDs.

Palavras-chave: Nexo de Casualidade; Pedidos de Indenização por Danos Elétricos; Estimadores de Estado de Qualidade da Energia Elétrica; Transitórios Eletromagnéticos;

ABSTRACT

Given the increasing number of claims and reimbursement related to electrical damage in equipment and processes, electric utility companies, together with governmental and regulatory agencies, have sought ways to improve analysis procedures. Current practices, which rely primarily on a simple correlation between reported damages and events occurring in the power grid, have proven to be technically fragile and insufficient. In response, recent years have seen a growing number of studies aiming to develop more robust, science-based analytical methods. Among these, a prominent approach is based on correlating the dielectric and thermal impacts of electrical disturbances on consumer units with the physical and operational withstand capabilities of the affected equipment and processes. Generally, the procedures in use involve computational simulations to assess causal relationships. Anomalous phenomena observed in the field are simulated and propagated through the modeled electrical network up to the point of connection of the claimant, where the affected equipment is represented. A specialized software then compares the voltages and currents manifested in the electronic devices with the dielectric and thermal withstand limits of the claimed components, producing technical report regarding the validity of the compensation request. Although this method represents a significant advancement, its reliability can be compromised using inaccurate models or parameters for the electrical network and its components. As a result, the effects observed at consumer connection points may not provide the required confidence for definitive analysis. To address these limitations, this thesis proposes an improved evaluation methodology based on measurements of voltage and current obtained from event recorders installed at monitored buses and lines. Using these field data, the method estimates the electrical quantities at unmonitored points. In doing so, the causal relationship is assessed directly through the impactful electrical stresses, eliminating the need for computational propagation studies — a crucial step toward enhancing the reliability of PID analysis.

Keywords: Causality Nexus; Claims and Indemnity for Electrical Damages; Power Quality State Estimators; Electromagnetic Transients;

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Histórico de PIDs dos anos de 2010 a 2017, 2023 e 2024. ---------- 30
Figura 2 - Evolução dos PIDs realizados na ouvidoria da ANEEL entre 2014 e 2024. ------- 30
Figura 3 – Montante financeiro gasto para a demanda de PIDs para as 10 maiores distribuidoras do Brasil em 2017. ---------- 31
Figura 4 – Instâncias cabíveis ao atendimento de reclamações e pedidos de ressarcimento atribuídas ao direito do consumidor. ---------- 32
Figura 5 – Média Brasil anual do DEC equivalente para redes de distribuição. ---------- 32
Figura 6 – Média Brasil anual do FEC equivalente para redes de distribuição. ---------- 33
Figura 7 – Etapas a serem cumpridas para uma solicitação por danos elétricos. ---------- 34
Figura 8 – Principais equipamentos reclamados para uma distribuidora X. ---------- 37
Figura 9 – Estrutura interna do APR. ---------- 47
Figura 10 – Estratégia para a avaliação computacional do nexo de casualidade – propagação dos efeitos até a unidade consumidora e sua correlação com limites de suportabilidade. ----- 48
Figura 11 – Perfil gráfico representativo do limite de suportabilidade térmica de um equipamento. ---------- 49
Figura 12 – Perfil gráfico representativo do limite de suportabilidade dielétrica de um equipamento. ---------- 50
Figura 13 – Estratégia para a determinação dos esforços dielétricos e térmicos provocadas por eventos a partir de formas de onda de tensão e/ou corrente. ---------- 52
Figura 14 – Estratégia para a correlação dos impactos dos eventos com os limites de suportabilidade dos produtos – Situação para a qual teria ocorrido o nexo de casualidade. -- 53
Figura 15 – Estratégia para a correlação dos impactos dos eventos com os limites de suportabilidade dos produtos – Situação para a qual não teria ocorrido o nexo de casualidade. ---------- 54
Figura 16 – Exemplos de aplicação das técnicas de estimação de estados no contexto do PQSE. ---------- 56
Figura 17 – Conceito aplicativo do estimador de estados para estudos de transitórios. ------- 58
Figura 18 – Lógica metodológica para a estimação de estados transitórios. ---------- 59
Figura 19 – Aplicação da regra trapezoidal para substituição integrativa numérica. ---------- 64
Figura 20 – Equivalente de Norton para os elementos R, L e C. ---------- 65
Figura 21 – Modelo π de linha de transmissão trifásica com impedância mútua. ---------- 66

Figura 22 – (a) Transformador ideal e (b) Transformador trifásico Y-Y. ---------- 70
Figura 23 – Modelo aprimorado do transformador monofásico para a NIS. ---------- 73
Figura 24 – Fluxograma do procedimento para TSE utilizando a NIS. ---------- 78
Figura 25 – Diferenciações numéricas para derivadas. ---------- 79
Figura 26 – Modelo de linha π trifásica para modelagem pela NDS. ---------- 80
Figura 27 – Modelo do transformador para a substituição derivativa numérica. ---------- 83
Figura 28 – Modelo aprimorado do transformador monofásico para a NIS. ---------- 84
Figura 29 – Procedimento para a montagem de H^{-1} para uma linha de transmissão. ---------- 88
Figura 30 – Procedimento de montagem de H^{-1} para um transformador trifásico. ---------- 88
Figura 31 – Fluxograma do procedimento para TSE utilizando a NDS. ---------- 90
Figura 32 – Posicionamento de instrumentos de medição: (a) Disposição de 1 canal de comunicação e (b) com dois canais de comunicação. ---------- 92
Figura 33 – Fluxograma das etapas requeridas pela metodologia proposta para validação do nexo causal utilizando TSEs. ---------- 96
Figura 34 – Fluxograma da metodologia estabelecida para a aplicação dos estimadores de estado NIS e NDS. ---------- 97
Figura 35 – Sistema elétrico teste para a avaliação de desempenho computacional das metodologias para a estimação de estado. ---------- 98
Figura 36 – Modelo de transformador trifásico adaptado para inclusão das capacitâncias de fuga. ---------- 100
Figura 37 – Estudo de desempenho associado ao Caso 01 – curto na barra 7 – desligamento da rede e energização de um sistema isolado. ---------- 102
Figura 38 – Síntese dos erros da estimação realizada pela NDS – Caso 01. ---------- 105
Figura 39 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (Simulink) - barra 15 – Caso 01. ---------- 106
Figura 40 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 15 - Caso 01. ---------- 106
Figura 41 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (Simulink) - barra 7 – Caso 01. ---------- 107
Figura 42 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 7 - Caso 01. ---------- 108
Figura 43 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (Simulink) - barra 11 – Caso 01. ---------- 108

Figura 44 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 11 - Caso 01 – transformador sem capacitâncias de fuga. ---------- 109
Figura 45 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 11 - Caso 01 – transformador com capacitâncias de fuga.---------- 111
Figura 46 – Resultados para os esforços dielétricos para a fase B do barramento 11 – desempenho do estimador de estado versus do MATLAB/Simulink.---------- 113
Figura 47 – Síntese dos erros da estimação realizada pela NIS – Caso 02.---------- 116
Figura 48 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (Simulink) - barra 11 – Caso 02. ---------- 117
Figura 49 – Zoom das formas de onda – estimação versus referência (Simulink) - barra 11 – Caso 02. ---------- 117
Figura 50 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase C – desempenho obtido via estimador de estado versus obtido diretamente do MATLAB/Simulink – Caso 02 ---------- 119
Figura 51 – Localização física dos bancos de capacitores no sistema teste - barras 5 e 15. - 120
Figura 52 – Síntese dos erros da estimação – Caso 03.---------- 122
Figura 53 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (Simulink) - barra 15 – Caso 03. ---------- 123
Figura 54 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 15 - Caso 03. ---------- 123
Figura 55 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 7 - Caso 03. ---------- 124
Figura 56 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) – barra 11 – Caso 03 – transformador sem capacitância de fuga. ---------- 124
Figura 57 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 11 - Caso 03 – transformador com capacitâncias de fuga.---------- 126
Figura 58 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase C – desempenho obtido via estimador de estado versus obtido diretamente do MATLAB/Simulink – Caso 03. ---------- 128
Figura 59 – Localização física do banco de capacitores no sistema teste – Caso 04. --------- 129
Figura 60 – Síntese dos erros da estimação – Caso 04.---------- 131
Figura 61 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (Simulink) - barra 15 – Caso 04. ---------- 132

Figura 62 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 7 - Caso 04. ---------- 132
Figura 63 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 11 - Caso 04 – transformador sem capacitâncias de fuga. ---------- 133
Figura 64 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 15 - Caso 04. ---------- 133
Figura 65 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 11 - Caso 04 - transformador com capacitâncias de fuga. ---------- 135
Figura 66 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase A – desempenho obtido via estimador de estado versus obtido diretamente do MATLAB/Simulink – Caso 04. ---------- 137
Figura 67 – Localização física da incidência do impulso atmosférico - barra 1 – Caso 05. - 138
Figura 68 – (a) Modelagem computacional do impulso de tensão no Simulink. (b) Forma de onda impulsiva resultante da modelagem – Caso 05. ---------- 139
Figura 69 – Síntese dos erros da estimação realizada pela NDS e NIS – Caso 05. ---------- 141
Figura 70 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (Simulink) - barra 7 – Caso 05. ---------- 142
Figura 71 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 07 - Caso 05. ---------- 143
Figura 72 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 11 - Caso 05 – transformadores sem capacitância de fuga. ---------- 143
Figura 73 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 15 - Caso 05. ---------- 144
Figura 74 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 11 - Caso 05 – transformadores com capacitância de fuga. ---------- 145
Figura 75 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase A da Barra 11 – desempenho obtido via estimador de estado versus obtido diretamente do MATLAB/Simulink. ---------- 147
Figura 76 – Sistema elétrico teste experimental para a avaliação de desempenho das metodologias para a estimação de estados. ---------- 152
Figura 77 – Síntese dos erros da estimação realizada pela NDS – Caso experimental. ------- 156
Figura 78 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (medida) - barra 1 – Caso experimental. ---------- 157

Figura 79 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (medida) - barra 3 - Caso experimental. ---------- 158
Figura 80 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (medida) - barra 4 - Caso experimental. ---------- 158
Figura 81 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (medida) - barra 5 - Caso experimental. ---------- 159
Figura 82 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase A – desempenho obtido via estimador de estado versus o obtido diretamente da medição na barra 5 – Caso experimental. ---------- 161

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Desenvolvimentos relacionados à temática de ressarcimento por danos elétricos na UFU. 43
Tabela 2 – Características dos estimadores PQSE. 57
Tabela 3 – Modelagem dinâmica dos elementos R, L e C. 65
Tabela 4 – Modelagem dinâmica pela NIS para linhas de transmissão. 69
Tabela 5 – Modelagem dinâmica pela NIS para transformadores. 72
Tabela 6 – Modelagem dinâmica aprimorada para transformadores na NIS. 74
Tabela 7 – Modelagem dinâmica pela NDS para linhas de transmissão. 82
Tabela 8 – Modelagem dinâmica pela NDS para transformadores. 84
Tabela 9 – Modelagem dinâmica aprimorada pela NDS para transformadores. 86
Tabela 10 – Parâmetros dos transformadores do sistema. 99
Tabela 11 – Parâmetros das Linhas de Transmissão (PI equivalente). 99
Tabela 12 – Parâmetros relativos às cargas. 99
Tabela 13 – Saving Index calculado para a alocação de medições realizadas no sistema teste. 101
Tabela 14 – Descrição dos eventos impostos ao sistema teste - Caso 01. 103
Tabela 15 – Erro percentual temporal por fase - estimação de estados do sistema com neutro solidamente aterrado – transformadores sem capacitância de fuga - Caso 01. 104
Tabela 16 – Erros percentuais temporais por fase e pico nos barramentos 10 e 11 após inclusão das capacitâncias de fuga dos transformadores - Caso 01. 110
Tabela 17 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 01. 112
Tabela 18 – Erro percentual temporal por fase - estimação de estados com sistema com neutro isolado - Caso 02. 115
Tabela 19 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 02. 118
Tabela 20 – Descrição dos eventos aplicados ao sistema teste para o Caso 03. 120
Tabela 21 – Erro percentual temporal por fase - estimação de estados para energização de banco de capacitores - Caso 03. 121
Tabela 22 – Erros percentuais temporais por fase e pico nos barramentos 10 e 11 – com capacitâncias de fuga dos transformadores - Caso 03. 125

Tabela 23 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 03. 127
Tabela 24 – Descrição dos eventos aplicados ao sistema teste para o caso 04. 129
Tabela 25 – Erro percentual temporal por fase - estimação de estados para energização de banco de capacitores - Caso 04. 130
Tabela 26 – Erros percentuais temporais por fase e pico nos barramentos 10 e 11 após inclusão das capacitâncias de fuga dos transformadores - Caso 04. 134
Tabela 27 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 04. 136
Tabela 28 – Descrição dos eventos aplicados ao sistema teste para o Caso 05. 139
Tabela 29 – Erro percentual temporal e de pico por fase - estimação de estados para transitórios impulsivos – transformadores sem capacitância de fuga - Caso 05. 140
Tabela 30 – Erros percentuais temporais por fase e pico nos barramentos 10 e 11 após inclusão das capacitâncias de fuga dos transformadores - Caso 05. 145
Tabela 31 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 05. 146
Tabela 32 – Parâmetros dos reatores. 153
Tabela 33 – Parâmetros dos transformadores. 153
Tabela 34 – Parâmetros das cargas. 153
Tabela 35 – Capacitâncias medidas para os transformadores. 153
Tabela 36 – Descrição dos eventos impostos ao sistema teste - Caso laboratorial. 154
Tabela 37 – Erro percentual temporal e de pico por fase para a estimação de estados do sistema - Caso experimental. 155
Tabela 38 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 1, 3, 4 e 5 - Caso experimental. 160

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

(A)	Ampére
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APR	Analisador de Pedidos de Ressarcimento
ATP	*Alternative Transient Program*
CLP's	Controladores Lógico Programáveis
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EDOs	Equações Diferenciais Ordinárias
EE	Estimação de Estados
EESEP	Estimadores de Estado para Sistemas Elétrico de Potência
EGs	Erros Grosseiros
EMDTC	*Electromagnect Transient Program For Direct Current*
EMS	Energy Management System
EMTP	*Electromagnetic Transient Program*
HSE	*Harmonic State Estimator*
NDS	Substituição Derivativa Numérica
NIS	Substituição Integrativa Numérica
NO	Não Observável
PIDs	Pedidos de Indenização por Danos
PMU	*Phasor Measurement Unit* - Unidade de medição fasoriais
PO	Parcialmente Observável
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PSQE	*Power Quality State Estimators*
QEE	Qualidade da energia elétrica
s	Segundos
SCADA	*Supervisory Control and Data Aquisicion*
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SVD	*Singular Value Decomposition*
TO	Totalmente Observável
TSE	*Transient State Estimator*
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
(V)	Volt

VMs	Máquinas Virtuais
VTCDs	Variações de Tensões de Curta Duração
WLS	*Weighted Least Square*
μ	Micro

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 21

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS 21
1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE 25
1.3. ESTRUTURA DA TESE 26

2. ESTADO DA ARTE SOBRE OS PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE DOS PIDS 29

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS 29
2.2. ASPECTOS GERAIS ASSOCIADOS COM OS PIDS E PROCEDIMENTOS GERAIS PARA ANÁLISE 29
2.2.1. ETAPAS APLICÁVEIS AO PROCESSO DA SOLICITAÇÃO DE UM PID 33
2.3. ESTÁGIO ATUAL DAS CONTRIBUIÇÕES PARA A COMPLEMENTAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS PARA ANÁLISE DOS PIDS 37
2.4. FUNDAMENTOS DA ESTRATÉGIA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE PIDS 47
2.4.1. CARACTERIZAÇÃO DOS LIMITES DE SUPORTABILIDADE DIELÉTRICA E TÉRMICA DOS EQUIPAMENTOS 48
2.4.2. LIMITES DE SUPORTABILIDADE DIELÉTRICA E TÉRMICA DOS EQUIPAMENTOS 51
2.4.3. AVALIAÇÃO DA CONSISTÊNCIA DO NEXO DE CASUALIDADE 52
2.4.4. SITUAÇÃO APLICÁVEL PARA UM PARECER DE SOLICITAÇÃO PROCEDENTE 53
2.4.5. SITUAÇÃO APLICÁVEL PARA UM PARECER DE SOLICITAÇÃO IMPROCEDENTE 53
2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS 54

3. ESTIMADORES DE ESTADO APLICÁVEIS À TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS 55

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS 55
3.2. ESTIMADORES DE ESTADO APLICADOS À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (PQSE) 55
3.3. ESTIMADORES DE ESTADOS PARA EVENTOS TRANSITÓRIOS (TSE) 58
3.3.1. ESTADO DA ARTE DOS MÉTODOS TSE 59
3.3.2. EQUAÇÃO GERAL DE ESTADOS PARA O ESTIMADOR DE ESTADOS TRANSITÓRIOS 61
3.3.3. FORMULAÇÃO DINÂMICA PELA SUBSTITUIÇÃO INTEGRATIVA NUMÉRICA (NIS) 63
3.3.4. FORMULAÇÃO DINÂMICA PELA SUBSTITUIÇÃO DERIVATIVA NUMÉRICA (NDS) 79
3.3.5. ANÁLISE DOS ERROS DA ESTIMAÇÃO 91

3.3.6. OTIMIZAÇÃO DO MONITORAMENTO NO CONTEXTO DE ESTIMADORES DE ESTADO 91
3.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS 92

4. AVALIAÇÃO COMPUTACIONAL DO DESEMPENHO DOS ESTIMADORES DE ESTADO NIS E NDS 94

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS 94
4.2. ESTRATÉGIA PARA AVALIAÇÃO DO NEXO DE CASUALIDADE ATRAVÉS DE ESTIMADORES DE ESTADOS TSE 95
4.3. AVALIAÇÃO COMPUTACIONAL DO DESEMPENHO DOS ESTIMADORES DE ESTADOS 98
4.3.1. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA TESTE E ESTRATÉGIA PARA OS ESTUDOS 98
4.3.2. RESULTADOS PARA O CASO 01 – EVENTO: CURTO-CIRCUITO - NEUTRO RIGIDAMENTE ATERRADO 102
4.3.3. RESULTADOS PARA O CASO 02 – EVENTO: CURTO-CIRCUITO - NEUTRO ISOLADO 114
4.3.4. RESULTADOS PARA O CASO 03 – EVENTO: ENERGIZAÇÃO SUCESSIVA DE BANCOS DE CAPACITORES 120
4.3.5. RESULTADOS PARA O CASO 04 – EVENTO: ENERGIZAÇÃO, ABERTURA E REIGNIÇÃO DE UM BANCO DE CAPACITORES 128
4.3.6. RESULTADOS PARA O CASO 05 – EVENTO: TRANSITÓRIO IMPULSIVO 137
4.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS 148

5. VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL DOS MODELOS DINÂMICOS PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS 151

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS 151
5.2. ARRANJO LABORATORIAL EMPREGADO PARA AS AVALIAÇÕES EXPERIMENTAIS DO DESEMPENHO DOS MÉTODOS NIS E NDS 151
5.3. CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO EXPERIMENTAL E RESULTADOS 154
5.3.1. RESULTADO PARA O ESTUDO DE CASO 155
5.3.2. APLICAÇÃO DOS RESULTADOS PARA OBTENÇÃO DA CURVA DO IMPACTO DIELÉTRICO IMPOSTA AO BARRAMENTO 5 160
5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS 162

6. CONCLUSÕES 163

REFERÊNCIAS 167

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A crescente demanda por energia elétrica tem evidenciado a necessidade de expansão do setor elétrico brasileiro e, numa via paralela, maiores são as oportunidades para a ocorrência de fenômenos elétricos que impactam na qualidade de energia. Diante do reconhecimento de que as cargas conectadas às redes estão migrando exponencialmente para dispositivos com tecnologias mais avançadas, viabilizadas pela utilização de uma maior quantidade recursos eletrônicos, sua sensibilidade aos padrões de suprimento de tensão aumenta. Como consequência, cresce o número de solicitações de ressarcimento por danos físicos, impulsionado por essa correlação [1].

Apoiado por uma difusão maior das questões que norteiam a relação comercial entre os fornecedores de energia e seus consumidores, o volume de pedidos de indenização se tornam, hoje, matéria de grande relevância para o estabelecimento dos processos de análise das solicitações e emissão de pareceres por parte dos agentes supridores [2]. Aspectos financeiros associados com esta área se mostram na faixa de milhões de reais e, certamente, isto se faz adequadamente realizado diante de uma real correlação causa-efeito. Todavia, com frequência, vários fenômenos encontrados não justificam o ocorrido com os produtos e processos, portanto, para tais situações os ressarcimentos não são justos. Numa outra via, há também as situações que os consumidores não se sentem satisfeitos com os resultados da análise de seus pedidos, visto que, anomalias se fizeram presentes na rede de alimentação. Tais questões, com certeza, podem conduzir a insatisfações e mesmo ações judiciais, cujas decisões requerem um embasamento sólido para dirimir o problema [3].

É valido também destacar que a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, em seu Art. 556, faz menção direta aos veículos elétricos, ao estabelecer que a distribuidora deve ressarcir os danos elétricos nesses equipamentos, desde que observadas as condições previstas na própria norma. Além disso, o dispositivo prevê a possibilidade de as distribuidoras elaborarem normas específicas de segurança elétrica para as instalações de recarga. Considerando o avanço da mobilidade elétrica e o aumento expressivo da infraestrutura de recarga no país, este tópico tende a se tornar de grande relevância para o setor elétrico, tanto do ponto de vista regulatório quanto técnico. A crescente presença de veículos elétricos nas redes de distribuição exigirá abordagens mais robustas para a avaliação de eventos danosos e a

definição de responsabilidades, o que reforça a importância de ferramentas confiáveis de análise e de regulamentações compatíveis com a nova realidade do setor.

Desse modo, para a solução da questão abordada, até o presente momento, a questão é tratada de forma majoritariamente empírica. Em se confirmando o fato ocorrido, em que o consumidor faz seu pedido diante de um registro de fenômeno anômalo na rede, a indicação é pela emissão de um parecer positivo, ou seja, o pedido deve ser atendido nos termos estabelecidos no pelo módulo 9 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) intitulado como “Ressarcimento por Danos Elétricos” [4]. Este documento estabelece que a procedência para o pagamento de uma indenização só ocorrerá após a execução, por parte da distribuidora, de laudos de assistência técnica nos equipamentos, que sugerem se os defeitos físicos apurados são de natureza elétrica, e, em havendo um nexo de causalidade, ou seja, que tenha ocorrido uma correspondência temporal entre os instantes de incidência dos distúrbios com os de danificação dos aparelhos. Desse modo, em decorrência do baixo embasamento científico aplicado à metodologia de análise, solicitações originadas pela ocorrência de fenômenos anômalos de severidade moderada ou baixa na rede, que em teoria eximiriam a responsabilidade da provedora, são igualmente equiparados aos mais intensos e com potencialidade de causar o dano reclamado [5].

É amplamente conhecido que as intensidades das tensões e correntes impostas sobre os distintos pontos de uma rede elétrica diferem enormemente com a distância entre a origem dos distúrbios e as unidades consumidoras. Nestes termos, para uma mesma família de eventos, surgem questionamentos sobre quais das solicitações impostas seriam, de fato, suficientemente severas para exceder a suportabilidade dos aparelhos na iminência de danificá-los [6].

As questões anteriormente evidenciadas demonstram sua relevância e motivaram o desenvolvimento de metodologias buscando meios mais confiáveis e seguros para o processo decisório dos pedidos. Esse é o caso da linha de pesquisa iniciada em [2], a qual, somada aos desenvolvimentos conduzidos em [6], [7], [8], [9], [10], [11], resultou na criação do *software* de análise específico para essa temática, denominado "Analisador de Pedidos de Ressarcimento" (APR).

O APR opera com o princípio de incorporar uma abordagem computacional à análise, visando avaliar a existência do "Nexo Causal". Para esse fim, tanto as anomalias quanto as redes das concessionárias são modeladas e implementadas no *software*, que conta com uma interface. Essa interface permite uma interação intuitiva com o usuário, possibilitando a importação de dados via banco de dados ou a criação manual dos modelos por meio de um ambiente de edição

interativo [12]. Como embasamento para tais procedimentos destaca-se a evolução tecnológica computacional associada a um número crescente de modelos matemáticos e técnicas numéricas mais robustas, as quais impulsionaram a realização de simulações de fenômenos transitórios em sistemas elétricos modelados no domínio do tempo. Dentre as ferramentas mais conhecidas neste contexto cita-se o *Electromagnetic Transient Program* (EMTP), o *Electromagnect Transient Program For Direct Current* (EMTDC) e o *Alternative Transient Program* (ATP). Este último é um recurso indispensável para reprodução dos efeitos pois atua de forma conjunta com o APR [13], [14], [15].

O APR, em sua concepção original, se destina à reprodução, em um ambiente computacional, dos distúrbios gerados e propagados ao longo do sistema elétrico, considerando a topologia e a parametrização descritiva da área de interesse, desde o ponto de ocorrência do evento até a unidade consumidora reclamante. As tensões e correntes obtidas computacionalmente neste ponto de interesse são então interpretadas em termos de esforços dielétricos e térmicos, visando quantificar o grau de severidade dessas anomalias. Em seguida, essas solicitações são comparadas aos níveis de suportabilidade dos equipamentos, os quais representam os limites máximos admissíveis de exposição a essas grandezas. Dessa forma, estabelece-se uma correlação entre as anomalias e a capacidade dos equipamentos de suportá-las [9].

Muito embora a fundamentação do APR aponte para resultados cientificamente consistentes, o *software* foi alvo de considerações feitas pela ANEEL durante a reunião da diretoria em 5 maio de 2015. Nesta, foi estabelecido que: “Simulações computacionais de eventos na rede não afastam o nexo de causalidade e não eximem a distribuidora da responsabilidade pelo ressarcimento” [16]. Esta decisão apontou para o fato que a metodologia utilizada, na forma até então feita, se apresenta com fragilidades que podem limitar sua confiabilidade e segurança quanto à emissão de pareceres.

À luz das considerações apresentadas e com o objetivo de eliminar eventuais falhas no processo de análise até então estabelecido, este trabalho tem por meta propor uma estratégia alternativa de análise que ofereça maior segurança na resposta para ambas as partes envolvidas. Para isso, a presente pesquisa se fundamenta no uso de medições instantâneas, voltadas ao registro real das formas de onda transitórias associadas aos fenômenos que podem causar danos aos equipamentos dos consumidores e, posterior tratamento dessas informações para a obtenção das grandezas de interesse do método proposto. Esse recurso complementaria o processo de análise e preservaria a metodologia robusta desenvolvida para a avaliação técnica de Pedidos

de Indenização por Danos (PIDs), eliminando, assim, o principal ponto de debate: a necessidade da identificação e simulação do local exato da falta em um modelo computacional da rede de distribuição equivalente da concessionária [9], [17].

O principal desafio em implementar a solução supraposta está na inviabilidade financeira de realizar um monitoramento completo de toda uma rede de distribuição considerando seus inúmeros alimentadores. Essa limitação requer uma abordagem estratégica e priorização de áreas críticas para otimizar os investimentos disponíveis [18]. Todavia, com essa prática, algumas regiões elétricas se tornariam não observáveis (NO), ou seja, desprovidas de qualquer tipo de medição vinculada. Assim, a identificação do processo causador do pressuposto nexo causal fica prejudicada, dificultando a aferição precisa do comportamento dos eventos nessas áreas.

Objetivando oferecer meios para contornar as dificuldades elencadas, reconhece-se a existência de métodos de Estimação de Estados (EE), os quais se destinam a complementar os resultados das monitorações das redes elétricas para torná-las totalmente observáveis (TO). Ao processar dados de diversos pontos da rede de distribuição, geralmente adquiridos por sistemas de monitoramento automatizados como o *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) [19], a EE é capaz de fornecer estimativas precisas do estado atual do sistema, mesmo em áreas onde a monitoração direta pode ser limitada ou até mesmo inexistente. Assim serão preenchidas as lacunas na observalidade da rede, permitindo uma visão mais completa e precisa das condições em tempo real. Isso, por sua vez, facilita a detecção rápida de problemas, a tomada de decisões, bem como a otimização da operação da rede, contribuindo para a confiabilidade e eficiência do sistema [20].

Quando um complexo elétrico atinge a condição de TO, todas as grandezas que atestam seu estado operacional, para qualquer instante de interesse, são medidas ou calculadas. O uso deste recurso é amplamente difundido na engenharia elétrica para a obtenção de informações atreladas em circunstâncias de regime permanente, quando são estimados, a partir de alguns pontos monitorados, os módulos e ângulos das tensões em todos os barramentos e, em decorrência do uso desses parâmetros, o fluxo de potência [21].

A partir dos recursos provenientes de métodos convencionais, foram obtidos avanços traduzidos na forma de métodos de estudos especificamente voltados para a área de estudos da qualidade da energia, os quais são internacionalmente conhecidos pela terminologia *Power Quality State Estimators* (PQSEs) [22]. Com os PQSEs, é possível obter, além dos níveis de tensão fundamental nos barramentos, informações relacionadas a fenômenos que prejudicam a

qualidade da energia transportada pela rede elétrica, a exemplo das: formas de onda transitórias completas, componentes harmônicas estáticas ou variantes no tempo, duração e níveis dos afundamentos de tensão, dentre outros [22], [23], [24], [25], [26], [27].

No contexto das ferramentas que compõem o conjunto de PQSEs, os Estimadores de Estados de Eventos Transitórios Eletromagnéticos, conhecidos internacionalmente por *Transient State Estimators* (TSEs), destacam-se como técnicas apropriadas para alcançar os objetivos delineados nesta pesquisa. Os TSEs são concebidos para tratar grandezas com variações rápidas e transitórias, contemplando as oscilações de frequência, tensão, corrente, surtos de tensão e harmônicas. Dessa forma, tais recursos são capazes de estimar eventos elétricos de curta duração que podem afetar a qualidade da energia e reconstruir as formas de onda transitórias de tensão e corrente em locais não monitorados. Nessas situações, a utilização dos elementos da rede, como transformadores e linhas de transmissão, exige o desenvolvimento de formulações dinâmicas que garantam compatibilidade entre as respostas esperadas e as medições instantâneas obtidas por dispositivos reais [28].

Com base nos recursos mencionados, a presente tese se direciona, conforme já indicado, ao desenvolvimento de uma estratégia alternativa que combina medições em campo com técnicas derivadas dos TSEs para estimar as formas de onda de tensão e corrente sob condições transitórias, tornando-se uma solução promissora para atender à demanda do método de análise dos PIDs.

Com o objetivo de evidenciar a viabilidade da estimação transitória em um ambiente real, são empregadas duas formulações dinâmicas recentes que compõem os estimadores de transitórios eletromagnéticos: a Substituição Numérica Integrativa (NIS) e a Substituição Numérica Derivativa (NDS). Conforme descritas em trabalhos anteriores, essas metodologias são apresentadas e contextualizadas ao longo deste documento. Ademais, visando aprimorar sua aplicabilidade, são propostas melhorias metodológicas que refinam e estendem as abordagens consideradas [29], [30].

1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE

Em consonância com as considerações pautadas, esta pesquisa de doutorado tem como objetivo geral propor uma estratégia que aprimore a metodologia vigente no Módulo 9 do PRODIST para a avaliação do nexo de causalidade em PIDs, visando resultados mais precisos na correlação entre os distúrbios ocorridos na rede elétrica e os danos alegados pelos consumidores, proporcionando, assim, decisões mais justas e fundamentadas.

Nestes termos, os desenvolvimentos aqui apresentados têm os seguintes objetivos específicos:

- Contextualização do estado da arte na temática de ressarcimento de danos elétricos e nos estimadores de estados para eventos transitórios;
- Implementação no ambiente de trabalho do *software* MATLAB/*Simulink* e inclusão de aprimoramentos dos modelos dinâmicos dos elementos que compõem os complexos elétricos, considerando os requisitos impostos pelas formulações NIS e NDS, para a resolução do problema da estimação;
- Contribuição direta para a solução matemática do método NDS por meio da proposta de construção imediata da matriz de relação inversa (H^{-1}) utilizada na equação de estados do método, procedimento atualmente pouco documentado na literatura nacional e internacional.
- Avaliação computacional do processo de análise por meio da integração entre o MATLAB e o ambiente gráfico *Simulink*, visando verificar o desempenho dos dois métodos de estimação implementados. Essa avaliação considera as melhorias propostas e analisa suas vantagens e limitações sob diferentes condições operacionais da rede elétrica, fenômenos em diversas faixas de frequência, com destaque para os impulsivos, ainda não explorados na literatura específica sobre o tema.
- Validação experimental, em ambiente laboratorial, dos modelos dinâmicos dos complexos elétricos desenvolvidos para os dois métodos, os quais serão avaliados à luz da manifestação dos fenômenos associados a afundamentos e elevações de tensão, ruídos de medição e distorções harmônicas.

1.3. ESTRUTURA DA TESE

Além desta seção introdutória ao tema desta tese, a organização do documento se apresenta estruturada da seguinte forma:

Capítulo 2 – Estado da arte acerca dos procedimentos de análise de pedidos de indenização por danos elétricos

Este capítulo tem como objetivo apresentar um panorama abrangente sobre o ressarcimento por danos elétricos, embasado na literatura disponível, a fim de esclarecer o atual

estágio dos desenvolvimentos na área e identificar lacunas existentes. Complementando a discussão iniciada nesta introdução, são apresentados dados estatísticos relacionados ao tema, com o intuito de dimensionar quantitativamente a sua importância e suas implicações tanto para os consumidores quanto para as concessionárias de energia elétrica. Em seguida, discute-se a evolução das pesquisas na área, destacando seus principais atributos. Por fim, sintetizam-se os aspectos teóricos que fundamentam a proposta atual.

Capítulo 3 – Estimadores de estado aplicáveis a eventos transitórios

Esta seção apresenta uma síntese das técnicas encontradas que atendem ao propósito dos estimadores de qualidade da energia elétrica, com ênfase nos TSEs, por meio de uma revisão bibliográfica que abrange desde os métodos tradicionais até o desenvolvimento do conjunto dos PQSEs. Na sequência, o capítulo aprofunda a abordagem sobre dois métodos de formulação dinâmica que compõem os TSEs, a NIS e a NDS. Para ambos, são analisadas e aprimoradas as formulações matemáticas dos modelos dinâmicos dos componentes da rede, incluindo transformadores e linhas de transmissão, além da montagem da matriz de relações e dos fundamentos essenciais para a estimação requerida.

Capítulo 4 – Avaliação computacional do desempenho das metodologias

Com foco nas contribuições para o aprimoramento dos métodos de análise em pedidos de indenização, este capítulo apresenta uma estratégia computacional voltada à validação da eficácia e robustez dos estimadores propostos em cenários práticos de avaliação do nexo de causalidade, a qual é realizada com base em um sistema de distribuição extraído da literatura e modelado no ambiente MATLAB/*Simulink*. Os estudos conduzidos abarcam a incidência de fenômenos transitórios com diferentes intensidades e faixas de frequência, variando desde distúrbios oscilatórios de menor severidade até eventos impulsivos.

Capítulo 5 – Validação experimental dos modelos de estimação de estados

Com o objetivo de avaliar experimentalmente a eficácia dos estimadores NIS e NDS são apresentados nesta seção os resultados obtidos a partir de ensaios realizados em um arranjo laboratorial em escala reduzida e controlável que representa uma rede de distribuição simplificada em baixa tensão. O sistema é submetido a manobras de chaveamento, com o intuito de emular eventos transitórios característicos de distúrbios em redes elétricas. A comparação entre os resultados estimados e os dados medidos permitem validar, em ambiente real

controlado, capacidade dos métodos de reconstruir com precisão as formas de onda nos barramentos não monitorados, mesmo diante de interferências e ruídos presentes nas medições.

Capítulo 6 – Conclusões

Este capítulo apresenta as considerações finais e conclusões gerais da tese, sintetizando os principais achados e respondendo às hipóteses formuladas ao longo dos trabalhos desenvolvidos. São retomadas, capítulo a capítulo, as contribuições específicas de cada unidade, ressaltando os avanços metodológicos alcançados, bem como as dificuldades enfrentadas durante a implementação dos estimadores propostos, especialmente em ambientes com alta complexidade computacional e fenômenos físicos sensíveis. Por fim, são discutidos os desdobramentos das contribuições desta pesquisa para o campo da estimação de estados e para a análise de pedidos, além de serem apresentadas sugestões concretas para trabalhos futuros que visem à ampliação e ao aprofundamento do estudo em contextos mais desafiadores.

2. ESTADO DA ARTE SOBRE OS PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE DOS PIDS

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em decorrência das anomalias passíveis de ocorrência nas redes elétricas [1], são frequentes os efeitos danosos manifestados nos componentes dos sistemas de distribuição e dispositivos eletroeletrônicos que perfazem suas unidades consumidoras. Com isso, é crescente o número de PIDs e a relevância do tema no contexto do relacionamento comercial entre os agentes envolvidos [2]. À luz deste reconhecimento, as agências reguladoras, a exemplo da ANEEL, estabelecem procedimentos sistematizados para os processos de análise dos pedidos de indenização de aparelhos e emissão de pareceres conclusivos sobre a consistência ou não do nexo de casualidade. Neste cenário fica o reconhecimento dos grandes desafios impostos na busca por métodos para aprimorar os procedimentos para tratar adequadamente essa temática. Visando a imparcialidade do processo, na atualidade os trabalhos em pauta são conduzidos por meio de uma estratégia baseada em laudos feitos pelas assistências técnicas credenciadas, que apontam se a natureza do fenômeno ocorrido pode, ou não, justificar, possa justificar a correlação temporal entre o distúrbio registrado e o instante de queima dos aparelhos [4].

De fato, é de conhecimento geral que, nem todo distúrbio ocorrido no sistema elétrico apresenta níveis de severidade com potencial para provocar danos aos equipamentos dos consumidores de energia ou mesmo interrupção de processos. Esse fato fomenta a indispensabilidade de se estabelecer uma apuração concreta do nexo causal de modo a esclarecer o que é efetivamente culpa exclusiva do consumidor, prática ilícita ou simples impossibilidade de correlação entre perturbação e dano ocasionado ao produto do usuário.

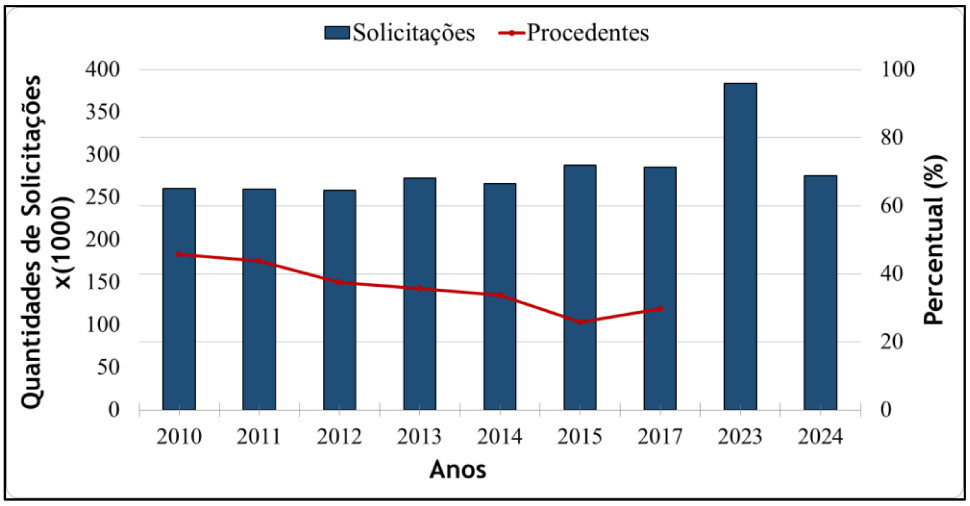
À luz desses argumentos, este capítulo tem como objetivo apresentar os avanços científicos alcançados nesta área específica, abordando estudos realizados e metodologias existentes, assim como são discutidos resultados alcançados até o momento nesta área de investigação ainda repleta de desafios.

2.2. ASPECTOS GERAIS ASSOCIADOS COM OS PIDS E PROCEDIMENTOS GERAIS PARA ANÁLISE

A Figura 1 ilustra o expressivo aumento quantitativo de PIDs registrados entre os anos de 2010 e 2024. Nesta, são omitidos os dados relativos aos anos de 2018 a 2022, por não terem sido obtidas tais informações. Para a elaboração do gráfico, foram feitos levantamentos junto

às concessionárias, com os dados abertos da ANEEL e oriundos da ouvidoria das distribuidoras [31].

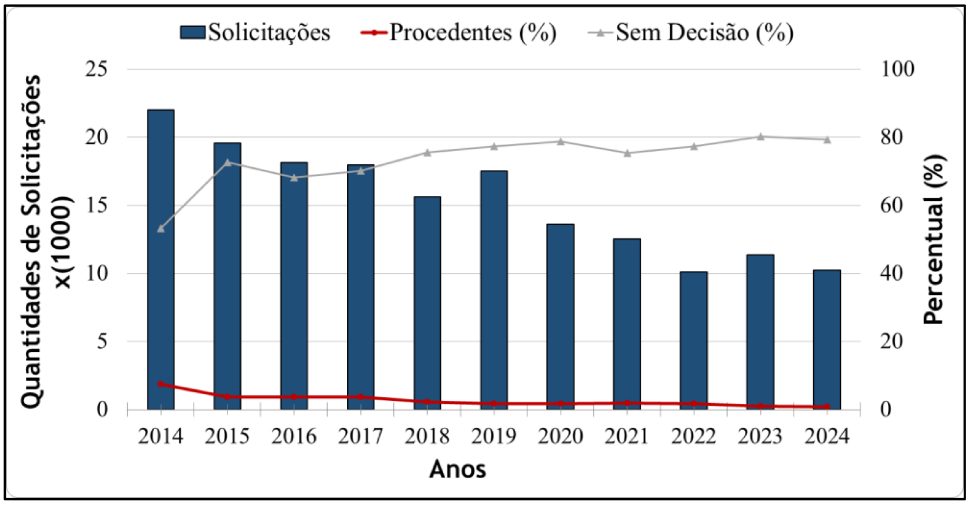
Figura 1 – Histórico de PIDs dos anos de 2010 a 2017, 2023 e 2024.



Fonte: Adaptado de [32].

No contexto do canal de ouvidoria da ANEEL, a Figura 2 apresenta o volume de solicitações registradas no período de 2014 a 2024.

Figura 2 - Evolução dos PIDs realizados na ouvidoria da ANEEL entre 2014 e 2024.



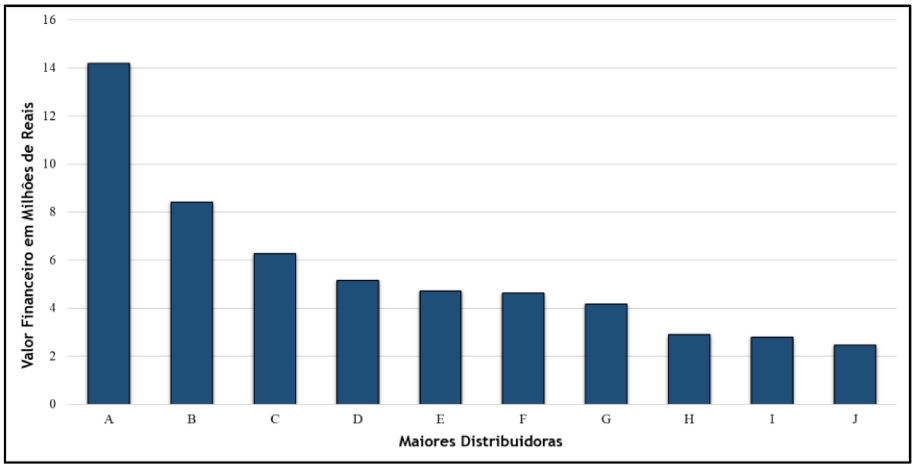
Fonte: Adaptado de [33].

As informações de ouvidoria da ANEEL referem-se às manifestações registradas por consumidores que, após esgotarem as instâncias de atendimento da distribuidora (primeiro e segundo níveis), recorrem à agência buscando mediação ou reavaliação de suas demandas. Esses dados são publicados regularmente no portal de dados abertos da ANEEL, permitindo

uma visão abrangente da insatisfação residual não solucionada pelas distribuidoras e que demanda intervenção regulatória [33]. Vale destacar que os números apresentados representam apenas uma parcela do cenário, uma vez que outras vias de solicitação também contribuem para o volume total de pedidos. Observa-se, inclusive, que o patamar de registros na ouvidoria da ANEEL possui uma elevada taxa percentual de “Sem Decisão”, refletindo a persistência das reclamações por parte dos consumidores que não aceitam a resolução fornecida pelas distribuidoras com relação às suas solicitações.

No aspecto quantitativo, também devem ser consideradas as questões financeiras envolvidas. A título de ilustração, a Figura 3 apresenta dados disponibilizados pela ANEEL, referentes ao montante despendido por apenas 10 concessionárias de energia no ano de 2017. O montante total de R$ 78.040.274,44 foi dispendido nesse período.

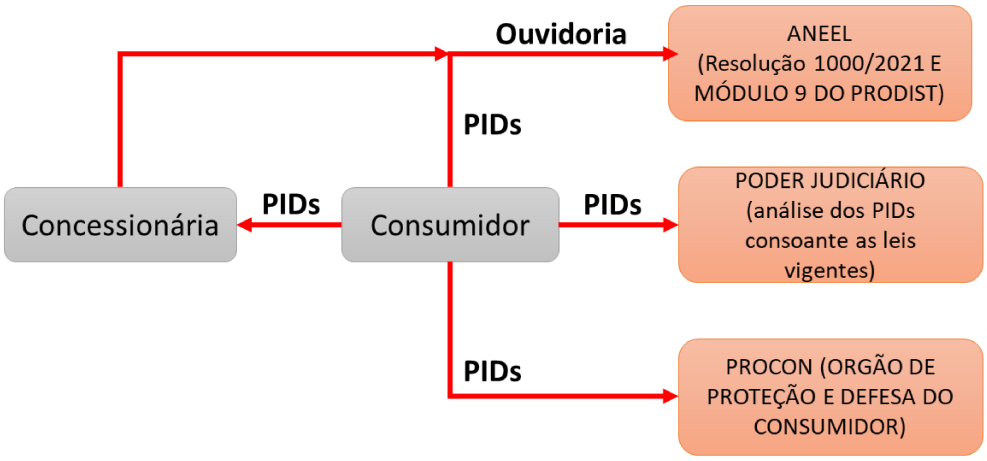
Figura 3 – Montante financeiro gasto para a demanda de PIDs para as 10 maiores distribuidoras do Brasil em 2017.



Fonte: [32].

Focando a questão das vias de acesso, o consumidor, em um primeiro momento, após a constatação do prejuízo decorrente de danos físicos ou à produção, pode recorrer ao fornecedor para solicitar compensações pelos prejuízos sofridos. Os procedimentos estabelecidos pela legislação vigente no país estão estruturados segundo as etapas apresentadas na Figura 4 [34] e, caso a resposta obtida não seja acatada pelo interessado, é possível acionar a Ouvidoria da Agência Reguladora, conforme mencionado anteriormente. Se mesmo após essas instâncias, a discordância entre as partes persistir, a questão pode evoluir para esferas além do trâmite administrativo, podendo, inclusive resultar em litígios judiciais.

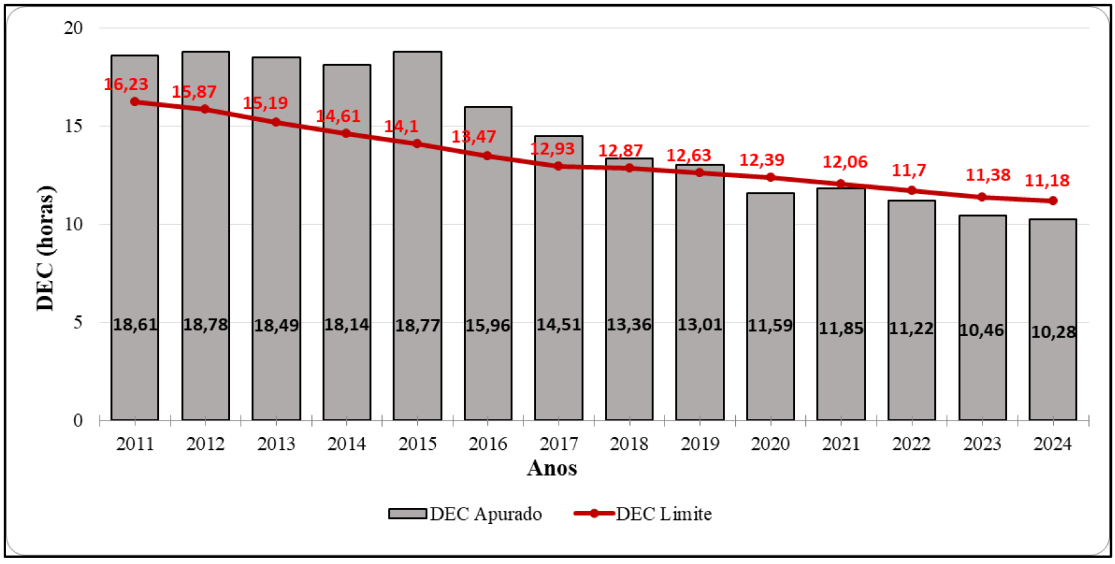
Figura 4 – Instâncias cabíveis ao atendimento de reclamações e pedidos de ressarcimento atribuídas ao direito do consumidor.



Fonte: Adaptado de [34].

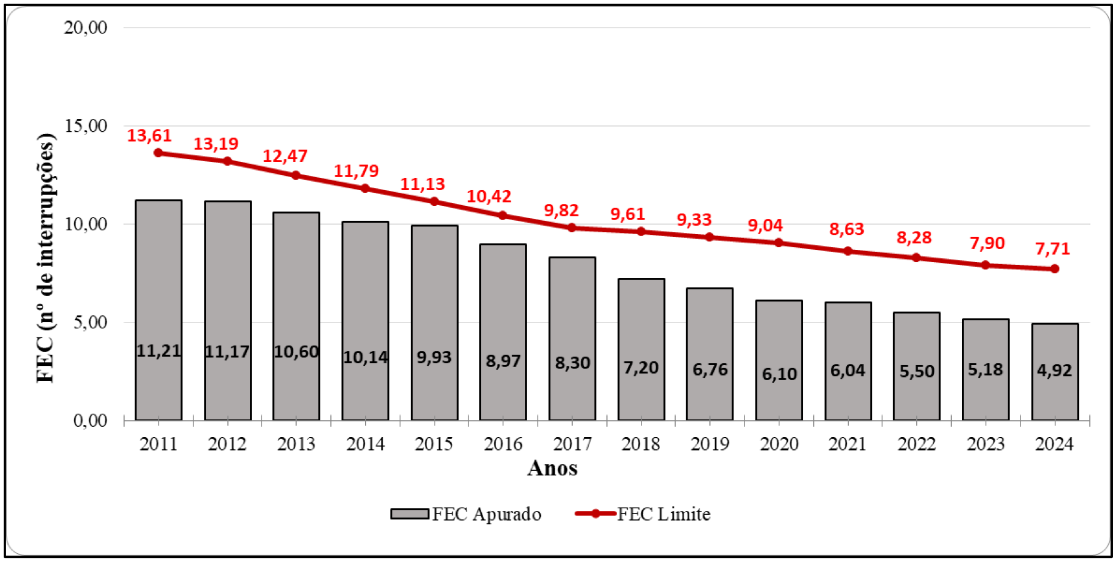
Com o objetivo de apresentar informações relacionadas com a qualidade do serviço oferecido pelas empresas distribuidoras, a Figura 5 e a Figura 6 apresentam a evolução dos Indicadores Coletivos de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) e de Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) em nível nacional, com dados consolidados até o ano de 2024. Os números revelam que, embora investimentos tenham sido realizados e ações implementadas voltadas à redução das falhas no suprimento por parte das concessionárias, essas medidas não resultaram em uma redução significativa no elevado número de PIDs, o que é evidenciado pelo aumento das reclamações.

Figura 5 – Média Brasil anual do DEC equivalente para redes de distribuição.



Fonte: Adaptado de [35].

Figura 6 – Média Brasil anual do FEC equivalente para redes de distribuição.



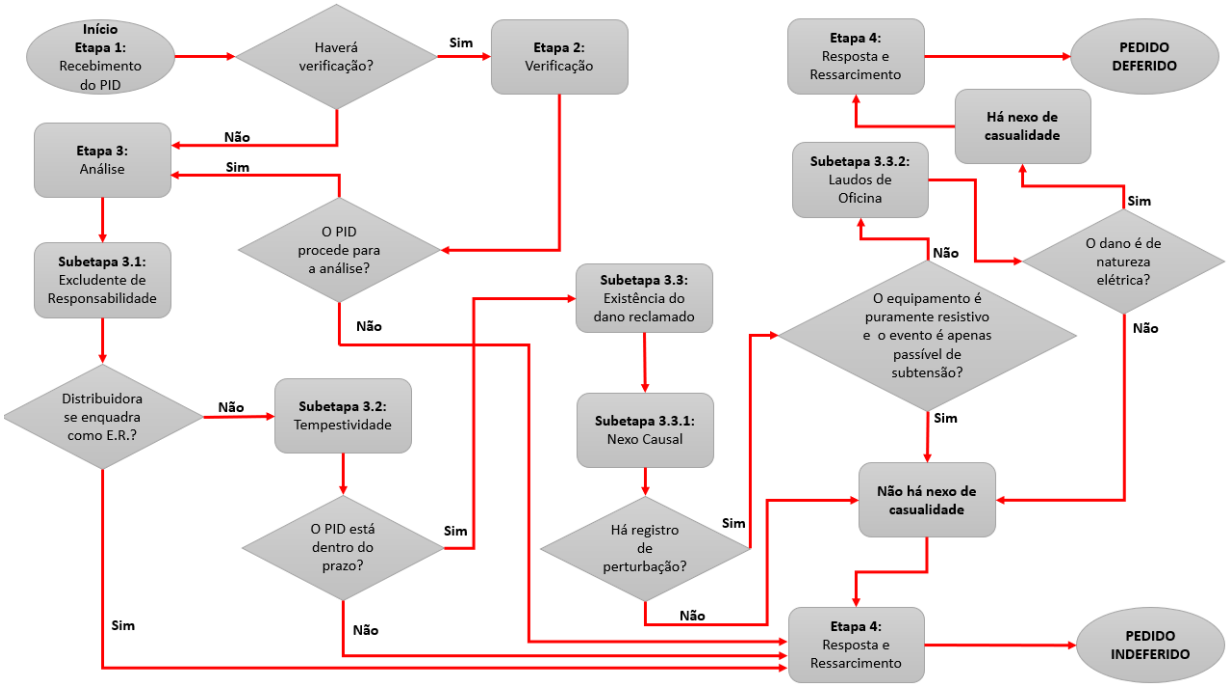
Fonte: [35].

2.2.1. Etapas aplicáveis ao processo da solicitação de um PID

De acordo com as diretrizes apresentadas no Módulo 9 do PRODIST, a Figura 7 sintetiza os passos vigentes para a solicitação de ressarcimento no contexto do Brasil.

Resumidamente, o processo encontra-se constituído por quatro etapas. Inicialmente, o consumidor do grupo B alega ter sofrido danos elétricos devido a problemas no fornecimento de energia elétrica e inicia uma solicitação junto à concessionária responsável pelo serviço. Esse é o momento em que a distribuidora recebe o PID, recebe a solicitação de ressarcimento e inicia a contagem dos prazos relevantes. Quanto aos canais de atendimento para abertura de solicitações, é relevante destacar que, além dos meios tradicionais, como atendimento telefônico ou presencial a formalização de um PID tornou-se significativamente mais ágil, refletindo os avanços da tecnologia e da comunicação. Atualmente, os consumidores dispõem de diversas opções para registrar suas reclamações, incluindo redes sociais, aplicativos móveis e a página da ANEEL no portal do governo federal (gov.br). Essas alternativas não apenas ampliam o acesso aos direitos garantidos por lei, mas também contribuem para a maior eficiência no processamento e na resposta por parte da distribuidora.

Figura 7 – Etapas a serem cumpridas para uma solicitação por danos elétricos.



Fonte: Autoria própria.

A etapa seguinte consiste na denominada fase da Verificação. Nessa etapa, a realização de visita técnica pela distribuidora na instalação elétrica do consumidor para aferição da sua estrutura e das condições do equipamento reclamado é facultativa. Caso não sejam constatadas irregularidades, o pedido é encaminhado etapa subsequente de análise. Em função dos procedimentos feitos, não constatando qualquer evidência do nexo causal, a concessionária pode indeferir solicitações quando [4]:

- O equipamento supostamente danificado estiver em funcionamento sem realização de reparo;
- O equipamento danificado não for disponibilizado na visita técnica;
- O equipamento ter sido objeto de uso incorreto, o qual seria responsável pelos danos físicos manifestados;
- A instalação interna da unidade consumidora apresentar irregularidades próprias a sua construção;
- For confirmada a presença de carga causadora de distúrbios elétricos ao sistema de distribuição na instalação do consumidor;
- Forem verificados procedimentos irregulares feitos pelo consumidor na instalação elétrica;

- Houver impedimento de visita técnica de especialista para realização da verificação.

O prazo para a realização da verificação é de 10 dias contados a partir da data de entrada da solicitação. No entanto, se o equipamento em questão for utilizado para o armazenamento de alimentos perecíveis ou medicamentos, o prazo é reduzido para um dia útil, a fim de evitar potenciais danos adicionais.

Formalizando a hierarquia das subetapas 3.1, 3.2 e 3.3 da Figura 7, na sequência da etapa de análise, avalia-se se a distribuidora está em condição de comprovar um excludente de responsabilidade. Nestas circunstâncias, o PID pode ser indeferido diante da persistência de pendências documentais ou de ações de incumbência do consumidor por mais de 90 dias sob aviso prévio da concessionária. Uma situação adicional que se enquadra nessa categoria tem relação se o dano no equipamento foi provocado em momentos de situações de emergência ou de calamidade pública na região. Tais situações devem ser decretadas formalmente por órgãos governamentais competentes.

Na ausência do excludente de responsabilidade da distribuidora, a próxima etapa consiste na avaliação da tempestividade. Para tanto é contabilizado o tempo total que o equipamento está danificado. Caso a soma resulte em período superior a 5 anos contados a partir da suposta data de ocorrência do dano, o PID será indeferido. Outra hipótese de indeferimento ocorre quando uma nova solicitação, referente a outro equipamento, é registrada com mais de 90 dias de diferença com alegação de ocorrência de um distúrbio na mesma data e horário de uma solicitação deferida anteriormente.

Caso a solicitação atenda aos aspectos supracitados, o processo entra na avaliação da existência do nexo de casualidade. Para tanto, há dois caminhos a serem considerados. Num primeiro é feita a identificação da ocorrência real da perturbação alegada pelo consumidor. Nesse caso, a norma exige que o fenômeno tenha se manifestado, de forma inequívoca, com base nos seguintes registros [4] :

- Incidentes relativos a dispositivos de proteção localizados a montante da unidade consumidora;
- Incidentes ocorridos na subestação de distribuição que tenham o potencial de afetar o fornecimento à unidade consumidora;
- Registros de manobras, sejam planejadas ou emergenciais, ainda que previamente agendadas;

- Qualquer incidente que tenha ocorrido na rede de transmissão e que possa ter impacto na unidade consumidora;
- Eventos na rede que provocam a alteração nas condições normais de fornecimento de energia elétrica, provocados pela ação da natureza, agentes a serviço da distribuidora ou terceiros.

Caso o distúrbio seja confirmado, é cumprida uma segunda hipótese, a qual consiste na verificação se a perturbação registrada é suficientemente severa para causar danos elétricos ao equipamento. Conforme a norma aplicável, o fenômeno em questão deverá ser considerado o causador de danos no equipamento, exceto em duas condições específicas:

- O equipamento for de perfil puramente resistivo e a perturbação constatada for passível de causar apenas subtensão;
- O dano ocorrer em componente eletrônico do equipamento e a fonte de alimentação elétrica estiver em funcionamento, indicado pelo Laudo de Oficina ou por constatação de verificação, desde que essa etapa tenha sido realizada dentro do prazo estabelecido.

Uma vez concluída a etapa anterior, a qual tem por objetivo confirmar ou excluir a existência do nexo de causalidade, o processo avança para a elaboração do laudo de oficina. Esse documento deve ser emitido por oficina especializada e conter uma descrição detalhada do estado do equipamento após o dano, atestando, de forma clara e fundamentada, que o defeito apresentado tem origem elétrica relacionada ao evento ocorrido. Em caso afirmativo, avalia-se a possibilidade de reparo do equipamento e orçamento para o conserto.

A etapa relacionada com o Parecer ou Resposta, correspondente à etapa 4 do processo, constitui-se como o meio formal através do qual a concessionária comunica ao consumidor o resultado da análise de sua solicitação. Nessa etapa, é emitida uma carta de deferimento ou indeferimento com base nas conclusões obtidas durante a análise. Portanto, caso se confirmem as duas hipóteses previstas na subetapa 3.3 (ocorrência do distúrbio e severidade do evento), a existência do nexo de causalidade é ratificada e o pedido de ressarcimento será aprovado. Por outro lado, como ilustrado na Figura 7, se as hipóteses não forem confirmadas, a existência do nexo será considerada não comprovada, e o pedido será indeferido. É fundamental ressaltar que o conteúdo da carta de resposta não deve contradizer as conclusões da análise e tampouco poderá ser posteriormente alterado.

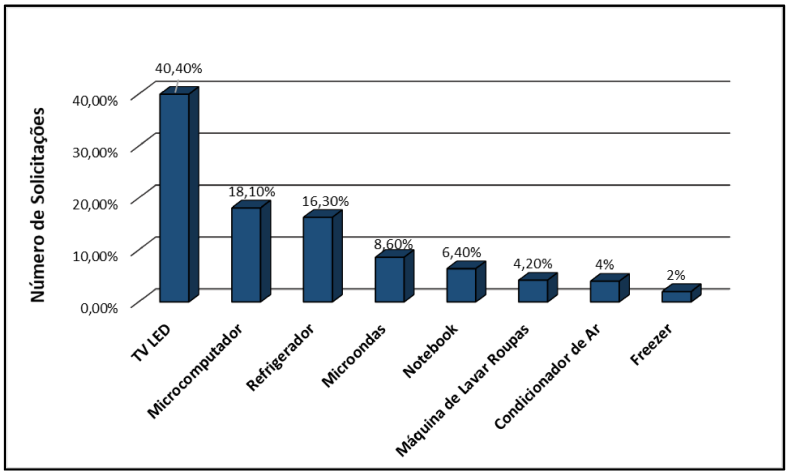
O ressarcimento ocorre apenas quando a resposta ao PID favorável ao consumidor — nesse caso, deferido. Por conseguinte, a compensação a ser realizada tem como objetivo restaurar o equipamento danificado ao seu estado anterior ao incidente. As condições de pagamento podem ocorrer por meio de compensação financeira para cobrir os custos de reparo do equipamento ou, em casos graves, a substituição do equipamento por outro de características equivalentes. O prazo para essa ação é de 20 dias a partir da data da resposta ao consumidor ou do término do prazo de análise, o que ocorrer primeiro.

2.3. ESTÁGIO ATUAL DAS CONTRIBUIÇÕES PARA A COMPLEMENTAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS PARA ANÁLISE DOS PIDS

Ao conduzir uma avaliação reflexiva da metodologia apresentada, nem toda perturbação incidente no sistema elétrico apresenta níveis capazes de causar efeitos danosos nos dispositivos que compõem as instalações das unidades consumidoras [9]. Embora a normativa destaque uma exceção para equipamentos puramente resistivos em condições de subtensão (o que inviabiliza o nexo causal), essa exclusão baseia-se em critério que não contempla a maioria dos equipamentos danificados presentes nas solicitações de ressarcimento.

A título de ilustração, a Figura 8 apresenta uma visão dos equipamentos mais ressarcidos aos consumidores por uma determinada distribuidora ‘X’, com base em seus registros do ano de 2020. Observa-se que esses equipamentos possuem características construtivas e operacionais bastante distintas, evidenciando que, assim, a aplicação da hipótese excludente apenas a dispositivos resistivos é excessivamente restritiva e não representa, de maneira adequada, as situações reais observadas no contexto analisado.

Figura 8 – Principais equipamentos reclamados para uma distribuidora X.



Fonte: [32].

Como resultado do exposto, segue que, na falta de embasamentos técnicos-científicos aplicados à questão tratada, as solicitações originadas pela ocorrência de fenômenos anômalos de severidade moderada ou baixa na rede, que em teoria eximiriam a responsabilidade da provedora, são igualmente são considerados de forma equivalente aos mais graves e com potencialidade de causar o dano reclamado. De fato, as intensidades de tensão e corrente provocadas por um distúrbio, mesmo que elevadas no ponto de ocorrência, uma vez propagadas pelas redes, sofrem amortecimento natural ao longo do sistema e podem se apresentar em proporções extremamente incompatíveis com os danos registrados. Nestes termos, para uma mesma família de eventos, fica a dúvida sobre quais das solicitações impostas seriam, de fato, suficientemente severas para exceder a suportabilidade dos aparelhos a ponto de danificá-los. Tais incertezas propiciam mais oportunidades para erros de interpretação e, por conseguinte, podem resultar em pagamentos de indenizações indevidos, pareceres impróprios e ainda possibilitar práticas abusivas [17].

Por outro lado, constata-se também que algumas concessionárias podem vir a evitar suas obrigações ao adotar a filosofia do risco calculado. Nesse contexto, é comum que tais empresas simplesmente neguem pedidos de ressarcimento por danos elétricos, mesmo diante de indícios técnicos plausíveis de responsabilidade. Essa postura, frequentemente apoiada em argumentos pouco claros, deixa o consumidor sem compreensão sobre os critérios utilizados na decisão. a ausência de justificativa técnica contribui para a percepção de arbitrariedade e para o aumento da judicialização dos casos, comprometendo a credibilidade do processo de apuração e da própria relação entre consumidor e concessionária.

Em última análise, reconhece-se a importância de conduzir uma investigação detalhada para estabelecer meios eficazes e confiáveis para a averiguação da real manifestação do denominado nexo causal. Esta questão desafiadora tem se mostrado como objetivo para um grande número de trabalhos que contemplam, de forma distinta, a relação entre a natureza, local de ocorrência do distúrbio, sua propagação até as unidades consumidoras reclamantes, níveis de suportabilidade dielétrica e térmica dos distintos equipamentos, desenvolvimentos de recursos para atender a tais questões e outras variáveis relevantes. As principais contribuições para a solução das dificuldades aqui postas têm motivado muitas pesquisas, as quais são consideradas, em sua maioria, na sequência.

As questões pontuadas têm motivado investigações direcionadas a promover o refinamento da metodologia de análise para a avaliação do nexo de casualidade. Após inúmeros

aportes provenientes de variados trabalhos, constata-se, na atualidade, um expressivo número de publicações.

Somado às referências voltadas para aspectos próprios à qualidade da energia elétrica, como reportado em [1], [36], [37], os primeiros trabalhos atribuídos diretamente à temática objetivaram avaliar o desempenho de sensibilidade e suportabilidade de diversos componentes eletrônicos presentes em equipamentos elétricos. Certamente, este primeiro passo se apresenta como etapa essencial ao processo de análise, visto que, por fim, deseja-se correlacionar a relação causa-efeito. Como primeira incursão neste âmbito, [38] apresenta uma análise aplicada em equipamentos que funcionam à base de fontes lineares e chaveadas, as quais estão presentes na grande maioria dos equipamentos da linha branca constituídos por fogões, geladeiras, máquinas de lavar, secadores, micro-ondas e fornos elétricos. Em [39], [40], [41] foram conduzidas investigações visando o estabelecimento dos níveis de suportabilidade de vários destes equipamentos frente a exposição dos mesmos a surtos de tensão e outros distúrbios com frequente ocorrência em linhas de transmissão, como curtos-circuitos.

Uma vez definidos os limites operacionais admissíveis para os eletrodomésticos, os distúrbios manifestados nas tensões e correntes que os afetam passam a ser correlacionados a esses valores máximos de esforços dielétricos e térmicos admissíveis pelos produtos. Com isso, define-se uma estratégia capaz de possibilitar, de forma computacional, a reprodução do fenômeno anômalo ocorrido, sua propagação até o ponto de conexão do consumidor e, por fim, a comparação entre as grandezas elétricas que atuam sobre os equipamentos e os limites de suportabilidade dos componentes.

Visando o acima exposto, iniciando pela vertente voltada à modelagem computacional dos equipamentos, em [42] é feita a representação, via circuitos elétricos equivalentes, de refrigeradores empregando para tanto, técnicas de representação no domínio do tempo, implementada no simulador SABER. A validação dos resultados foi conduzida por meio da comparação com medições experimentais obtidas em testes com o equipamento real em ambiente laboratorial controlado.

A abordagem metodológica utilizada para os refrigeradores foi replicada em estudos para outros tipos de equipamentos, considerando também condições de alimentação com a presença de distorções harmônicas de tensão, flutuações, variações de tensão de curta duração (VTCDs) e transitórios oscilatórios. Em [43], [44], a prioridade foi dada a aparelhos amplamente utilizados à época, como televisores de tubo, videocassetes, aparelhos de som,

DVDs, fax e telefones sem fio. Já em [45] a mesma análise foi aplicada a Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), para aplicações em nível industrial.

Embora os estudos iniciais tenham envolvido a análise e identificação dos componentes eletrônicos presentes nos equipamentos que eram mais sensíveis quando submetidos a condições não ideais de fornecimento, essas investigações não consideraram os efeitos cumulativos dos danos dos fenômenos que afetam esses dispositivos. Em vista disso, diversos trabalhos foram realizados com o objetivo de avaliar essa hipótese. Esse foi o caso das produções [46], [47], [48], [49], [50], [51] nos quais ensaios laboratoriais foram conduzidos para determinar os limites de suportabilidade e a evolução da sensibilidade ao longo do tempo. Como resultado desses esforços, foram desenvolvidas curvas que correlacionaram o tempo máximo de exposição tolerável a subtensões ou sobretensões para uma variedade de aparelhos, incluindo lâmpadas, televisores, aparelhos de som, transformadores, motores e equipamentos de tecnologia da informação, como computadores.

Tratando especificamente do processo de avaliação para deferimento do ressarcimento de danos elétricos, a referência [52] pode ser considerada o primeiro trabalho a abordar o tema de forma específica, discutindo os desafios enfrentados tanto pelas concessionárias de energia quanto pelos consumidores. O estudo teve como foco o estabelecimento e a divulgação de ações voltadas à melhoria da metodologia de análise, buscando um equilíbrio de responsabilidades entre as partes. As iniciativas propuseram a conscientização sobre o uso de dispositivos de proteção adicionais, como os tais como os Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPSs), com o objetivo de mitigar os efeitos causados por surtos de tensão e corrente, fenômenos cuja detecção é de difícil execução pelas distribuidoras. Além disso, o estudo levantou questionamentos sobre formas de mitigar a vulnerabilidade dos equipamentos frente às variações do fornecimento de energia elétrica.

Já a referência [9] apresenta uma importante contribuição para a área ao propor uma metodologia sistemática para a avaliação de Pedidos de Indenização por Danos (PIDs). No estudo em questão, desenvolveu-se o *software* denominado Analisador de Pedidos de Ressarcimento (APR), cujo propósito é aferir computacionalmente a existência de nexo de causalidade nessas solicitações. Considerando o processo estabelecido pela ANEEL e descrito na Seção 2.1.2, o programa propõe modificações nos mecanismos atualmente empregados na execução da subetapa 3.3.1 (“Nexo Causal”), conforme ilustrado no fluxograma da Figura 7. Os desenvolvimentos realizados têm como objetivo contemplar os efeitos da propagação das tensões e correntes associadas a distúrbios até os pontos de conexão das unidades consumidoras.

O funcionamento do APR é sistematizado por meio da modelagem dos elementos do sistema de distribuição responsável pela alimentação da instalação elétrica do consumidor solicitante. Sua estrutura interna incorpora conceitos relacionados à suportabilidade e sensibilidade de equipamentos previamente modelados e avaliados. Em sua concepção, é responsabilidade do agente supridor fornecer as informações necessárias ao programa, como parâmetros de cabos, transformadores, dispositivos de proteção e cargas. Posteriormente, com base nos dados registrados sobre o local, data, hora e intensidade do fenômeno ocorrido, é possível realizar a inserção e simulação do evento no *software*, considerando-o como o suposto causador dos danos nos equipamentos. No ponto referente ao cliente específico, o usuário pode selecionar, dentre os modelos disponíveis, o aparelho que mais se assemelha ao danificado, permitindo que a análise do nexo de causalidade seja realizada. Essa ação consiste na correlação entre as curvas que representam os esforços térmicos e dielétricos impostos pela rede elétrica da concessionária e as curvas de suportabilidade dos aparelhos danificados. A partir dos resultados obtidos, o APR emite um parecer técnico fundamentado para o caso avaliado [17].

O APR demonstrou ser uma ferramenta inovadora que estabeleceu uma base sólida para a avaliação de possíveis nexos de causalidade. Como resultado, as pesquisas subsequentes nessa área se concentraram em contribuir para aprimoramento do processo de análise computacional realizado pelo *software* com o objetivo de otimizar a tomada de decisões das empresas. Nesse contexto, modelos computacionais de eletrodomésticos de linha branca continuaram a ser desenvolvidos e submetidos à validação laboratorial. No entanto, o ATP se tornou o simulador essencial de uso em razão da necessidade de sua operação simultânea com o APR [9].

Nesta perspectiva, a referência [53] deu continuidade ao acervo de trabalhos alusivos ao tema. O estudo em questão teve como objetivo analisar o desempenho de eletrodomésticos que funcionam com base em força motriz, tais como refrigeradores, freezers, condicionadores de ar de janela, máquinas de lavar roupas e lava-louças sob condições anômalas da rede de distribuição. Os modelos computacionais desses equipamentos foram validados por meio de testes em ambiente laboratorial controlado de modo a viabilizar a reprodução dos distúrbios impostos. Com a validação e subsequente inclusão dos resultados ao APR, tornar-se-ia possível emitir respostas aos pleitos dos consumidores.

Contribuições posteriores ao tema tiveram como objetivo expandir progressivamente as funcionalidades do APR. Em [54] foram propostas melhorias nos modelos de equipamentos previamente desenvolvidos. Além disso, para tornar a análise da propagação de distúrbios mais precisa e realista, foram incorporados os efeitos da interação dos sistemas de aterramento nessa

propagação, com a avaliação de desempenho do *software* em cenários reais. Avançando, [55] enriqueceu o processo computacional ao considerar os efeitos atenuadores proporcionados pelos dispositivos de proteção nas solicitações térmicas e dielétricas. No cenário descrito em [56], foram considerados o tempo de uso dos equipamentos sujeitos a ressarcimento e seus efeitos sobre a suportabilidade aos distúrbios.

No contexto de [57], novos recursos foram adicionados por meio da inclusão dos limites de suportabilidade para microcomputadores, e ainda, estudos dos impactos da presença de dispositivos mitigadores como os DPS. Quanto a [7], os trabalhos foram concentrados na avaliação do desempenho do software na resolução de casos reais na região metropolitana de Cuiabá. Além disso, tomando por base os desenvolvimentos constantes em [32], [58], [59], [60], objetivando a inserção nos modelos de novas tecnologias construtivas, foram desenvolvidas adequações dos modelos representativos mais atualizados. Isso resultou na inclusão de novas versões de televisores, condicionadores de ar do tipo *split* e *split inverter*, além de aparelhos de som, ao banco de dados do APR [34].

Diante dos recursos de análise até então oferecidos, [61] teve como foco as potencialidades do APR para o aprimoramento dos processos de análise dos PIDs. Nesse contexto, o trabalho em questão visou à sistematização do processo de importação das redes das distribuidoras para o aplicativo, utilizando o sistema de georreferenciamento. Com essa funcionalidade, a rede equivalente da concessionária poderia ser prontamente importada e integrada ao *software*. Como resultado, o processo de simulação da propagação de distúrbios até as unidades consumidoras se tornaria ainda mais preciso e confiável.

Em síntese, embora o APR tenha demonstrado resultados satisfatórios para a avaliação de nexo de casualidade, sua regulamentação, nos termos oficiais, foi objeto de considerações da ANEEL durante reunião da diretoria realizada em 5 de maio de 2015. A ANEEL declarou que 'Simulações computacionais de eventos na rede não afastam o nexo de causalidade e não isentam a distribuidora da responsabilidade pelo ressarcimento'. Essa decisão destacou as limitações do uso da metodologia por meio do *software*, levantando questionamentos sobre sua confiabilidade e segurança na emissão de pareceres técnicos relativos ao nexo de causalidade [16].

Constata-se, pelo acervo bibliográfico relacionado à área de PIDs, que parte das pesquisas futuras sobre o tema tendem a se direcionar para investigações relacionadas à definição de novos limites de suportabilidade dielétrica e térmica, visando incluir novos modelos e funcionalidades de equipamentos elétricos [62]. Embora já tenham contribuído com

a adição de algumas funcionalidades ao APR, essas pesquisas seguem essa tendência, ao proporem novos limites de suportabilidade para diversos tipos de equipamentos, além de modelos computacionais atualizados para televisores LED e condicionadores de ar *split inverter*. Sintetizando, a Tabela 1 apresenta, cronologicamente, os diversos desenvolvimentos realizados no contexto do tema central desta tese, no âmbito da Universidade Federal de Uberlândia (UFU).

Tabela 1 – Desenvolvimentos relacionados à temática de ressarcimento por danos elétricos na UFU.

AUTOR	ANO	TÍTULO DO TRABALHO	PRODUTO DESENVOLVIDO
Ana Cláudia Daroz dos Santos	2001	Desempenho de Fontes Lineares e Chaveadas no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica [38].	Modelo computacional de fontes lineares e chaveadas desenvolvidas no simulador SABER
Mateus Duarte Teixeira	2003	Uma Estrutura Laboratorial para Testes de Desempenho de Equipamentos no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica [63].	Proposição de uma estrutura laboratorial para promover a validação computacional de modelos de equipamentos reais no contexto da qualidade da energia elétrica.
Ricardo Nogueira Magalhães	2003	Controlador Lógico Programável no Contexto da Qualidade da Energia [45].	Modelo computacional de um CLP desenvolvido no simulador SABER.
Bismarck Castilho Carvalho	2003	Desempenho de Aparelho Condicionador de Ar no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica [64].	Modelo computacional de um condicionador tipo janela desenvolvido no simulador SABER
Ana Carolina Azevedo	2003	Desempenho de Refrigeradores Domésticos no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica [42].	Modelo computacional de refrigeradores domésticos desenvolvido no simulador SABER
Rodrigo Antônio Peniche	2004	Modelagem e Análise de Desempenho de Equipamentos	Modelos computacionais de DVD, fax e telefone sem Fio

		Eletroeletrônicos diante de Distúrbios da Qualidade da Energia - Enfoque: Aparelhos de DVD, Fax e Telefone sem fio [44].	desenvolvidos no simulador SABER.
Carlos Eduardo Tavares	2004	Modelagem e Análise de Desempenho de Equipamentos Eletroeletrônicos diante de Distúrbios da Qualidade da Energia - Enfoque: Televisores, VCR's e Som [43].	Modelos computacionais de televisores, VCR's e aparelhos de som desenvolvidos no simulador SABER.
Ivandro Antônio Bacca	2008	Modelagem para Análise de Desempenho de Eletrodomésticos à Força-Motriz Diante de Distúrbios de Qualidade da Energia [65].	Modelos computacionais desenvolvidos ATPDraw de eletroeletrônicos a força motriz como freezers, geladeiras, condicionadores de ar janela, máquinas de lavar roupa e lava louça.
Carlos Eduardo Tavares	2008	Uma Estratégia Computacional para a Análise Técnica de Pedidos de Ressarcimento a Consumidores [9].	Idealização da metodologia para validação do nexo de casualidade pela comparação de suportabilidade versus solicitação. Desenvolvimento da primeira versão do APR.
Fernando Gadenz	2010	Uma Proposta para a Inserção do Tempo de Uso dos Equipamentos no Aplicativo APR e Estudos Avaliativos de Casos Reais de PIDs [66].	Desenvolvimento de uma metodologia que altera a suportabilidade de equipamentos em função do tempo de utilização.
Orlando Adolfo da Silva	2010	Metodologia para subsidiar a análise de Solicitações de ressarcimento com dispositivos de proteção contra surtos[55].	Desenvolvimento de modelo computacional do DPS e adição ao APR.

Marcus Vinicius Borges Mendonça	2010	Contribuições ao Processo Computacional para Análise de Pedidos de Indenização por Danos em Equipamentos Elétricos [54].	Aprimoramento de modelos computacionais de eletroeletrônicos a força motriz e nova versão do APR com implementação de módulo para configuração do sistema elétrico e modulo de edição.
Isaque Nogueira Gondim	2012	Contribuições para o aplicativo APR: Novos limites de Suportabilidades, perturbações via medições e sistematização no processo da configuração da rede [61].	Adição ao APR de curvas de suportabilidade para televisores, aparelhos de som e microcomputadores; Adição de função de transferência de dados da rede elétrica ao APR via *software* de georreferenciamento.
Jomil Marques Borges	2012	Desenvolvimento de uma Metodologia para Análise de Ressarcimento de Aparelhos de Som Associados aos Distúrbios na Rede Elétrica da CEMIG Testando Dispositivos Mitigadores [59].	Inserção ao APR de curvas de suportabilidade dielétrica e térmica para aparelhos de som.
Claudinei Jeremias de Ávila	2012	Curvas de Suportabilidade Dielétrica e Térmica para Televisores Integrados ao APR e ao Banco de Dados da CEMIG Distribuição SA [60].	Inserção ao APR de curvas de suportabilidade dielétrica e térmica para televisores.
José Nelson Quadrado Júnior	2012	Estudos Avaliativos de Desempenho do Aplicativo APR Através de Caso Reais de Consumidores da Região Metropolitana de Cuiabá [12].	Utilização do APR para resolução de casos reais.

Edécio Antônio Martins	2012	Elaboração de Curvas de Suportabilidade para Microcomputadores e Estudos de Desempenhos de Dispositivos Mitigadores para Subsidiar PIDs [57].	Inserção ao APR de curvas de suportabilidade para microcomputadores.
Paulo Henrique de Oliveira Rezende	2012	Uma proposta de modelagem de condicionadores de ar split visando a análise de pedidos de ressarcimento por danos elétricos [58].	Inserção do modelo computacional do condicionador de ar split desenvolvido no ATPDraw no APR.
Paulo Henrique Oliveira Rezende	2016	Contribuições para os estudos computacionais de ressarcimento por danos elétricos: limites de suportabilidade e induções eletromagnéticas [34]	Modelagem no ATPDraw de televisores a LED; Curvas de suportabilidade inseridas ao APR para televisores a LED, refrigerador, freezer, lava louças, lava roupas, condicionadores de ar split; Modelagem de induções eletromagnéticas no APR;
Afonso Bernardino de Almeida Junior	2016	Contribuições aos Estudos Computacionais do Nexo Causal Associados com Ressarcimento por Danos Elétricos Devido a Descargas Atmosféricas Diretas e Indiretas [62].	Implementação de novas funcionalidades para o APR: Modelos de sistemas de aterramento e adição do fenômeno do aumento do potencial de terra;
Humberto Cunha de Oliveira	2020	Condicionadores de Ar Inverter: Modelagem Computacional e Curvas de Suportabilidade para Estudos de Pedidos de Ressarcimento por Danos Elétricos [32].	Modelo computacional do condicionador de ar inverter desenvolvido no ATPDraw e obtenção de suas curvas de suportabilidade dielétrica e térmica;

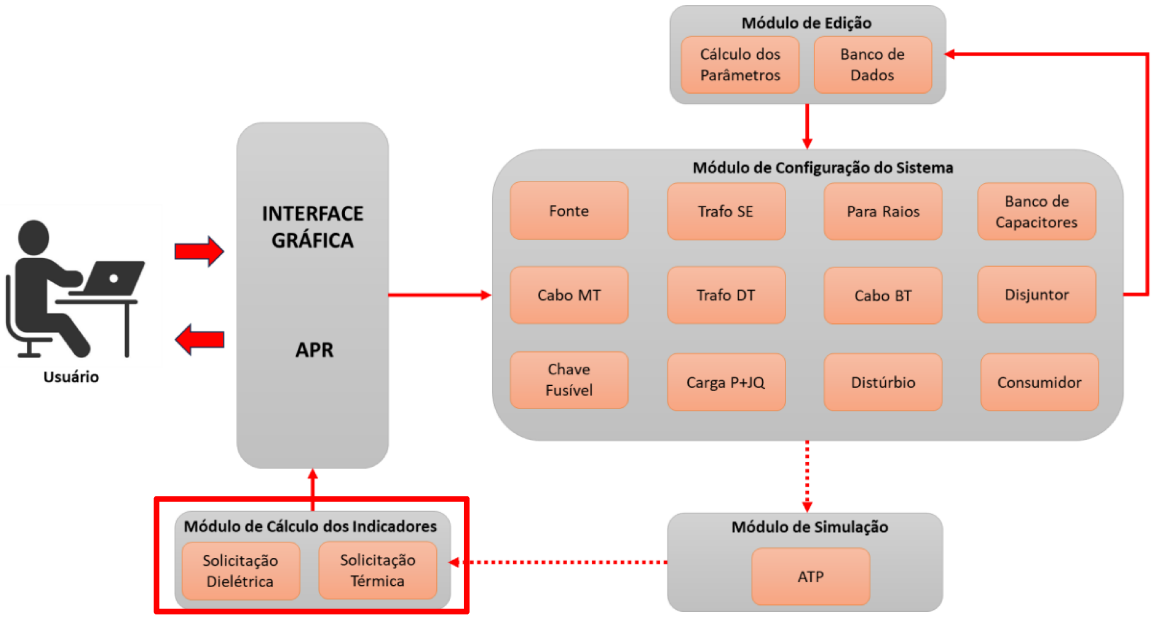
Fonte: Autoria própria.

Aos trabalhos decorrentes de teses e dissertações acima postos, soma-se ainda, um expressivo número de publicações em congressos e periódicos nacionais e internacionais, associados com a questão da busca de meios sistematizados para consubstanciar os processos de emissão de pareceres sobre PIDs [5], [6], [10], [11], [17], [50], [51], [67], [68], [69]. O aporte destes trabalhos revela que o conceito para validação de nexos de causalidade incorporado ao APR possui embasamento técnico-científico sólido, que se mostra como motivação para o avanço da pesquisa na área em pauta.

2.4. FUNDAMENTOS DA ESTRATÉGIA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DE PIDS

Tomando por base os desenvolvimentos apresentados na seção anterior, a Figura 9 resume a estrutura utilizada para a concepção do APR, a qual pode ser considerada como sendo constituída por 4 módulos principais.

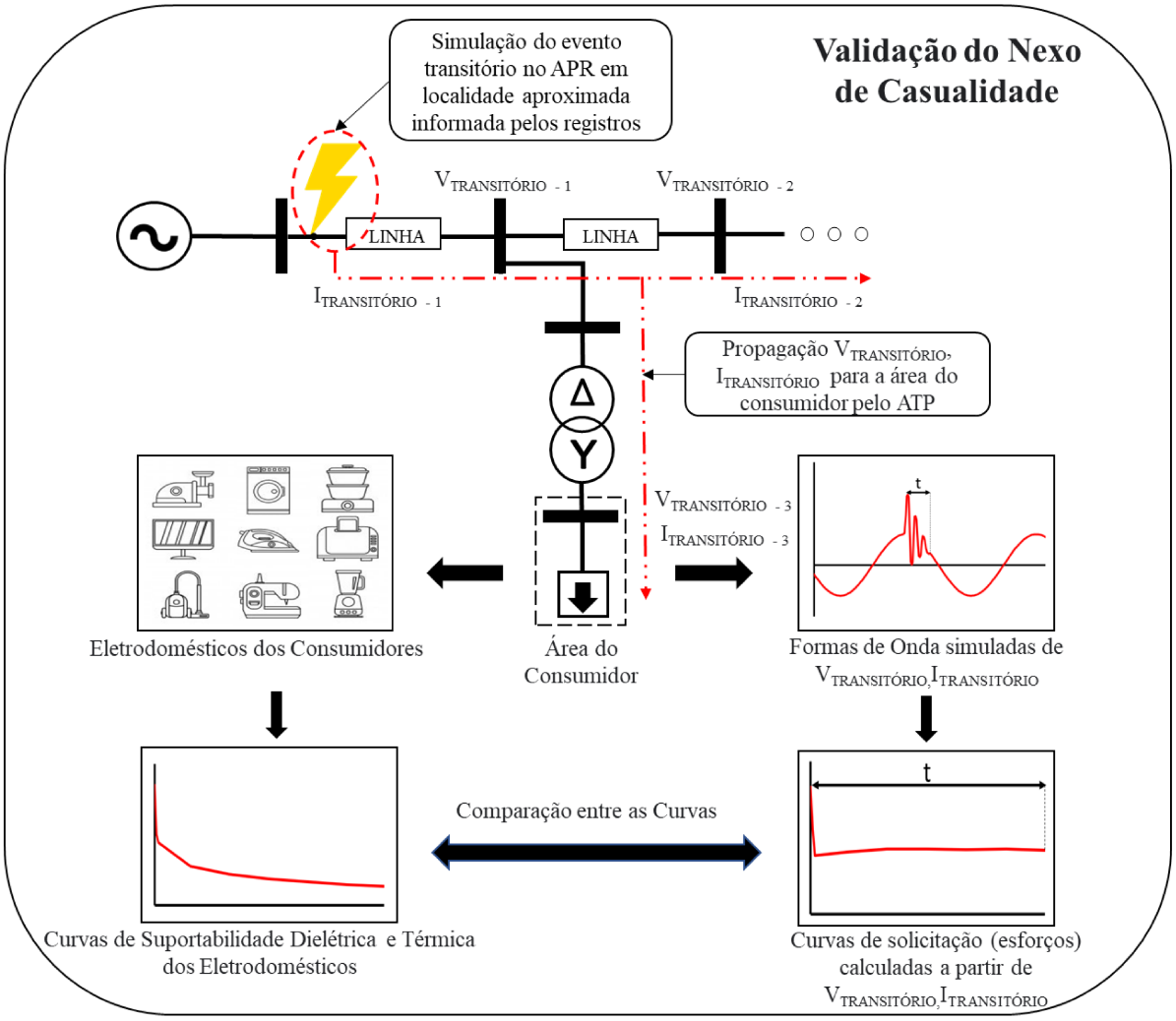
Figura 9 – Estrutura interna do APR.



Fonte: Fonte: Adaptado de [9].

Em consonância com as etapas indicadas, a atuação do APR se baseia na correlação entre os limites de suportabilidade definidos pelos diversos equipamentos, traduzidos na forma de esforços térmicos e dielétricos, os quais são obtidos por meio de ensaios destrutivos [70], e as tensões e correntes advindas do suprimento que incidem sobre as unidades consumidoras reclamantes. Tal estratégia encontra-se representada na Figura 10 [57].

Figura 10 – Estratégia para a avaliação computacional do nexo de casualidade – propagação dos efeitos até a unidade consumidora e sua correlação com limites de suportabilidade.



Fonte: Autoria própria.

2.4.1. Caracterização dos limites de suportabilidade dielétrica e térmica dos equipamentos

O procedimento para obtenção dos níveis de suportabilidade dos diversos equipamentos empregados nos contextos residencial, comercial e industrial consiste na realização de ensaios laboratoriais destrutivos. Para tanto, realizam-se experimentos com recursos laboratoriais controlados, relacionados à geração de tensão e corrente em níveis capazes de provocar danos físicos ou operacionais, simulando as condições anômalas impostas pelas redes elétricas.

A obtenção dos limites de suportabilidade térmica está alicerçada no conceito físico da energia máxima dissipada e admissível pelos componentes do equipamento, considerada de forma cumulativa e expressa em (1).

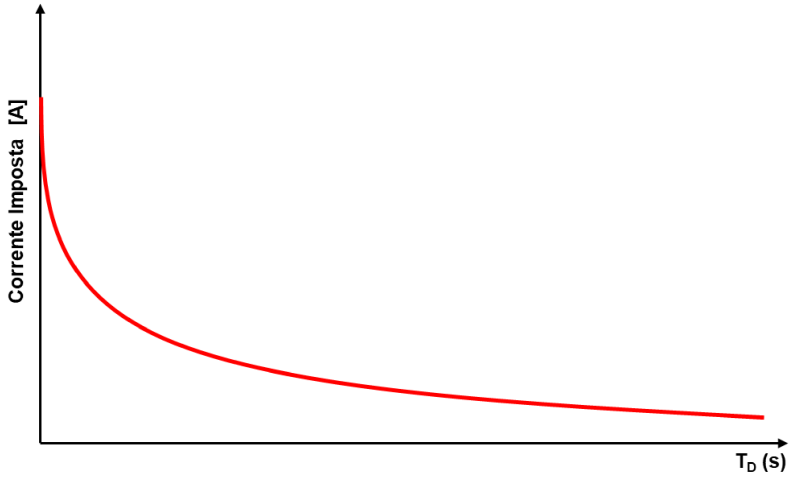
$$\int_0^{T_D}[i(t)]^2 \cdot dt = {I_{sp}}^2 \cdot T_D = J = cte \quad (1)$$

Na equação (1), *i(t)* representa o valor instantâneo da corrente, em amperes (A) , sendo utilizado no cálculo da energia máxima que o equipamento é capaz de dissipar, T_D corresponde ao intervalo de tempo, em segundos, durante o qual o equipamento é submetido a um determinado valor de corrente de ensaio, enquanto *J* refere-se a energia máxima suportada.

Considerando que a energia térmica admissível por um equipamento permaneça constante durante todo o intervalo de sua exposição a um evento, obtém-se à equação que rege o comportamento da corrente em função do tempo de exposição, conforme apresentado pela expressão (2). A partir dessa relação, e conforme ilustrado na Figura 11, fica evidente que os limites de suportabilidade térmica de um produto seguem um comportamento exponencial. A equação determina que, à medida que a intensidade de corrente aplicada ao aparelho aumenta, o tempo que ele suporta sem sofrer danos físicos por aquecimento excessivo diminui proporcionalmente.

$$J = {I_{sp}}^2 \cdot T_D \rightarrow I = \sqrt{\frac{J}{T_D}} \quad (2)$$

Figura 11 – Perfil gráfico representativo do limite de suportabilidade térmica de um equipamento.



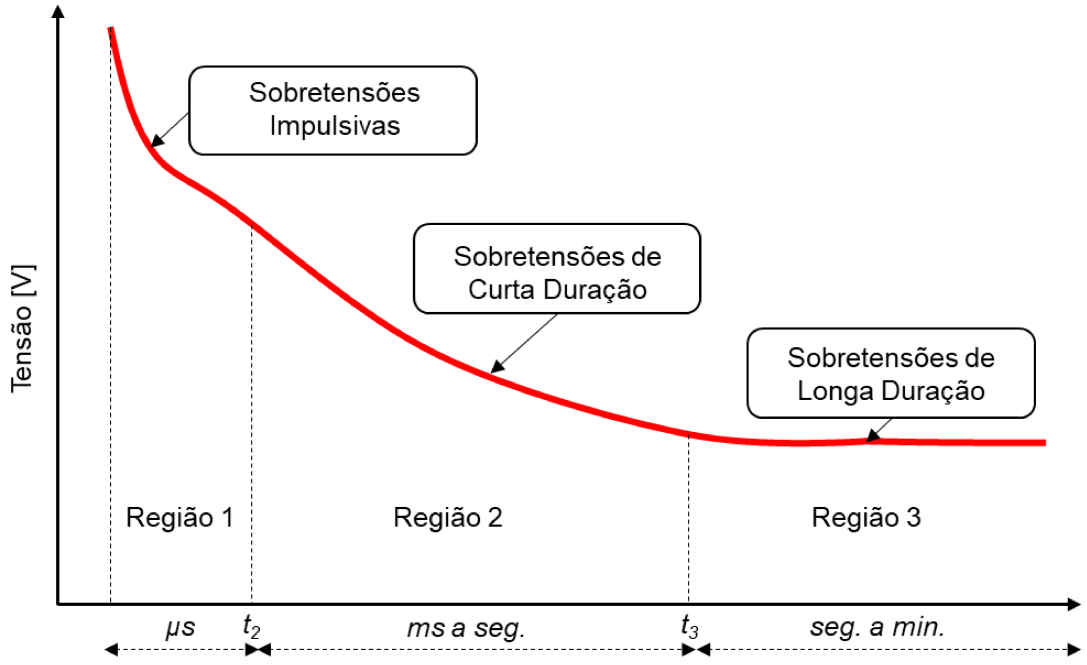
Fonte: Autoria própria.

No que diz respeito ao efeito dielétrico, os danos causados aos equipamentos estão diretamente ligados à falha na isolação de seus componentes. Essa situação ocorre quando esses componentes são expostos a níveis de tensão superiores aos valores nominais, por períodos

superiores aos admissíveis. Sabe-se que, as solicitações impostas pelas tensões nos terminais de um dispositivo podem ser toleradas dentro de períodos de exposição compatível com sua suportabilidade. Os períodos máximos admissíveis para as tensões aplicadas irão, certamente, variar em função da magnitude dos eventos aplicados durante os testes laboratoriais.

Em consonância a este princípio físico, a Figura 12 ilustra o comportamento do perfil dos limites dielétricos, que determinam os patamares de tensão capazes de comprometer a integridade do isolamento dos componentes. Como indicado, esse comportamento é dividido em regiões que, conforme os procedimentos clássicos, representam situações relacionadas a transitórios eletromagnéticos, sobretensões de curta duração e sobretensões a 60 Hz com duração prolongada.

Figura 12 – Perfil gráfico representativo do limite de suportabilidade dielétrica de um equipamento.



Fonte: Autoria própria

As três regiões indicadas na Figura 12 indicam a necessidade de realização de pelo menos dois ensaios destrutivos aos equipamentos para a determinação efetiva das curvas de suportabilidade dielétrica. Sabendo que a primeira seção, compreende tempos da ordem de microssegundos (μs), e a última, intervalos de cerca de segundos ou minutos, adotam-se funções logarítmicas no tempo para representar matematicamente as tolerâncias dos equipamentos. Ao assumir um comportamento exponencial reverso para todas as regiões do

gráfico, pode-se utilizar conceitos de geometria analítica a respeito do cálculo de equações da reta e obter a caracterização da curva desejada, descrita em (3).

$$v_{sp}(t) = \alpha \cdot logt + \beta \tag{3}$$

Onde $v_{sp}(t)$ representa o valor máximo de tensão suportado pelo equipamento para um determinado evento, e as constantes α e β correspondem, respectivamente, aos coeficientes angular e linear da referida equação, nos termos estabelecidos em (4) e (5).

$$\alpha = \frac{Y(t_2) - Y(t_1)}{logt_2 - logt_1} \tag{4}$$

$$\beta = Y(t_1) - logt_1 \tag{5}$$

2.4.2. Limites de suportabilidade dielétrica e térmica dos equipamentos

A referência [9] estabelece um procedimento para a obtenção dos esforços dielétricos e térmicos resultantes da exposição continuada de níveis de sobretensão e sobrecorrente aos equipamentos. Para um distúrbio hipotético ocorrido de duração t_1 e t_2, o processo consiste em avaliar as tensões e correntes impostas a um dado dispositivo eletroeletrônico, determinando o instante em que o valor de pico das formas de onda mensuradas ultrapassa os níveis considerados normais.

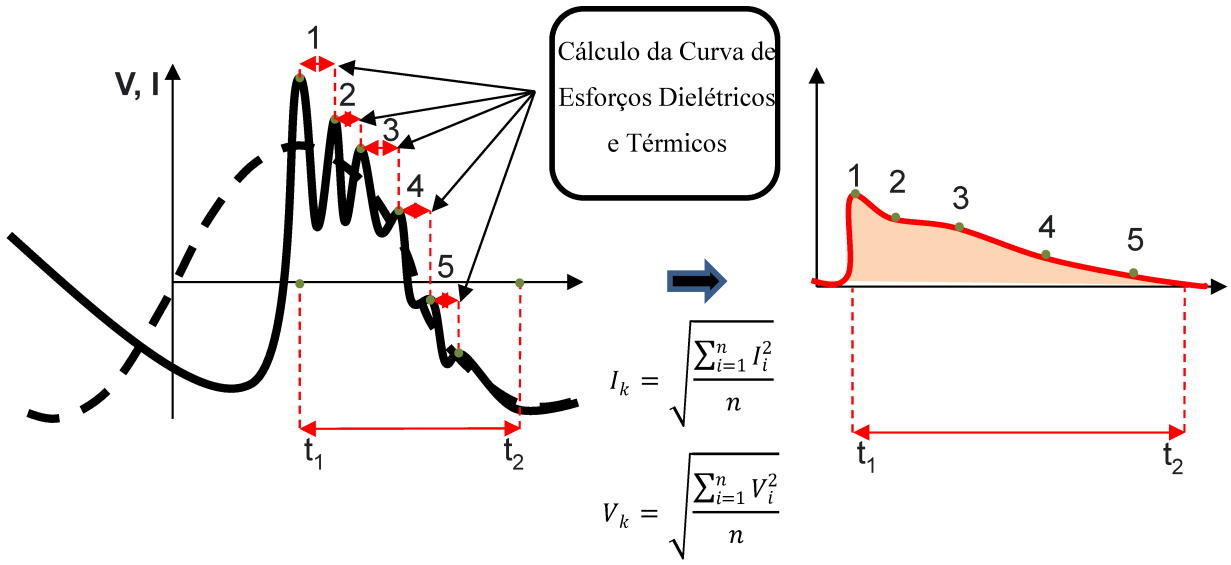
Na sequência, realiza-se a detecção do segundo pico relevante. O conjunto de valores instantâneos compreendido entre o primeiro e o segundo pico, incluindo seus extremos, define o número *n* de amostras a serem utilizadas para o cálculo do ponto correspondente na curva de esforços. A partir de (6) e (7) calcula-se a média quadrática desses valores, obtendo-se o par ordenado (V_k ou I_k, t) representativo da curva de solicitação. Os pares subsequentes são determinados de maneira iterativa, repetindo-se o procedimento até que toda a porção transitória da forma de onda tenha sido contemplada. Esse processo é representado de forma didática na Figura 13.

$$V_k = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} V_i^2}{n}} \tag{6}$$

$$I_k = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} I_i^2}{n}} \tag{7}$$

O mesmo tempo inicial (t_1), utilizado para o cálculo das curvas de esforços dielétricos e térmicos, derivadas do evento registrado nas medições, deve também ser adotado como ponto de partida para o cálculo das curvas de suportabilidade. Dessa forma, para assegurar uma comparação precisa, os tempos iniciais representados pelas variáveis T_D e t, presentes nas equações matemáticas que descrevem as curvas de suportabilidade, (2) e (3), respectivamente, precisam ser ajustados temporalmente para coincidir com o instante (t_1).

Figura 13 – Estratégia para a determinação dos esforços dielétricos e térmicos provocadas por eventos a partir de formas de onda de tensão e/ou corrente.



Fonte: Autoria própria.

2.4.3. Avaliação da consistência do nexo de casualidade

A validação de nexo de casualidade ocorre em duas etapas. A primeira consiste na confirmação da existência da correlação temporal entre o evento e o momento dos danos ocorridos nos equipamentos que perfazem as unidades consumidoras. Caso este primeiro quesito tenha sido constatado, então o processo avança visando a identificação da severidade do distúrbio para o produto reclamado.

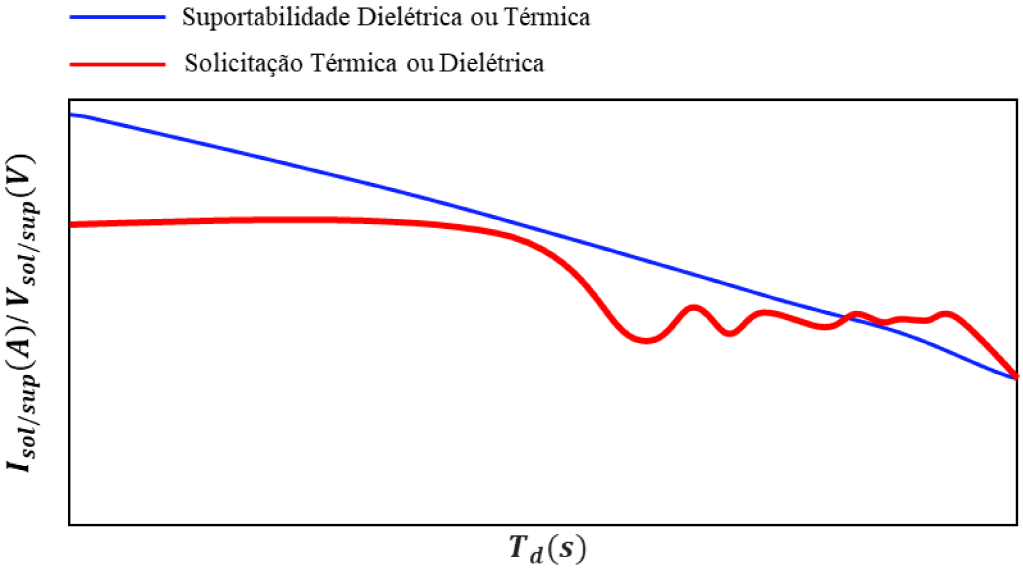
A partir dos perfis de tensão e corrente constatados na entrada dos equipamentos, advindos da propagação de distúrbios elétricos na rede, são determinados os níveis das tensões e correntes obre o produto. Prosseguindo, os esforços impactantes são correlacionados com os perfis de suportabilidade correspondentes às grandezas e equipamentos em pauta. Esta avaliação se apresenta como fundamento para a constatação da existência do nexo de casualidade.

Dentro dos procedimentos acima esclarecidos, haverá duas possibilidades que sustentam o parecer emitido para a solicitação do pedido de indenização:

2.4.4. Situação aplicável para um parecer de solicitação procedente

A Figura 14 ilustra hipoteticamente uma situação genérica de PID associado com um evento que causou determinada solicitação dielétrica ou térmica ao equipamento danificado do consumidor. Nessa situação, como houve ultrapassagem da curva de esforços quando sobreposta à respectiva curva de suportabilidade do aparelho, a análise técnica seria favorável ao cliente e o pagamento da indenização para o caso avaliado seria justificado. Destaca-se que o mesmo procedimento é aplicável tanto para as tensões quanto para as correntes manifestadas.

Figura 14 – Estratégia para a correlação dos impactos dos eventos com os limites de suportabilidade dos produtos – Situação para a qual teria ocorrido o nexo de casualidade.

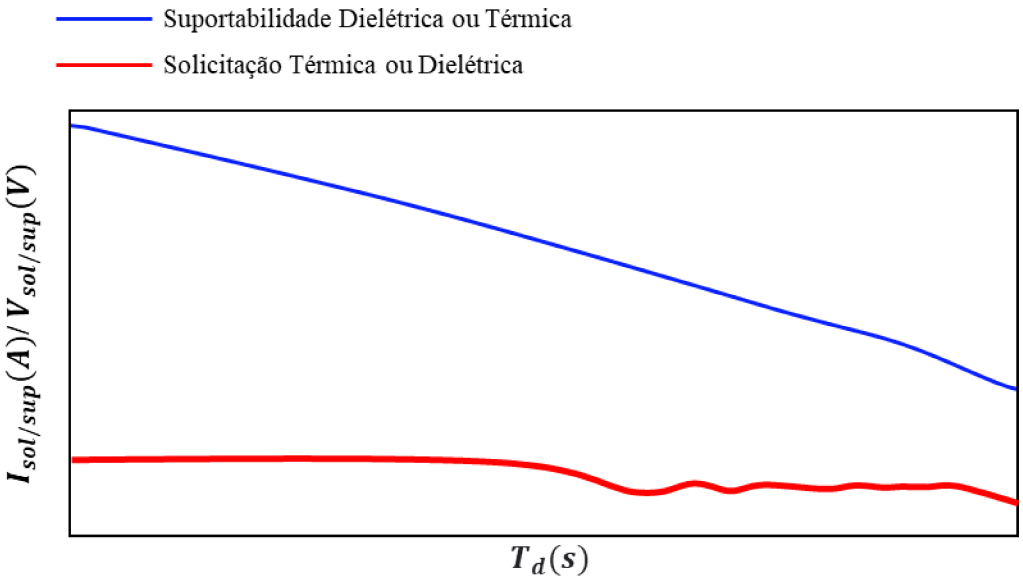


Fonte: Adaptado de [9].

2.4.5. Situação aplicável para um parecer de solicitação improcedente

De forma análoga ao processo anterior na Figura 15 é mostrado um exemplo para o qual não ocorreu a violação dos limites suportáveis pelos equipamentos diante das imposições das tensões e correntes. Para esta situação, os resultados denotam que o distúrbio que originou a solicitação não foi severo o suficiente para causar danos ao equipamento do consumidor.

Figura 15 – Estratégia para a correlação dos impactos dos eventos com os limites de suportabilidade dos produtos – Situação para a qual não teria ocorrido o nexo de casualidade.



Fonte: Adaptado de [9].

2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No desfecho deste capítulo, emerge uma visão abrangente dos esforços dedicados aos trabalhos de ressarcimento por danos elétricos, culminando na obtenção de produtos tangíveis evidenciados. Ao detalhar minuciosamente a análise técnica de nexo de causalidade realizada, buscou-se não apenas elucidar as nuances específicas do contexto do APR, mas também pavimentar o caminho para uma aplicabilidade mais ampla e generalizada. Esse enfoque fortalece a integridade do processo de ressarcimento. Além disso, posiciona a metodologia como uma ferramenta valiosa e flexível, capaz de transcender os limites do APR e contribuir para a solução de desafios similares em diferentes contextos. Assim, este capítulo não só atende ao imperativo de documentar e avaliar os resultados alcançados, como também sinaliza um salto significativo na evolução e utilidade prática da abordagem proposta.

3. ESTIMADORES DE ESTADO APLICÁVEIS À TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os recursos associados a estimadores de estados aplicáveis a condições operacionais dos sistemas elétricos envolvendo situações dinâmicas, transitórias, qualidade da energia, dentre outros, se apresentam com desafios próprios e consideráveis. Neste cenário situam-se as técnicas aplicáveis a eventos de qualidade da energia, conhecidos como *Power Quality State Estimators* (PQSE), que possuem particularidades estáticas e dinâmicas próprias ao tratamento de perturbações atreladas com as distorções harmônicas, variações de tensão de curta duração (VTCDs) e transitórios eletromagnéticos.

Focado no cenário das avaliações da operação sob condições de fenômenos transitórios eletromagnéticos, destacam-se os estimadores TSEs, que se apresentam como ferramentas de análise próprias para a operação das redes elétricas sob a ação de manobras e descargas atmosféricas.

Contemplando este cenário aplicativo, este capítulo tem como objetivo apresentar o estado da arte dos estimadores aplicáveis ao campo dos TSEs, realizando uma síntese sobre o tema, uma análise crítica dos recursos existentes e dos recursos disponíveis ainda não explorados, apontando, dessa forma, as oportunidades de investigações complementares.

De modo particular, dentre as opções de análise mais adequadas aos fins requeridos para a presente pesquisa, os trabalhos aqui conduzidos encontram-se direcionados para uma abordagem das modelagens dinâmicas dos estimadores de estado conhecidos por NIS e NDS. Estes são apresentados visando uma síntese de seus fundamentos e equacionamentos trifásicos, ressaltando, de forma particular, as representações das linhas de transmissão e transformadores, além de destacar os procedimentos empregados para a montagem da matriz H e o algoritmo de resolução. Além destes aspectos, são também estabelecidas propostas para a melhoria do desempenho dos métodos, objetivando uma maior aderência ao comportamento físico das instalações sob estudo.

3.2. ESTIMADORES DE ESTADO APLICADOS À QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (PQSE)

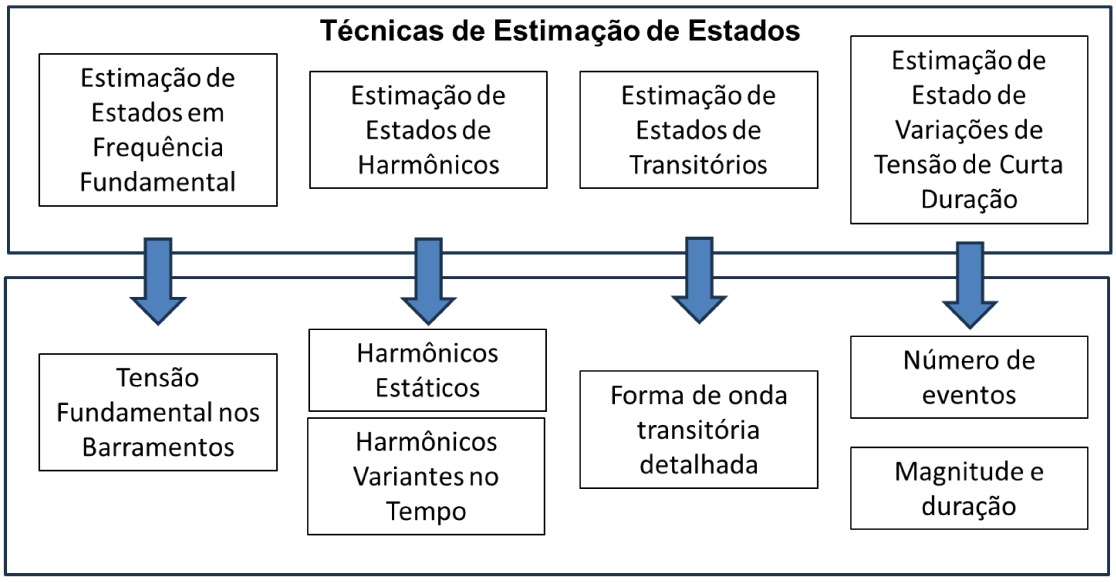
Como estabelecido em [71], o estado normal de uma rede elétrica é atingido quando a geração atende à demanda das cargas, em que pese a adequação dos indicadores dos níveis de

qualidade dos suprimentos dentro dos patamares recomendados, respeitando as capacidades de transmissão e distribuição dos diversos componentes que perfazem os complexos elétricos. Todavia, a manifestação de fenômenos anômalos diversos pode ocorrer durante a operação e isto poderá impactar de forma significativa o estado operacional da rede elétrica e suas grandezas de desempenho. Assim sendo, o sistema poderá, por exemplo, se sujeitar a um período de adequação às novas condições impostas, envolvendo a fundamental de 60 Hz e outras, associadas à natureza dos eventos manifestados, até a estabilização nas novas condições operacionais.

No cenário dos estimadores de estado aplicáveis aos sistemas elétricos de potência (EESEP), a referência [72] foi pioneira ao apresentar os conceitos relacionados a este recurso para estudos de regime permanente na frequência fundamental de 60 Hz. O método convencional, conhecido como 'Método dos Mínimos Quadrados Ponderados' (*Weighted Least Squares - WLS*), foi utilizado para análises de fluxo de potência, suporte operacional, controle em tempo real da rede, planejamento do sistema, previsão de carga, expansão de redes e análise prospectiva de cenários nos mercados de energia [73].

surgiram os métodos voltados para o tratamento de condições anômalas, como os Estimadores de Estado para Qualidade de Energia (PQSEs) [22], [23], que se apresentam com potencial aplicativo como indicado na Figura 16.

Figura 16 – Exemplos de aplicação das técnicas de estimação de estados no contexto do PQSE.



Fonte: Adaptado de [23].

Complementando, a Tabela 2 apresenta características base para os principais métodos de estimação alusivas aos PQSEs [74].

Tabela 2 – Características dos estimadores PQSE.

Estimação de Estados	**Variáveis de Estado**	**Equação de Estado**	**Medidas**	**Objetos da Estimação**
Regime Permanente	$\|V\|, \delta_V$	Não-linear $m > n$	P, Q, $\|I\|$, $\|V\|, \delta_V$	Fasores na frequência fundamental
Harmônicos	$\overline{V_k}$	Linear $m < n$	$\overline{V_k}$ e $\overline{I_k}$	Fasores na frequência harmônica (k)
Afundamentos de Tensão	$Sags_{A\%}$	Linear $m < n$	$Sags_{A\%}$	Quantidade e característica de amplitude dos afundamentos
Transitórios	v	Linear $m < n$	v, i	Formas de onda no domínio do tempo

Fonte: Adaptado de [74].

A coluna identificada como “Variáveis de Estado” na Tabela 2 refere-se às incógnitas a serem obtidas por meio da aplicação dos estimadores a partir das medidas disponíveis no sistema. Essas variáveis também estão descritas na coluna intitulada “Objetos da Estimação”. Os tipos de medidas consideradas, conforme indicado na coluna “Medidas”, variam de acordo com o método de estimação empregado. Já a coluna “Equação de Estado” estabelece a natureza, linear ou não-linear, da modelagem do sistema, sendo determinante para a forma de solução do problema de estimação. Destaca-se que cada método possui particularidades que devem ser consideradas. Nos casos não-lineares, o processo de estimação exige a aplicação de métodos iterativos, enquanto nos casos lineares, a solução pode ser obtida de forma direta, por meio da aplicação da equação de estado correspondente.

Ao estimar formas de ondas completas e considerando os objetivos estabelecidos no presente trabalho, os Estimadores de Estados de Transitórios (*Transient State Estimators* - TSEs) se apresentam como recurso adequado aos propósitos deste trabalho, sendo detalhados nas discussões subsequentes.

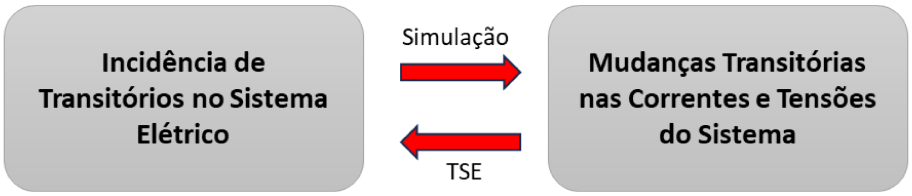
3.3. ESTIMADORES DE ESTADOS PARA EVENTOS TRANSITÓRIOS (TSE)

Os transitórios eletromagnéticos referem-se a eventos temporários que ocorrem em sistemas elétricos e são capazes de gerar variações bruscas na tensão e/ou corrente da rede na frequência de 60 Hz e outras mais elevadas. Essas grandezas, por sua vez, se propagam pelas redes e podem atingir e impactar o funcionamento do sistema como um todo, podendo causar descontinuidades de processos produtivos, entre outros, e, em casos limites, promover danos físicos nos equipamentos dos sistemas de transmissão, distribuição e unidades consumidoras [75].

Assim, o entendimento e a análise de transitórios eletromagnéticos são de grande valia para a garantia da confiabilidade e segurança dos complexos elétricos. Para os estudos em pauta, são empregados os conhecidos programas computacionais, como o *Electromagnetic Transients with Direct Current* (EMTDC), *Electromagnetic Transients Program* (EMTP), *Alternative Transients Program* (ATP) e outros similares [13], [14], [76]

O conceito base dos TSEs está indicado na Figura 17, a qual revela que, enquanto as simulações computacionais de transitórios eletromagnéticos são tradicionalmente empregadas para reproduzir as tensões e correntes em diferentes regiões do sistema, a partir de perturbações previamente conhecidas, o TSE foi concebido numa outra via. Este recurso se baseia numa lógica tal que, a partir das informações sobre registros pontuais das grandezas representativas de um determinado evento manifestado na rede, apesar de vários outros barramentos e linhas não serem monitorados, as grandezas para todos os pontos físicos do complexo elétrico possam ser conhecidas em termos de tensões e correntes instantâneas [77], [78], [79], [80], [81], [82].

Figura 17 – Conceito aplicativo do estimador de estados para estudos de transitórios.

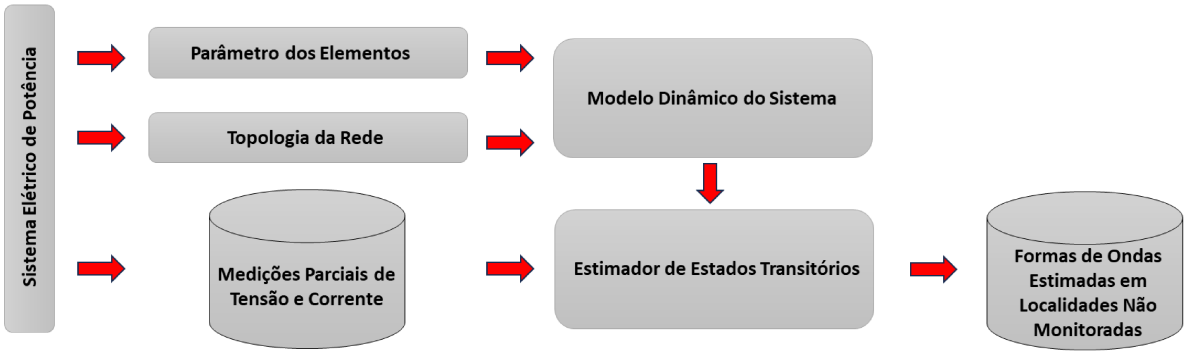


Fonte: Adaptado de [23].

O processo de análise em questão é ilustrado na Figura 18 e mostra que as respostas de tensão e corrente são obtidas por meio da combinação de dados relativos aos parâmetros dos elementos componentes das redes, da topologia da rede e de algumas medições parciais. Esses dados de entrada são, então, aplicados aos modelos dinâmicos derivados de EDOs dependentes

do tempo, que sejam capazes de relacionar cada medição instantânea disponível, representada por z, com a variável de estado desconhecida, denotada por x, de acordo com o tipo de elemento da rede que conecta os barramentos [76].

Figura 18 – Lógica metodológica para a estimação de estados transitórios.



Fonte: Adaptado de [23].

3.3.1. Estado da arte dos métodos TSE

A modelagem dinâmica dos elementos de uma rede elétrica é essencial para se obter uma estimação precisa das formas de onda transitórias associadas a uma ampla variedade de eventos. Assim, o conceito inicial de estimação de estado para formas de onda não senoidais foi introduzido em [83], com ênfase nas equações diferenciais no domínio do tempo, discretizadas por meio da regra do trapézio. As variáveis de estado adotadas incluíram as tensões nos barramentos e as correntes nos ramos. Para garantir a convergência do processo, foi empregado o algoritmo pelo WLS em regime permanente, o qual requer uma condição inicial bem definida. As equações de medição foram formuladas a partir de uma transformação específica, desenvolvida com o intuito de reforçar a ponderação das equações de estimação resultantes.

A primeira aplicação potencial dos TSEs foi apresentada por Yu e Watson, que utilizaram o estimador para a identificação de faltas, conforme demonstrado em [80], [84]. A formulação dinâmica adotada descreveu o sistema por meio de um conjunto de equações diferenciais ordinárias de primeira ordem, considerando as tensões nos barramentos e as correntes nos indutores como variáveis de estado. A discretização foi realizada por meio da fórmula de integração de Euler inversa e, assim como relatado em [83], a definição de um estado inicial era necessária. Apesar dos resultados promissores obtidos, com baixos erros percentuais, a abordagem baseada em várias variáveis de estado apresentou limitações importantes frente a métodos mais recentes. Entre essas limitações destacam-se a elevada complexidade de

implementação em sistemas de grande porte, dificuldades na modelagem de parâmetros distribuídos e o maior tempo requerido para a estimativa e solução das equações de medição.

O mesmo princípio de modelagem dinâmica utilizado em [80], [84] foi adotado em [77]. Neste caso, a condição inicial é rapidamente alcançada devido à aplicação conjunta de métodos de discretização por diferenciação numérica, do mapa de Poincaré e de extrapolação para o ciclo limite. Como o sistema analisado apresenta características subdeterminadas, a resolução do problema da estimação é conduzida por meio da decomposição em valores singulares (SVD). No entanto, essa abordagem implica em um aumento significativo no esforço computacional, dado que o custo do algoritmo SVD encontra-se na ordem de mn^2, onde m corresponde ao número de medidas e n o número de barramentos disponíveis na rede.

A modelagem dinâmica por Substituição Integrativa Numérica ou *Numerical Integration Substitution* (NIS), também conhecida como método de Dommel [15], consolidou-se, posteriormente, como uma ferramenta amplamente difundida nos estudos de transitórios eletromagnéticos. Essa estratégia constitui a base teórica de diversos *softwares* de simulação dedicados à análise de fenômenos transitórios, como o EMTP e o ATP. Tais recursos computacionais fundamentam-se na aplicação da regra trapezoidal para a solução das equações diferenciais que descrevem o comportamento dos componentes elétricos, representados por parâmetros concentrados e distribuídos, conectados a cada ramo do sistema [23], [27], [30], [85]. Na abordagem por NIS, apenas as tensões nas barras são consideradas variáveis de estado, sendo necessária uma condição inicial em regime permanente, com valor inicial assumido nulo. Nessa formulação, o emprego da SVD implica a inversão da matriz de relações H, permitindo, sob tais condições, a rápida convergência do algoritmo aos valores instantâneos esperados.

Na sequência, a referência [79] introduziu um método baseado no filtro de Kalman para a aplicação do estimador. Essa metodologia tem como fundamento aplicar a diferenciação numérica para discretizar as EDOs dos elementos do sistema e explora conceitos relacionados à simetria de meia onda para as formas de onda de tensão e corrente, o que aprimora a eficiência de todo o processo. No caso de [86], a formulação é similar, empregando um modelo de linha em série e exigindo a determinação de valores iniciais. A análise de observalidade e o tratamento de erros grosseiros podem ser implementados de maneira análoga em ambas as abordagens, com o objetivo de definir as áreas observáveis.

Posteriormente, classificada como a mais recente formulação proposta na área dos TSEs, a metodologia de Substituição Derivativa Numérica (NDS), descrita em [29], foi desenvolvida com o objetivo de reduzir o esforço computacional exigido pelo método da NIS durante a

inversão de matrizes. Nessa abordagem, há uma simplificação da formulação dinâmica do sistema, uma vez que, ao contrário da NIS, a NDS utiliza diferenças finitas para a estimação de valores instantâneos. Como resultado, o esforço computacional necessário é significativamente reduzido em comparação com as outras metodologias. A NDS também incorpora um sistema de monitoramento otimizado, baseado em uma análise topológica para garantir plena observalidade sem a necessidade de um estado inicial.

Uma das propostas mais recentes na área dos TSEs é apresentada no estudo [87], que propõe uma aplicação prática da metodologia pela NIS utilizando computação em nuvem. Considerando que o esforço computacional da NIS aumenta com o número de barras do sistema ou com a maior precisão das medições, o trabalho propõe dividir o sistema em subsistemas menores, com menos medições e variáveis de estado, facilitando o processamento. Para isso, foi desenvolvido um framework baseado em Máquinas Virtuais (VMs), com infraestrutura híbrida de medições físicas e virtualizadas. Visando atender aos requisitos de análise em tempo real, as partes mais críticas do estimador foram implementadas em unidades de aceleração dedicadas (FPGAs).

Considerando o que foi exposto na revisão bibliográfica, observa-se que os métodos mais recentes com aplicações práticas no contexto dos TSEs são a NIS e a NDS. No entanto, mesmo com os avanços proporcionados por essas abordagens, as modelagens dinâmicas, especialmente as relacionadas aos transformadores, ainda apresentam limitações, oferecendo margem para melhorias no desempenho da estimação de transitórios. Diante disso, e alinhado aos objetivos desta tese, optou-se pelo aprofundamento nos métodos por NIS e NDS. Essa escolha se justifica por seu embasamento teórico consistente, pela relativa simplicidade de implementação e pela maior eficácia demonstrada em estudos recentes. Dessa forma, as seções seguintes deste trabalho focam na descrição das duas metodologias, destacando suas principais características e propondo melhorias para ambas.

3.3.2. Equação geral de estados para o estimador de estados transitórios

Os TSEs se baseiam numa formulação matemática análoga à abordagem utilizada em regime permanente, a qual estabelece uma relação entre as variáveis de estado desconhecidas e as medições disponíveis no sistema, conforme descrito em (8).

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_{1,1} & h_{1,2} & \cdots & h_{1,n} \\ h_{2,1} & h_{2,2} & \cdots & h_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ h_{m,1} & h_{m,2} & \cdots & h_{m,n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_m \end{bmatrix} \quad (8)$$

Onde: **Z** representa o vetor coluna (m x 1) de medições (conhecidas) para o sistema em análise; **X** representa o vetor coluna (n x 1) das variáveis de estado do sistema, e que se apresentam como cerne da busca; **H** é a matriz (m x n) que correlaciona as grandezas **Z** e **X**; e $\boldsymbol{\varepsilon}$ é um vetor que expressa os erros de medição.

Considerando que os medidores de tensão e corrente operam com dados coletados em instantes discretos, definidos como os tempos de amostragem, conforme expressão (9), o processo é embasado em modelos discretos para as equações diferenciais, consonantes com o formato instantâneo das medições registradas.

$$\mathrm{t[n]} = \Delta t^n \quad (9)$$

Na expressão (9) Δt^n representa o passo de integração da medição para a *n-ésima* amostra avaliada.

Um sistema elétrico é considerado observável quando, na análise numérica, o vetor de medições Z, com m dimensões, possui o mesmo número de componentes que o vetor das variáveis de estado X, de dimensão n, ou seja, quando $m = n$. Se a matriz de relações H de dimensão $m \times n$ possuir classificação completa também definida como *full rank*, isto é, o número de medições ser igual ou maior que o número de variáveis, o sistema após a estimação estará na condição TO. Nas situações em que o estimador possui um maior número de medições para processamento, estas contribuem para sua redundância e, consequentemente, melhoram a qualidade da estimação [88]. Por outro lado, quando o número de medições disponíveis no sistema é inferior ao número de variáveis de estado requeridas pelo estimador, o sistema torna-se parcialmente observável. Isso significa que, para os TSEs, haverá regiões do sistema que não poderão ser observadas, enquanto parâmetros de outras áreas poderão ser estimados. A análise da matriz de relações H fornece informações importantes sobre a observalidade do sistema, permitindo identificar quais áreas são passíveis de observação com base na configuração atual de medições [22], [89].

Em atenção a (8), é necessário desenvolver formulações para representar os elementos da rede elétrica e realizar a subsequente montagem da matriz H. Para cada problema específico realiza-se a derivação da análise em regime permanente e, nesse contexto, alinha-se a

modelagem dos componentes com as finalidades de emprego do tipo de estimador analisado [90], [91], [92], [93].

3.3.3. Formulação dinâmica pela Substituição Integrativa Numérica (NIS)

Postos os fundamentos supracitados, procede-se, na sequência, à caracterização da discretização das equações diferenciais dinâmicas. O processo ocorre por meio da substituição integrativa e derivativa numérica. Como o próprio nome sugere, essas metodologias têm como princípio a substituição, no manuseio matemático das equações diferenciais, das integrais e derivadas por aproximações numéricas. Desse modo, para calcular a solução *F* de uma função f(t) para um instante de tempo *t* específico, é relevante o conhecimento dos valores imediatamente anteriores e posteriores a *t*.

Os conceitos inerentes às metodologias selecionadas têm suas raízes em diversos trabalhos, refletindo a diversidade de abordagens presentes na literatura. Assim, como já esclarecido, os trabalhos desta pesquisa centram-se na unificação e definição desses conceitos, buscando tornar a temática abrangente e integrar todas as informações relevantes e necessárias ao processo de estimação.

Tomando por base [94], que apresenta os métodos clássicos de substituição numérica aplicados à resolução de equações diferenciais ordinárias (EDOs), observa-se que a modelagem dinâmica por meio do método da NIS, proposta inicialmente em [23], [27], adotou a substituição integrativa trapezoidal, levando em consideração os erros inerentes a essa técnica. Neste contexto, o comportamento transitório da tensão ou corrente associada a um dado elemento de uma rede elétrica ao longo do tempo t é expresso por (10).

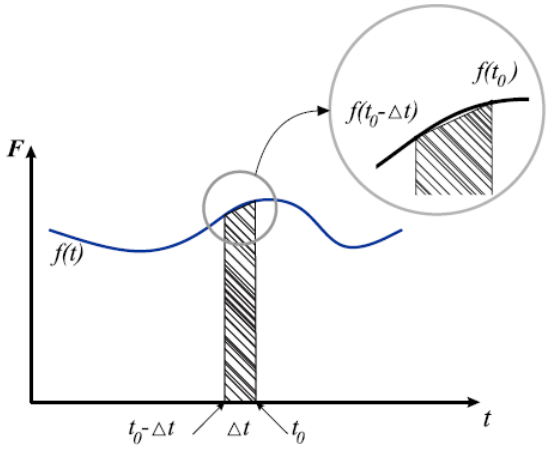
$$\frac{\mathrm{dx(t)}}{dt} = f(t) \tag{10}$$

A equação (10) pode ser reescrita conforme (11).

$$x(t) = x(0) + \int_0^t f(t)dt \tag{11}$$

A Figura 19 ilustra o processo de discretização apresentado anteriormente, evidenciando que, para a aplicação da regra trapezoidal, a forma de onda analisada é decomposta em uma sequência de trapézios com altura Δt, sendo que a área de cada trapézio representa a aproximação de uma integral, calculável por meio de (12).

Figura 19 – Aplicação da regra trapezoidal para substituição integrativa numérica.



Fonte: [23].

$$\int_{t-\Delta t}^{t} f(t)dx = \frac{\Delta t}{2}[f(t-\Delta t) + f(t)] \tag{12}$$

Ao substituir (12) em (11) para o intervalo $t - \Delta t$ e t considerado, é obtida (13).

$$x(t) = x(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{2}[f(t-\Delta t) + f(t)] \tag{13}$$

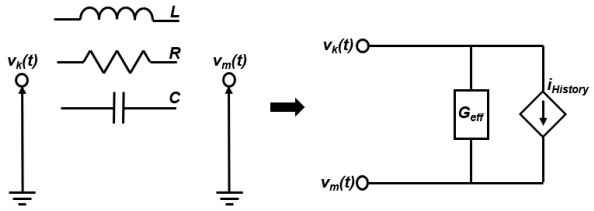
E (13) pode ser reescrita conforme (14).

$$x(t) = \frac{\Delta t}{2} f(t) + \frac{\Delta t}{2} f(t-\Delta t) + x(t-\Delta t) \tag{14}$$

Analisando a (14) é possível verificar que o valor discretizado para determinada variável x, no instante t, depende de um termo instantâneo, cujo valor é função do próprio instante t, e de um termo histórico, o qual é função do instante anterior $t - \Delta t$. Portanto, o processo de estimação não deve ser iniciado no primeiro instante amostral das medições coletadas, uma vez que não há um valor anterior disponível para atender aos requisitos da substituição numérica.

Conforme ilustra a Figura 20, a formulação pela NIS representa, em sua essência, um sistema elétrico composto por ramos, cada um contendo combinações de resistências, indutâncias e capacitâncias (R, L e C). Ao aplicar a regra trapezoidal expressa em (12) às equações diferenciais que descrevem o comportamento desses elementos, obtém-se o circuito equivalente de Norton, também representado na mesma figura.

Figura 20 – Equivalente de Norton para os elementos R, L e C.



Fonte: Autoria própria.

Através do circuito equivalente entre as barras genéricas *k* e *m* de um determinado ramo da rede, é possível calcular a corrente que flui no sentido de *k* para *m* conforme (15).

$$i_{km} = i_{History} + G_{eff}.(V_k(t) - V_m(t)) \tag{15}$$

Em (15) $i_{History}$ representa o valor da corrente em um instante passado; G_{eff} representa a condutância entre os nós; e $v_k(t)$, $v_m(t)$ as tensões nas barras *k* e *m*, respectivamente.

Para cada componente, R, L e C, existem expressões básicas que conduzem às grandezas $i_{History}$ e G_{eff}, como indicado na Tabela 3.

Tabela 3 – Modelagem dinâmica dos elementos R, L e C.

Elemento	**Modelagem Dinâmica**	
	Geff	$i_{history}$
Resistor	1/R	--
Indutor	Δt/2L	$i_{km}(t-\Delta t) + G_{eff}.(v_k(t-\Delta t) - (v_m(t-\Delta t)$
Capacitor	2C/Δt	$-i_{km}(t-\Delta t) - G_{eff}.(v_k(t-\Delta t) - (v_m(t-\Delta t))$

Fonte: [30].

Ao utilizar o método da NIS, as tensões em todas as barras da rede são consideradas como variáveis de estado a serem obtidas por (8). Assim, a formulação nodal pode ser aplicada ao circuito equivalente de Norton correspondente à rede como um todo, como em (16).

$$G.v(t) = i_s(t) - I_{History}(t-\Delta t) \tag{16}$$

Sendo: G a matriz de condutância; $v(t)$ o vetor de tensões nas barras; $i_s(t)$ o vetor de fontes de correntes externa; e $I_{History}(t-\Delta t)$ representa o vetor da fonte de corrente ocorrida no primeiro instante de tempo amostral que antecede o presente.

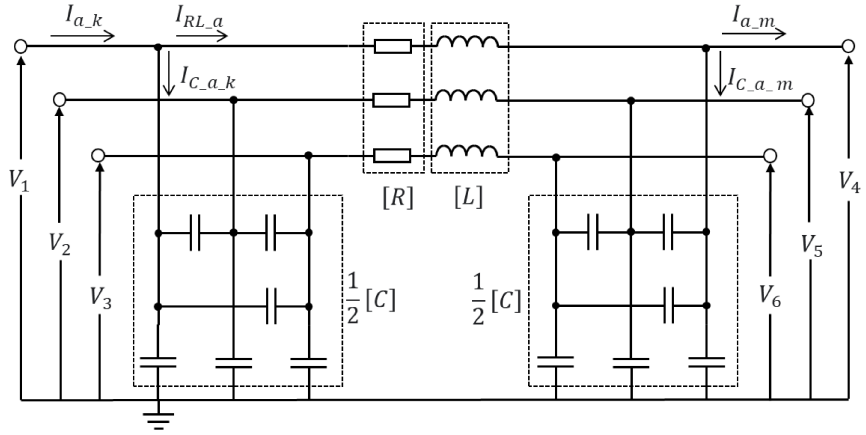
Recentemente, [22] destacou a viabilidade de empregar a NIS em um sistema monofásico simples com componentes fundamentais em parâmetros concentrados. Posteriormente, em [27], [30], os modelos monofásicos desenvolvidos foram estendidos para aplicação em sistemas trifásicos de distribuição. Novamente, para atender aos requisitos desta tese, serão utilizados apenas modelos trifásicos, os quais são desenvolvidos a partir do equacionamento básico dos elementos, com a substituição numérica das equações diferenciais conforme (12).

As formulações dinâmicas para linhas de transmissão e transformadores são consideradas na sequência.

3.3.3.1. Modelagem Dinâmica das Linhas de Transmissão pela NIS

Considerando que as linhas de transmissão são consideradas suficientemente curtas para o emprego da modelagem por componentes em π, segue que o circuito equivalente da Figura 21 pode ser utilizado para sua representação.

Figura 21 – Modelo π de linha de transmissão trifásica com impedância mútua.



Fonte: Adaptado de [30].

Para realização da modelagem trifásica, os parâmetros de tensão, corrente e impedância da linha de transmissão são representados por vetores e matrizes, descritas de (17) a (21).

$$V_k = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \text{ e } V_m = \begin{bmatrix} V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \tag{17}$$

$$I_{km} = \begin{bmatrix} I_{a\_k} \\ I_{b\_k} \\ I_{c\_k} \end{bmatrix} \text{ e } I_{mk} = \begin{bmatrix} I_{a\_m} \\ I_{b\_m} \\ I_{c\_m} \end{bmatrix} \tag{18}$$

$$I_C = \begin{bmatrix} I_{C\_a\_k} \\ I_{C\_b\_k} \\ I_{C\_c\_k} \end{bmatrix}, \quad I_G = \begin{bmatrix} I_{G\_a\_k} \\ I_{G\_b\_k} \\ I_{G\_c\_k} \end{bmatrix} \text{ e } I_{RL} = \begin{bmatrix} I_{RL\_a} \\ I_{RL\_b} \\ I_{RL\_c} \end{bmatrix} \tag{19}$$

$$R = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} & R_{13} \\ R_{21} & R_{22} & R_{23} \\ R_{31} & R_{32} & R_{33} \end{bmatrix} \text{ e } L = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & L_{13} \\ L_{21} & L_{22} & L_{23} \\ L_{31} & L_{32} & L_{33} \end{bmatrix} \tag{20}$$

$$\text{C}= \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} \end{bmatrix} \text{ e G}= \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & G_{13} \\ G_{21} & G_{22} & G_{23} \\ G_{31} & G_{32} & G_{33} \end{bmatrix} \tag{21}$$

Onde: V_k e V_m são os vetores das tensões nodais trifásicas no transmissor e receptor da linha respectivamente; I_{km} e I_{mk} são os vetores de correntes trifásicas que fluem no sentido de k para m e de m para k respectivamente; I_C e I_G são os vetores das correntes trifásicas que fluem para a susceptância e condutância da linha, respectivamente; I_{RL} é o vetor de correntes trifásicas que fluem nos ramos série da linha; R é a matriz (3× 3) de parâmetros próprios e mútuos de resistência da linha; L é a matriz (3× 3) de parâmetros próprios e mútuos de indutância da linha; C é a matriz (3× 3) de parâmetros próprios e mútuos de susceptância da linha; e G é a matriz (3× 3) de parâmetros próprios e mútuos de condutância da linha.

Por conseguinte, com o auxílio do equacionamento disposto na Tabela 4, o desenvolvimento do modelo dinâmico de linhas de transmissão pela NIS procede da seguinte forma:

- **Etapa 01:** Obter as equações no domínio do tempo por meio da análise nodal e das malhas na representação dada na Figura 21. Nesse caso, I_G é nula e G uma matriz nula. Como resultado, tem-se nessa etapa o desenvolvimento de (22), (23) e (24);
- **Etapa 02:** Integração de (22) e (24) e aplicação da regra trapezoidal estabelecida em (12) para discretizar as equações em função do passo de integração do medidor (Δt);

- **Etapa 03:** Rearranjar o equacionamento para definir a expressão da corrente que flui do nó k para o m, (I_{km}) conforme o modelo equivalente de Norton expresso em (15). Para compor (I_{km}) são utilizadas as equações discretizadas do ramo

série (I_{RL}) desenvolvida em (25) e do ramo paralelo (I_C) representada por (26). Para os pontos de medição de tensão V_k e corrente I_k no transmissor da linha é possível estimar a tensão e corrente no receptor V_m e corrente I_m;

- **Etapa 04:** Reescrever a corrente (I_{km}), que consiste na soma de (I_{RL}) e (I_C), aos moldes estabelecidos em (16) para obtenção do modelo dinâmico final, conduzindo à (27), sendo G_{RL} a condutância resultante do modelo dinâmico da linha RL com impedância mútua trifásica, G_C a condutância paralela da capacitância e I_{km_Hist} os valores de estimativas de corrente para o instante anterior ($t - \Delta t$). Os equacionamentos para cada termo da equação dinâmica da linha desenvolvida em (27) são dispostos em (28) a (30).

Tabela 4 – Modelagem dinâmica pela NIS para linhas de transmissão.

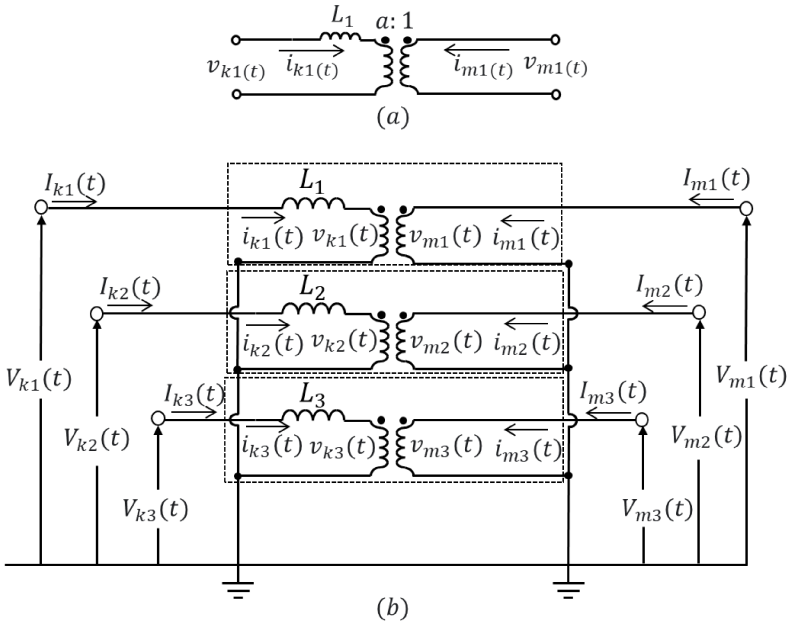
Descrição	Equação	Número
Equação no domínio do tempo para o modelo π da linha	$V_{KM}(t) = R.i_{RL}(t) + L.\frac{di_{RL}(t)}{dt}$	(22)
Equação nodal no transmissor no domínio do tempo para o modelo π da linha	$I_{km}(t) = I_C(t) + I_{RL}(t) + I_G(t)$	(23)
Equação no domínio do tempo para a corrente na susceptância para o modelo π da linha	$I_C(t) = C.\frac{dV_c(t)}{dt}$	(24)
Equação discretizada para a corrente I_{RL}	$I_{RL}(t) = \left[\frac{\Delta t}{2} * L + R\right]^{-1} \cdot \left(V_{KM}(t) + V_{KM}(t - \Delta t)\right) + \left[\frac{\Delta t}{2} * L - R\right] \cdot \left[\frac{\Delta t}{2} * L + R\right]^{-1} \cdot I_{RL}(t - \Delta t)$	(25)
Equação discretizada para a corrente I_C	$I_C(t) = \frac{2}{\Delta t} \cdot C \cdot [V_K(t) - (V_K(t - \Delta t)] - I_C(t - \Delta t)$	(26)
Modelo dinâmico resultante para a linha de transmissão para a NIS	$\begin{bmatrix}[G_{RL} + G_C] & [-G_{RL}] \\ [-G_{RL}] & [G_{RL} + G_C]\end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix}V_k \\ V_m\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}I_{km} \\ I_{mk}\end{bmatrix} - \begin{bmatrix}I_{km\_hist} \\ I_{km\_hist}\end{bmatrix}$	(27)
Cálculo de G_{RL}	$G_{RL} = \left[\frac{\Delta t}{2} * L + R\right]^{-1}$	(28)
Cálculo de G_C	$G_C = \frac{2}{\Delta t} \cdot C$	(29)
Cálculo de I_{km_hist}	$I_{km\_hist} = \left[\frac{\Delta t}{2} * L + R\right]^{-1} \cdot V_{KM}(t - \Delta t) + \left[\frac{\Delta t}{2} * L - R\right] \cdot \left[\frac{\Delta t}{2} * L + R\right]^{-1} \cdot I_{RL}(t - \Delta t) - \frac{2}{\Delta t} \cdot C \cdot (V_K(t - \Delta t) - I_C(t - \Delta t)$	(30)

Fonte: Autoria própria.

3.3.3.2. Modelagem Dinâmica dos Transformadores pela NIS

No que diz respeito aos transformadores trifásicos, estes são tradicionalmente modelados por meio da associação de unidades monofásicas, conforme ilustrado na Figura 22.

Figura 22 – (a) Transformador ideal e (b) Transformador trifásico Y-Y.



Fonte: Adaptado de [30].

Com o auxílio do equacionamento disposto na Tabela 5, o desenvolvimento do modelo dinâmico do transformador trifásico ocorre da seguinte forma:

- **Etapa 01:** Obter as equações diferenciais para o transformador monofásico no domínio do tempo por meio da análise nodal e da análise de malhas na representação dada na Figura 22 – (a). Nesse caso, considerou-se toda a indutância (L) referida para o lado primário $L = L_1 + a^2 L_2$. Como resultado, obtém-se nessa etapa o desenvolvimento de (31);

- **Etapa 02:** Aplicar a regra trapezoidal estabelecida em (12) para obter o modelo dinâmico do transformador monofásico. Como resultado é obtido (32);

- **Etapa 03:** Rearranjar a equação resultante nos termos apresentados para (16). Desse modo, chega-se ao modelo dinâmico para o transformador monofásico conforme mostrado em (33). A notação "*enr*" refere-se às tensões (v_{enr}) e

correntes (i_{enr}) do modelo dinâmico na saída dos enrolamentos monofásicos dos três transformadores a serem associados;

- **Etapa 04:** Estender o modelo dinâmico do transformador monofásico para uma ligação trifásica como ilustrado na Figura 22 – (b). As relações entre as correntes e tensões nos enrolamentos monofásicos e trifásicos, são expressas por meio de (34) e (35), as quais empregam uma matriz de conversão (C). Essa varia conforme o tipo de ligação trifásica dos transformadores. Para a ligação Y-Y a matriz de conexão utilizada é dada em (36). A notação "nó" refere-se às tensões ($V_{nó}$) e correntes trifásicas ($I_{nó}$) originadas pela associação;

- **Etapa 05:** Substituir as equações de conversão de enrolamento para nó no modelo dinâmico monofásico do transformador. Assim, chega-se ao modelo trifásico conforme mostrado em (37). Sendo que: $C.G_{enr}.C^T$ representa a matriz de condutância nodal para um transformador trifásico que deve considerar o tipo de configuração; $V_{nó}$ e $I_{Nó}$ representam respectivamente as tensões e correntes nodais que podem ser mensuradas fisicamente; e $I_{Hist-Nó}$ corresponde a corrente nodal registrada nos instantes de tempo anteriores.

Tabela 5 – Modelagem dinâmica pela NIS para transformadores.

Descrição	Equação	Número
Equação no domínio do tempo para o transformador monofásico	$\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \end{bmatrix} = \left(\frac{1}{L}\right)\begin{bmatrix} 1 & -a \\ -a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_1(t) \\ v_2(t) \end{bmatrix}$	(31)
Equação discretizada para o transformador monofásico	$\frac{1}{\frac{2L}{\Delta t}}\begin{bmatrix} 1 & -a \\ -a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_1(t) \\ v_2(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{1History}(t-\Delta t) \\ i_{2history}(t-\Delta t) \end{bmatrix}$	(32)
Modelo dinâmico monofásico para o transformador pela NIS	$G_{enr}.v_{enr}(t) = i_{enr}(t) \ - \ I_{History-enr}(t-\Delta t)$	(33)
Extensão de tensão monofásica para ligação trifásica	$v_{enr} = C \cdot V_{nó}$	(34)
Extensão de corrente monofásica para ligação trifásica	$i_{enr} = C^T \cdot I_{nó}$	(35)
Matriz de conexão para ligação Y-Y no transformador trifásico	$C_{Y-Y} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	(36)
Modelo dinâmico trifásico para o transformador pela NIS	$C.G_{enr}.C^T.V_{nó}(t) = I_{Nó}(t) - \ I_{Hist-Nó}(t-\Delta t)$	(37)

Fonte: Autoria própria.

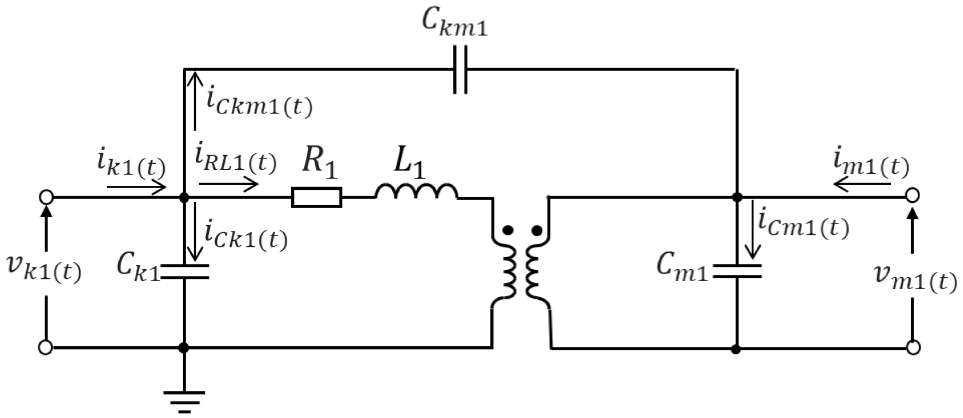
3.3.3.3. Aprimoramento da Modelagem Dinâmica de Transformadores pela NIS

Embora as simplificações aplicadas ao modelo de transformador na metodologia NIS sejam adequadas para estudos em frequências inferiores, elas podem resultar em imprecisões na análise de fenômenos transitórios eletromagnéticos de alta frequência. Assim, com o objetivo de aprimorar o desempenho da metodologia diante dos propósitos desta tese, os seguintes parâmetros adicionais são propostos para inserção: resistências dos enrolamentos, capacitâncias

de fuga entre os enrolamentos primário e secundário, e capacitâncias de fuga entre os enrolamentos e o neutro [75], [95]. Naturalmente, em se tratando de fenômenos transitórios, a presença dos componentes resistivos provoca o amortecimento das oscilações das tensões e correntes, enquanto as capacitâncias determinam as frequências de oscilação, sempre presentes nos distúrbios aqui contemplados.

A Figura 23 apresenta o modelo de transformador modificado. Nessa configuração, R_1 representa a resistência equivalente dos enrolamentos primário e secundário e L_1, a indutância equivalente desses enrolamentos. O parâmetro C_{k1} corresponde à capacitância de fuga entre o enrolamento primário e o neutro; C_{m1}, representa a capacitância entre o enrolamento secundário e o neutro; e C_{km1} representa a capacitância de fuga entre os enrolamentos primário e secundário.

Figura 23 – Modelo aprimorado do transformador monofásico para a NIS.



Fonte: Autoria própria.

Assim, o desenvolvimento do modelo dinâmico aprimorado do transformador trifásico pela NIS ocorre da seguinte forma:

- **Etapa 01:** Obter as novas equações diferenciais realizando a análise nodal no primário do novo modelo dinâmico do transformador, para a incorporar a resistência R_1 e a capacitância C_{k1} entre o terminal do enrolamento do transformador e o neutro. Seguindo esses passos, as correntes $i_{k1}(t)$, $i_{Ck1}(t)$ e $i_{Ckm1}(t)$ podem ser representadas conforme (38), (39) e (40);

- **Etapa 02:** Discretizar (39) e (40) em função de Δt^n, no instante amostral n, utilizando (12);

- **Etapa 03:** Somar (41) e (42) ao valor $i_{RL1}(t)$ discretizada conforme (32). Desse modo o valor dos parâmetros da matriz G_{enr} e da corrente histórica $I_{Hist-Nó}$ serão modificados se transformando nos novos termos $G_{enr-nova}$ e $I_{Hist-Nó-Novo}$, produzindo as equações (43) e (44).

Tabela 6 – Modelagem dinâmica aprimorada para transformadores na NIS.

Descrição	Equação	Número
Análise nodal realizada no barramento k	$i_{k1}(t) = i_{RL1}(t) + i_{Ck1}(t) + i_{Ckm1}(t)$	(38)
Parcela de corrente que flui por C_{kl}	$i_{\mathrm{Ck1}}(t) = C_k \,.\, \dfrac{dV_k(t)}{dt}$	(39)
Parcela de corrente que flui por C_{kml}	$i_{\mathrm{Ckm1}}(t) = C_{km} \,.\, \dfrac{dV_{km}(t)}{dt}$	(40)
Parcela discretizada de corrente que flui por C_{kl}	$I_{Ck}{}^{n} = \dfrac{2}{\Delta t} C_1 \,.\, [V_k^n - V_k^{n-\Delta t}] - I_{Ck}{}^{n-\Delta t}$	(41)
Parcela discretizada de corrente que flui por C_{kml}	$I_{Ckm}{}^{n} = \dfrac{2}{\Delta t} C_{km} \,.\, [V_{km}^n - V_{km}^{n-\Delta t}] - I_{Ckm}{}^{n-\Delta t}$	(42)
$G_{enr-novo}$ modificado considerando as capacitâncias de fuga	$G_{enr-novo} = \begin{bmatrix} \dfrac{1}{\frac{2L_1}{\Delta t} + R_1} + \dfrac{2C_{k1}}{\Delta t} + \dfrac{2C_{km1}}{\Delta t} & -\dfrac{1}{\frac{2L_1}{\Delta t} + R_1} \cdot a - \dfrac{2C_{km1}}{\Delta t} \\ -\dfrac{1}{\frac{2L_1}{\Delta t} + R_1} \cdot a - \dfrac{2C_{km1}}{\Delta t} & \left(\dfrac{1}{\frac{2L_1}{\Delta t} + R_1} + \dfrac{2C_{k1}}{\Delta t} + \dfrac{2C_{km1}}{\Delta t} \right) \cdot a^2 \end{bmatrix}$	(43)
$I_{Hist-Nó-Novo}$ modificado considerando as capacitâncias de fuga	$I_{Hist-nó-novo}(t-\Delta t) = \frac{1}{\frac{2L_1}{\Delta t}+R_1} \cdot [V_{k1}(t-\Delta t)] - aV_{m_1}(t-\Delta t) + \left[\frac{2.L_1 - \Delta t \,.\, R_1}{2.L_1 + \Delta t \,.R_1}\right] \cdot I_{RL1}(t-\Delta t) - \frac{2C_{k1}}{\Delta t} \cdot V_{k1}(t-\Delta t) - I_{Ck1}(t-\Delta t) + \frac{2C_{km1}}{\Delta t} \cdot [aV_{m1}(t-\Delta t) - V_{k1}(t-\Delta t)] - I_{ckm1}(t-\Delta t)$	(44)

Fonte: Autoria própria.

O modelo dinâmico proposto requer os valores de corrente $I_{RL1}(t-\Delta t)$, $I_{Ck1}(t-\Delta t)$, $I_{ckm1}(t-\Delta t)$, os quais são inicializados com valor zero e calculados virtualmente a cada passo

de tempo. O mesmo procedimento é aplicado para obter medições virtuais das linhas de transmissão, conforme descrito em [29]. Adicionalmente, $I_{Hist-Nó-Novo}$ depende da tensão medida $V_{k1}(t-\Delta t)$ e da tensão estimada $V_{m1}(t-\Delta t)$ do passo de tempo anterior. Os transformadores trifásicos, independentemente do tipo de ligação, podem ser modelados de forma eficaz utilizando a representação dinâmica de transformadores monofásicos aprimorada, aplicada nas etapas 4 e 5 da modelagem tradicional descrita na Seção 3.3.2.2.

3.3.3.4. Montagem da matriz de relações H para a NIS e Solução da Equação de Medição para o NIS

Em decorrência dos modelos dinâmicos dos componentes do sistema, a formulação da matriz *H* alusiva a (8) é feita e cada linha que compõe a estrutura elétrica é relacionada às medições disponíveis na rede objeto da execução do estimador. As entradas do vetor de medições (*z*) são selecionadas conforme a disponibilidade das tensões nas barras do sistema e das correntes nos ramos, iniciando-se pelos valores medidos de tensão e, posteriormente, os de corrente. A correspondência entre os valores dos componentes *z* e *H* é estabelecida conforme [30]. Para medições de tensão no barramento *k*, a linha que representa a posição da variável no vetor *z* será substituída pelo valor 1 e as outras posições por 0 na linha da matriz H_k. Caso sejam medições de corrente, as linhas da matriz *H* são substituídas pelas matrizes correspondentes, obtidas pela aplicação de (27) ou (37), a depender do tipo de elemento contido no ramo.

Uma vez formulada a equação de medição do estimador, ela deve ser resolvida para obter as variáveis de estado x, isto é, seus valores instantâneos, bem como as formas de onda das tensões em todos os barramentos e as correntes correspondentes.

Os métodos para se solucionar as equações variam conforme a dimensão de *H*, pois é necessário que ela seja invertida para o cálculo de *x,* conforme indicado em (45).

$$x = H^{-1} \cdot z \tag{45}$$

Para a inversão de *H*, a solução pela Decomposição em Valores Singulares ou em inglês "*Singular Value Decomposition*" (SVD) tem se mostrado como uma boa opção principalmente quando aplicada em sistemas parcialmente observáveis [77], [96], [97], [98].

No SVD a inversa de *H* pode ser decomposta em três matrizes, a saber: *U*, *S* e *V*. As matrizes *U (m x n)* e V_T *(n x m)* são ortogonais e *S (n x n)* é uma matriz diagonal com entradas de valores singulares de *H*. Em (46) é mostrada a decomposição ora referida.

$$H = U \cdot S \cdot V^T \tag{46}$$

Além de se configurar como uma solução aplicável tanto a sistemas subdeterminados quanto a sistemas determinados, a Decomposição em Valores Singulares (SVD) também fornece informações relevantes sobre a observalidade do sistema. Tais informações podem ser extraídas a partir do posto, da imagem e do núcleo das matrizes *U*, *S* e *V* [99].

Para solução da estimação através da NIS é necessário calcular a inversa de *H* conforme (45). Na maioria dos casos, devido a característica subdeterminada ($m<n$), *S* terá valores singulares apenas na sua diagonal principal e as colunas correspondentes de *U* serão nulas. Por conseguinte, H^{-1} será calculada por (47).

$$H^{-1} = [V] \cdot [diag(\frac{1}{s_{jj}})]^{-1} \cdot U^T \tag{47}$$

Se alguns dos valores de s_{jj}, para j = 1, 2, ..., forem zero ou próximos de zero, a matriz de medição *S* se torna singular. Nesse caso, o valor zero para essa posição é diretamente posicionado na matriz S^{-1} em vez de ser calculado como $\frac{1}{s_{jj}}$. Essa substituição é conhecida como pseudoinversa de *H*.

Nesse contexto, dois cenários podem ocorrer. Um primeiro acontece se *z* está contido no intervalo *H*, quando a equação de estimação (8) possui várias soluções, uma vez que qualquer vetor nulo pode ser adicionado a *z* para calcular uma solução válida por (45). Numa segunda situação, *z* não está contido no intervalo, quando então, (8) não terá solução. Nesse caso, (45) pode ser utilizada e será necessário construir uma solução para o vetor *x*, que não será a solução exata do problema, mas a solução otimizada residual (*r*) dada pela problematização expressa em (48) [23].

$$\vec{x} \ \ que\ minimiza\ r \equiv |H \cdot x - z| \tag{48}$$

3.3.3.5. Algoritmo de Implementação Computacional do TSE para a modelagem NIS

Para a implementação computacional da NIS, tendo como foco sistemas elétricos de natureza condizente com as metas deste trabalho de pesquisa, a solução do problema de estimação se apresenta com uma estrutura indicada no fluxograma da Figura 24 [23]. Pela imagem, as seguintes etapas devem ser realizadas:

- **Etapa 01:** Codificar as equações dinâmicas que representam os elementos do sistema, transformadores, linhas de transmissão, para adequação a qualquer configuração de sistema a ser trabalhada;

- **Etapa 02:** Conectar as equações individuais dos elementos do sistema em análise a partir da disposição topológica da rede para a formação do seu modelo dinâmico;

- **Etapa 03:** Definir os tipos de medições e os locais em que elas são realizadas no sistema, destacando que todos os registros devem ocorrer de forma sincronizada, respeitando o mesmo passo de integração. Caso a aquisição de dados ocorra com diferentes tempos amostrais, torna-se imprescindível a interpolação das medições, a fim de unificá-las em uma base comum compartilhando o mesmo número de pontos amostrados. De forma análoga, medições dessincronizadas também podem ser utilizadas, desde que todas sejam ajustadas temporalmente para corresponder ao instante de análise desejado;

- **Etapa 04:** Montar a matriz *H* tendo como base os tipos de medições identificados para formação da equação de medição;

- **Etapa 05:** Realizar a estimação de estados para o primeiro passo de integração. Se um fluxo de potência foi realizado antes do processo, as respostas fornecidas por ele são consideradas como os valores iniciais. Entretanto, para o estimador na abordagem NIS esses valores podem ser nulos e o algoritmo rapidamente converge e rastreia o comportamento do sistema;

- **Etapa 06:** Para os próximos passos de integração, resgatar e utilizar os termos históricos computados para a estimação das tensões para o presente instante amostral;

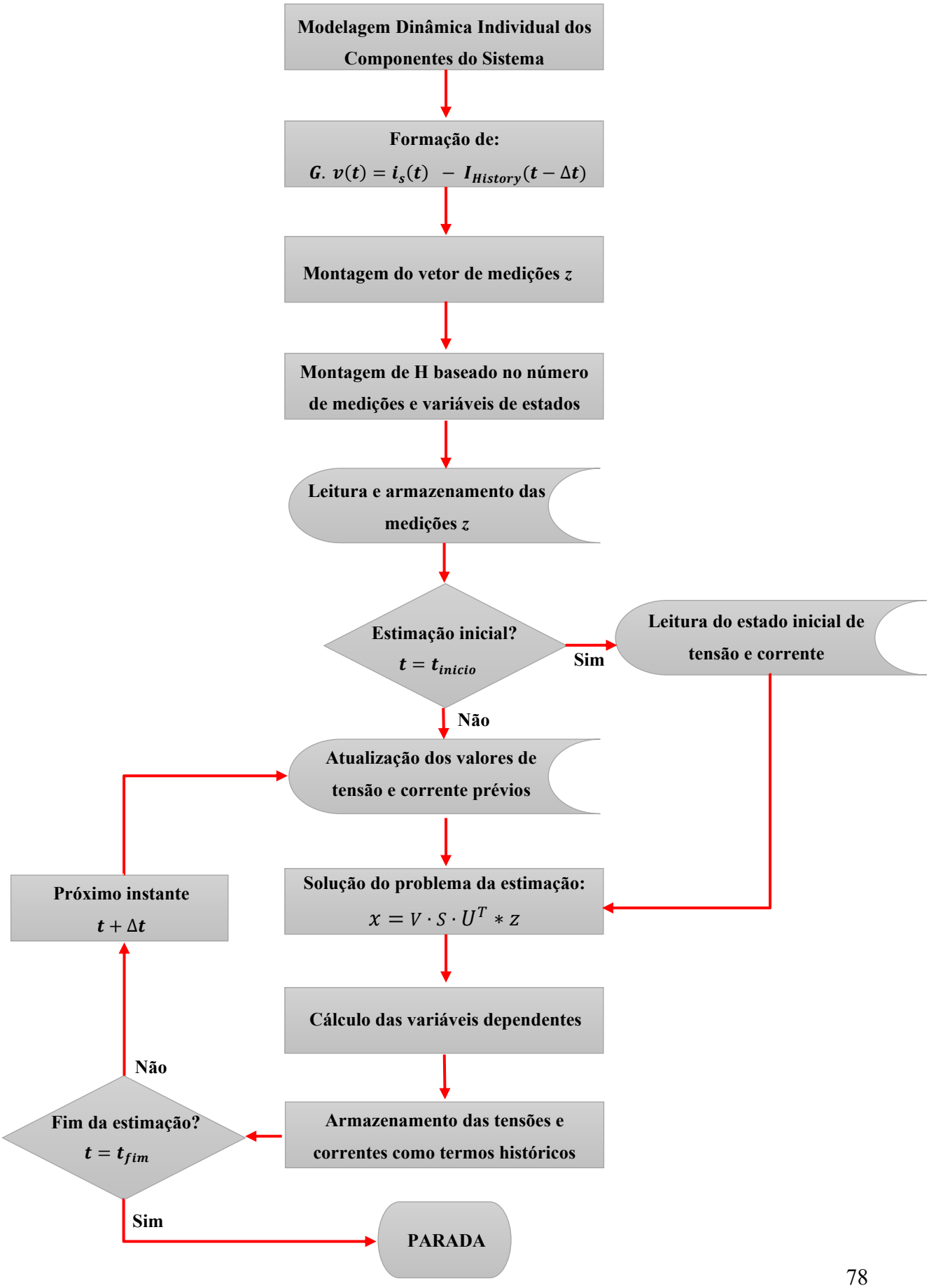
- **Etapa 07:** Calcular a pseudoinversa da matriz de relações *H* para solução do problema da estimação como estabelece (45);

- **Etapa 08:** Calcular as variáveis dependentes, a exemplo das correntes nos ramos e outras grandezas, a partir das tensões nodais estimadas;

- **Etapa 09:** Armazenar as tensões e correntes estimadas como termos históricos para a realização da estimação para o próximo passo de integração;

- **Etapa 10:** Utilizar os novos valores instantâneos de medições do vetor *z* para estimação de *x* para o próximo instante amostral (t+Δt).

Figura 24 – Fluxograma do procedimento para TSE utilizando a NIS.



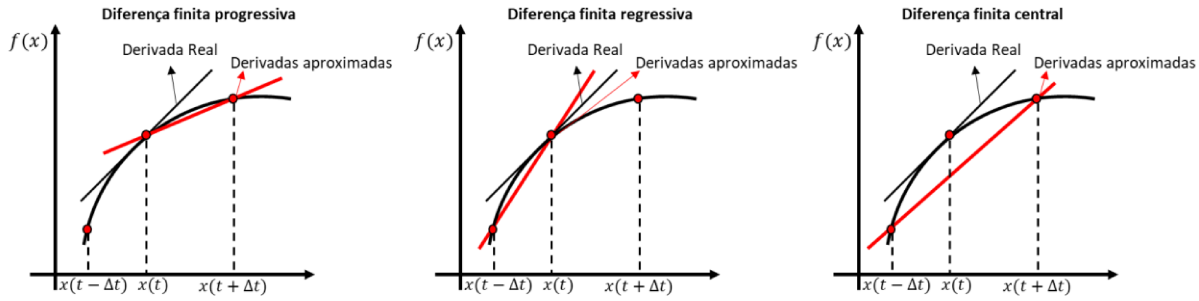
Fonte: Autoria própria.

3.3.4. Formulação dinâmica pela Substituição Derivativa Numérica (NDS)

A formulação dinâmica pela Substituição Derivativa Numérica (NDS) surgiu como uma alternativa à NIS, possuindo por principal atrativo o fato de que H não precisa ser invertida, mas, com base nos parâmetros do sistema, sua inversa, H^{-1}, é prontamente obtida [29].

Assim como anteriormente, na NDS o sistema elétrico também é modelado por EDOs discretizadas. Isso é feito com um passo de integração equivalente para os medidores conforme apresentado em (9), sendo o período de amostragem representado por Δt, relativo à *n-ésima* amostra. Matematicamente, existem várias formulações que podem ser usadas para substituir as EDOs dos elementos do sistema. Essas diferenciações numéricas podem ser classificadas em três categorias distintas: a diferenciação finita progressiva considerando o intervalo para a função de $f(t, t + \Delta t)$ e, portanto, utilizando $\Delta t > 0$; a diferenciação finita regressiva para a função no intervalo de $f(t, t - \Delta t)$, nesse caso com $\Delta t < 0$; e a diferenciação finita centralizada para a função no intervalo $f(t - \Delta t, t + \Delta t)$ utilizando como base o valor de $2\Delta t$. Cada uma delas possui um erro intrínseco ao processo identificado por $0(\Delta t)$ [29], [94]. A Figura 25 ilustra as três representações mencionadas anteriormente.

Figura 25 – Diferenciações numéricas para derivadas.



Fonte: Adaptado de [94].

Ao adequar a diferenciação numérica ao problema de estimação, pode-se aproximar uma EDO pela técnica de dois, três ou cinco pontos utilizando a diferença finita centralizada. Seguindo o mesmo procedimento adotado realizado em [29], é utilizada a fórmula central de três pontos para modelagem dos componentes pois assim é gerado um erro no processo de discretização da ordem de $0(\Delta t^2)$. Nessa abordagem, para a derivada de primeira ordem da função, aplica-se como substituição, para valor amostral *k,* (49).

$$f'[n] = \frac{f^{n+1} - f^{n-1}}{2\Delta t} + 0(\Delta t^2) \tag{49}$$

A substituição para a derivada segunda da função f no instante amostral $t = k\Delta t$ utilizando a fórmula central de 3 pontos é definida por (50).

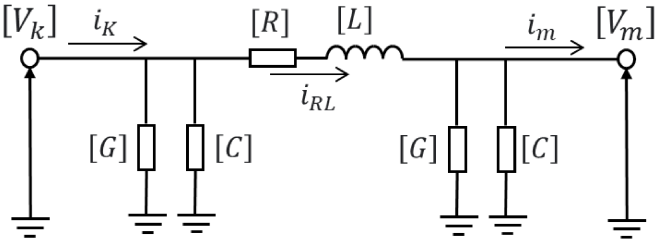
$$f''[n] = \frac{f^{n+1} - 2f^n + f^{n-1}}{\Delta t^2} + 0(\Delta t^2) \tag{50}$$

Utilizando (49) e (50), os componentes básicos da rede elétrica os componentes básicos da rede elétrica são modelados de forma dinâmica de maneira análoga ao processo realizado para a formulação integrativa numérica, conforme descrito a seguir.

3.3.4.1. Modelagem Dinâmica de Linhas de Transmissão pela NDS

O modelo dinâmico para as linhas de transmissão em redes de distribuição segue os mesmos princípios físicos adotados para a formulação da NIS. Dessa forma, são utilizadas as matrizes R, L e C para os parâmetros próprios e mútuos de resistência, indutância e capacitância como destaca a Figura 26. Na representação matricial dos elementos, os parâmetros da diagonal principal referem-se aos parâmetros próprios, enquanto os demais elementos correspondem aos parâmetros mútuos.

Figura 26 – Modelo de linha π trifásica para modelagem pela NDS.



Fonte: Adaptado de [29].

Por conseguinte, com o auxílio equações apresentadas na Tabela 7, "desenvolve-se o modelo dinâmico da linha pela NDS, conforme descrito a seguir:

- **Etapa 01:** Obter as equações no domínio do tempo através da análise nodal e das malhas na representação dada na Figura 26. Como resultado, obtêm-se nessa etapa o desenvolvimento de (51), (52), (53), (54) e (55);
- **Etapa 02:** Após substituir (52), (53), (54) e (55) em (51), resolver a equação matricial para V_m, considerando z_{V_k} como uma medição trifásica de tensão em

um barramento k e z_{i_k} o resultado monitorado da corrente trifásica da barra k para m. Como resultado, chega-se a (56). Nos termos postos, se V_k e i_k são medidos, então V_m pode ser estimado;

- **Etapa 03:** Aplicar a formulação da diferença finita regressiva expressa em (49) e (50) em (56) para discretizar as equações em função do passo de integração do medidor (Δt) e assim obter o modelo dinâmico. O resultado é mostrado em (57). Pela análise da expressão observa-se que somente após três amostras, ou seja, *n-1*, *n* e *n+1*, o valor associado às variáveis de estado no instante *n* pode ser estimado. O processo de estimação é concluído somente quando todas as N amostras são utilizadas. Ao contrário da NIS, o uso da NDS não requer uma condição inicial e a equação de estados depende exclusivamente das medições. Essa característica reduz o esforço computacional no processo de estimação [28]. As expressões para cada constante c da equação dinâmica da linha obtida em (57) são apresentadas em sequência de (58) a (63);

Tabela 7 – Modelagem dinâmica pela NDS para linhas de transmissão.

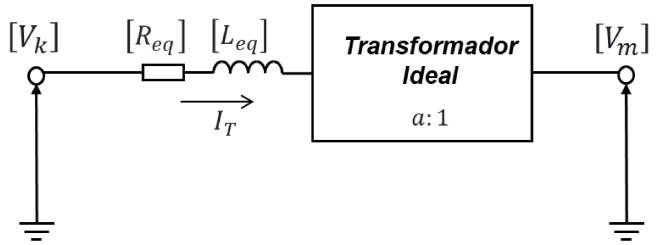
Descrição	Equação	Número
Equação no domínio do tempo para o modelo π da linha	$V_k - V_m = R \cdot i_{RL} + L \cdot i'_{RL}$	(51)
Equação nodal no transmissor no domínio do tempo para o modelo π da linha	$i_{RL} = i_K - GV_k - C \cdot V'_k$	(52)
Derivada da equação nodal no transmissor para o domínio do tempo	$i'_{RL} = i'_K - GV'_k - C \cdot V''_k$	(53)
Equação no domínio do tempo para a corrente na susceptância no modelo π da linha	$i_{Ck}(t) = C \cdot \frac{dV_k(t)}{dt} = C \cdot V'_k$	(54)
Equação no domínio do tempo para a corrente na condutância no modelo π da linha	$i_{Gk} = GV_k$	(55)
Equação no domínio do tempo desenvolvida	$V_m = (I + RG) \cdot z'_{V_k} + (RC + LG) \cdot z'_{V_k} + (LC) \cdot z''_{V_k} - R \cdot z_{i_k} - L \cdot z'_{i_k}$	(56)
Modelo dinâmico para a linha de transmissão por NDS	$V_m = c_1 \cdot z^n_{V_k} + c_2 \cdot z^{n+1}_{V_k} + c_3 \cdot z^{n-1}_{V_k} + c_4 \cdot z^n_{i_k} + c_5 \cdot z^{n+1}_{i_k} + c_6 \cdot z^{n-1}_{i_k}$	(57)
Valor da constante c_1	$c_1 = I + RG - \frac{2LC}{\Delta t^2}$	(58)
Valor da constante c_2	$c_2 = \frac{RC+LG}{2\Delta t} + \frac{LC}{\Delta t^2}$	(59)
Valor da constante c_3	$c_3 = \frac{LC}{\Delta t^2} + \frac{RC+LG}{2\Delta t}$	(60)
Valor da constante c_4	$c_4 = -R$	(61)
Valor da constante c_5	$c_5 = \frac{L}{2\Delta t}$	(62)
Valor da constante c_6	$c_6 = -\frac{L}{2\Delta t}$	(63)

Fonte: Autoria própria.

3.3.4.2. Modelagem Dinâmica de Transformadores pela NDS

Para a modelagem dinâmica do transformador pelo método da NDS é necessário referenciar as grandezas para um dos lados do componente. Neste trabalho, os parâmetros foram referenciados ao lado primário, conforme ilustrado na Figura 27.

Figura 27 – Modelo do transformador para a substituição derivativa numérica.



Fonte: Adaptado de [29].

Diferentemente da NIS, a modelagem trifásica pela NDS é realizada diretamente, sem a necessidade de extensão de um modelo monofásico para trifásico. Nesse caso, os parâmetros são representados de forma trifásica por meio de matrizes e vetores apropriados. As variáveis, como a relação de transformação a, as resistências dos enrolamentos primário R_1 e secundário R_2, as indutâncias de dispersão dos enrolamentos primário L_1 e secundário L_2 e as tensões trifásicas nos enrolamentos primário V_k e secundário V_m são indicadas na Figura 27.

Por fim, com o auxílio do equacionamento disposto na Tabela 8, o desenvolvimento do modelo dinâmico do transformador trifásico pela NDS sucede da seguinte forma:

- **Etapa 01:** Referenciar os parâmetros para o lado do transformador onde se encontram as medições. Considerar toda a resistência (R_{eq}) e a indutância equivalente (L_{eq}) referidas para o mesmo lado. Os cálculos desses parâmetros equivalentes estão apresentados em (64) e (65);

- **Etapa 02:** Desenvolver a equação no domínio do tempo que representa o comportamento dinâmico do transformador trifásico, considerando (V_m) (tensão secundária) como variável desconhecida. Este desenvolvimento é mostrado em (66), assumindo que o lado primário do transformador possui medições trifásicas de tensão e corrente, isto é, z_{V_k} e z_{i_t}. Considera-se, nesse caso, uma ligação trifásica Y-Y;

- **Etapa 03:** Discretizar a equação resultante por meio das expressões de diferença finita regressiva indicadas em (49) e (50). Como resultado, obtém-se o modelo dinâmico do transformador, conforme apresentado em (67). Observa-se novamente que somente após três amostras, ou seja, *n-1*, *n* e *n+1*, o valor associado às variáveis de estado no instante *n* pode ser estimado;

Tabela 8 – Modelagem dinâmica pela NDS para transformadores.

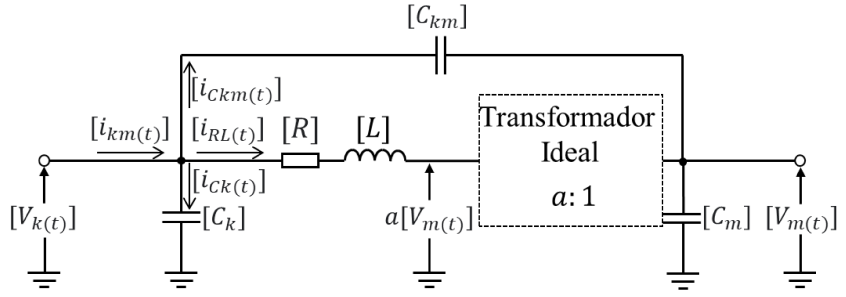
Descrição	Equação	Número
Resistência equivalente trifásica do transformador referida para o lado da medição	$R_{eq} = R_1 + a^2 R_2$	(64)
Indutância equivalente trifásica do transformador referida para o lado da medição	$L_{eq} = L_1 + a^2 L_2$	(65)
Equação diferencial no domínio do tempo para o transformador trifásico	$V_m = a^{-1}\left(z_{V_k} - R_{eq} \cdot z_{i_t} - L_{eq} \cdot z'_{i_t}\right)$	(66)
Modelo dinâmico para o transformador trifásico Y-Y pela NDS	$V_m^n = a^{-1}\left(z_{V_k}^n - R_{eq} \cdot z_{i_t}^n - L_{eq} \cdot \frac{z_{i_t}^{n+1} - z_{i_t}^{n-1}}{2\Delta t}\right)$	(67)

Fonte: Autoria própria.

3.3.4.3. Aprimoramento da Modelagem Dinâmica de Transformadores pela NDS

De forma análoga ao modelo adotado na formulação NIS, a Figura 28 apresenta o modelo dinâmico do transformador com a inclusão dos componentes equivalentes resistivo e capacitivo.

Figura 28 – Modelo aprimorado do transformador monofásico para a NIS.



Fonte: Autoria própria.

Com a inserção da resistência e das capacitâncias de fuga entre os enrolamentos e entre estes e o terra, e com o auxílio das equações apresentadas na Tabela 9, a modelagem passa a ser realizada conforme as seguintes etapas:

- **Etapa 01:** Desenvolver a equação no domínio do tempo que representa o comportamento dinâmico do transformador trifásico para a tensão no secundário (V_m) desconhecida, considerando, além do vetor corrente $[i_{RL}(t)]$, os vetores $[i_{ck}(t)]$ e $[i_{ckm}(t)]$. Esta resolução assume que o lado primário do transformador dispõe de medições trifásicas de tensões e correntes, ou seja, z_{V_k} e z_{i_t}. Considera-se nesse caso a ligação trifásica sendo Y-Y. Como resultado, obtém-se a expressão (68);
- **Etapa 02:** Discretizar (68) pela diferença finita regressiva definidas em (49) e (50). Por conseguinte, obtém-se o modelo dinâmico aprimorado para o transformador, expresso matematicamente em (69). As equações de cálculo das constantes matriciais p_1 a p_8 incluídas na expressão (69) são listadas de (70) a (77).

Quando a capacitância de fuga é desconsiderada, ela é substituída por uma matriz identidade, o que anula os termos p_2, p_3, p_4 e p_5. Como resultado, a equação (69) é reduzida à (67), compatível com o modelo dinâmico apresentado em [29]. O processo de estimação também depende também da tensão da barra estimada no passo de tempo anterior, ${V_m}^{t-\Delta t}$.

Tabela 9 – Modelagem dinâmica aprimorada pela NDS para transformadores.

Descrição	Equação	Número
Equação diferencial no domínio do tempo para o transformador trifásico considerando as capacitâncias de fuga.	$V_m(t) = a^{-1} \cdot (z_{V_k}(t) - R \cdot z_{i_t}(t) + RC_k \cdot \frac{dz_{V_k}(t)}{dt} - RC_{km} \cdot \frac{dz_{V_k}(t)}{dt} + RC_{km} \cdot \frac{dV_m(t)}{dt} - L\frac{dz_{i_t}(t)}{dt} + LC_k \cdot \frac{d^2z_{V_k}(t)}{dt^2} - LC_{km} \cdot \frac{d^2z_{V_k}(t)}{dt^2} + LC_{km} \cdot \frac{d^2V_m(t)}{dt^2})$	(68)
Modelo dinâmico aprimorado discretizado.	${V_m}^t = p_1 \cdot (p_2 \cdot {V_m}^{t-\Delta t} + p_3 \cdot {z_{V_k}}^t + p_4 \cdot {z_{V_k}}^{t+\Delta t} + p_5 \cdot {z_{V_k}}^{t-\Delta t} + p_6 \cdot {z_{i_t}}^t + p_7 \cdot {z_{i_t}}^{t+\Delta t} + p_8 \cdot {z_{i_t}}^{t-\Delta t})$	(69)
Valor da constante p_1	$p_1 = \left[I + \frac{R \cdot C_{km}}{a \cdot \Delta t}\right]^{-1}$	(70)
Valor da constante p_2	$p_2 = -\frac{R \cdot C_{km}}{a \cdot \Delta t}$	(71)
Valor da constante p_3	$p_3 = a^{-1} \cdot \left[I - \frac{2L}{\Delta t^2}(C_{km} + C_k)\right]$	(72)
Valor da constante p_4	$p_4 = a^{-1} \cdot \left[\frac{R}{2 \cdot \Delta t}(C_{km} + C_k) + \frac{L}{\Delta t^2}(C_k + C_{km})\right]$	(73)
Valor da constante p_5	$p_5 = a^{-1} \cdot \left[\frac{R}{2 \cdot \Delta t}(C_{km} + C_k) + \frac{L}{\Delta t^2}(C_k + C_{km})\right]$	(74)
Valor da constante p_6	$p_6 = a^{-1} \cdot -[R]$	(75)
Valor da constante p_7	$p_7 = a^{-1} \cdot -\left[\frac{L}{2 \cdot \Delta t}\right]$	(76)
Valor da constante p_8	$p_8 = a^{-1} \cdot \left[\frac{L}{2 \cdot \Delta t}\right]$	(77)

Fonte: Autoria própria.

3.3.4.4. Proposta de Montagem de H^{-1} e Algoritmo de Implementação Computacional do TSE para a modelagem NDS

Como já destacado, a NDS não calcula a inversa de *H* durante o processo, mas constrói diretamente a matriz H^{-1}. Em [29], a montagem de H^{-1} para resolução do estimador é realizada

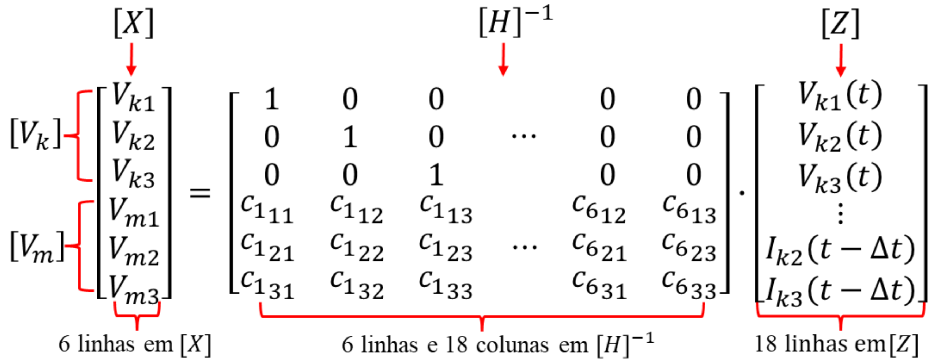
de forma implícita, sem detalhamento do procedimento. Desse modo, objetivando preencher essa lacuna, estabelecem-se as seguintes considerações para sua montagem:

- A matriz H^{-1} terá dimensões invertidas, ou seja, possuirá n linhas e m colunas, resultando em uma matriz com dimensão $n \times m$;
- Considerando que o problema de estimação é calculado diretamente por (45), a ordem de posicionamento das medições de tensão e corrente no vetor z parte de um mesmo ponto, isto é, no sentido de k para m ou de m para k;
- Assim como a NIS, o método restringe-se à estimação utilizando apenas medições de tensão e corrente, combinando os elementos do sistema para formar a matriz dinâmica de medição. Entretanto, nesse caso, não são armazenados valores prévios para estimativas subsequentes. As medições de tensão e corrente referentes a um tipo específico de ramo nos instantes t, $t+\Delta t$, e $t-\Delta t$ são posicionadas sequencialmente no vetor z, o que implica que o número de medições m é multiplicado por três;
- Na matriz H^{-1}, para medições de tensão, atribui-se o valor 1 na coluna correspondente à posição da medição no vetor z , enquanto os demais elementos da linha recebem o valor 0;
- A solução da equação de estados ocorre de forma direta, não sendo necessária a aplicação do SVD;

O primeiro passo para proceder com a construção da equação de estados para a NDS consiste em determinar se o elemento que separa a barra trifásica k (monitorada) da barra m (não monitorada) é uma linha de transmissão ou um transformador. Caso seja uma linha de transmissão, a equação de estimação pode ser estruturada conforme ilustrado na Figura 29.

Os valores medidos são alocados sequencialmente na direção de z, iniciando pelas tensões trifásicas na barra k nos instantes t, $t - \Delta t$ e $t + \Delta t$. O mesmo procedimento é aplicado para as correntes que fluem da barra k para a barra m. Como resultado, o vetor z terá um total de 18 linhas. As linhas 1, 2 e 3 de H^{-1}, correspondentes às três primeiras linhas do vetor estado x, serão preenchidas com o valor 1 nas respectivas posições de z a elas associadas. Para as medições de corrente, H^{-1} deve ser preenchida com os valores de c_1 a c_6 , inseridos de forma sequencial. Nesse caso, as dimensões de H^{-1} será de 6×18.

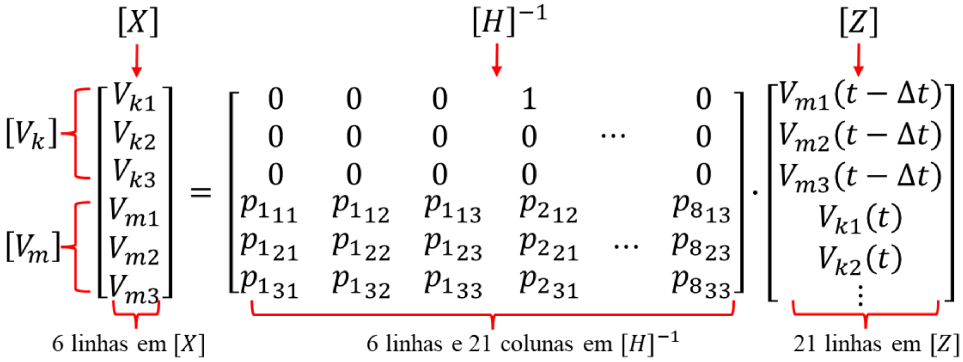
Figura 29 – Procedimento para a montagem de H^{-1} para uma linha de transmissão.



Fonte: Autoria própria.

Para um transformador conectado entre as barras k e m, sendo a barra k monitorada, a equação de estado é formulada conforme ilustrado na Figura 30.

Figura 30 – Procedimento de montagem de H^{-1} para um transformador trifásico.



Fonte: Autoria própria.

A alocação das medições no vetor z segue os mesmos princípios aplicados às linhas de transmissão; contudo, são incluídas três medições virtuais correspondentes às tensões estimadas na barra m em um instante específico $t - \Delta t$. Assim, nesse cenário, z será composto por 21 elementos. Cada tipo de medição requer o posicionamento adequado dos elementos na matriz H^{-1}. Portanto, as três primeiras linhas também serão preenchidas com o valor 1 nas posições correspondentes em z. Por outro lado, os valores de p_1 a p_8 são inseridos sequencialmente em H^{-1} para as medições de corrente. Dessa forma, a matriz H^{-1} conterá 6×21 elementos.

Na formulação estabelecida os parâmetros p_1 a p_8 representam a influência das capacitâncias no modelo aprimorado do transformador. Caso esses sejam desconsiderados, o processo de montagem permanece inalterado, e as tensões estimadas em $t - \Delta t$ não precisam ser atribuídas a z.

De forma análoga ao fluxograma indicado na Figura 24 para a NIS, o fluxograma que traduz visualmente as etapas elencadas para a NDS é mostrado na Figura 31. Esse método segue as etapas de estimação conforme as considerações adotadas para montagem da matriz H^{-1}, a saber:

- **Etapa 01:** Codificar as equações dinâmicas que representam os elementos do sistema, transformadores e linhas de transmissão, como funções que se adequam a qualquer configuração de sistema a ser trabalhada;

- **Etapa 02:** Escolher os tipos e a localização das medições no sistema, garantindo que todas estejam sincronizadas ao mesmo passo de integração e ao mesmo ponto de início de registro para estimação das tensões nodais de interesse. Se a aquisição de dados ocorrer com diferentes tempos amostrais, deve-se realizar a interpolação das medições para que todas apresentem o mesmo número total de pontos quantificados. De forma análoga, medições dessincronizadas podem ser utilizadas, desde que sejam todas deslocadas para o instante de análise desejado;

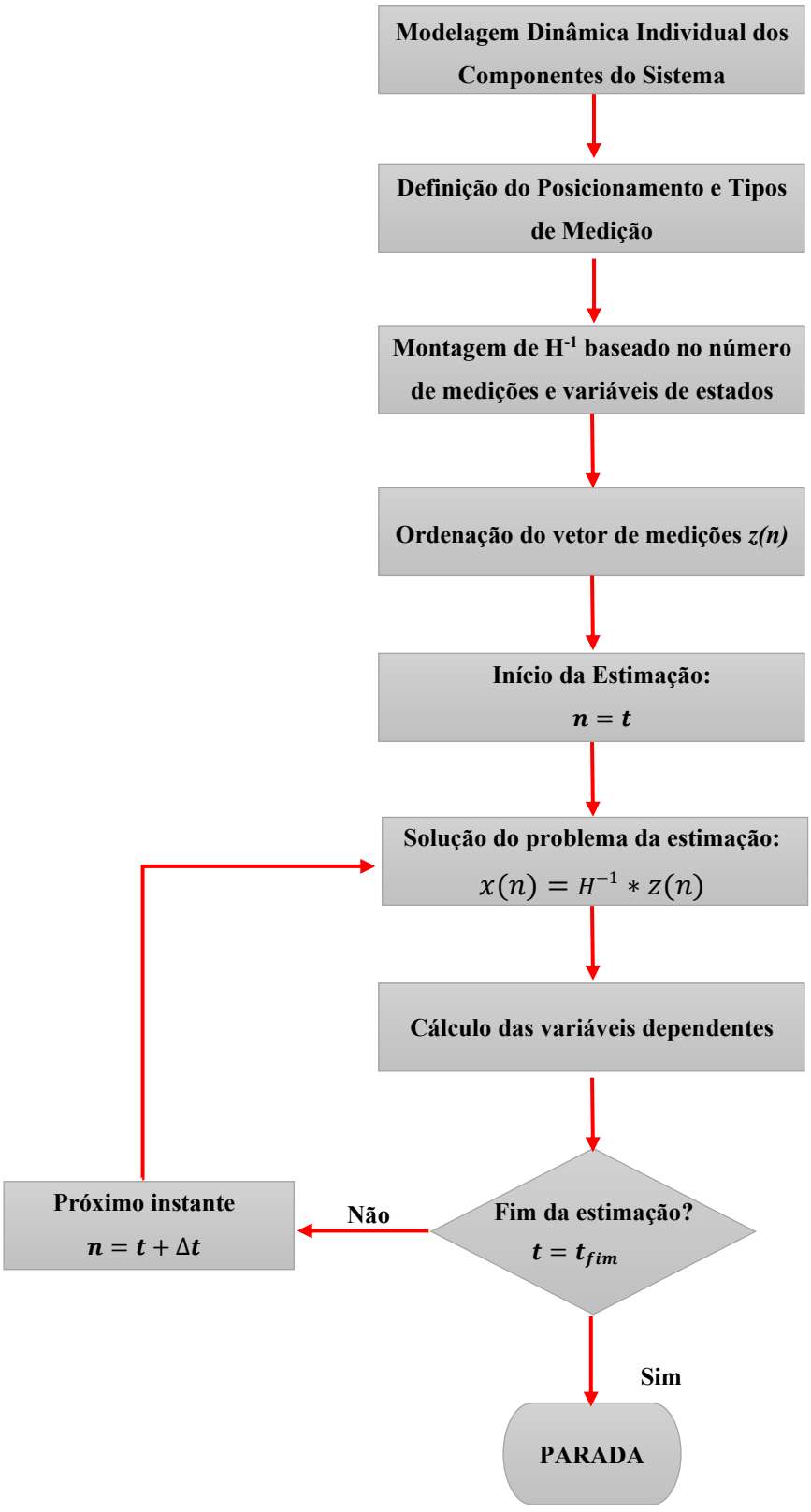
- **Etapa 03:** Montar diretamente a matriz H^{-1} a partir dos tipos de medições identificados e considerações elencadas*;*

- **Etapa 04:** Resolver diretamente o problema de estimação, conforme (45), para obtenção do vetor de estado *x*. Nenhuma condição inicial é requerida, apenas é necessário que a amostra utilizada na medição não seja o primeiro ponto mensurado;

- **Etapa 05:** Calcula-se as variáveis dependentes, como as correntes nos ramos utilizando as tensões nodais estimadas;

- **Etapa 06:** Utilizar os novos valores instantâneos de medições do vetor *z* para estimação do vetor de estado *x* para o próximo instante amostral (t+Δt).

Figura 31 – Fluxograma do procedimento para TSE utilizando a NDS.



Fonte: Autoria própria.

3.3.5. Análise dos erros da estimação

As respostas dos TSEs, em comparação com as medições ou simulações de referência, para fins deste trabalho, são avaliadas utilizando dois indicadores tradicionais: e_{MAPE} e e_{pico}, definidos nas equações (78) e (79). O primeiro, e_{MAPE} , avalia o grau de aderência da forma de onda estimada em relação à forma de onda de referência, que corresponde aos registros em campo ou advém dos estudos computacionais, os quais fornecem as tensões e correntes para todas as barras e linhas do sistema. Já o indicador e_{pico} indica o erro no instante de maior amplitude para a tensão ou corrente manifestada durante o período do transitório eletromagnético, determinado pela diferença entre o valor estimado e seu correspondente valor adotado como referência.

$$e_{MAPE} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left|\frac{V_{ref_i} - V_{est_i}}{V_{pico-ref}}\right| . 100 \tag{78}$$

$$e_{pico} = \frac{|V_{pico-ref} - V_{pico-est}|}{|V_{pico-ref}|} . 100 \tag{79}$$

Nas equações (78) e (79), *n* representa o número total de amostras; V_{ref_i} é a tensão de referência correspondente à amostra i; V_{est_i} é a tensão estimada para a mesma amostra; $V_{pico-ref}$ representa o valor de pico da forma de onda da tensão de referência; e $V_{pico-est}$ corresponde ao valor de pico da tensão estimada.

3.3.6. Otimização do monitoramento no contexto de estimadores de estado

A otimização do monitoramento refere-se à capacidade de reduzir o número de pontos de medição e instrumentos dispostos em um sistema elétrico, visando alcançar a sua total observalidade. Considerando que, inicialmente, a solução para o problema nos TSEs carecia de recursos para identificar o posicionamento ideal dos medidores, trabalhos como [78], [99], e [100] representam marcos fundamentais para o desenvolvimento de metodologias específicas aos propósitos aqui propostos.

A relevância desta temática é de suma importância ao processo da estimação de estados. A matéria tratada em [29], conduziu a uma proposição estratégica culminando em um indicador de desempenho denominado *Saving Index* (η_{sa}), sintetizado pela expressão (80).

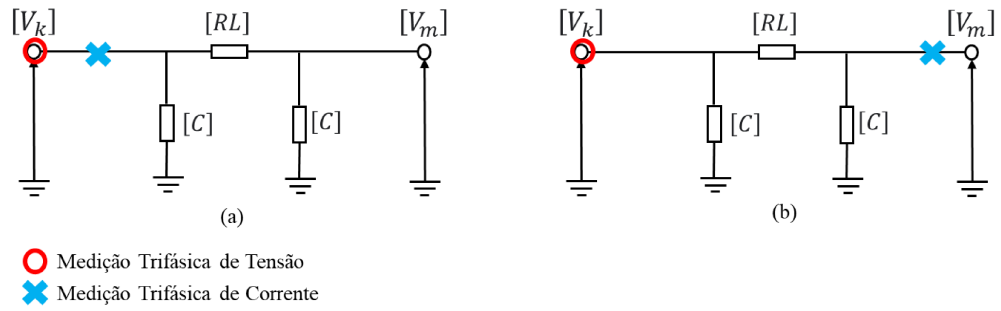
$$\eta_{sa} = \frac{\eta_e}{m \cdot \eta_{ch}} \tag{80}$$

Onde: η_e é o número de variáveis de estado estimadas; m o número de medições disponíveis; e η_{ch} o número de canais de comunicação.

O indicador em questão quantifica a otimização da alocação de medidores em um sistema elétrico, assim, quanto maior o seu valor, mais eficientemente os medidores estão distribuídos no sistema. Há duas maneiras de aumentar η_{sa}: a primeira consiste em estimar mais variáveis de estado mantendo o número de medições, por meio do reposicionamento dos medidores no sistema; a segunda envolve estimar o mesmo número de variáveis de estado, mas reduzindo o número de medições disponíveis. Nesse segundo caso, torna-se necessária a complementação com medições virtuais.

A Figura 32 ilustra duas disposições possíveis para monitores de tensão e corrente instalados entre dois barramentos, denominados *k* e *m.*

Figura 32 – Posicionamento de instrumentos de medição: (a) Disposição de 1 canal de comunicação e (b) com dois canais de comunicação.



Fonte: Adaptado de [29].

A solução do problema de estimação para a NDS estabelecida em [29] considera uma alternativa para promover uma otimização e, consequentemente reduzir o número de canais de comunicação entre medidores dispostos na rede. De fato, medidores de corrente e tensão localizados em um mesmo nó, como ilustrado no item (a) da Figura 32, reduzem o número de canais de comunicação necessários quando comparados a solução dada no item (b).

3.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo teve por objetivo introduzir os principais conceitos, métodos, formulações, modelagem e outros aspectos associados com os procedimentos empregados para

fins da estimação de estados. Neste contexto, o conteúdo apresentado visa sintetizar o estado da arte sobre o tema.

De maneira específica, foram considerados os fatores que motivaram a evolução dos procedimentos tradicionais, originalmente aplicáveis a condições de regime permanente em 60Hz, até o desenvolvimento de técnicas voltadas à estimação de eventos associados a condições adversas nas redes elétricas. Entre esses fenômenos destacam-se aqueles relacionados aos indicadores de qualidade da energia, bem como à ocorrência de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos. Dentro deste escopo, foi realizado um resumo dos mecanismos existentes para a estimativa de tensões na frequência fundamental, fasores de tensão associados a harmônicos (estáticos e variantes no tempo), além da duração e amplitude de afundamentos de tensão.

Prosseguindo, os desenvolvimentos foram estendidos para os estimadores de estado para as tratativas dos fenômenos transitórios, visto que tais recursos emergem como requisitos imperativos aos trabalhos focados nesta pesquisa de doutorado. Nesse contexto, foram destacadas duas abordagens para as modelagens dinâmicas, a saber: a NIS e a NDS. Ambas foram consideradas quanto aos seus fundamentos, procedimentos e, em termos comparativos, , suas propriedades aplicativas, procurando evidenciar suas potencialidades, limitações e eficácias para distintos cenários operacionais.

Por fim, foram apresentadas propostas para melhoria de desempenho das metodologias por meio da inclusão de parâmetros equivalentes desconsiderados nas estratégias tradicionais, assim como estabelecido um procedimento, até então não praticado, para a montagem direta da matriz H^{-1} pelo método da NDS.

4. AVALIAÇÃO COMPUTACIONAL DO DESEMPENHO DOS ESTIMADORES DE ESTADO NIS E NDS

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Objetivando o estabelecimento de meios para avaliação da efetividade dos métodos de estimação de estados, conforme requer a presente pesquisa, duas vertentes são factíveis. Uma delas está alicerçada em estudos computacionais e a outra, fundamentada em trabalhos experimentais. Neste capítulo, o foco está na primeira opção, que, por meio de simulações computacionais, utiliza princípios baseados na correlação entre as grandezas obtidas nas simulações e as respostas de tensões e correntes no domínio do tempo, obtidas para todos os barramentos e linhas do sistema analisado, com aquelas proporcionadas pela aplicação das técnicas de estimação.

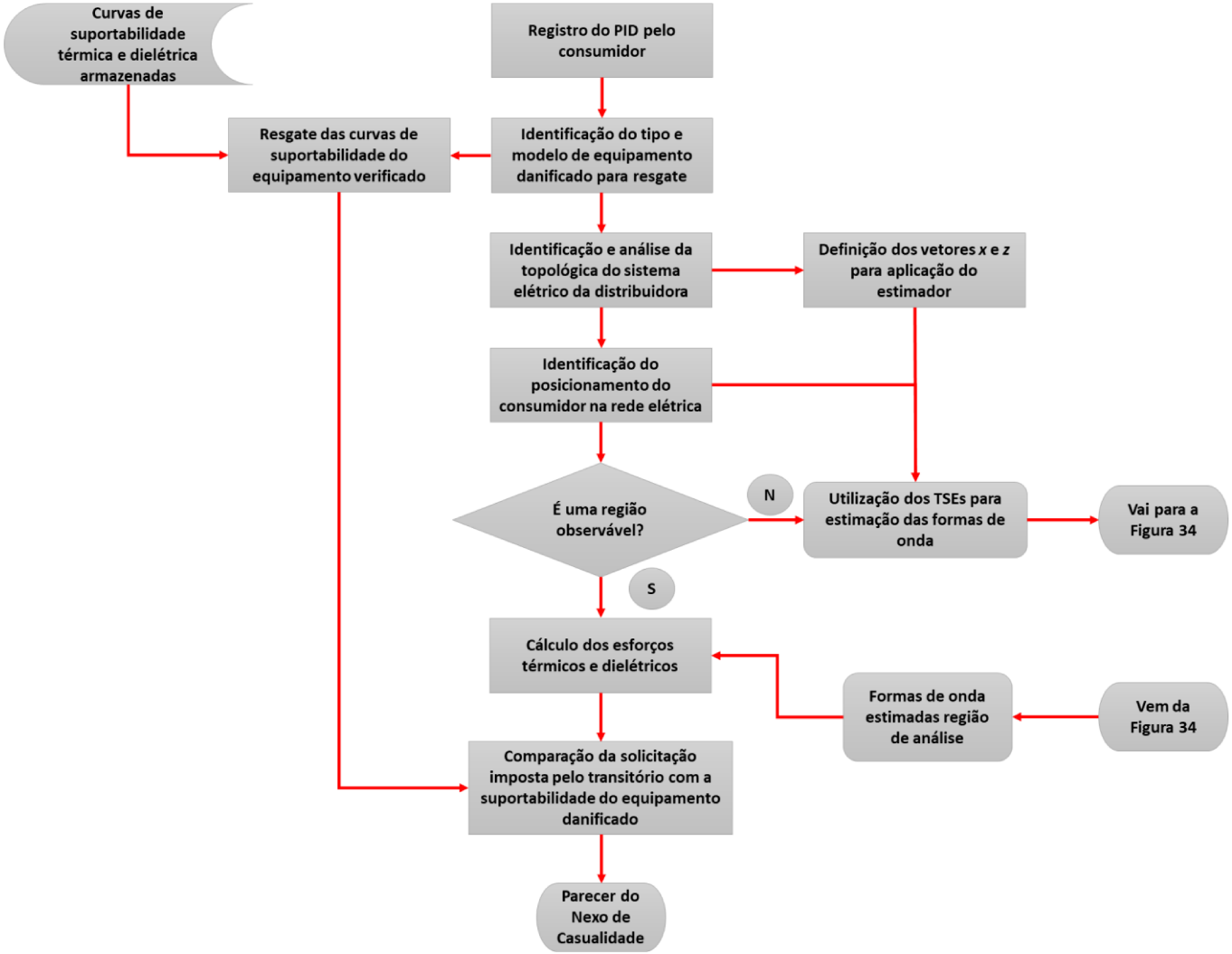
Assim, a partir da configuração topológica e paramétrica de um sistema elétrico de distribuição modelado computacionalmente, impõe-se um evento transitório de interesse e realiza-se o estudo do comportamento do sistema como um todo. Isso equivale a considerar que todos os seus barramentos e linhas estão monitorados, permitindo a obtenção das grandezas elétricas, como tensões e correntes na forma de oscilogramas no domínio do tempo, que são tomadas como referência para os processos comparativos com o desempenho dos estimadores. Por outro lado, utilizando apenas as respostas obtidas em pontos específicos do sistema, os estimadores de estado são aplicados para reconstruir as tensões e correntes nos pontos não observados. A correlação entre os resultados obtidos diretamente da simulação completa e aqueles estimados permite avaliar o grau de aderência entre as respostas esperadas e as fornecidas pelos métodos considerados.

Em consonância com a estratégia avaliativa anteriormente definida, os métodos NIS e NDS são analisados com base em indicadores de desempenho que evidenciam os desvios nas formas de onda e nos valores de pico das tensões e correntes. Por fim, as formas de onda estimadas são empregadas na avaliação dos impactos dielétricos em baixa tensão, com o objetivo de verificar a correspondência caso os efeitos fossem capturados por medidores reais.

4.2. ESTRATÉGIA PARA AVALIAÇÃO DO NEXO DE CASUALIDADE ATRAVÉS DE ESTIMADORES DE ESTADOS TSE

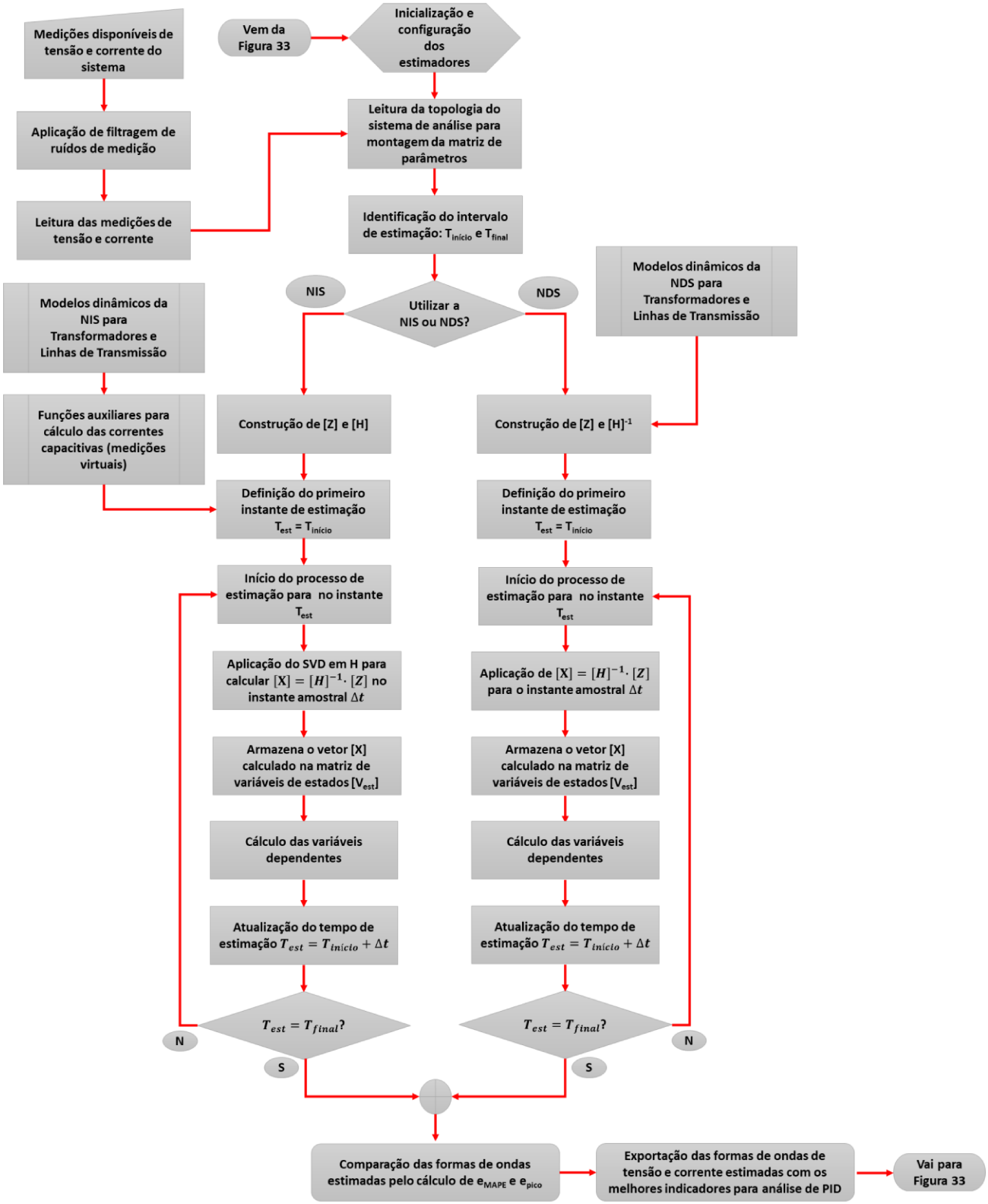
Os fluxogramas apresentados na Figura 33 e Figura 34 sintetizam o procedimento adotado para a análise do nexo de causalidade objeto do presente trabalho de doutorado. O processo tem início a partir do registro de um PID realizado pelo consumidor junto à concessionária, que compreende a identificação do tipo e modelo do equipamento danificado, bem como a topologia do sistema elétrico da rede supridora, incluindo o ponto de conexão da unidade reclamante. Cumprida esta etapa , realiza-se a identificação de que a região onde o reclamante está alimentado é observável, ou seja, se existem medições diretas ou suficientemente próximas que possibilitem a análise com base nos dados registrados no local. Em caso positivo, as formas de onda armazenadas das medições são empregadas para o cálculo dos esforços térmicos e dielétricos impostos ao equipamento. Essas informações são, então, utilizadas para a análise da consistência, ou não, do pedido de indenização, conforme os termos estabelecidos neste trabalho. Todavia, se a região for classificada como não observável, a solução para a aplicação da metodologia de análise deve se apoiar na aplicação das técnicas dos TSEs para fins da avaliação conclusiva. Quanto ao emprego dos estimadores pela NDS e NIS, os requisitos para as suas utilizações são indicados, resumidamente, no fluxograma da Figura 34.

Figura 33 – Fluxograma das etapas requeridas pela metodologia proposta para validação do nexo causal utilizando TSEs.



Fonte: Autoria própria.

Figura 34 – Fluxograma da metodologia estabelecida para a aplicação dos estimadores de estado NIS e NDS.



Fonte: Autoria própria.

4.3. AVALIAÇÃO COMPUTACIONAL DO DESEMPENHO DOS ESTIMADORES DE ESTADOS

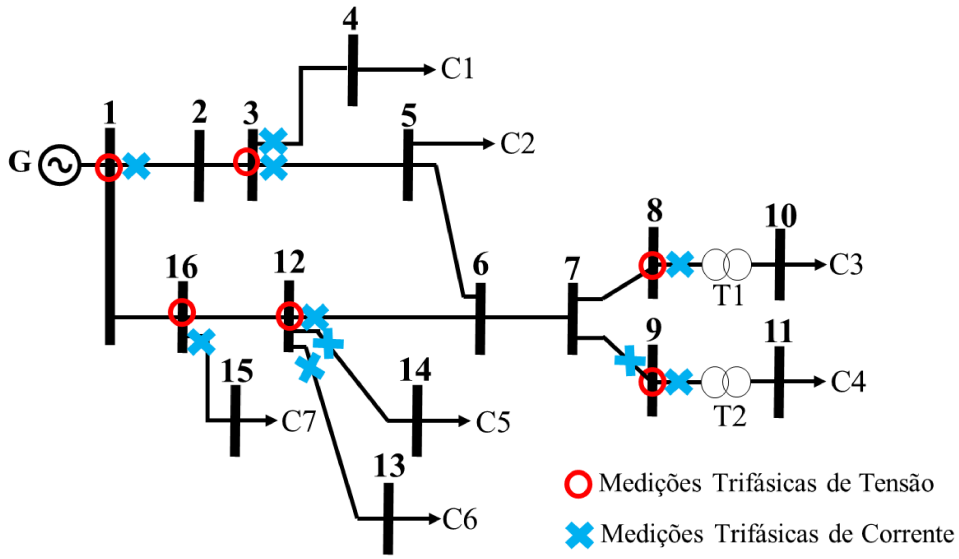
4.3.1. Características do sistema teste e estratégia para os estudos

Objetivando ilustrar a aplicação dos procedimentos para o atendimento a um pedido de indenização, esta seção está elaborada com base em estudos conduzidos para um sistema teste que compreende uma rede de distribuição com tensão de 11 kV na média tensão, composta por 16 barramentos, conforme ilustrado na Figura 35. Este arranjo foi empregado em [23] e corresponde a uma área rural de *Killinchy,* em *South Canteburry*, a qual alimenta uma empresa para tratamento de leite localizada na ilha sul de Nova Zelândia. A implementação foi realizada no simulador MATLAB/*Simulink*, com os parâmetros dispostos na Tabela 10, Tabela 11 e Tabela 12. Os parâmetros próprios e mútuos da linha de transmissão foram obtidos por meio das expressões (81) e (82).

$$Z_{proprio} = \frac{2Z^{Seq+} + Z^{Seq\,0}}{3} \tag{81}$$

$$Z_{mutuo} = \frac{Z^{Seq\,0} - Z^{Seq+}}{3} \tag{82}$$

Figura 35 – Sistema elétrico teste para a avaliação de desempenho computacional das metodologias para a estimação de estado.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 10 – Parâmetros dos transformadores do sistema.

Trafo	Tensão [kV]	Configuração	Impedância [%]	Potência [kVA]
T1	11:0,4	Yn-Yn	5	750
T2	11:0,4	Yn-Yn	5	750

Fonte: [23].

Tabela 11 – Parâmetros das Linhas de Transmissão (PI equivalente).

Linha	Comp. [km]	R_{SEQ+} (Ω/km)	R_{SEQ0} (Ω/km)	X_{SEQ+} (Ω/km)	X_{SEQ0} (Ω/km)	C_{SEQ+} (nF/km)	C_{SEQ0} (nF/km)
1-2	1,606	0,4452	0,628	0,4452	1,787	21,061	8,4146
2-3	1,274	0,986	2,463	1,1366	6,280	42,121	16,8292
3-4	0,529	2,464	2,76	0,81	3,478	21,061	8,4146
3-5	0,87	0,2733	0,421	0,3532	1,695	10,530	4,2073
5-6	1,471	0,5466	0,842	0,7064	3,39	21,061	8,4146
6-7	0,108	2,734	3,03	0,824	3,492	10,530	4,2073
7-9	0,123	3,42	4,436	0,652	2,39	472,71	4,133
7-8	0,319	4,2566	5,543	1,0321	5,153	10,530	4,2073
6-12	1,07	0,5466	0,842	0,7064	3,39	21,061	8,4146
12-14	0,406	0,446	0,594	0,378	1,711	10,530	4,2073
12-13	0,954	1,9006	2,344	1,0914	5,109	30,772	12,5476
12-16	0,079	0,5466	0,842	0,7064	3,39	21,061	8,4146
16-15	0,083	0,5466	0,842	0,7064	3,39	21,061	8,4146
16-1	5,149	0,986	2,643	1,1366	6,280	42,121	16,8292

Fonte: [23].

Tabela 12 – Parâmetros relativos às cargas.

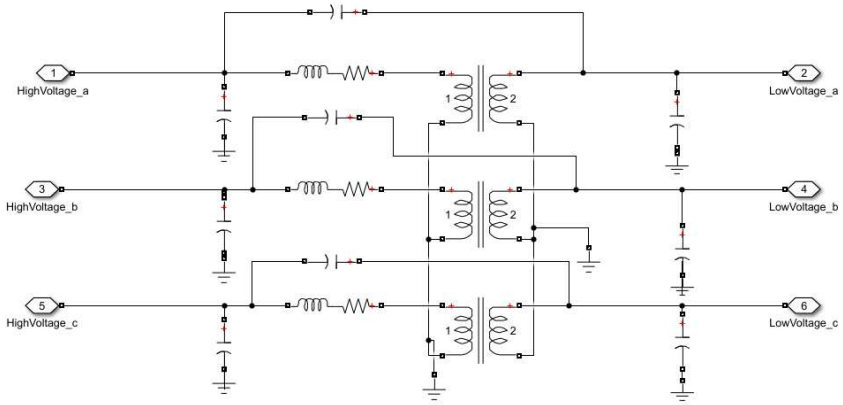
Carga	Barra	Tensão [kV]	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kVAr]
C1	4	11	38,80113	9,72448
C2	5	11	23,28	5,83
C3	10	0,4	460,76	115,47
C4	11	0,4	567,46	142,22
C5	14	11	58,2	58,2
C6	13	11	77,6	10,94
C7	15	11	11,64	2,91

Fonte: [23].

Os trabalhos aqui reportados foram conduzidos utilizando o *software Simulink*, que emprega o bloco *Three-Phase Pi Section Line* para representar as linhas de transmissão. Os transformadores trifásicos foram modelados conforme arranjo indicado na Figura 36, o qual considera não apenas pela resistência e indutância dos enrolamentos, mas também as

capacitâncias entre os enrolamentos, de 1,4 nF, e uma capacitância para a terra de 1,7 nF. Estas configurações foram fundamentadas em [75], [95], [101].

Figura 36 – Modelo de transformador trifásico adaptado para inclusão das capacitâncias de fuga.



Fonte: Adaptado de [102].

Como já estabelecido, visando obter uma base de dados a ser utilizada como referência nos estudos comparativos do desempenho dos medidores, num primeiro momento todas as grandezas indicativas das tensões e correntes em todos os pontos do arranjo elétrico foram determinadas na simulação. Esse procedimento corresponde a uma situação em que todos os pontos físicos do sistema elétrico são monitorados. Assim, tornam-se conhecidos os valores de referência a serem utilizados para a avaliação da efetividade dos estimadores.

Visando aproximar-se das situações reais em campo, apenas alguns pontos foram utilizados para a aplicação dos estimadores. Esses pontos representam os locais onde estariam presentes os registradores de eventos, considerados instalados nas barras 1, 3, 8, 9, 12 e 16. Dessa forma, as medições de tensão e corrente compartilham o mesmo canal de comunicação, conforme descrito no item 3.3.5.

Para essa alocação de medidores, a Tabela 13 apresenta os indicadores *Saving Index.* No caso, o valor do indicador foi de 0,16, o que representa uma alocação moderadamente econômica, com uma proporção considerável de nós não monitorados diretamente.

Tabela 13 – *Saving Index* calculado para a alocação de medições realizadas no sistema teste.

Descrição	[77]	[29]	Presente Trabalho
Nº de Medições	36	30	48
Nº Canais de Comunicação	5	3	6
Tensões estimadas	48	48	48
Saving Index	0,22	0,4	0,16

Fonte: Autoria própria.

Para assegurar uma comparação equitativa entre os métodos de estimação avaliados, foram consideradas apenas medições obtidas por canais de comunicação compartilhados, ou seja, originadas de dispositivos de medição que capturam simultaneamente tensões e correntes no mesmo ponto da rede elétrica. Essa abordagem simula uma condição prática de campo, em que a infraestrutura de medição é limitada, porém compatível com a realidade operacional de concessionárias que adotam sistemas de monitoramento inteligentes.

Com relação ao processo para a análise da aderência dos resultados dos estimadores em relação aos valores de referência, como exposto na seção 3.3.5, as métricas de desempenho adotadas correspondem as grandezas e_{MAPE} e o e_{Pico}.

As avaliações do nível de exatidão entre as respostas esperadas e as obtidas são conduzidas em duas etapas. Na primeira, utilizam-se modelos representativos que seguem fielmente a formulação original dos métodos. Na segunda, são consideradas as melhorias propostas nesta tese, o que permite uma análise comparativa do impacto dessas adaptações sobre o desempenho dos estimadores.

Visando representar diferentes tipos de transitórios eletromagnéticos, cinco situações típicas de ocorrência foram consideradas:

- **Caso 01:** Avaliação do desempenho do método com o sistema rigidamente aterrado e sob a ocorrência de um curto-circuito fase-terra aplicado na fase A do barramento 7. Nesta situação, realiza-se o desligamento e religamento da rede, simulando uma ação típica de manifestação em campo.

- **Caso 02:** Situação similar à do Caso 01, diferenciando-se pelo fato de que o sistema de geração é considerado isolado, o que reproduz uma condição relacionada ao deslocamento do potencial do neutro em relação à terra.

- **Caso 03:** Ocorrência de duas energizações sucessivas de banco de capacitores, a primeira localizada no barramento 15 e, em seguida, outra pertencente ao barramento 5.

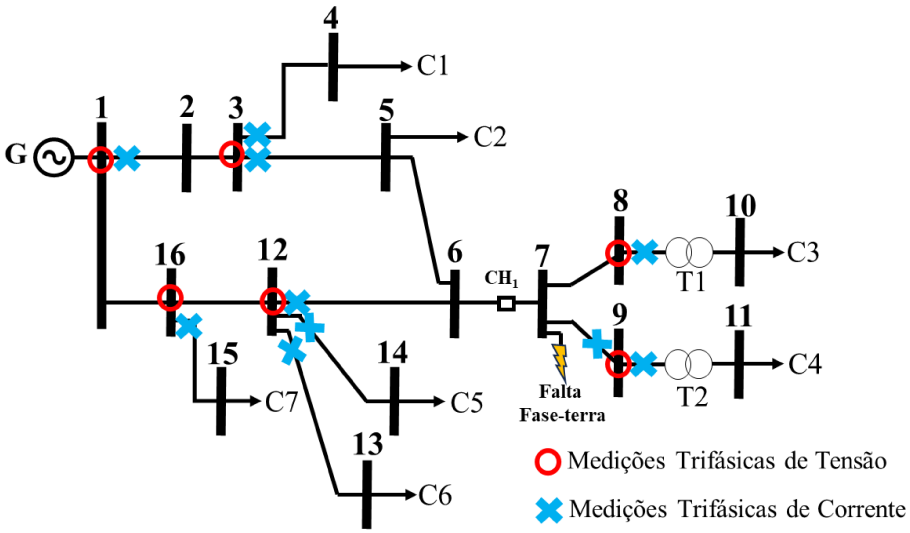
- **Caso 04:** Energização e posterior reignição durante a abertura de um banco de capacitores localizado no barramento 3;

- **Caso 05:** Incidência e propagação de um transitório impulsivo no sistema elétrico imediatamente antes do barramento 1.

4.3.2. Resultados para o Caso 01 – Evento: curto-circuito - Neutro rigidamente aterrado

O Caso 1, ilustrado na Figura 37, consiste na análise de um curto-circuito fase-terra ocorrido na barra 7, entre a fase A e o terra. Ressalta-se que, propositalmente, esse ponto não está entre os monitorados na rede analisada, permitindo avaliar a capacidade dos estimadores em reconstruir grandezas em regiões não diretamente observadas.

Figura 37 – Estudo de desempenho associado ao Caso 01 – curto na barra 7 – desligamento da rede e energização de um sistema isolado.



Fonte: Autoria própria.

Como indicado na Tabela 14, em $t = 0,1s$ ocorre a aplicação do curto-circuito, o qual permanece no sistema por um período de 100 milissegundos. Para tanto a chave (CH_1) é parametrizada para atuar após esse intervalo, interrompendo a falta com a desconexão do

alimentador à jusante da barra 7. Após decorridos 50 milissegundos o sistema é restaurado às condições originais de operação.

Tabela 14 – Descrição dos eventos impostos ao sistema teste - Caso 01.

Etapas da Manobra	Descrição	Instante de Início (s)	Duração (ms)	Instante de Término (s)
1	Incidência da falta fase-terra na fase A	0,1	100	0,2
2	Atuação da chave (CH_1) para desligamento da parte do sistema a jusante da barra 7	0,2	50	0,25
3	Restauração do sistema às condições nominais de operação	0,25	-	-

Fonte: Autoria própria.

a. Sem as capacitâncias de fuga dos transformadores

Para a condição em análise, os maiores erros obtidos encontram-se destacados na Tabela 15. Como os barramentos 1, 3, 8, 9, 12 e 16 correspondem às posições onde foram instalados os medidores (cujas leituras são incorporadas diretamente ao vetor z do estimador), os erros nesses pontos são nulos, sendo, por esse motivo, omitidos da tabela.

Verifica-se que, com exceção da fase A da barra 2, ambos os estimadores mantêm o e_{MAPE} abaixo de 3%, evidenciando uma boa aderência aos valores de referência. Esses baixos erros percentuais refletem a linearidade intrínseca às técnicas de estimação implementadas, que lhes conferem caráter determinístico.

No confronto direto, o estimador baseado na NDS sobressai ao reduzir sistematicamente o erro médio em relação ao NIS: nas barras 2, 5, 6 e 7, o e_{MAPE} diminui entre 20% e 40% com a aplicação da NDS. Além disso, em trechos delimitados por linhas de transmissão curtas — como nos barramentos 4, 14 e 15 — ambos os estimadores apresentam erros médios desprezíveis (< 0,1 %) e erros de pico inferiores a 0,2 %. Por outro lado, as barras 10 e 11 revelam condições bem mais desafiadoras para o estimador NIS, o qual reproduz valores de e_{MAPE} superiores a 5% nas fases B e C, indicando inconsistência significativa nas estimativas fornecidas.

Tabela 15 – Erro percentual temporal por fase - estimação de estados do sistema com neutro solidamente aterrado – transformadores sem capacitância de fuga - Caso 01.

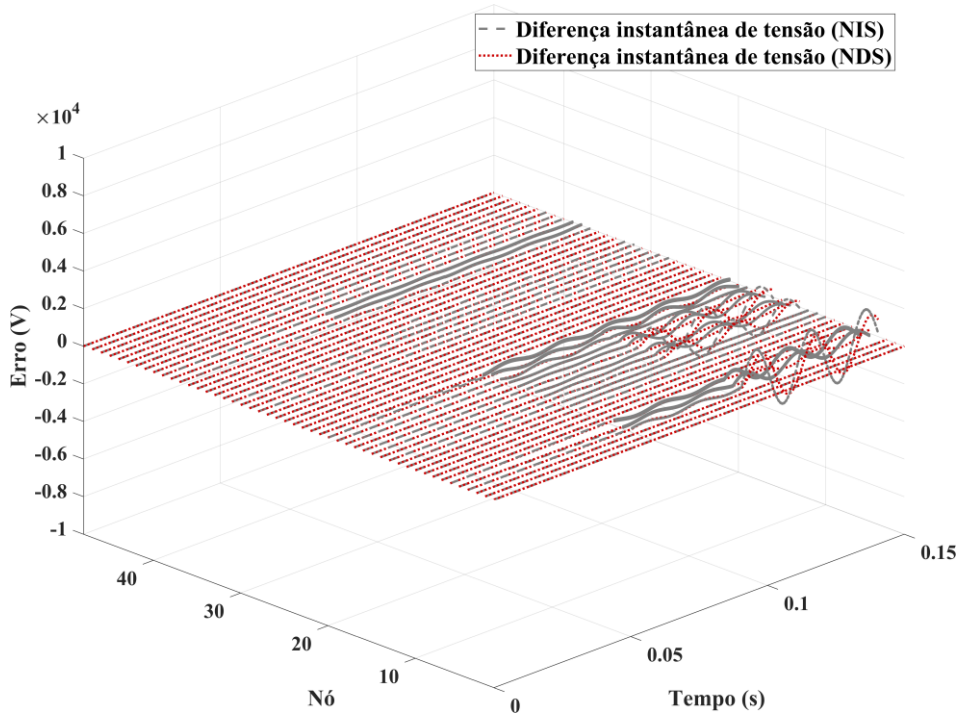
Barra	TSE	Fase A		Fase B		Fase C	
		e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)
2	**NIS**	6,5355	1,2672	1,8716	1,5826	2,1299	1,7313
	NDS	4,8168	1,1148	0,7788	1,8822	0,2152	1,1149
4	**NIS**	0,0389	0,0982	0,0977	0,1782	0,1049	0,1787
	NDS	0,0730	0,1580	0,1094	0,1488	0,1045	0,1499
5	**NIS**	2,6114	0,3936	1,0418	1,9438	1,0948	0,3699
	NDS	1,5821	0,3028	0,2924	0,4991	0,1634	0,4011
6	**NIS**	3,2084	0,3409	1,2497	2,3869	1,3104	0,4342
	NDS	1,9898	0,3330	0,2750	0,3445	0,1461	0,3648
7	**NIS**	0,4570	0,8056	1,0491	1,8384	0,8618	1,7518
	NDS	0,2320	0,5494	0,5015	0,7694	0,4097	0,7685
10	**NIS**	1,4254	3,5646	5,7561	2,5438	5,6805	1,5905
	NDS	0,3823	0,9342	0,7869	1,2101	0,6695	1,2066
11	**NIS**	1,6956	0,0819	6,5110	1,3463	6,1031	2,0357
	NDS	0,4617	1,1722	0,9661	1,4905	0,8234	1,4883
13	**NIS**	0,1191	0,2167	0,3408	0,5744	0,3432	0,1496
	NDS	0,1969	0,4979	0,3595	0,4744	0,3324	0,4799
14	**NIS**	0,0191	0,0123	0,0265	0,0411	0,0210	0,0085
	NDS	0,0178	0,0174	0,0208	0,0180	0,0194	0,0212
15	**NIS**	0,0007	0,0008	0,0013	0,0023	0,0010	0,0012
	NDS	0,0005	0,0012	0,0010	0,0013	0,0009	0,0014

Fonte: Autoria própria.

Para melhor visualização das constatações realizadas aos dados numéricos apresentados na Tabela 15 , a Figura 38 apresenta, para cada barramento, o desempenho temporal das formas de onda das tensões trifásicas, representando a diferença entre os valores instantâneos estimados

e os valores de referência. Ambos os estimadores, NIS e NDS, são comparados nesta análise. A imagem expressa os resultados para os 48 nós do sistema, correspondentes às três fases dos 16 barramentos que compõem a rede elétrica simulada.

Figura 38 – Síntese dos erros da estimação realizada pela NDS – Caso 01.

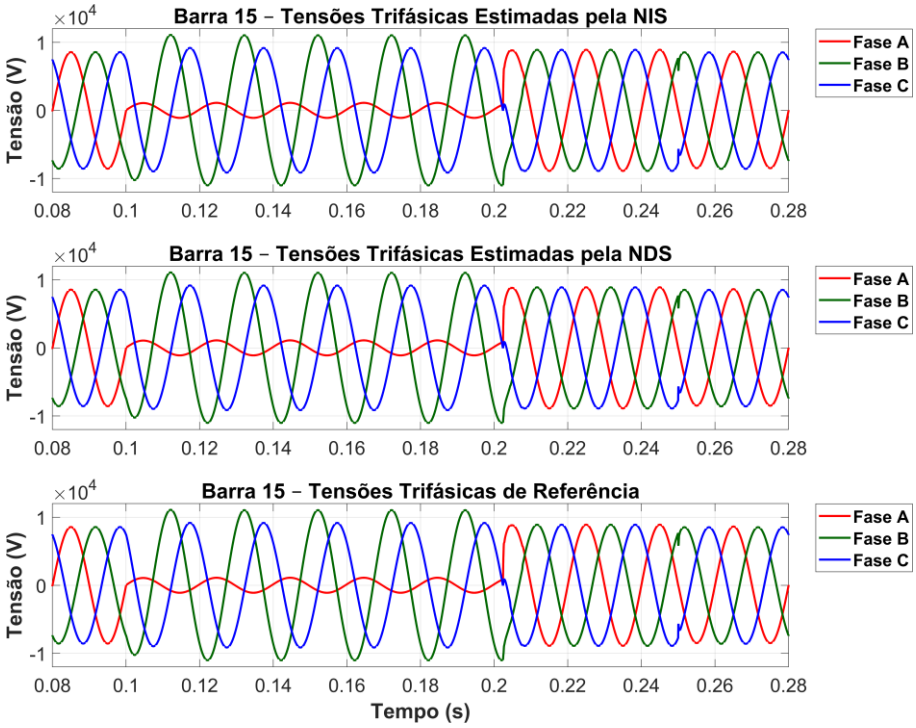


Fonte: Autoria própria.

Os oscilogramas indicados na Figura 39 ilustram as formas de onda de tensão transitória estimadas pelas formulações por meio das formulações NIS e NDS no barramento 15. Em cada gráfico, são exibidos três perfis de resposta para o mesmo ponto físico do sistema elétrico: os dois primeiros correspondem às estimativas de estado obtidas pelas abordagens NIS e NDS, respectivamente, enquanto o terceiro refere-se ao valor de referência obtido diretamente no ambiente MATLAB/*Simulink*.

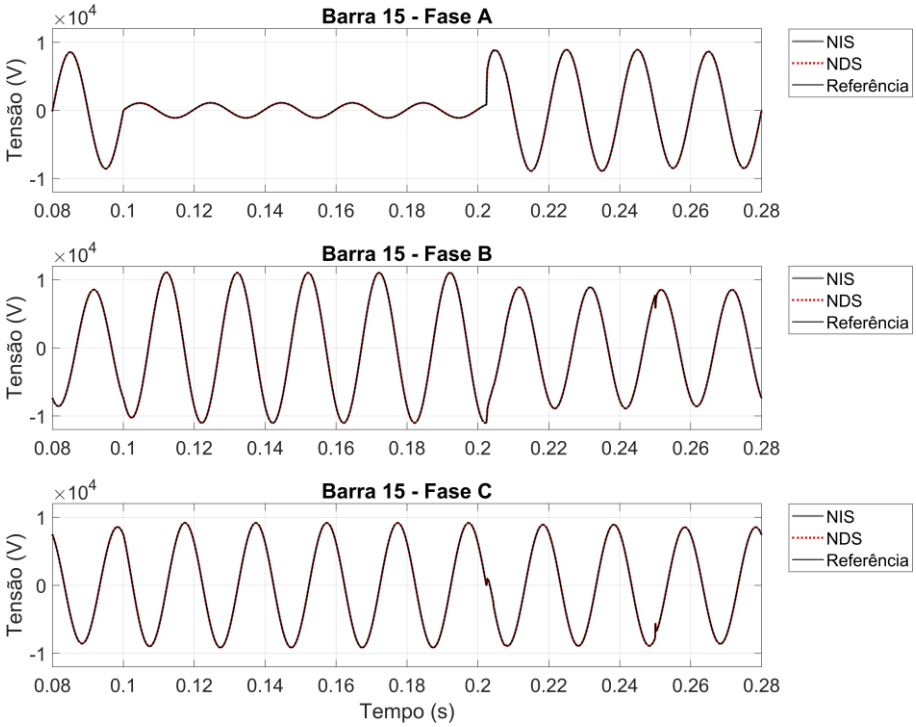
Complementarmente, a Figura 40 detalha a sobreposição, para as três fases, das formas de onda de tensão estimadas pelos dois métodos com aquelas adotadas como referência. Pela análise visual, constata-se que as estimativas apresentam excelente concordância com os valores simulados, o que reforça a eficácia dos modelos implementados e confirma a capacidade dos estimadores em capturar os efeitos da propagação do fenômeno em um ponto fisicamente distante da ocorrência da falta.

Figura 39 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (*Simulink*) - barra 15 – Caso 01.



Fonte: Autoria própria.

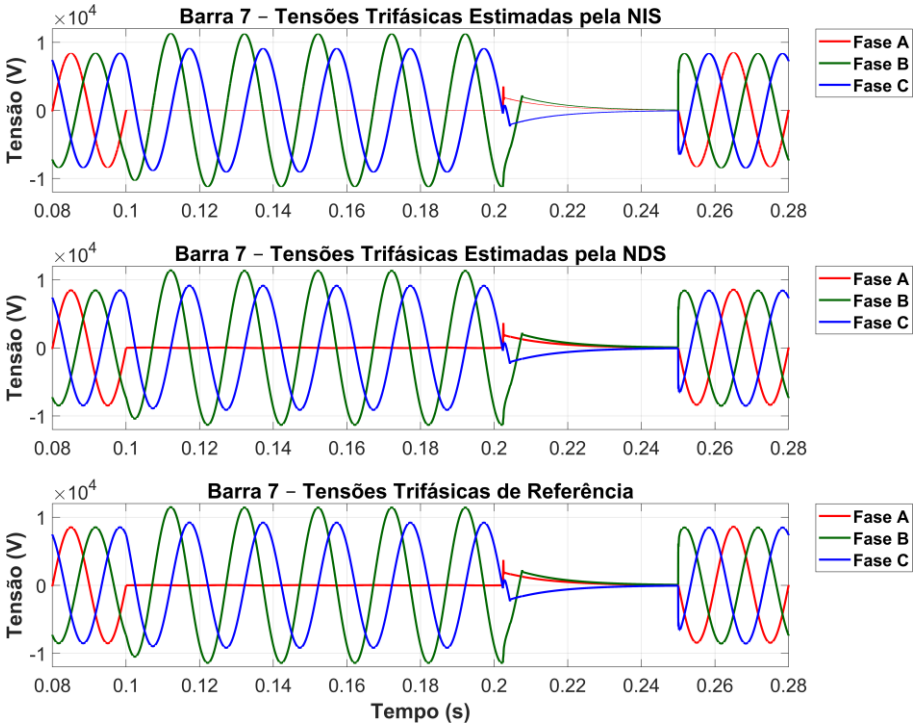
Figura 40 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 15 - Caso 01.



Fonte: Autoria própria.

Prosseguindo, tem-se a estimação das tensões no barramento 7, ou seja, no local de falta. A Figura 41 ilustra as formas de onda estimadas por cada método, bem como a comparação com os valores de referência. Os oscilogramas mostram que, durante a ocorrência da falta fase-terra, o barramento 7, localizado nas proximidades do curto-circuito, torna-se nula. Concomitantemente, observa-se um aumento nas amplitudes das tensões nas fases B e C. Por sua vez, o barramento 15, situado em uma posição mais distante, apresentou um afundamento de tensão na fase A, com comportamento semelhante também nas demais fases.

Figura 41 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (*Simulink*) - barra 7 – Caso 01.

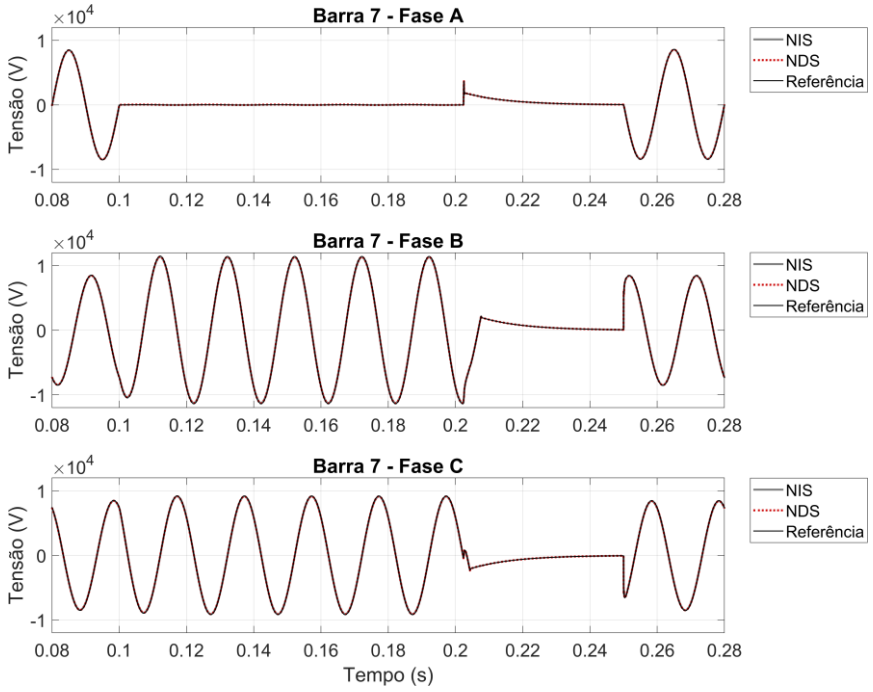


Fonte: Autoria própria.

Para avaliar com maior precisão a qualidade da estimação, a Figura 42 mostra , para esse mesmo barramento, a sobreposição das formas de onda das tensões estimadas por ambos os métodos, NIS e NDS, com as formas de referência, considerando as três fases.

Visualmente, observa-se que, para a fase A, ambos os estimadores resultaram em uma tensão residual próxima de zero, sendo que a modelagem por NDS apresentou uma aproximação mais precisa. O efeito transitório associado à abertura e ao fechamento das chaves também foi adequadamente reproduzido. Os resultados estão em conformidade com os erros observados na Tabela 15.

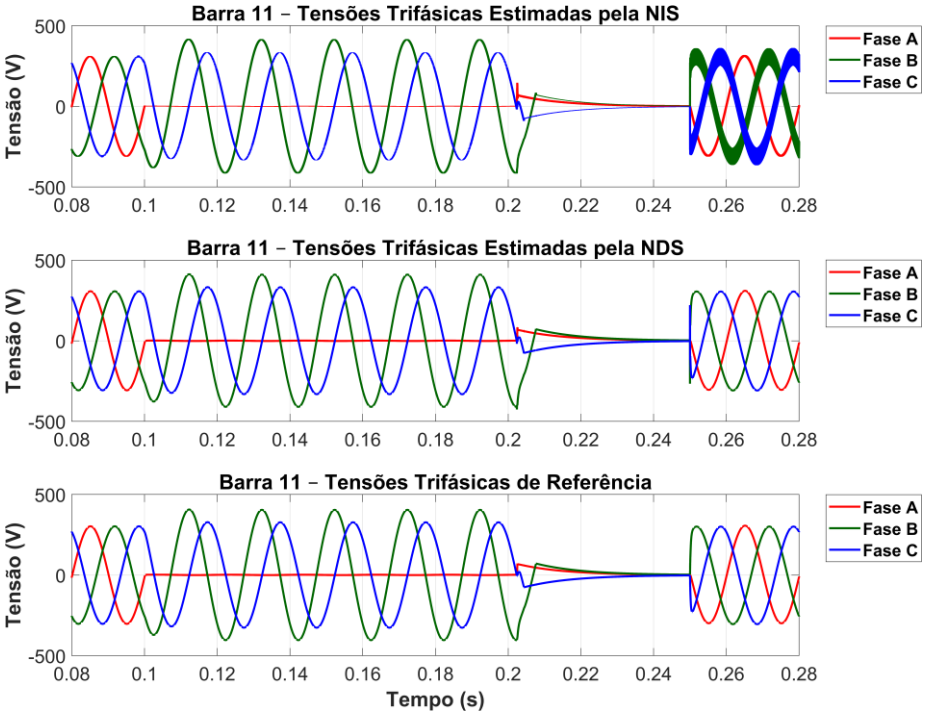
Figura 42 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 7 - Caso 01.



Fonte: Autoria própria.

Após analisar os efeitos do transitório em média tensão, avaliou-se o mesmo evento na baixa tensão por meio das tensões estimadas para o barramento 11, mostradas na Figura 43.

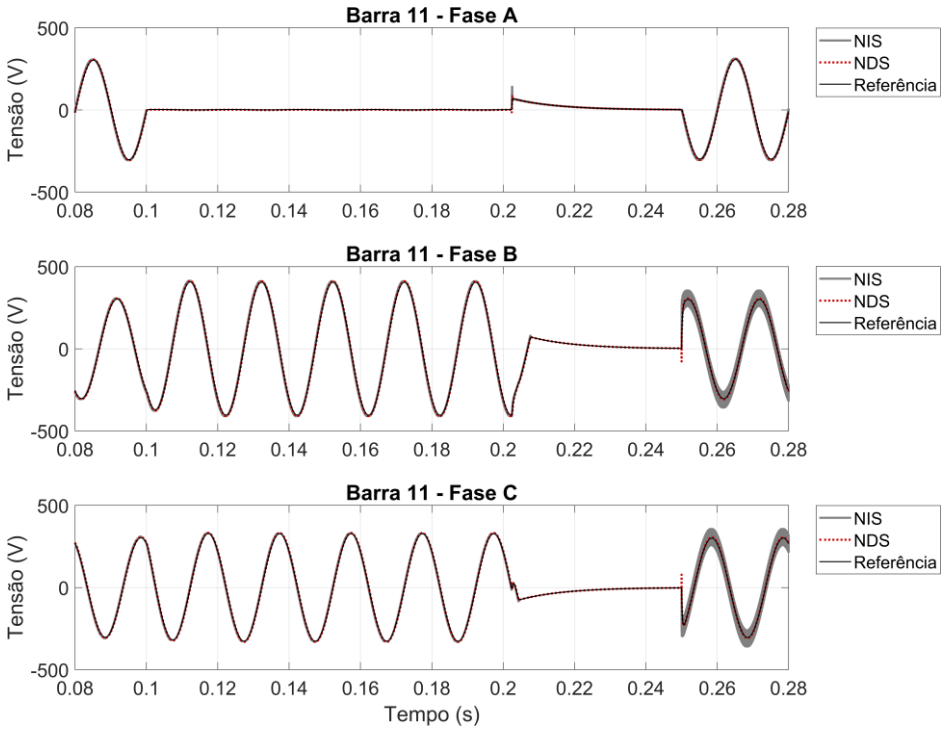
Figura 43 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (*Simulink*) - barra 11 – Caso 01.



Fonte: Autoria própria.

Analisando a Figura 43, observa-se que, até o restabelecimento do sistema, por volta de 0,20 s, ambos os estimadores acompanham com boa fidelidade as formas de onda de referência. Contudo, logo após o segundo chaveamento, o método NIS perde convergência, uma vez que as fases B e C passam a apresentar deriva em amplitude e fase em relação ao gabarito, resultando em desvios progressivos e picos elevados de erro numérico. Por outro lado, o método NDS retoma imediatamente o rastreio preciso da forma de onda. Na Figura 44, em que as três fases estimadas são sobrepostas às formas de onda de referência, esse comportamento torna-se ainda mais evidente.

Figura 44 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 11 - Caso 01 – transformador sem capacitâncias de fuga.



Fonte: Autoria própria.

Diante do exposto, conclui-se que os estudos evidenciaram, nos termos estabelecidos, as limitações da NIS, em razão das imprecisões constatadas na reprodução das formas de onda quando comparadas com o gabarito. Além disso, observam-se oscilações numéricas expressivas, sobretudo nos instantes imediatamente posteriores aos chaveamentos.

b. Com as capacitâncias de fuga dos transformadores

Sob as mesmas circunstâncias transitórias descritas na Tabela 14, os métodos da NIS e NDS foram, na sequência, considerados de forma a incorporar as capacitâncias de fuga ao

modelo de transformador. Assim procedendo, as métricas de erro foram recalculadas para os novos resultados, tendo-se observado alterações significativas apenas para os barramentos 10 e 11, os quais correspondem aos pontos de conexão com transformadores. Como os valores estimados nos demais barramentos permaneceram inalterados, apenas as métricas de erros relativas aos barramentos 10 e 11 são apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Erros percentuais temporais por fase e pico nos barramentos 10 e 11 após inclusão das capacitâncias de fuga dos transformadores - Caso 01.

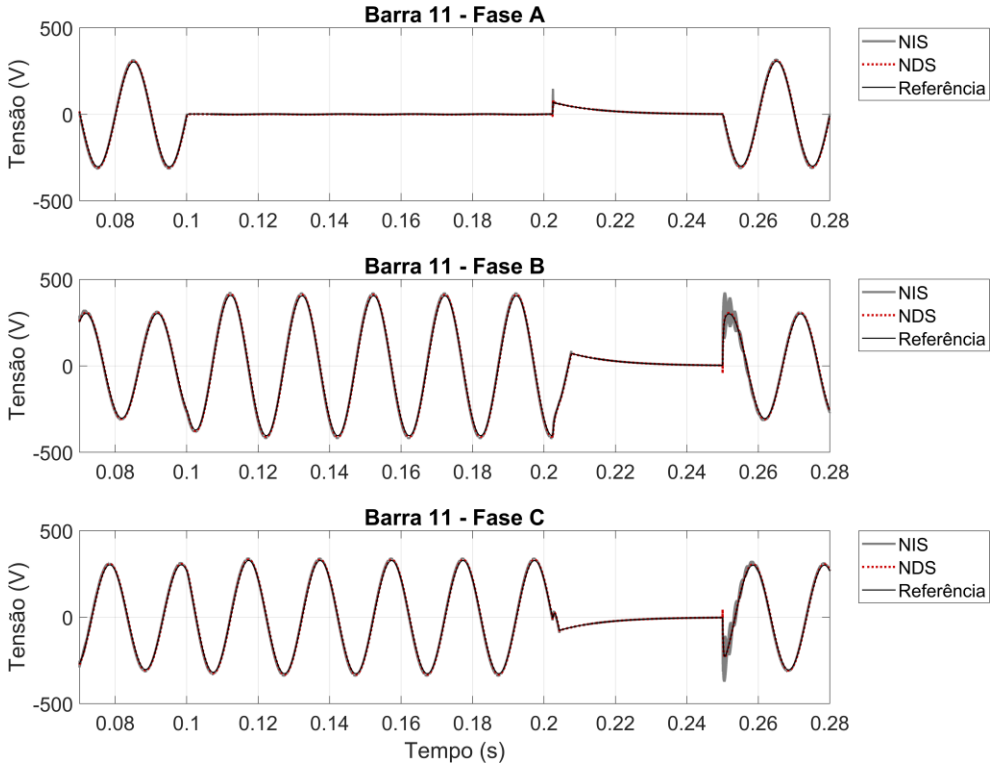
Barra	**TSE**	**Fase A**		**Fase B**		**Fase C**	
		e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**	e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**	e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**
10	**NIS**	0,9255	3,2027	3,4584	3,2072	2,9517	3,2032
	NDS	0,3839	0,9481	0,7941	1,2239	0,6756	1,2204
11	**NIS**	1,0865	3,6831	4,0294	3,6905	3,4258	3,6954
	NDS	0,4637	1,1861	0,9737	1,5044	0,8296	1,5022

Fonte: Autoria Própria

A comparação dos resultados, antes e após a inserção das capacitâncias de fuga, deixa clara a melhoria do processo de estimação, com destaque a NIS, que obteve maiores ganhos proporcionais da sua efetividade aos fins propostos. Observa-se que, embora o valor de pico das tensões tenha aumentado na faixa de 2~5 Volts em algumas situações, para a NIS os valores para os indicadores e_{MAPE} apresentaram melhorias de qualidade de cerca de 30% a 40% para alguns resultados. Isto, naturalmente, é atribuído à influência exercida pelas capacitâncias, suavizando as oscilações numéricas, aproximando o desempenho do método aos valores de referência, e o efeito torna-se ainda mais perceptível, principalmente, quando os transformadores possuem elevadas indutâncias. Já para o método da NDS, que já apresentava baixos erros antes da inserção, o impacto foi marginal.

Para fins ilustrativos, a Figura 45 reproduz, novamente, as formas de onda estimadas e de referência no barramento 11, após inserção dos parâmetros de capacitância de fuga. Nela, observa-se que o método da NIS, como já mencionado, apresenta um ganho global de precisão mais acentuado, com amortecimento significativamente mais rápido logo após o reestabelecimento do sistema. Esses resultados confirmam que a inclusão das capacitâncias de fuga tende a melhor adequar a reprodução dos fenômenos ocorridos na instalação. Para a NDS a melhora observada está na redução no pico de tensão estimado após o restabelecimento do sistema, ocorrido no instante de 0,25 segundos.

Figura 45 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 11 - Caso 01 – transformador com capacitâncias de fuga.



Fonte: Autoria própria.

Objetivando sintetizar os resultados obtidos para o Caso 1, a Tabela 17 contém um extrato dos valores de tensão de pico previstas como referência e aquelas estimadas por ambos os métodos, considerando a sequência de eventos descritos na Tabela 14. Esses valores permitem uma compreensão imediata da sensibilidade dos erros de pico observados. Nesse contexto, infere-se que a fase B dos barramentos foi a mais afetada, apresentando elevações de tensão em torno de 30% em relação à tensão nominal de pico do sistema.

Tabela 17 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 01.

Número do Barramento	**Máxima tensão fase neutro de pico durante a ocorrência de todo o evento (kV)**				
	Fase A				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	8,6028	8,5335	0,8056	8,5555	0,5494
11	0,3064	0,3164	3,2753	0,3099	1,1861
15	8,9077	8,9077	0,0023	8,9078	0,0012
	Fase B				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	11,4820	11,271	1,8384	1,1394	0,7694
11	0,4067	0,4208	3,4842	0,4128	1,5044
15	11,0900	11,091	0,0002	1,1091	0,0013
	Fase C				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	9,2229	9,0613	1,7518	9,1520	0,7685
11	0,3279	0,3393	3,4678	0,3328	1,5022
15	9,1791	9,1791	0,0001	9,1792	0,0014

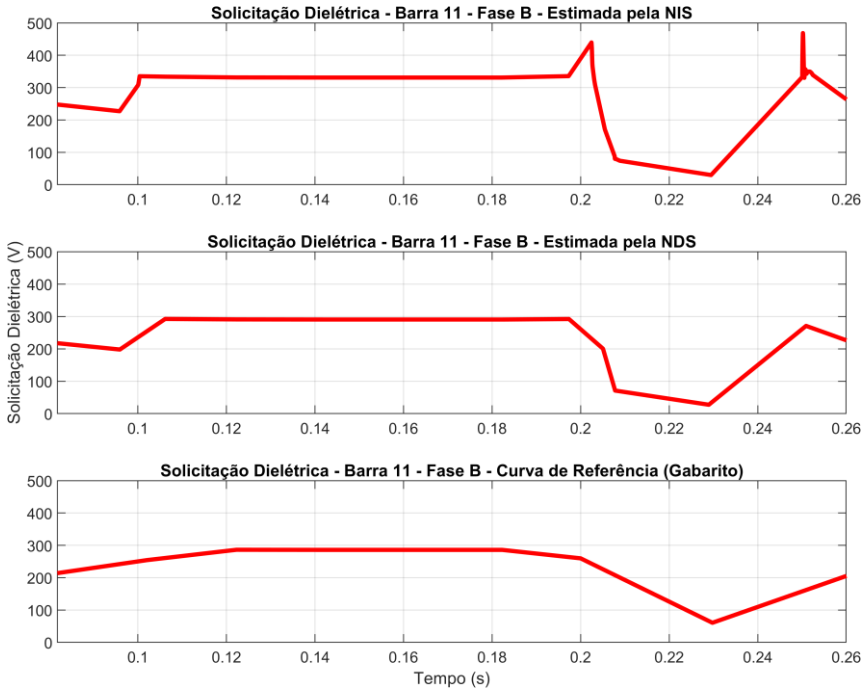
Fonte: Autoria própria.

c. Aplicação dos resultados para obtenção da curva do impacto dielétrico imposta ao barramento 11

Em consonância com os objetivos aplicativos dos desenvolvimentos da pesquisa conduzida por esta tese, procede-se, na sequência, a obtenção das denominadas curvas de esforços dielétricos impactantes nos produtos alimentados pelo barramento 11 do sistema elétrico em estudo. Como estabelecido, este ponto físico da instalação não possui instrumentos de medição, portanto, eventuais avaliações de pedidos de ressarcimento para uma instalação aí inserida, somente seria possível via as técnicas de estimação aqui exploradas.

Desse modo, ao aplicar a equação (6) nas formas de ondas estimadas para a fase B do barramento 11, foram obtidas as curvas de suportabilidade dielétricas mostradas na Figura 46. Os valores de tensão estimados utilizados referem-se ao caso em que as capacitâncias de fuga dos transformadores foram incorporadas ao modelo do estimador. A figura em questão ilustra, mais uma vez, o desempenho obtido pelos processos de estimação de estado via NIS e NDS, em comparação com aquele fornecido diretamente pelo simulador utilizado nos estudos.

Figura 46 – Resultados para os esforços dielétricos para a fase B do barramento 11 – desempenho do estimador de estado versus do MATLAB/*Simulink*.



Fonte: Autoria própria.

Observa-se que a curva de referência apresenta uma elevação suave até cerca de 0,16 s, seguida de uma queda gradual e posterior recuperação parcial, o que caracteriza um comportamento típico de um transitório com exigência dielétrica moderada e bem definida. A estimativa obtida via NIS acompanha parcialmente essa tendência até aproximadamente o instante de 0,20 s, mas exibe oscilações abruptas e ruídos acentuados a partir desse ponto, com destaque para um pico superior a 450 V em 0,24 s, comprometendo a fidelidade da estimativa. Em contraste, o método pela NDS reproduz de forma mais aderente e estável a curva de referência, especialmente no intervalo de maior esforço dielétrico (entre 0,10 s e 0,18 s), fornecendo uma resposta mais suave e representativa da condição real, o que evidencia sua superioridade em termos de robustez e precisão durante o evento transitório. Estudos análogos

poderiam ser também realizados para a determinação dos esforços térmicos, os quais seriam prontamente obtidos através do emprego das correntes que se estabelecem no ramal sob análise.

4.3.3. Resultados para o Caso 02 – Evento: curto-circuito - Neutro isolado

Como amplamente conhecido, o aterramento do neutro em um sistema elétrico exerce significativo impacto na estabilidade, corrente de curto-circuito, dimensionamento da proteção e segurança tanto dos indivíduos quanto da instalação elétrica [103]. Assim, esta seção encontra-se centrada numa avaliação de desempenho dos estimadores de estado para uma situação tal que o neutro, antes rigidamente aterrado, agora passa para a condição de isolado. São, pois, duas avaliações extremas.

A condição de aterramento para o neutro de um sistema pode ocorrer de duas maneiras: diretamente com a terra, onde o neutro estará solidamente aterrado, ou por meio de uma impedância específica conhecida como impedância de aterramento. Em sistemas não aterrados ou aterrados indiretamente por uma elevada impedância de aterramento, durante uma falta fase-terra, observa-se o fenômeno denominado deslocamento de neutro. Esse fenômeno resulta em uma maior diferença de potencial entre o neutro e a terra, gerando, consequentemente, uma maior sobretensão nas duas fases não curto-circuitadas. Nessa situação, a localização da falta torna-se mais complexa.

Dessa forma, os estudos conduzidos para o Caso 2 tem como objetivo principal demonstrar como o deslocamento de neutro, causado pela ausência de aterramento durante a ocorrência de uma falta fase-terra, afeta a resposta de tensão do sistema. A manobra a ser realizada envolve os mesmos passos apresentados na Tabela 14 para o Caso 1, mas considerando o neutro isolado.

a. Com as capacitâncias de fuga dos transformadores

Analisando diretamente os resultados obtidos para o estudo em pauta, a Tabela 18 apresenta os erros obtidos. Uma vez que o fenômeno ocorrido o mesmo do Caso 1, a variação percentual dos erros segue tendência análoga àquela observada anteriormente. Por esse motivo, a simulação foi realizada já incluindo as capacitâncias de fuga dos transformadores.

De um modo geral, observa-se que os erros médios absolutos percentuais e_{MAPE} e de pico e_{pico} são, novamente, menores com a aplicação da NDS, especialmente nas barras mais impactadas pelo transitório (barras 2, 7, 10 e 11). Para estas os valores de erro da NIS chegam

a ultrapassar 4%, enquanto a NDS fica em cerca de 1% ou menos. Nas barras que apresentam os menores impactos, ambos os métodos apresentam desempenhos próximos, embora a NDS ainda mantenha ligeira vantagem em precisão.

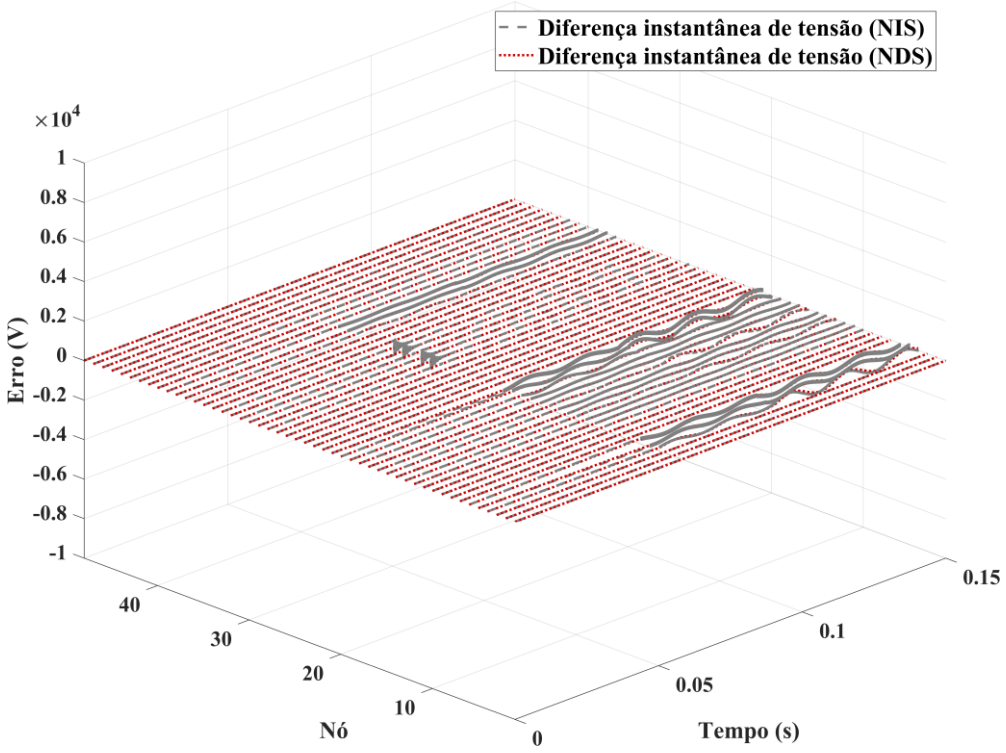
Tabela 18 – Erro percentual temporal por fase - estimação de estados com sistema com neutro isolado - Caso 02.

Barra	TSE	Fase A		Fase B		Fase C	
		e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)
2	**NIS**	1,2258	0,3309	0,9228	1,2791	0,9896	0,6323
	NDS	1,1590	0,3063	0,8150	0,9589	0,8402	0,9709
4	**NIS**	0,0433	0,1058	0,1112	0,1577	0,1107	0,1390
	NDS	0,0653	0,1576	0,1225	0,1316	0,1284	0,1338
5	**NIS**	0,4160	0,0823	0,2724	0,3613	0,2992	0,4138
	NDS	0,3450	0,0489	0,2201	0,2612	0,2257	0,2628
6	**NIS**	0,6143	0,1341	0,1842	0,1955	0,2827	0,1669
	NDS	0,4655	0,0424	0,2187	0,2923	0,2149	0,2723
7	**NIS**	0,5027	0,8067	1,2202	1,7521	1,1455	0,8498
	NDS	0,2405	0,5500	0,5863	0,7287	0,5784	0,7392
10	**NIS**	0,8966	2,8847	3,7962	2,9794	3,7937	2,9898
	NDS	0,3777	0,9338	0,8833	1,0969	0,8983	1,1038
11	**NIS**	1,0647	3,2758	4,4397	3,3905	4,4368	3,3810
	NDS	0,4565	1,1721	1,0840	1,3516	1,1050	1,3627
13	**NIS**	0,1523	0,2883	0,3801	0,1344	0,3582	0,0127
	NDS	0,1957	0,4998	0,3940	0,4451	0,4103	0,4515
14	**NIS**	0,0226	0,0434	0,0336	0,0391	0,0302	0,0143
	NDS	0,0195	0,0274	0,0246	0,0106	0,0260	0,0146
15	**NIS**	0,0010	0,0014	0,0016	0,0024	0,0015	0,0003
	NDS	0,0006	0,0014	0,0011	0,0012	0,0012	0,0013

Fonte: Autoria própria.

A Figura 47 sintetiza, de forma gráfica, as informações numéricas descritas na Tabela 18.

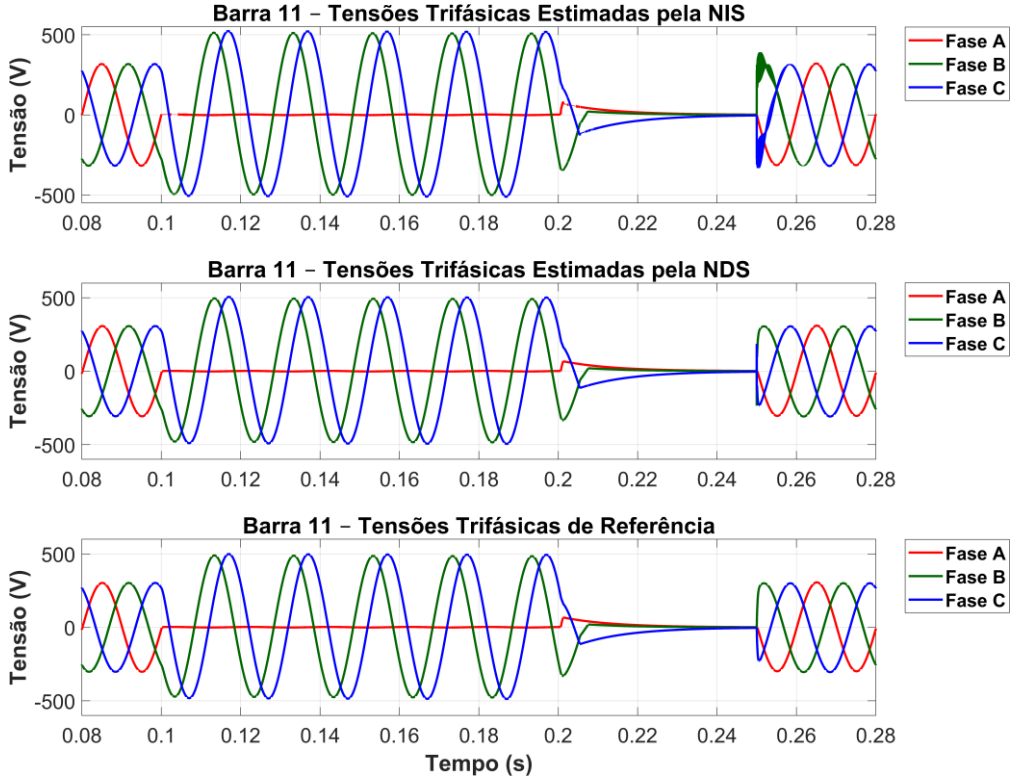
Figura 47 – Síntese dos erros da estimação realizada pela NIS – Caso 02.



Fonte: Autoria própria.

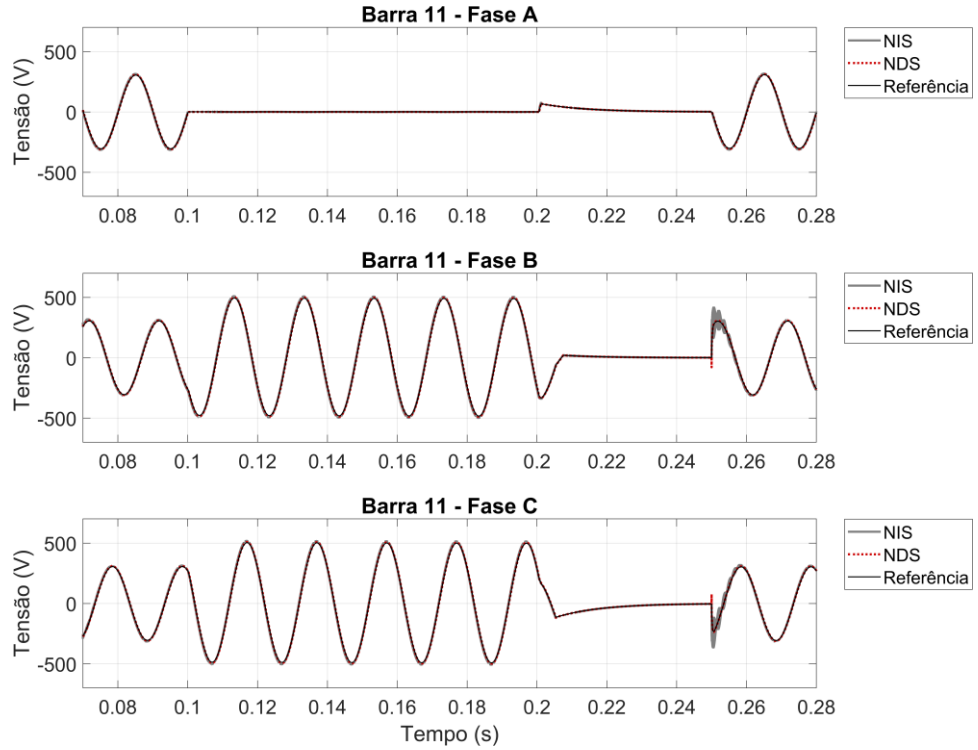
Complementando as informações, a Figura 48 e a Figura 49 apresentam, respectivamente, as formas de ondas estimadas para o barramento 11 na baixa tensão com a sobreposição das fases com a referência. Dos resultados indicados segue que, um consumidor localizado na área estará, pois, submetido a um valor de tensão em torno de 60% superior se estiver conectado à fase B e, em torno 65% superior se estiver conectado à fase C.

Figura 48 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (*Simulink*) - barra 11 – Caso 02.



Fonte: Autoria própria.

Figura 49 – Zoom das formas de onda – estimação versus referência (Simulink) - barra 11 – Caso 02.



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 19 resume os resultados de tensão de pico obtidos para o presente estudo de caso.

Tabela 19 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 02.

Número do Barramento	**Máxima tensão fase neutro de pico durante a ocorrência de todo o evento (kV)**				
	Fase A				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	8,6009	8,5315	0,8067	8,5536	0,5500
11	0,3062	0,3163	3,2758	0,3099	1,1721
15	10,7580	10,7580	0,0014	10,7580	0,0014
	Fase B				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	13,8140	13,5720	1,7521	13,7130	0,7287
11	0,4896	0,5062	3,3905	0,4962	1,3516
15	13,8440	13,8440	0,0024	13,8440	0,0012
	Fase C				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	14,043	13,9240	0,8498	13,9400	0,7392
11	499,31	0,5161	3,3810	0,5061	1,3627
15	14,1060	14,1060	0,0001	14,1060	0,0013

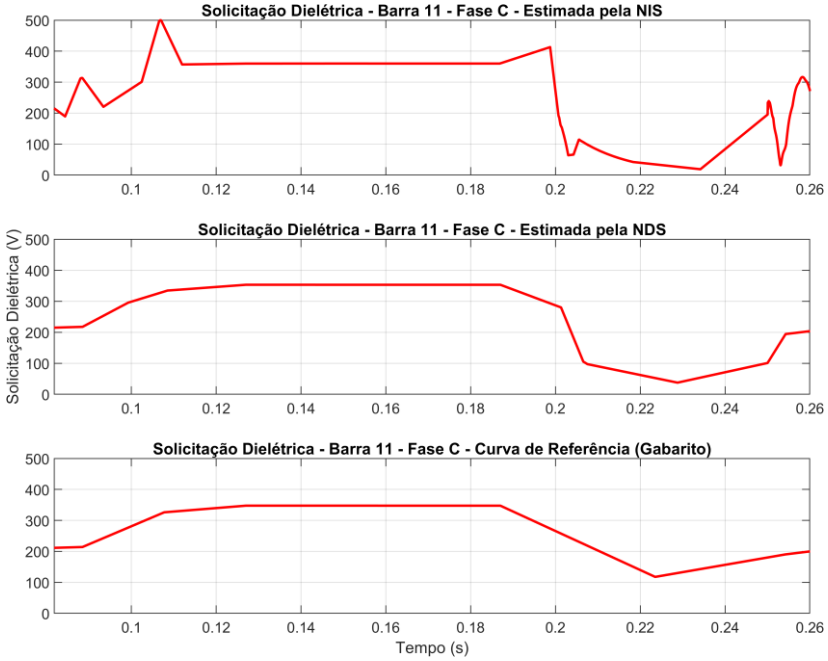
Fonte: Autoria própria.

Para o Caso 2 todas as barras do sistema passaram a apresentar impactos mais expressivos que para a situação com neutro aterrado, indicando elevações acentuadas de tensão nas fases B e C. Ao relacionar com as tensões obtidas durante a falta para o sistema solidamente aterrado, o incremento foi próximo de 20% para a fase B e 52% para a fase C.

b. Aplicação dos resultados para obtenção da curva do impacto dielétrico imposta ao barramento 11

Tendo em vista que a fase C apresentou maiores níveis de tensão durante o transitório, esta foi utilizada para fins da obtenção da curva de solicitação dielétrica imposta ao barramento 11. Os resultados encontram-se indicados na Figura 50. As formas de onda estimadas utilizadas no cálculo dos esforços correspondem ao caso em que as capacitâncias de fuga dos transformadores foram incorporadas aos métodos de estimação.

Figura 50 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase C – desempenho obtido via estimador de estado versus obtido diretamente do MATLAB/*Simulink* – Caso 02



Fonte: Autoria própria.

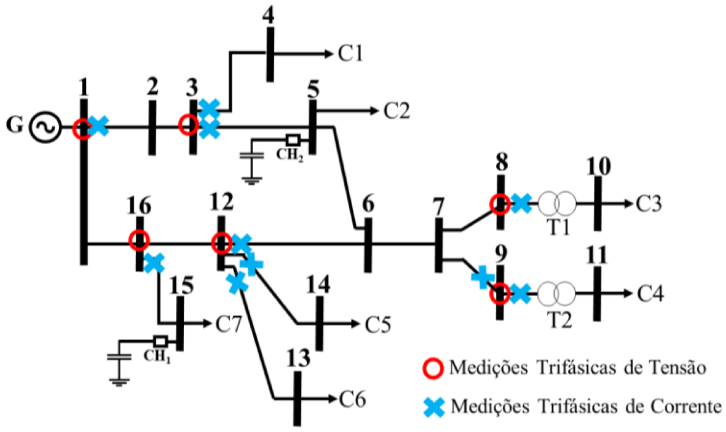
A análise feita indica que, caso uma unidade consumidora esteja conectada a essa barra e fase, seus produtos iriam ser expostos a sobretensões significativas no intervalo de 0,08 s a 0,20 s, durante o qual ocorrem picos de tensão fase-neutro que ultrapassa os 300 V.

Comparando-se o desempenho dos dois estimadores, observa-se que o método da NIS reproduz a curva de suportabilidade de referência com maior ruído, apresentando flutuações acentuadas, especialmente nos instantes de transição do estado do sistema. Em contraste, o método da NDS oferece uma estimativa mais suavizada e aderente ao comportamento real, com destaque para o intervalo entre 0,10 s e 0,18 s, no qual a solicitação dielétrica se mantém elevada.

4.3.4. Resultados para o Caso 03 – Evento: energização sucessiva de bancos de capacitores

Para demonstrar a eficácia dos TSEs na estimação de transitórios oscilatórios, o terceiro caso selecionado envolve a realização de manobras de energização de bancos de capacitores. Visando reproduzir a pior condição transitória, dois bancos de capacitores fixos de 300 kVAr foram posicionados nas barras 5 e 15, como mostrado na Figura 51, os quais inicialmente se encontram desenergizados.

Figura 51 – Localização física dos bancos de capacitores no sistema teste - barras 5 e 15.



Fonte: Autoria própria.

Os estudos associados com o presente evento foram realizados de acordo com o indicado na Tabela 20. No instante *t* igual a 105ms, a chave CH_1, inicialmente aberta, é fechada, energizando assim o banco de capacitores da barra 15. Em seguida, no instante de 115ms, a chave CH_2, também inicialmente aberta, é fechada, promovendo a energização do banco de capacitores da barra 5.

Tabela 20 – Descrição dos eventos aplicados ao sistema teste para o Caso 03.

Etapas da Manobra	Descrição	Instante de Início (*ms*)
1	Atuação da chave (CH_1) para energização do banco de capacitores da barra 15	105
2	Atuação da chave (CH_2) para energização do banco de capacitores da barra 5	115

Fonte: Autoria própria.

Os instantes de chaveamento foram definidos de modo a intensificar os fenômenos transitórios na fase A. Para isso, as energizações ocorreram de forma sucessiva, em tempos que

coincidem com os picos dos semiciclos positivo e negativo da tensão dessa fase, maximizando, assim, os efeitos observados.

a. Sem as capacitâncias de fuga dos transformadores

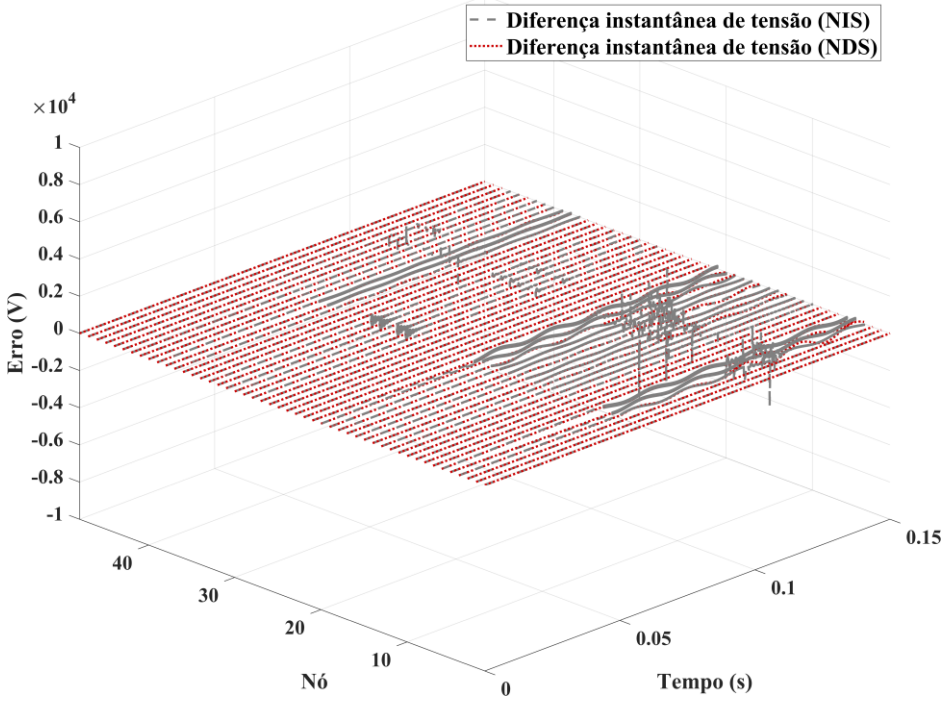
Após execução de ambos os estimadores, os resultados obtidos para os erros percentuais são destacados na Tabela 21 e Figura 52.

Tabela 21 – Erro percentual temporal por fase - estimação de estados para energização de banco de capacitores - Caso 03.

Barra	TSE	Fase A		Fase B		Fase C	
		e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)
2	**NIS**	1,4755	6,2643	1,1543	1,4501	1,0846	1,1859
	NDS	0,7718	1,1731	0,8071	1,1149	0,7837	1,0570
4	**NIS**	0,0680	0,0837	0,0882	0,1827	0,1176	0,2044
	NDS	0,1026	0,1605	0,1019	0,1577	0,1020	0,1554
5	**NIS**	0,5813	2,4935	0,4079	0,4024	0,3734	0,2250
	NDS	0,2307	0,2967	0,2322	0,3012	0,2228	0,2787
6	**NIS**	2,0068	7,6217	1,1350	0,6283	1,0708	1,6225
	NDS	0,4503	0,4635	0,3427	0,3343	0,3362	0,2070
7	**NIS**	0,8421	1,3678	0,8786	1,6840	0,9270	1,8456
	NDS	0,4761	0,7342	0,4756	0,7128	0,4751	0,6988
10	**NIS**	5,2472	3,6475	3,8434	1,8061	3,6089	0,6885
	NDS	0,8755	1,7389	0,8354	1,2336	0,8474	1,2311
11	**NIS**	5,9512	11,0820	4,4725	4,7988	4,2369	0,7526
	NDS	1,0579	2,1177	1,0205	1,5190	1,0347	1,5159
13	**NIS**	0,2170	0,1347	0,4046	0,1697	0,2901	0,4944
	NDS	0,3366	0,4943	0,3304	0,5043	0,3295	0,5028
14	**NIS**	0,0200	0,0322	0,0191	0,0168	0,0209	0,0386
	NDS	0,0180	0,0244	0,0178	0,0210	0,0181	0,0216
15	**NIS**	0,1909	0,8629	0,1030	0,0195	0,0989	0,1579
	NDS	0,0445	0,0057	0,0266	0,0011	0,0261	0,0061

Fonte: Autoria própria.

Figura 52 – Síntese dos erros da estimação – Caso 03.

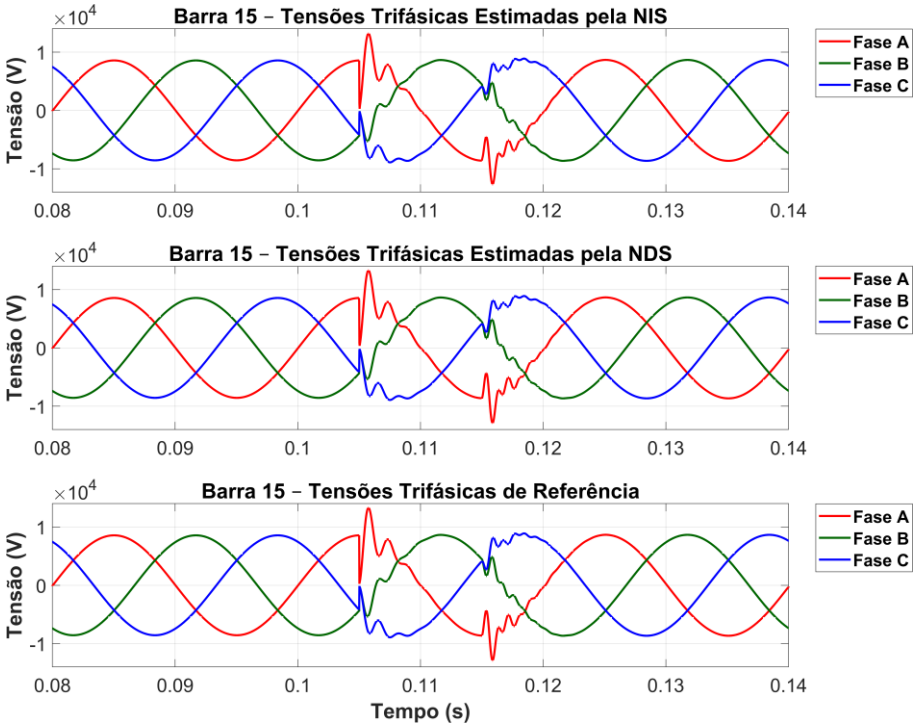


Fonte: Autoria própria.

Observa-se que, de forma geral, a NDS apresenta melhor desempenho em todos os barramentos e fases, com reduções significativas tanto em e_{MAPE} quanto em e_{pico}. Essa superioridade é mais evidente nos barramentos de baixa tensão, 10 e 11, nos quais a NIS apresentou erros máximos de até 11,08%, enquanto a NDS limitou esses valores a cerca de 2,12%. Em barramentos como 4, 13, 14 e 15, ambos os métodos obtiveram baixos valores de erro, mas, ainda assim, a NDS mostrou-se mais consistente. Notavelmente, no barramento 14, os erros ficaram abaixo de 0,04% para ambos os métodos, indicando uma excelente estimação nesses pontos.

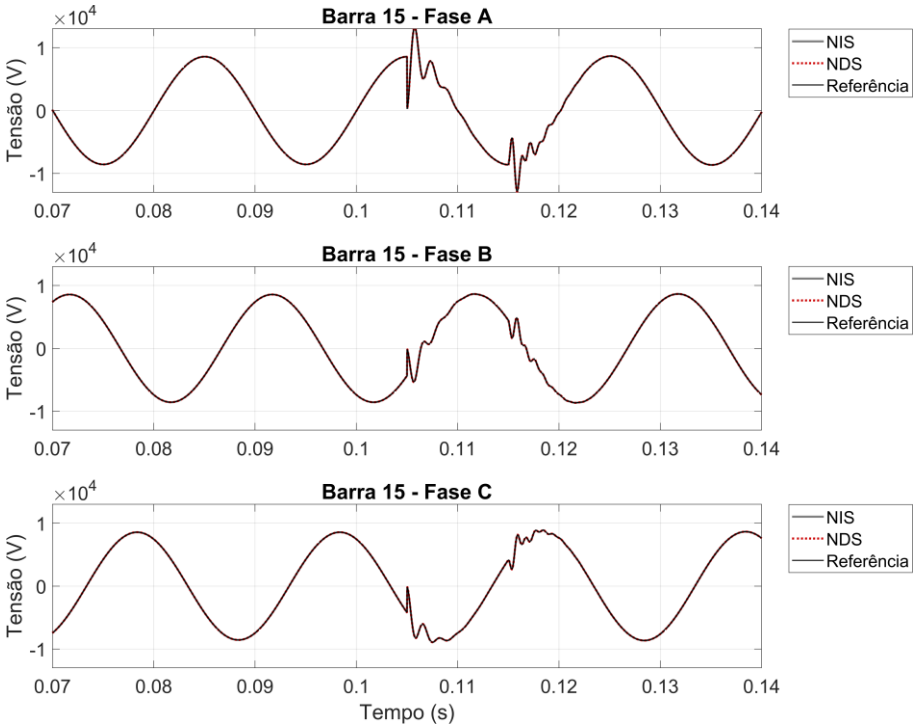
O comportamento da tensão da barra 15 é ilustrado na Figura 53. Os resultados ratificam que, no instante de energização dos bancos de capacitores, manifesta-se, como esperado, um fenômeno transitório característico de um oscilador amortecido. Já os oscilogramas referentes às sobreposições das fases estimadas podem ser prontamente comparadas com o desempenho obtido como referência para os barramentos 7, 11 e 15, como indicado na Figura 54, Figura 55 e Figura 56.

Figura 53 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (*Simulink*) - barra 15 – Caso 03.



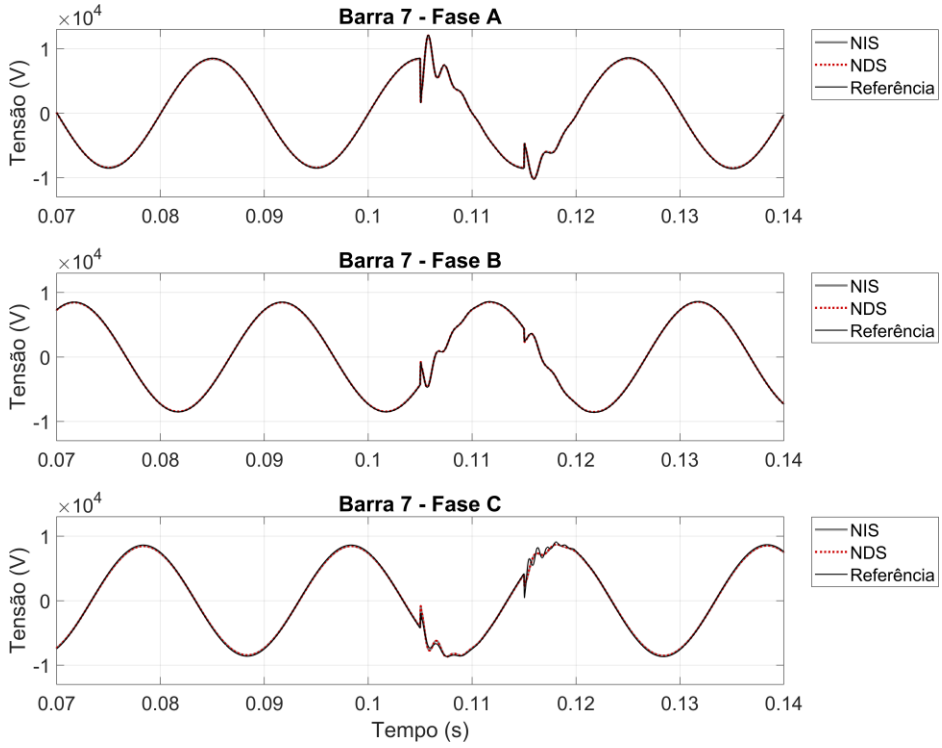
Fonte: Autoria própria.

Figura 54 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 15 - Caso 03.



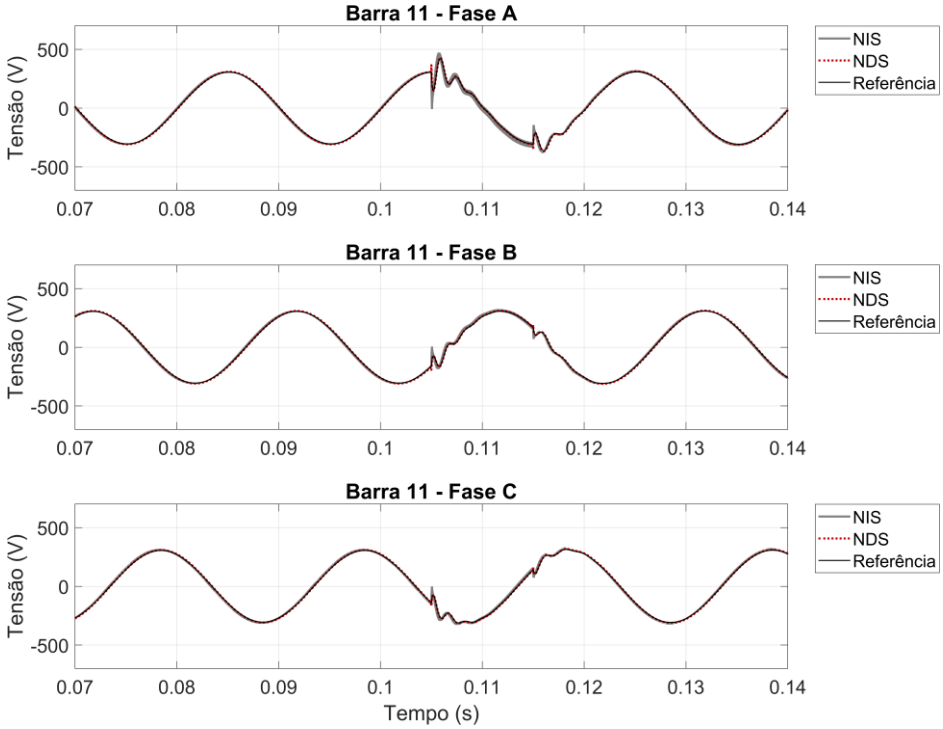
Fonte: Autoria própria.

Figura 55 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 7 - Caso 03.



Fonte: Autoria própria.

Figura 56 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) – barra 11 – Caso 03 – transformador sem capacitância de fuga.



Fonte: Autoria própria.

Tomando por base o barramento 11, verifica-se que o método da NIS apresenta desvios expressivos em relação a referência estabelecida, destacando-se, de forma especial, o ocorrido na fase A. Entre os instantes de 0,10 s e 0,115 s, observam-se oscilações abruptas e ruído acentuado, comportamentos que não se repetem com a mesma intensidade nas estimativas geradas pela NDS. Nas fases B e C, a NIS também apresenta degradação na estimativa, embora de forma menos acentuada. O método da NDS, por outro lado, mantém desempenho superior, sendo capaz de acompanhar com maior fidelidade a forma de onda de referência ao longo de todo o intervalo analisado.

b. Com as capacitâncias de fuga dos transformadores

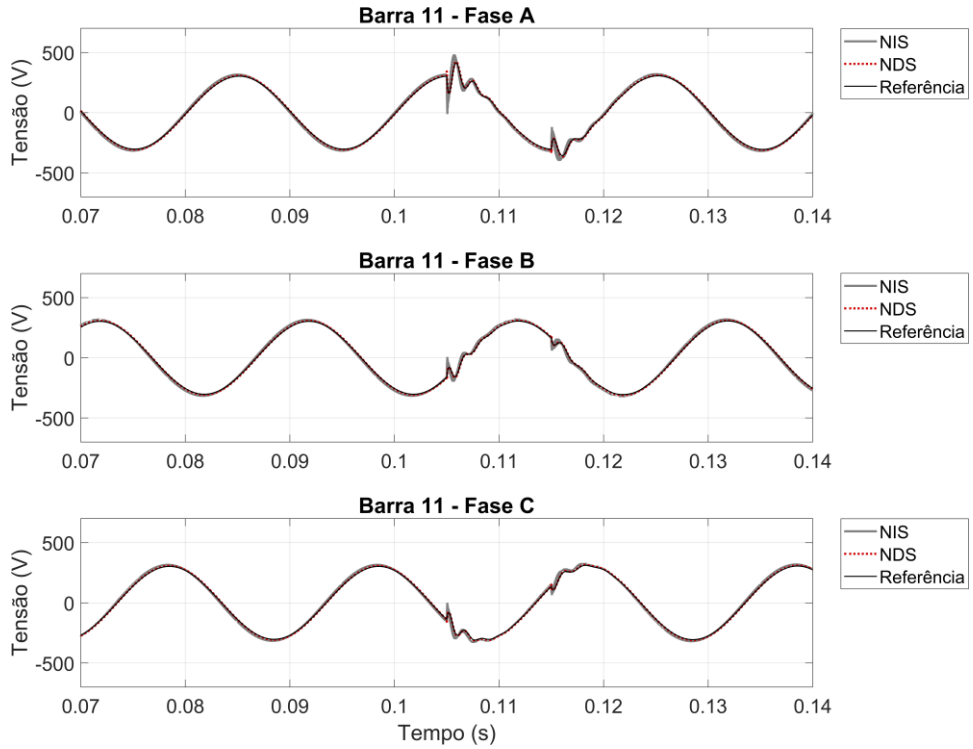
Sob as mesmas condições transitórias apresentadas na Tabela 20, os métodos da NIS e NDS foram ajustados de modo a incluir as capacitâncias de fuga no modelo do transformador. Após a execução dos algoritmos com essa nova modelagem, as métricas de erro foram novamente avaliadas. Verificou-se que as alterações nos resultados permaneceram restritas aos barramentos 10 e 11. A Tabela 22 apresenta as métricas de erro correspondentes a esses barramentos, enquanto a Figura 57 ilustra os oscilogramas resultantes da comparação entre as formas de onda estimadas e a referência para o barramento 11.

Tabela 22 – Erros percentuais temporais por fase e pico nos barramentos 10 e 11 – com capacitâncias de fuga dos transformadores - Caso 03.

Barra	**TSE**	**Fase A**		**Fase B**		**Fase C**	
		e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**	e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**	e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**
10	**NIS**	5,0215	1,3005	3,7125	3,8361	3,5101	3,3537
	NDS	0,8730	1,7210	0,8396	1,2474	0,8506	1,2436
11	**NIS**	5,2446	7,4390	4,0853	4,3374	3,8866	3,9448
	NDS	1,0568	2,1013	1,0252	1,5328	1,0385	1,5287

Fonte: Autoria própria

Figura 57 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (Simulink) - barra 11 - Caso 03 – transformador com capacitâncias de fuga.



Fonte: Autoria própria.

Com a inclusão das capacitâncias de fuga, houve redução significativa nos valores de pico da tensão na fase A — a mais afetada pelos transitórios de elevação. Especificamente, os picos reduziram de 3,64% para 1,30% na barra 10 e de 11,08% para 7,43% na barra 11. Em termos e_{MAPE}, verificaram-se pequenas reduções nos valores obtidos com o método da NIS, indicando uma leve melhoria na qualidade das estimativas. Para o método da NDS, que já apresentava desempenho superior antes da modificação, o impacto foi marginal. Destaca-se, ainda, que para a NDS que o pico transitório indesejado de tensão (que não deveria acontecer), registrado no instante de energização do capacitor da barra em 0,105 segundos, foi reduzido de 363,3V para 340,3V, o que representa uma diminuição de aproximadamente 7,5% em relação à tensão nominal.

Analogamente ao procedimento realizado para os Casos 1 e 2, a Tabela 23 sintetiza os maiores valores de picos registrados antes e durante a incidência do transitório considerado. Observa-se que, na barra 15, houve um aumento em torno de 50% no valor da tensão de pico durante o transitório para a fase A. O transitório propagado para a barra 7 ocasionou um aumento de 40% no pico tensão para mesma fase. Já na baixa tensão, a propagação provocou um aumento instantâneo em torno de 44% na tensão de pico da fase A.

Tabela 23 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 03.

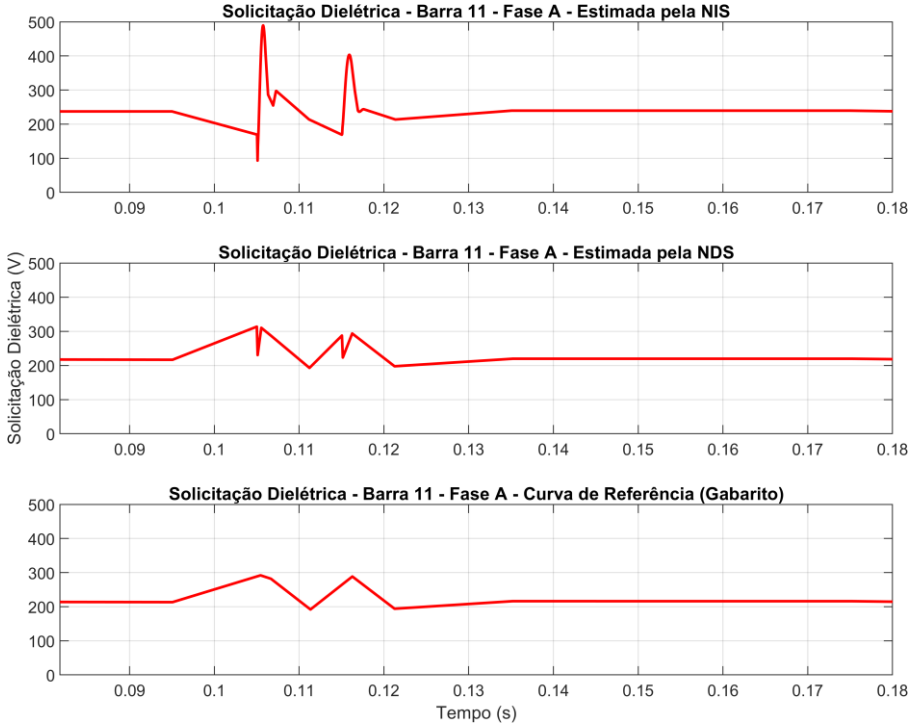
Número do Barramento	**Máxima tensão fase neutro de pico durante a ocorrência de todo o evento (kV)**				
	Fase A				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	12,1350	11,9690	1,3678	12,0460	0,7342
11	0,4147	0,4456	7,4390	0,4234	2,1013
15	13,2890	13,1740	0,8629	13,2880	0,0057
	Fase B				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	8,5844	8,4389	1,6840	8,5232	0,7128
11	0,3046	0,3178	4,3374	0,3093	1,5328
15	8,6399	8,6382	0,0195	8,6400	0,0011
	Fase C				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	8,7913	8,6291	1,8456	8,7299	0,6988
11	311,49	0,3237	3,9448	0,3162	1,5287
15	8,8955	8,8815	0,1579	8,8961	0,0061

Fonte: Autoria própria.

c. Aplicação dos resultados para obtenção da curva do impacto dielétrico imposta ao barramento 11

A Figura 58 apresenta as curvas de solicitação dielétrica para a Fase A, no barramento 11, provocadas pelo transitório em questão, obtidas por meio das metodologias NIS e NDS, além daquela associada às grandezas de referência. Nesse intervalo, o impacto dielétrico atinge picos em torno de 280 V, indicando um aumento pontual na solicitação do isolamento elétrico. As formas de onda estimadas utilizadas no cálculo dos esforços correspondem ao caso em que as capacitâncias de fuga dos transformadores foram incorporadas aos métodos de estimação.

Figura 58 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase C – desempenho obtido via estimador de estado versus obtido diretamente do MATLAB/*Simulink* – Caso 03.



Fonte: Autoria própria

Resumidamente, a NDS apresentou um desempenho mais próximo da curva de referência, conseguindo reproduzir, com relativa fidelidade, tanto o formato geral quanto os valores dos picos durante a janela crítica. Apesar de pequenas oscilações, manteve maior coerência com o comportamento real da curva. Por outro lado, a estimativa fornecida pela NIS exibiu oscilações abruptas e valores exageradamente elevados, especialmente no intervalo entre 0,10 s e 0,12 s, ultrapassando 400 V — valor significativamente superior ao observado na curva de referência. Esse comportamento evidencia, mais uma vez, que as variações abruptas nos sinais de entrada estimadas pela NIS comprometem sua precisão na transposição dos efeitos em curvas de suportabilidade.

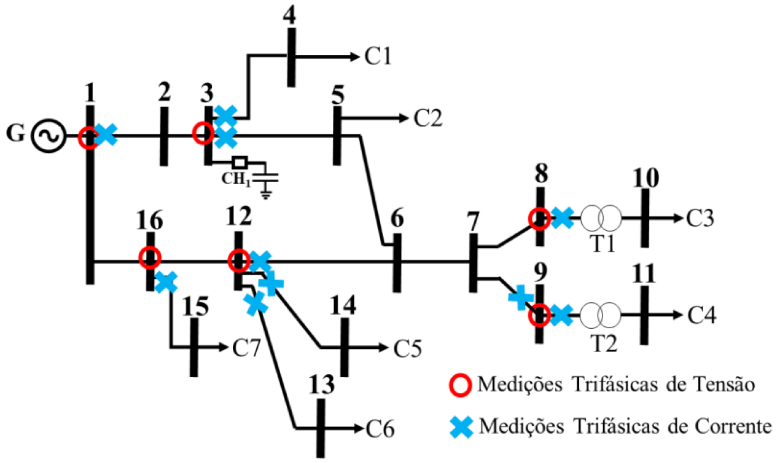
4.3.5. Resultados para o Caso 04 – Evento: energização, abertura e reignição de um banco de capacitores

A reignição de bancos de capacitores pode resultar em falhas no processo de interrupção dos disjuntores, provocadas por sobretensões que excedem os limites de suportabilidade dos equipamentos durante transitórios e ainda por elevadas taxas de recuperação de tensão. Esse religamento não intencional pode desencadear perturbações significativas nas tensões do

sistema, configurando-se como um cenário relevante para a avaliação da robustez e precisão dos estimadores de estado.

Nesse contexto, a Figura 59 apresenta o diagrama unifilar da rede de distribuição empregada nos estudos. O local no qual foi aplicada a perturbação transitória corresponde ao barramento 3, junto ao qual se faz presente um banco de 500 kVAr. O evento imposto encontra-se descrito na Tabela 24.

Figura 59 – Localização física do banco de capacitores no sistema teste – Caso 04.



Fonte: Autoria própria.

Tabela 24 – Descrição dos eventos aplicados ao sistema teste para o caso 04.

Etapas da Manobra	Descrição	Instante de Início (ms)
1	Atuação da chave (CH_1) para energização do banco de capacitores da barra 3	80
2	Atuação da chave (CH_1) para desenergização do banco de capacitores da barra 3	115
3	Reignição da chave (CH_1)	125
4	Abertura da chave (CH_1)	126

Fonte: Autoria própria.

O fenômeno analisado é iniciado através da conexão do banco de capacitores à rede, com o fechamento da chave CH_1 no instante de t = 80*ms*. Em seguida, ocorre uma ação para a desconexão do equipamento, manifestada em t = 115*ms*; contudo, na ocorrência de insucesso na interrupção, verifica-se uma reenergização não intencional do banco em t = 125*ms*. O evento é concluído com a efetiva retirada do capacitor em t = 126*ms*.

a. Sem as capacitâncias de fuga dos transformadores

Após a execução da simulação computacional, com o emprego das técnicas adotadas para os estimadores no sistema teste, foram calculados os indicadores e_{MAPE} e $e_{pico.}$ durante o momento de reignição do banco de capacitores, no intervalo entre 125 ms e 126 ms. Os resultados obtidos estão sintetizados na Tabela 25.

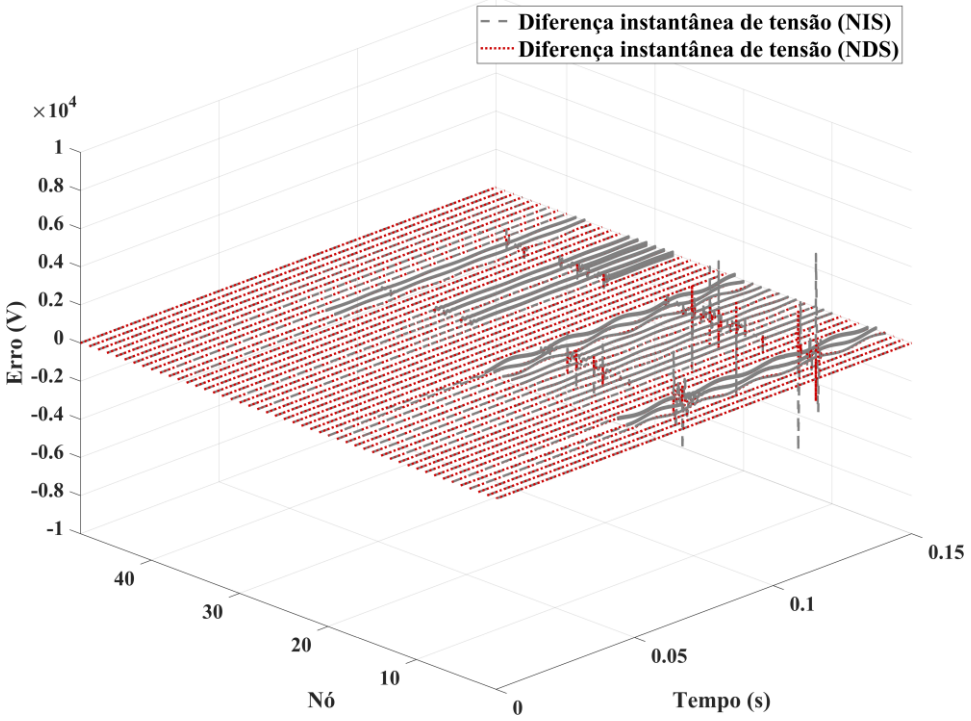
Tabela 25 – Erro percentual temporal por fase - estimação de estados para energização de banco de capacitores - Caso 04.

Barra	TSE	Fase A		Fase B		Fase C	
		e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)
2	**NIS**	0,9126	22,4598	0,9423	10,3551	1,0758	25,2251
	NDS	0,8433	0,6243	0,7883	0,5242	0,9172	2,2324
4	**NIS**	0,1150	0,0236	0,1689	0,0281	0,0918	0,0919
	NDS	0,1017	0,1577	0,1035	0,1525	0,1055	0,0060
5	**NIS**	0,2652	2,7128	0,2729	1,6800	0,2950	2,9633
	NDS	0,2198	0,2982	0,2180	0,2867	0,2301	1,5836
6	**NIS**	0,2600	4,5316	0,2768	2,6160	0,3113	4,9814
	NDS	0,2474	0,3647	0,2368	0,2188	0,2747	1,2979
7	**NIS**	0,8321	1,6326	0,8777	1,0524	0,9191	1,8727
	NDS	0,4688	0,8420	0,4770	0,6739	0,4850	0,8531
10	**NIS**	29,3228	26,0489	15,1096	10,9621	14,9006	15,1829
	NDS	0,9438	7,9534	0,8703	1,6073	0,9578	12,4412
11	**NIS**	25,2544	15,6058	14,5589	6,1582	13,8680	20,4649
	NDS	1,1274	8,5003	1,0582	1,9398	1,1476	13,2634
13	**NIS**	0,1620	0,2390	0,3370	0,0229	0,3513	0,4983
	NDS	0,3184	0,4061	0,3275	0,4892	0,3284	0,2374
14	**NIS**	0,0184	0,0330	0,0181	0,0169	0,0208	0,0336
	NDS	0,0177	0,0268	0,0175	0,0184	0,0182	0,0217
15	**NIS**	0,0007	0,0011	0,0009	0,0004	0,0009	0,0019
	NDS	0,0008	0,0013	0,0008	0,0013	0,0008	0,0013

Fonte: Autoria própria.

A Figura 60 apresenta os resultados de erro a registro instantâneo estimado para ambos os métodos de estimação.

Figura 60 – Síntese dos erros da estimação – Caso 04.

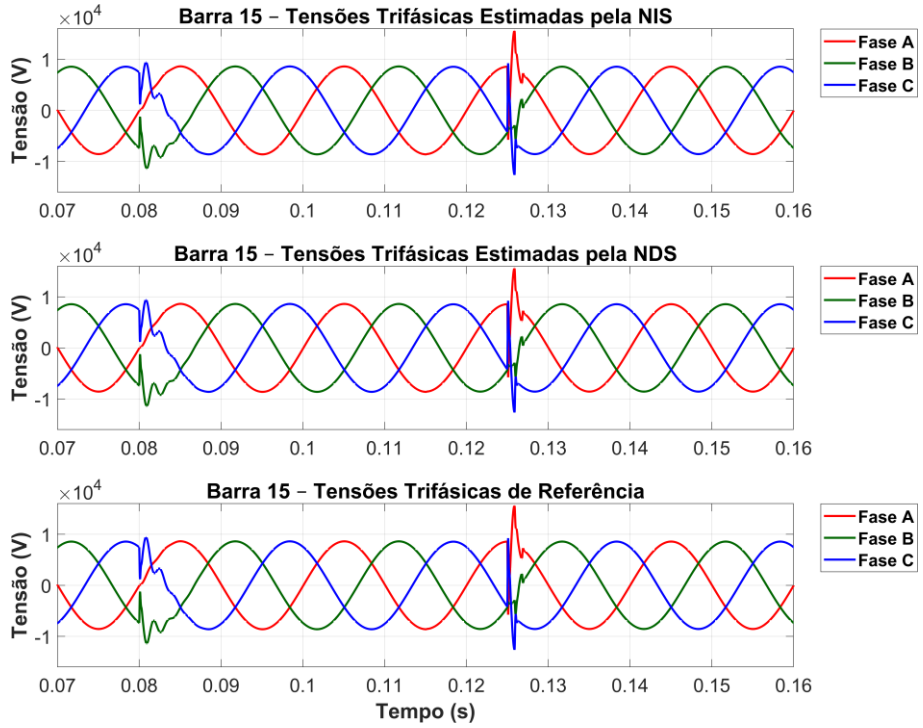


Fonte: Autoria própria.

No que se refere ao indicador e_{MAPE}, os maiores desvios foram observados na fase A da barra 10, para o método da NIS, com erro de 29,32%, e na fase C da barra 11, para o método da NDS, com erro de 1,14%. Em termos de erro de pico e_{pico}, o valor mais elevado para o método da NIS ocorreu na fase A do barramento 10, alcançando 26,04%, enquanto, para a NDS, o maior valor foi de 13,26%, na fase C do mesmo barramento. Esses resultados reforçam, mais uma vez, o desempenho superior do método da NDS.

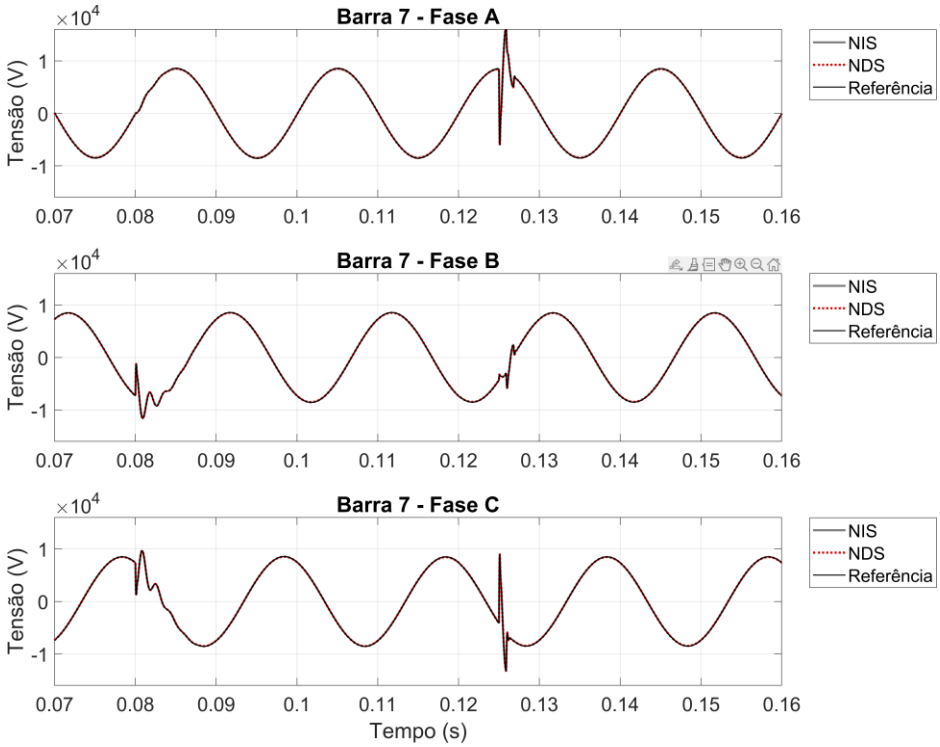
De forma complementar, a Figura 61, apresenta as formas de onda estimadas para o barramento 15, para ambos os métodos, juntamente com suas respectivas comparações com as grandezas de referência. Em sequência, a Figura 62, Figura 63 e Figura 64 mostram as sobreposições das fases estimadas suas referências correspondentes, para os barramentos 7, 11 e 15. Ressalta-se que a escolha dos barramentos seguiu o mesmo critério adotado uniformemente em todos os casos analisados.

Figura 61 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (*Simulink*) - barra 15 – Caso 04.



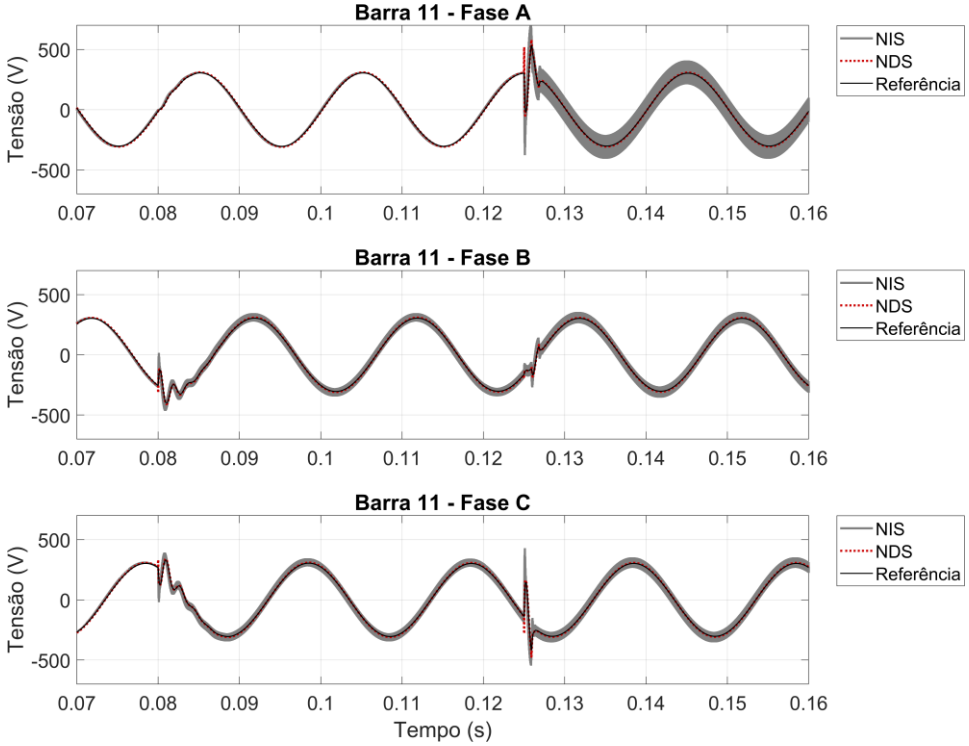
Fonte: Autoria própria.

Figura 62 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 7 - Caso 04.



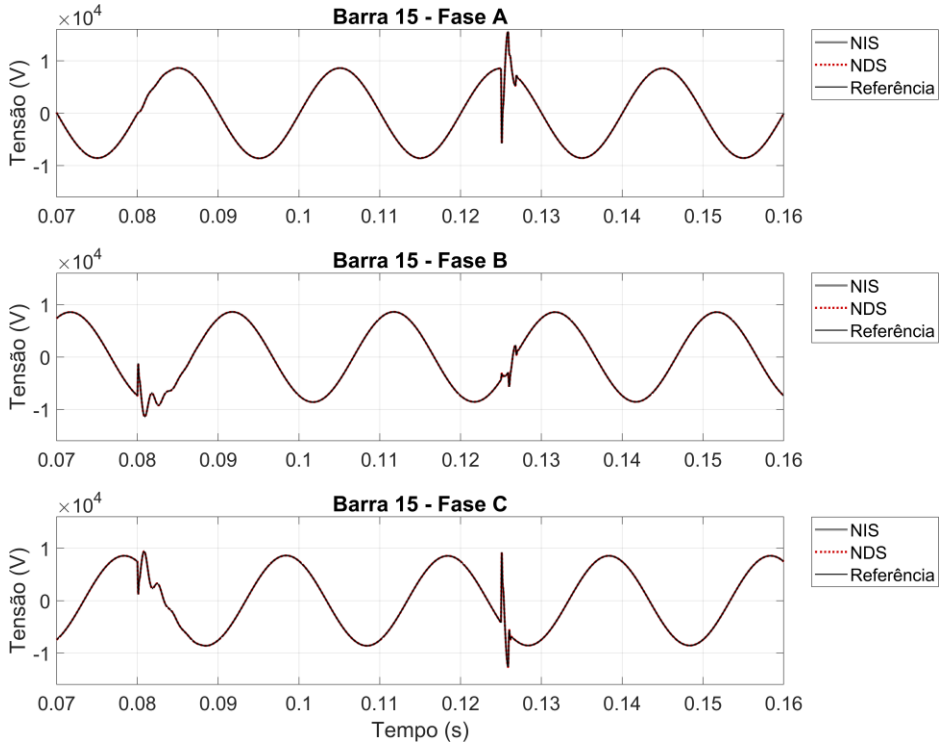
Fonte: Autoria própria.

Figura 63 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 11 - Caso 04 – transformador sem capacitâncias de fuga.



Fonte: Autoria própria

Figura 64 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 15 - Caso 04.



Fonte: Autoria própria

Pode ser constatada a ocorrência de dois fenômenos transitórios distintos, em função das condições operacionais identificadas na Tabela 24, em todas as formas de ondas estimadas para o presente caso. O primeiro evento ocorre no instante de 80 ms, durante a energização do banco de capacitores. Nessa ocasião, a fase A apresenta um transitório de baixa magnitude, uma vez que a energização ocorreu próxima ao cruzamento por zero da tensão. Em contrapartida, as fases B e C registram picos de tensão de intensidade moderada. Já o segundo evento, associado à reignição, caracteriza-se por uma abertura seguida de um religamento indesejado exatamente no pico da tensão da fase A. Esse chaveamento em condição crítica provoca uma elevação abrupta da tensão, ultrapassando 15 kV na média tensão e 535 V na baixa tensão.

As oscilações nas formas de onda, especialmente na barra 11, mostradas na Figura 63, revelam que, para o estimador pela NIS, ocorrem flutuações persistentes de tensão, de pequena magnitude e alta frequência, comportamento este inesperado. Tal resposta não corresponde a nenhum fenômeno físico real, sendo, portanto, atribuída a oscilações numéricas provocadas pela elevada indutância do transformador. Em contraste, o método da NDS não apresenta essas anomalias em nenhum dos casos, demonstrando um comportamento estável e alinhado com a forma de onda de referência.

b. Com as capacitâncias de fuga dos transformadores

C

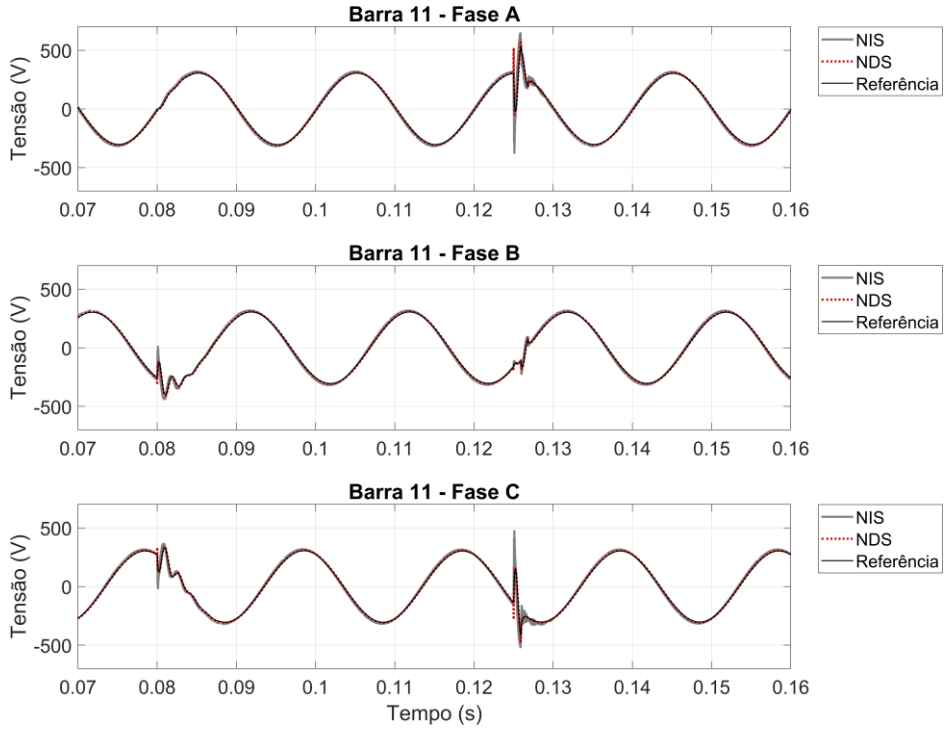
Tabela 26 – Erros percentuais temporais por fase e pico nos barramentos 10 e 11 após inclusão das capacitâncias de fuga dos transformadores - Caso 04.

Barra	**TSE**	**Fase A**		**Fase B**		**Fase C**	
		e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**	e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**	e_{MAPE} **(%)**	e_{pico} **(%)**
10	**NIS**	3,8852	1,6440	3,6395	0,5897	3,9040	0,7382
	NDS	0,9423	4,8113	0,8733	1,5916	0,9554	4,9104
11	**NIS**	4,4948	13,0093	4,2464	8,1153	4,5235	6,6712
	NDS	1,1274	5,3911	1,0582	1,9313	1,1476	6,7194

Fonte: Autoria própria

Para fins ilustrativos, a Figura 65 apresenta as formas de onda estimadas e de referência para a barra 11.

Figura 65 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 11 - Caso 04 - transformador com capacitâncias de fuga.



Fonte: Autoria própria

O desempenho geral de ambos os métodos apresentou melhorias, conforme evidenciado pelo indicador e_{MAPE}. Para o método da NIS, o erro mais significativo, observado na barra 10 (fase A), foi reduzido de 29,32% para 3,88%. Na barra 11, o erro da fase A foi reduzido de 25,44% para 4,49. Para o método da NDS, os erros médios temporais apresentaram alterações significativas, indicando que a qualidade da estimação já estava elevada.

No que diz respeito ao indicador e_{pico}, o maior erro para o método da NIS — registrado na barra 11 (fase A) — foi reduzido de 26,04% para 1,64%. Para o método da NDS, o maior erro — observado na barra 11 (fase C) — diminuiu de 13,26% para 6,71%.

A Tabela 27 sintetiza as tensões de pico obtidas para os barramentos 7, 11 e 15. Nesta observa-se que a NIS apresentou uma divergência mais acentuada no valor de pico da tensão da fase A, atingindo 604,9 V frente ao valor de referência de 535,3 V. No caso do procedimento da NDS, o maior desvio foi identificado na fase C, com um valor de 445,3 V, em comparação ao valor de referência de 417,28 V. A análise das magnitudes de tensão estimadas indica que, de modo geral, a fase A de todos os barramentos do sistema apresentou elevações próximas a 80% do valor de pico da tensão nominal durante o período transitório de reignição do banco de capacitores.

Tabela 27 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 04.

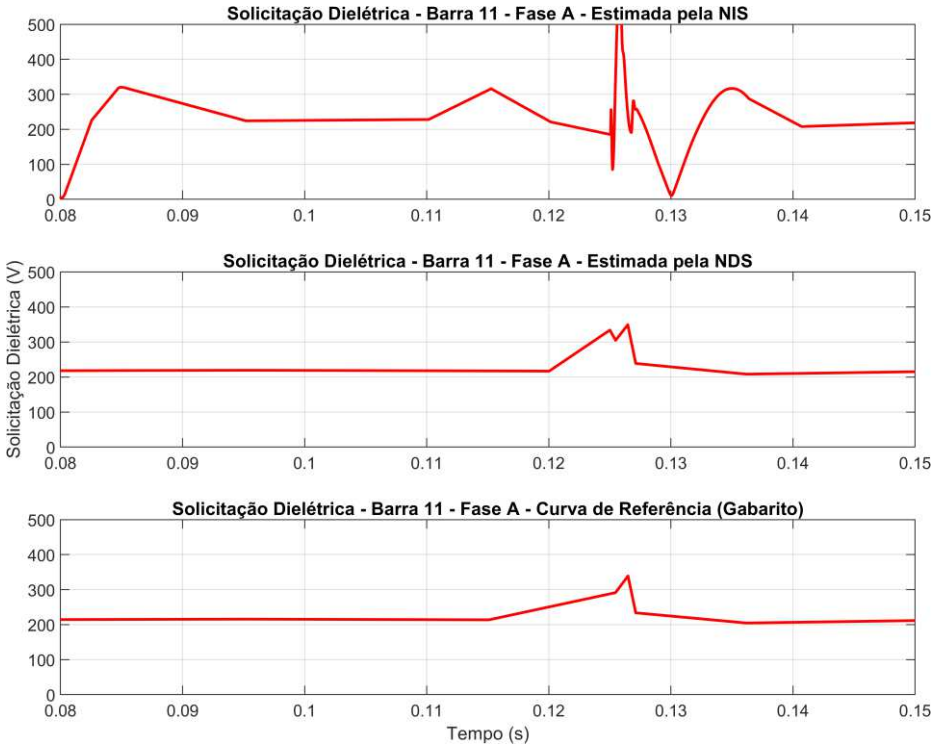
Número do Barramento	**Máxima tensão fase neutro de pico durante a ocorrência de todo o evento (kV)**				
	Fase A				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	16,3542	16,0870	1,6326	16,2160	0,8420
11	0,5352	0,6049	13,0003	0,5640	5,3911
15	15,6010	16,6010	0,0011	15,6010	0,0013
	Fase B				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	11,6890	11,566	1,0524	11,6100	0,6739
11	0,4029	0,4356	8,1153	0,4107	1,9313
15	11,4000	11,400	0,0004	11,4000	0,0012
	Fase C				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	13,3450	13,095	1,8727	13,2310	0,8531
11	0,4172	0,4451	6,6712	0,4452	6,7194
15	12,6670	12,6670	0,0019	12,6670	0,0013

Fonte: Autoria própria.

c. Aplicação dos resultados para obtenção da curva do impacto dielétrico imposta ao barramento 11

Considerando que a fase A foi a mais impactada pelo transitório, a Figura 70 apresenta as curvas de solicitação dielétrica na Fase A do barramento 11, obtidas a partir dos métodos NIS e NDS, além dos resultados associados às grandezas de referência. As formas de onda estimadas utilizadas no cálculo dos esforços correspondem ao caso em que as capacitâncias de fuga dos transformadores foram incorporadas aos métodos de estimação.

Figura 66 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase A – desempenho obtido via estimador de estado versus obtido diretamente do MATLAB/*Simulink* – Caso 04.



Fonte: Autoria própria

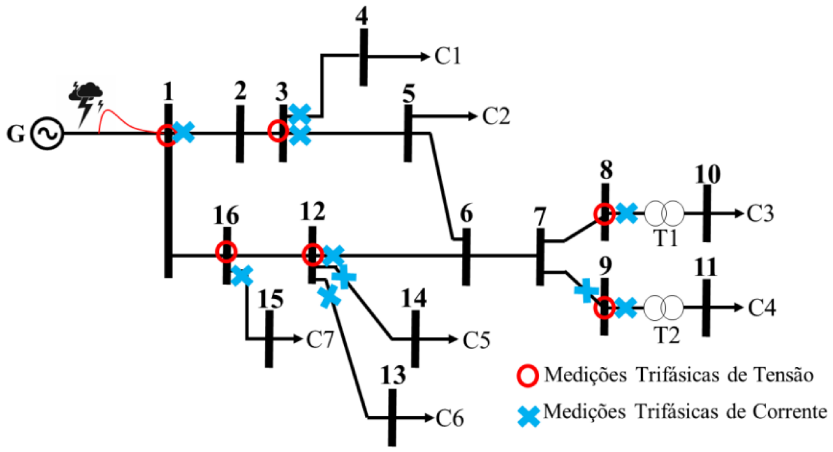
O evento transitório analisado provocou um aumento pontual na solicitação dielétrica entre 0,12 s e 0,13 s, com um valor máximo de aproximadamente 329 V na curva de referência. O método da NDS apresentou bom desempenho na estimativa dessa grandeza, alcançando um valor máximo de 335 V e reproduzindo adequadamente o formato da curva ao longo de todo o intervalo de perturbação. Em contraste, a estimativa obtida pelo método da NIS apresentou divergências significativas. A instabilidade temporal da NIS refletiu-se em oscilações abruptas na curva estimada, resultando em um pico artificial superior a 600 V, o que compromete a fidedignidade da estimativa no intervalo crítico.

4.3.6. Resultados para o Caso 05 – Evento: transitório impulsivo

Os transitórios impulsivos são perturbações de curta duração e alta frequência que ocorrem abruptamente no sistema elétrico, geralmente originadas por incidência de descargas atmosféricas. Apesar de sua brevidade, esses fenômenos são responsáveis por uma parcela significativa dos danos a equipamentos de consumidores, especialmente aqueles mais sensíveis eletronicamente [62].

Dessa forma, o presente caso objetiva avaliar a eficácia dos estimadores da NIS e NDS perante a incidência e propagação de um impulso de tensão na rede de distribuição adotada como sistema teste. Nesse contexto, a Figura 67 apresenta o diagrama unifilar do sistema, agora contendo a indicação do novo local no qual foi aplicada a perturbação transitória associada ao transitório impulsivo.

Figura 67 – Localização física da incidência do impulso atmosférico - barra 1 – Caso 05.



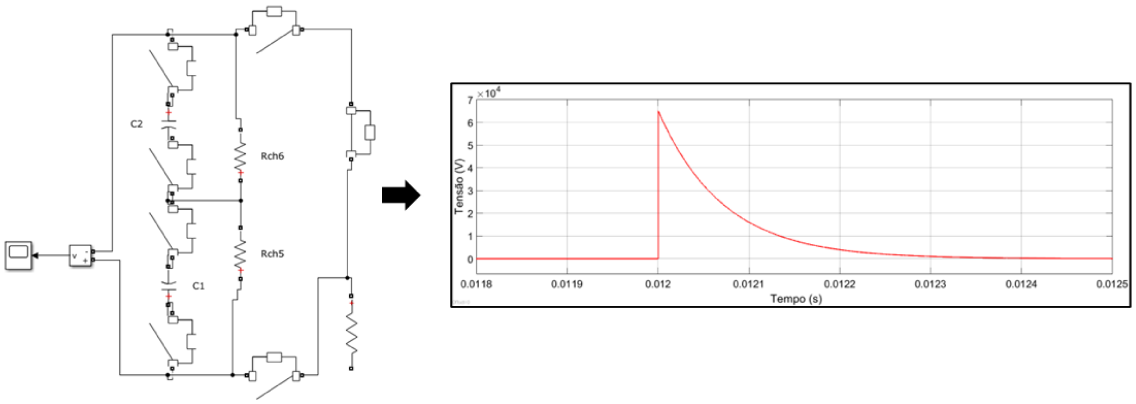
Fonte: Autoria própria

Um dos principais desafios para a reprodução de um impulso atmosférico no MATLAB/*Simulink* está na modelagem computacional da descarga atmosférica. Embora a plataforma ofereça blocos voltados à geração de formas de onda exponenciais impulsivas, esses recursos não são compatíveis diretamente com os elementos dos circuitos elétricos do programa. Diante disso, optou-se por modelar a descarga com base na estrutura típica de um gerador de impulsos, composto essencialmente por uma fonte de tensão contínua, capacitores de carga, resistores de modelagem e um centelhador. Esse arranjo carrega os capacitores, que armazenam energia até o momento do disparo; quando a tensão atinge um nível crítico, o centelhador rompe o dielétrico, liberando a energia armazenada como um pulso de alta tensão. Os resistores em série são utilizados para ajustar os tempos de subida e descida da onda, permitindo a reprodução dos impulsos típicos descritos na literatura [104].

Baseado nesse princípio, foi desenvolvido o recurso de simulação ilustrado na Figura 68, que permitiu a integração do distúrbio ao sistema elétrico modelado. Nesta configuração, dois capacitores são previamente carregados com a tensão de pico de 65kV desejada e conectados a dois resistores dispostos em paralelo, com o objetivo de moldar o impulso de acordo com os parâmetros definidos pela norma IEEE 1159.1, que recomenda um perfil típico

de subida e decaimento de 1,2/50 µs [105]. Como indicado na Figura 68(b), o resultado obtido quanto a reprodução do impulso atmosférico mostrou-se efetivo.

Figura 68 – (a) Modelagem computacional do impulso de tensão no Simulink. (b) Forma de onda impulsiva resultante da modelagem – Caso 05.



(a) (b)

Fonte: Autoria própria

Quanto a programação para a aplicação do evento, a Tabela 28 apresenta a manobra realizada, na qual o impulso foi aplicado a fase A do sistema em $t = 0{,}03s$, provocando a propagação do fenômeno pela rede elétrica até sua extinção. Considerando que o impulso é um fenômeno de curtíssima duração, na ordem de microssegundos, foi necessário reduzir o passo de integração para garantir que os medidores capturassem as formas de ondas com precisão. Para isso, adotou-se um passo de simulação de 1µs, adequado à dinâmica rápida do evento.

Tabela 28 – Descrição dos eventos aplicados ao sistema teste para o Caso 05.

Etapas da Manobra	Descrição	Instante de Início (s)
1	Fechamento da chave para incidência do transitório impulsivo no sistema.	0,03

Fonte: Autoria própria.

a. Sem as capacitâncias de fuga dos transformadores

Após execução da simulação computacional, os indicadores e_{MAPE} e e_{pico} foram registrados para todos os barramentos, conduzindo aos valores mostrados na Tabela 29.

Tabela 29 – Erro percentual temporal e de pico por fase - estimação de estados para transitórios impulsivos – transformadores sem capacitância de fuga - Caso 05.

Barra	TSE	Fase A		Fase B		Fase C	
		e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)
2	**NIS**	75,9821	38,7069	8,5426	1,1753	9,9357	36,5920
	NDS	188,1069	5,9273	33,1110	3,4367	32,4631	6,2694
4	**NIS**	4,1410	2,9915	1,8009	1,3878	1,8153	0,8282
	NDS	2,7407	2,1008	1,5367	1,4474	1,2122	0,0271
5	**NIS**	10,4737	8,7143	1,7904	0,8049	1,6719	0,5647
	NDS	1,5594	1,6231	0,6073	0,5006	0,5775	0,8987
6	**NIS**	19,0225	1,8746	7,6245	1,6945	7,5395	21,1171
	NDS	2,3736	1,1955	1,8177	1,5497	1,4947	3,2420
7	**NIS**	7,7139	6,3370	2,7432	1,4611	2,2750	2,9250
	NDS	0,7933	1,3257	0,7172	0,5451	0,7026	1,4756
10	**NIS**	99,4092	54,5554	12,9443	22,9983	11,9438	51,3860
	NDS	84,4596	116,2822	14,8828	120,9896	16,8675	147,2516
11	**NIS**	102,0950	67,3849	14,1197	6,6456	12,8960	56,2098
	NDS	98,9938	148,2501	17,4529	117,8861	20,3675	198,7435
13	**NIS**	7,8297	3,3221	5,5295	5,0151	5,5854	9,5998
	NDS	5,4034	0,5294	5,4002	5,2870	4,1002	1,5636
14	**NIS**	0,8094	0,1904	0,1650	0,1018	0,1715	0,3101
	NDS	0,0872	0,0003	0,0874	0,0904	0,0822	0,0134
15	**NIS**	0,0130	0,0157	0,0089	0,0069	0,0089	0,0235
	NDS	0,0123	0,0084	0,0093	0,0076	0,0074	0,0114

Fonte: Autoria própria.

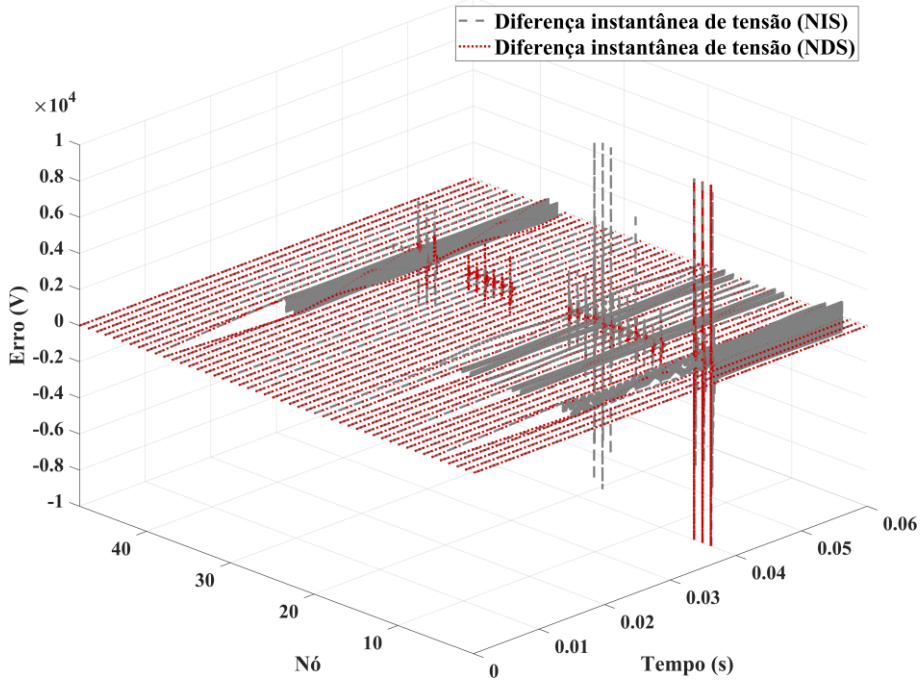
Observa-se na Tabela 29 que as barras 2, 10 e 11 — especialmente na Fase A, onde ocorre a injeção do impulso — apresentam erros médios superiores a 100% tanto para a NIS quanto para a NDS. Esse comportamento indica que ambos os métodos enfrentam dificuldades significativas na reprodução precisa da amplitude do fenômeno em regiões próximas ao ponto de incidência do surto, assim como em barras situadas no lado secundário dos transformadores.

Além disso, nesses locais, ambos os estimadores exibem oscilações numéricas acentuadas, possivelmente em função à elevada sensibilidade às rápidas variações associadas à natureza altamente dinâmica dos impulsos, em contraponto à simplicidade do modelo utilizado, o que se reflete nos elevados erros de pico observados.

No que se refere ao barramento 2, verificou-se a presença de resíduos significativos nas estimativas, caracterizados por erros grosseiros de elevada magnitude. Considerando que a barra 01 foi efetivamente monitorada, é possível inferir, a partir desses erros, que o maior impacto provocado pelo impulso ocorreu nas adjacências dessa localidade.

Corroborando com os pontos discutidos anteriormente, a Figura 69 apresenta os erros residuais estimados para todos os barramentos do sistema sob o efeito do transitório aplicado. Essa permite avaliar, de forma geral, o desempenho dos estimadores frente às oscilações causadas pela perturbação, evidenciando as regiões com maior ou menor aderência na reprodução do fenômeno.

Figura 69 – Síntese dos erros da estimação realizada pela NDS e NIS – Caso 05.



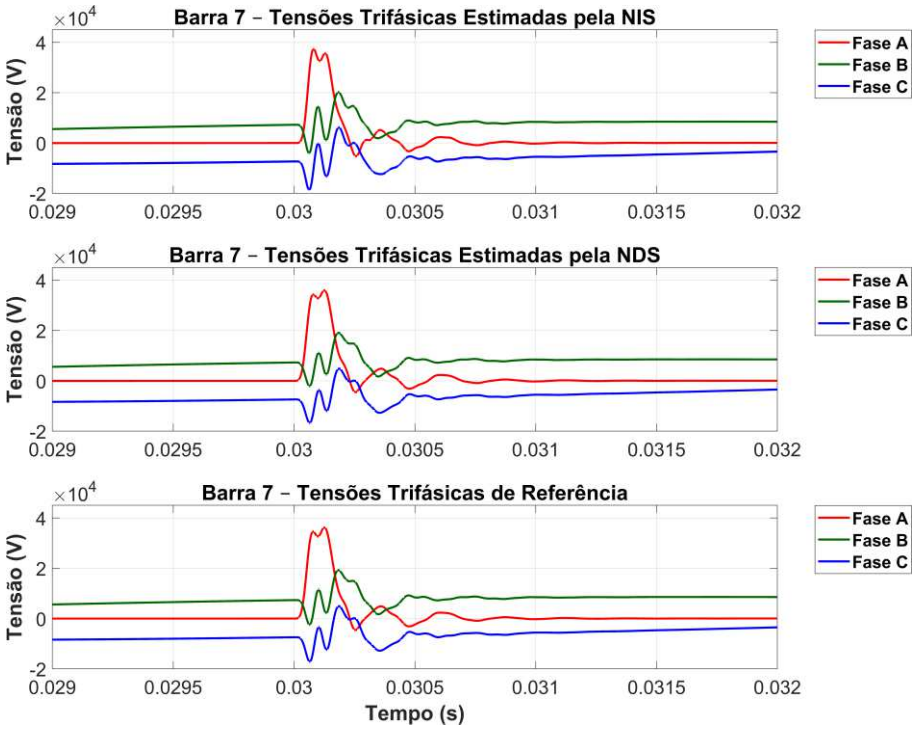
Fonte: Autoria própria.

Em se tratando das barras mais distantes do ponto de incidência do impulso, como as 14 e 15, ambos os estimadores apresentam erros médios e de pico reduzidos, evidenciando uma boa capacidade de reprodução do distúrbio à medida que este ele se propaga ao longo do sistema. Nesses casos, observa-se uma superioridade da NDS em termos de estabilidade e

precisão. Nas regiões de impacto intermediário — como nas barras 4, 5, 6 e 7 — o desempenho da NDS também se mostra mais consistente, apresentando erros notavelmente menores em comparação ao método da NIS. Um exemplo representativo é a barra 5, onde o erro e_{MAPE} na Fase A cai de 10,47% com a NIS para apenas 1,56% com o NDS.

Para melhor compreensão da magnitude dos erros apresentados, a Figura 70 mostra as formas de ondas estimadas para o barramento 7, para ambos os métodos, juntamente com a referência.

Figura 70 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (*Simulink*) - barra 7 – Caso 05.

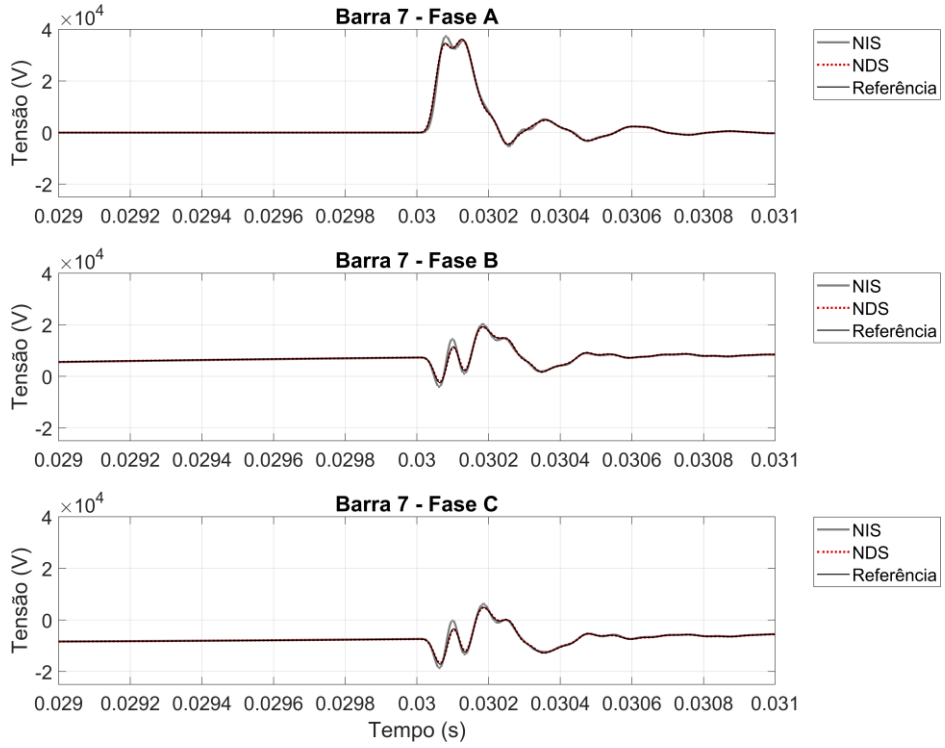


Fonte: Autoria própria

Ambos os estimadores foram capazes de reproduzir satisfatoriamente o comportamento transitório nas três fases analisadas. Destaca-se, em particular, a ocorrência de um pico acentuado de sobretensão na fase A, com valores próximos a 40 kV fase-neutro para os dois barramentos. Nas fases B e C, os picos registrados se aproximaram de 20 kV fase-neutro, diferindo apenas quanto ao semiciclo em que esses valores máximos ocorreram.

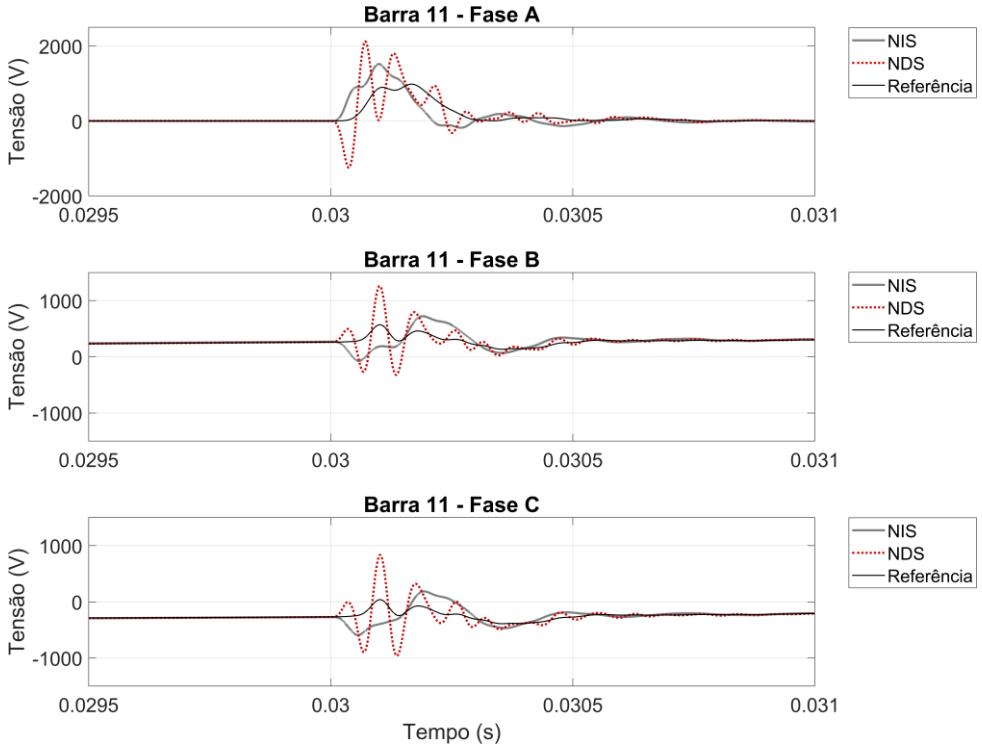
Corroborando as observações anteriores, e com o objetivo de avaliar a qualidade das estimações em diversos pontos do sistema, os oscilogramas indicados na Figura 71, Figura 72 e Figura 73 mostram a sobreposição das fases estimadas para os barramentos 7, 11 e 15 respectivamente.

Figura 71 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 07 - Caso 05.



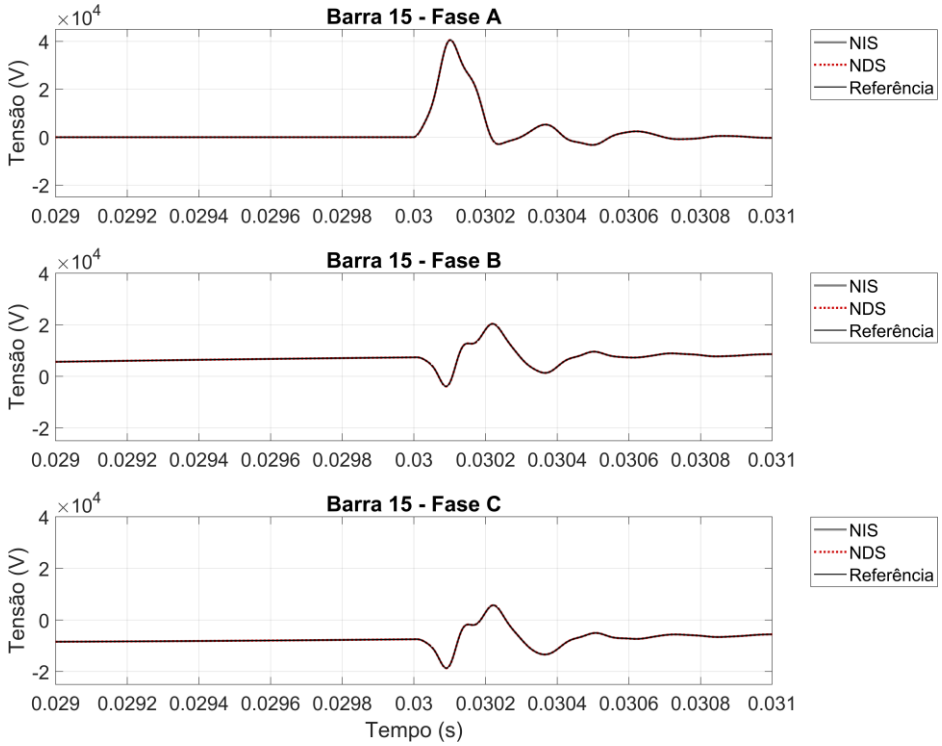
Fonte: Autoria própria.

Figura 72 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 11 - Caso 05 – transformadores sem capacitância de fuga.



Fonte: Autoria própria

Figura 73 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 15 - Caso 05.



Fonte: Autoria própria

Em resumo, os resultados obtidos revelam que, embora ambos os métodos demonstrem capacidade funcional para estimar transitórios impulsivos, como observado nas barras 7 e 15, instabilidades significativas podem ocorrer durante a propagação do impulso através de transformadores, como no caso da barra 11. Isso indica que o uso dos estimadores NIS e NDS, considerando a situação física aqui analisada e a adoção de modelos dinâmicos simplificados para os transformadores de potência, pode não ser suficientemente confiável para reproduzir com precisão os fenômenos associados à propagação de impulsos de tensão até áreas de baixa tensão, impactando negativamente na análise dos PIDs.

b. Com as capacitâncias de fuga dos transformadores

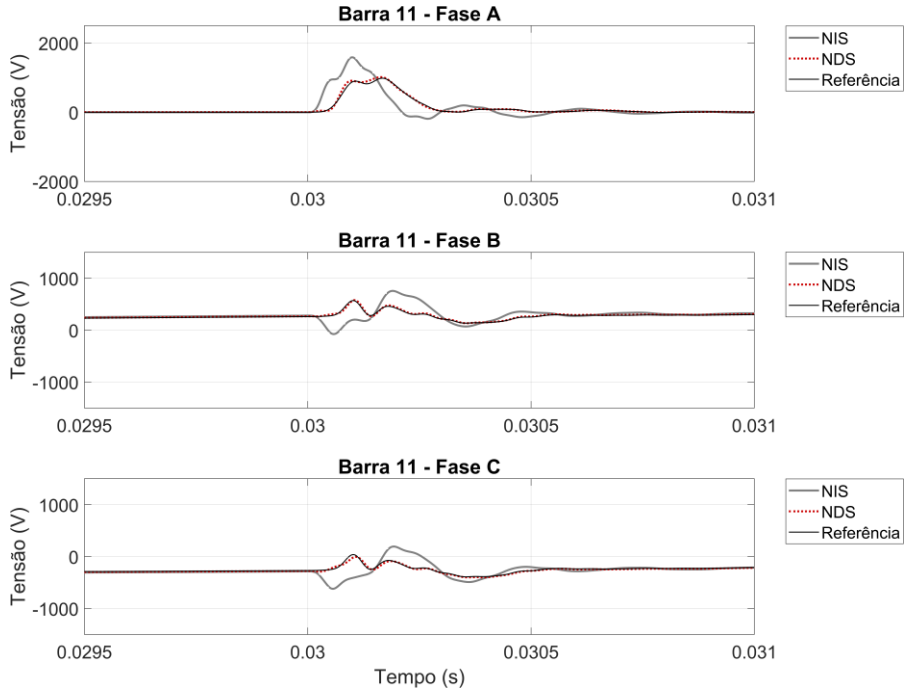
A Tabela 30 apresenta os resultados dos estudos com a inclusão das capacitâncias de fuga dos transformadores, destacando os desempenhos obtidos para as fases A, B e C dos barramentos 10 e 11. Para evidenciar as mudanças percentuais mais acentuadas, a Figura 74 exibe a sobreposição das formas de onda das fases estimadas e de suas respectivas referências.

Tabela 30 – Erros percentuais temporais por fase e pico nos barramentos 10 e 11 após inclusão das capacitâncias de fuga dos transformadores - Caso 05.

Barra	TSE	Fase A		Fase B		Fase C	
		e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)
10	**NIS**	11,957	31,1320	8,5867	64,7401	7,8701	18,7267
	NDS	0,8282	2,8691	2,3104	0,5619	1,9151	2,5833
11	**NIS**	12,5395	31,5616	8,7344	66,8548	8,3075	25,0596
	NDS	0,8378	1,0586	2,5392	1,3241	1,9151	3,2636

Fonte: Autoria própria

Figura 74 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (*Simulink*) - barra 11 - Caso 05 – transformadores com capacitância de fuga.



Fonte: Autoria própria

Como indicado, a NIS ainda apresenta erros de pico elevados, com destaque para valores superiores a 30% em diversas fases, sinalizando sua limitada capacidade de estimar com precisão as solicitações dielétricas sob condições de impulso. Em contrapartida, o método da NDS demonstrou desempenho substancialmente superior, reduzindo seus erros de pico para valores inferiores a 3,3% em todas as fases e barras analisadas, e mantendo erros médios consistentemente abaixo de 2,6%.

Assim, os resultados indicam que, com a inclusão das capacitâncias de fuga, a NDS tornou-se plenamente adequada para a estimação de grandezas durante transitórios impulsivos,

apresentando fidelidade à curva de referência mesmo em momentos críticos. Por outro lado, o NIS, embora tenha apresentado melhorias, continua apresentando um desempenho inferior, com destaque para os valores de pico dos eventos transitórios. A Tabela 31 sintetiza as tensões de pico impulsivas obtidas para os barramentos 7, 11 e 15.

Tabela 31 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 7, 11 e 15 - Caso 05.

Número do Barramento	**Máxima tensão fase neutro de pico durante a ocorrência de todo o evento (kV)**				
	Fase A				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	36,1965	38,4902	6,3370	36,6763	1,3257
11	0,9838	1,2943	31.5616	0,9942	1,0586
15	40,5415	40,5478	0,0157	40,5449	0,0084
	Fase B				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	19,2423	19,5234	1,4611	19,3471	0,5451
11	0,5701	0,9512	66,8548	0,5776	1,3241
15	20,3539	20,3553	0,0069	20,3554	0,0076
	Fase C				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
7	17,1222	17,6228	2,9250	17,3747	1,4756
11	0,3886	0,4859	25,0596	0,4012	3,2636
15	18,8646	18,8690	0,0235	18,8667	0,0114

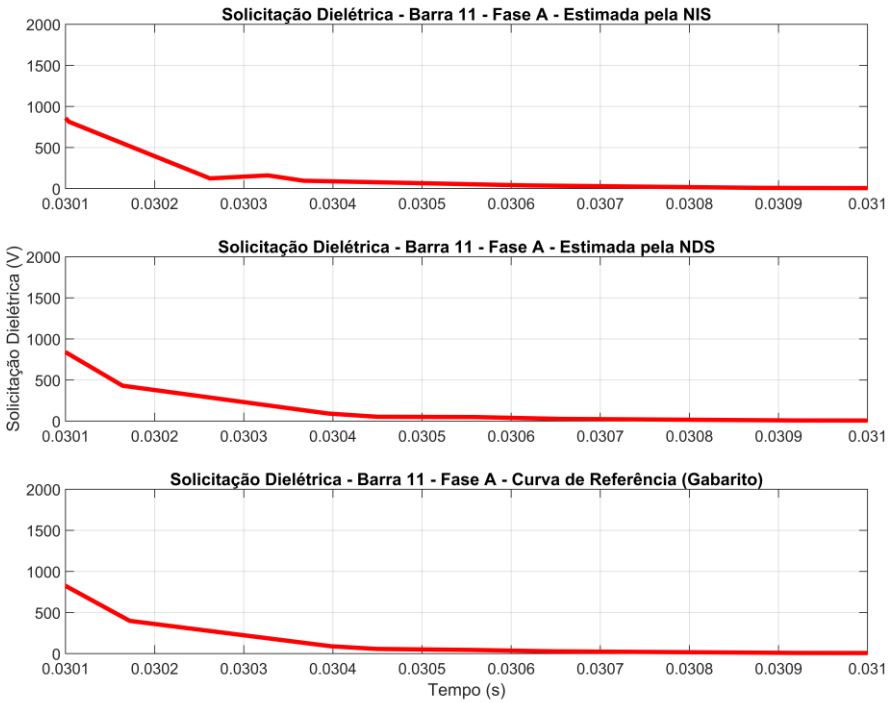
Fonte: Autoria própria.

Na baixa tensão, o impulso propagado provocou um aumento da tensão de pico fase neutro de 309 V para 938,8 V (Fase A), 570,1 V (Fase B) e 386,6 V (Fase C). Já nos barramentos 7 e 15, as tensões se alteraram significativamente, passando de 8,98 kV fase-neutro para 40,54 kV na Fase A da barra 15 e 36,20 kV na barra 7. Para esses dois últimos barramentos, os dois métodos obtiveram desempenhos satisfatórios.

c. Aplicação dos resultados para obtenção da curva do impacto dielétrico imposta ao barramento 11

A Figura 75 ilustra as curvas de solicitação dielétrica estimadas para o barramento 11. Como era de se esperar, a situação operacional imposta para o Caso 5 implica níveis de tensão potencialmente prejudiciais a componentes eletroeletrônicos presentes nas unidades consumidoras atendidas por esse ponto de conexão. As formas de onda estimadas, utilizadas no cálculo dos esforços, correspondem ao caso em que as capacitâncias de fuga dos transformadores foram incorporadas aos métodos de estimação.

Figura 75 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase A da Barra 11 – desempenho obtido via estimador de estado versus obtido diretamente do MATLAB/*Simulink*.



Fonte: Autoria própria

Observa-se que a estimativa gerada pelo método NIS superestima, ainda que marginalmente, o valor de pico inicial, mas, na sequência, subestima consideravelmente os valores impostos. Em contrapartida, o método NDS apresenta, em comparação ao esforço dielétrico determinado pelas grandezas referência, uma curva com melhor aderência ao comportamento do distúrbio. A estimativa do valor de pico é mais precisa e a atenuação

subsequente se desenvolve de forma mais gradual e consistente, evidenciando a maior capacidade desse método em reproduzir o transitório impulsivo ocorrido.

4.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo teve como objetivo enfatizar a avaliação do desempenho do estimador diante de diversos tipos de transitórios amplamente reconhecidos na literatura, contemplando variados tipos eventos associados à ocorrência de curtos-circuitos, manobras de desligamento e energização devido à atuação da proteção, conexão do neutro à referência de terra, entrada e reignição de unidades capacitivas, bem como à incidência de transitórios impulsivos. De um modo geral, os estimadores demonstraram um grau de aderência bastante motivador, quando comparados com aqueles estabelecidos como referência. É importante notar que, quando manifestados, os desvios mais significativos observados podem ser atribuídos à modelagem dos componentes ou, ainda, ao posicionamento das medições. Eventualmente, ao se melhorar a representação desses elementos da rede elétrica, compreende-se que os desempenhos tendem a se aproximar ainda mais do padrão de referência.

Em todos os casos analisados, com exceção dos eventos de natureza impulsiva, os estimadores pela NIS e NDS demonstraram capacidade satisfatória na reprodução dos fenômenos transitórios, tanto em estruturas de linhas de transmissão quanto em transformadores. A avaliação dos resultados revelou a característica determinística dos métodos, os quais mantiveram baixos índices percentuais de erro nas estimativas de tensões e solicitações dielétricas, reforçando sua robustez na modelagem de eventos com comportamento oscilatório moderado ou amortecido.

Com relação à comparação da eficácia dos métodos analisados, verificou-se que o estimador pela NDS apresentou desempenho consistentemente superior a NIS em praticamente todos os cenários avaliados. Sua arquitetura adaptativa demonstrou maior estabilidade diante das mudanças abruptas de estado do sistema elétrico, especialmente em condições mais críticas. A NDS também se destacou por apresentar menores erros percentuais, com respostas numéricas mais suaves e sem oscilações excessivas, o que a torna uma ferramenta mais confiável para o acompanhamento de transitórios em ambientes reais.

Um tópico especial deste capítulo foi dedicado à investigação da influência da proposta de adição das capacitâncias de fuga na modelagem dinâmica de transformadores, revelando um impacto crescente e positivo sobre o desempenho dos estimadores à medida que a frequência de oscilação dos transitórios aumentava. Essa característica foi especialmente relevante em

eventos de alta frequência, nos quais a presença da capacitância de fuga contribuiu para uma melhor representação do fenômeno físico, resultando em ganhos significativos na acurácia do método da NIS e no reforço da robustez da NDS. É importante destacar que, mesmo nos casos em que a influência da capacitância foi menos expressiva, sua inclusão não prejudicou o processo de estimação, mantendo-se como uma adição segura e recomendável à modelagem, especialmente em contextos nos quais há incerteza quanto à natureza espectral do distúrbio.

A segunda parte do capítulo concentrou-se no desenvolvimento de estratégias para a análise das formas de onda estimadas, visando à extração de informações mais qualificadas sobre os fenômenos transitórios. Nesse contexto, foi realizada a estimação das curvas de solicitação dielétrica, as quais oferecem uma visão integrada do esforço dielétrico imposto aos equipamentos. Neste aspecto específico, as curvas obtidas a partir das estimativas da NDS mostraram-se praticamente idênticas às curvas de referência em todos os cenários analisados, evidenciando, mais uma vez, a superioridade do método em termos de fidelidade e precisão na reconstrução dos fenômenos transitórios.

Em última análise, realizou-se uma extrapolação da realidade experimental a fim de permitir a simulação de transitórios impulsivos, mesmo que tais eventos ainda não possam ser registrados fisicamente. Essa abordagem foi adotada com base nas medições disponíveis, permitindo estender a análise para cenários de maior severidade transitória e, assim, avaliar o desempenho dos estimadores de estado em condições críticas, que envolvem rápidas variações de tensão e corrente. Como resultado, evidencia-se que as capacitâncias de fuga desempenham papel determinante na dinâmica da resposta em transitórios impulsivos, sobretudo nas tensões observadas no secundário dos transformadores.

A inclusão das capacitâncias no modelo dos transformadores promoveu um alinhamento notável entre as formas de onda estimadas e o comportamento real oscilatório observado computacionalmente. Tal ajuste não apenas corrige discrepâncias significativas verificadas anteriormente com a NIS, mas também eleva a NDS a um novo patamar de desempenho. Com erros drasticamente reduzidos, mesmo em condições críticas de alta tensão e alta frequência, a NDS consolida-se como uma ferramenta robusta, precisa e amplamente aplicável para a estimação de estados em transitórios impulsivos, superando as limitações previamente impostas pelo modelo convencional. Essa transformação reforça sua adequação para estudos avançados em qualidade da energia, na modelagem de fenômenos eletromagnéticos impulsivos.

As conclusões deste capítulo reforçam a utilidade dos estimadores, destacando sua eficácia em diversas situações. Os resultados obtidos para as tensões diante de fenômenos

anômalos na rede revelaram que tais grandezas podem, prontamente, ser correlacionadas com os almejados esforços dielétrico e térmico, conduzindo, assim, a uma estratégia para a avaliação do suposto nexo de causalidade a ser empregada na análise e elaboração de pareceres técnicos relacionados aos PIDs.

5. VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL DOS MODELOS DINÂMICOS PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

5.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No capítulo 04, ambos os estimadores foram avaliados computacionalmente quanto à sua efetividade para a obtenção das grandezas elétricas em pontos não monitorados de uma rede elétrica, indicando caminhos promissores para a aplicabilidade do procedimento visando maior eficácia, segurança e confiabilidade nos processos de análise dos PIDs. Com base nos princípios estabelecidos, os estudos de caso considerados revelaram a superioridade do estimador NDS e, para determinadas situações particulares, a adequação do estimador NIS às expectativas.

Não obstante as primeiras constatações otimistas, reconhece-se que o emprego da técnica contemplada nesta pesquisa, para uso prático, requer outras instâncias avaliativas com vistas à garantia do mecanismo de análise. Entre as opções para o cumprimento desses desafios, destaca-se a implantação de uma estrutura em escala real, em instalações de campo, que seriam submetidas a fenômenos transitórios factíveis ao sistema, com registros em pontos diversos da instalação por meio de registradores comerciais. Outra possibilidade, mesmo em escala reduzida, é o estabelecimento de modelos simplificados de sistemas elétricos em ambiente laboratorial controlado, onde, com base nesse arranjo, seriam realizados ensaios conforme os termos requeridos pelo processo de validação.

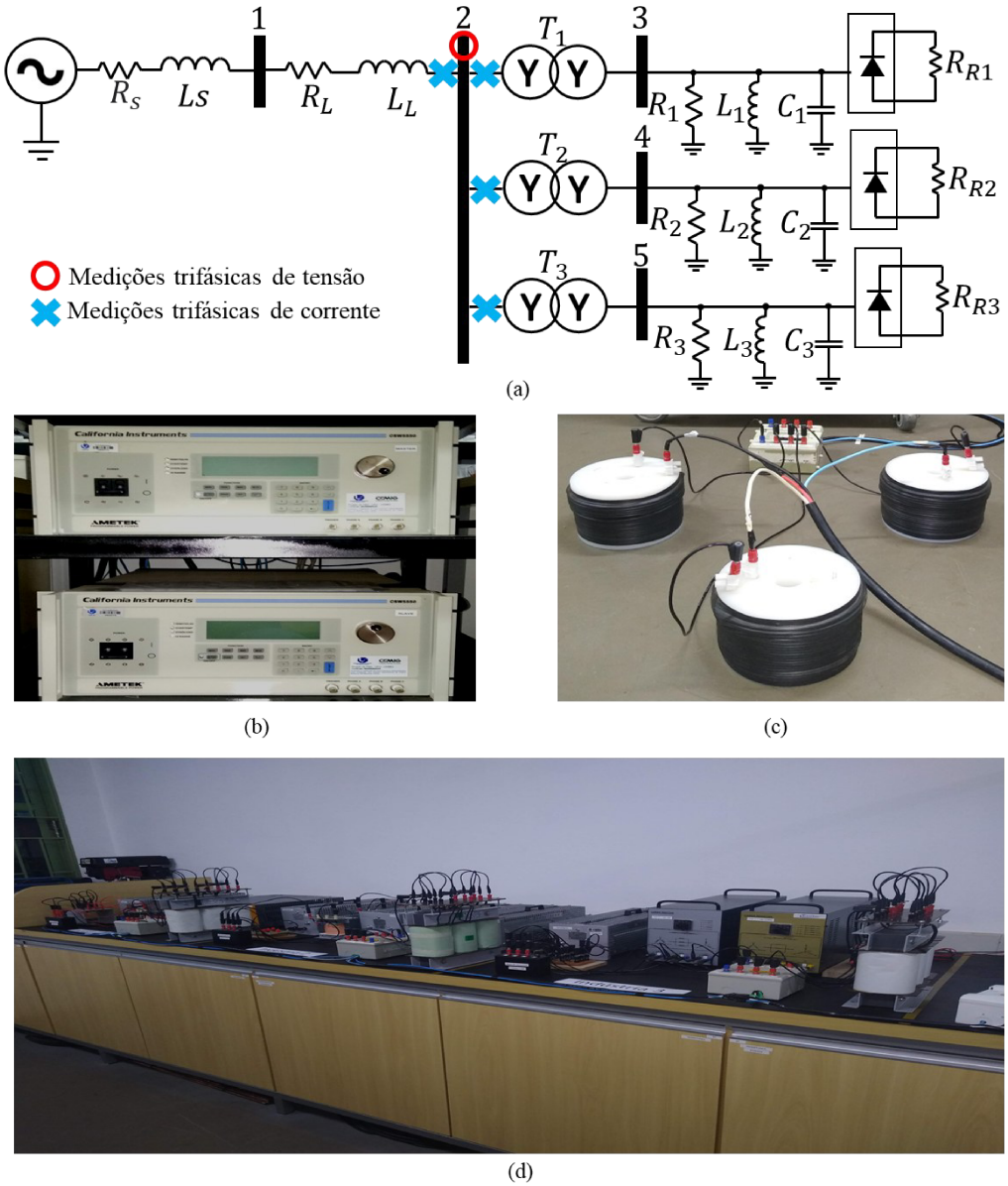
Diante do exposto, este capítulo tem como objetivo avaliar experimentalmente a eficácia dos estimadores de estado pela NIS e NDS por meio da modelagem de um sistema de distribuição em escala reduzida, implementado em uma bancada laboratorial simplificada, na qual são impostas ações destinadas à produção de eventos transitórios eletromagnéticos em condições controladas. Assim, diante da incidência de fenômenos similares aos utilizados nos estudos computacionais, a eficácia dos estimadores de estado é avaliada experimentalmente por meio da correlação entre as grandezas medidas e aquelas fornecidas pelos métodos de análise considerados nesta pesquisa.

5.2. ARRANJO LABORATORIAL EMPREGADO PARA AS AVALIAÇÕES EXPERIMENTAIS DO DESEMPENHO DOS MÉTODOS NIS E NDS

A estrutura do sistema elétrico montado em ambiente laboratorial é apresentada na Figura 76(a). Ela compreende uma fonte de tensão controlada, conectada à barra 1 por meio dos elementos Rs e Ls, os quais representam a impedância do supridor até o ponto de conexão,

identificado por barra 2. Deste ponto físico, derivam-se três ramificações destinadas ao suprimento de cargas, cada uma sendo alimentada por meio de transformadores do tipo Y-Y. As cargas, por sua vez, são constituídas por componentes lineares (resistivos, indutivos e capacitivos) e dispositivos não lineares (retificadores não controlados).

Figura 76 – Sistema elétrico teste experimental para a avaliação de desempenho das metodologias para a estimação de estados.



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 32, a Tabela 33 e a Tabela 34 apresentam os valores dos parâmetros dos componentes empregados para a montagem laboratorial.

Tabela 32 – Parâmetros dos reatores.

Potência de curto-circuito (kVA)	47,86∟82,61º
R_s - Resistência do sistema supridor (Ω)	0,13
L_s - Indutância do sistema supridor (mH)	2,66
R_L - Resistência da linha de transmissão (Ω)	0,126
L_L- Indutância da linha de transmissão (mH)	0,497

Fonte: Adaptado de [106].

Tabela 33 – Parâmetros dos transformadores.

Parâmetro	**Indústrias 1, 2 e 3**
Potência Nominal (kVA)	3
Resistência (%)	3,3
Reatância (%)	0,6
Tipo de ligação	Y-Y
Tensão primária / Tensão secundária (V)	220 / 220

Fonte: Adaptado de [106].

Tabela 34 – Parâmetros das cargas.

Parâmetro	**Indústria 1**	**Indústria 2**	**Indústria 3**
Rind (Ω)	266	70	181
Lind (mH)	328	247	334
Cind (uF)	8	12	4
Rret (Ω)	150	260	155

Fonte: Adaptado de [106].

Os valores das capacitâncias entre o enrolamento do transformador e o neutro e entre os enrolamentos foram medidos e encontram-se indicados na Tabela 35.

Tabela 35 – Capacitâncias medidas para os transformadores.

Transformador	**Ckm (nf)**	**Ck (pf)**	**Cm (pf)**
T_1	2,50	330	298
T_2	2,62	247	334
T_3	8	12	4

Fonte: Adaptado de [107].

Do exposto, segue que o arranjo elétrico laboratorial é composto por cinco barramentos, com os pontos de tensão e corrente monitorados conforme indicado na Figura 76(a). Devido à limitação de recursos de medição, foi empregado apenas um analisador de qualidade de energia, a saber: "*Elspec Pure Black Box (PBB)"*. Esse registrador pode operar com uma taxa de amostragem correspondente a até 294 pontos por ciclo, em uma frequência de 60 hertz, o que equivale a um passo de integração de aproximados 56,6 μs [108]. Assim, com o objetivo de obter bancos de dados que expressem o comportamento das tensões e correntes, houve necessidade de repetições sucessivas de cada fenômeno considerado, para que as grandezas nos diversos pontos pudessem ser obtidas para posterior utilização como base de referência nas avaliações da exatidão dos estimadores.

5.3. CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO EXPERIMENTAL E RESULTADOS

Conforme pormenorizado na Tabela 36, a condição experimental foi planejada para reproduzir, de forma controlada, uma sequência de eventos transitórios representativos de manobras compatíveis com ocorrências em sistemas reais.

Tabela 36 – Descrição dos eventos impostos ao sistema teste - Caso laboratorial.

Etapas da Manobra	Descrição	Instante de Início (s)	Duração (s)	Instante de Término (s)
1	Afundamento trifásico de tensão aplicado na fonte	0,017	0,1	0,12
2	Abertura de todo o sistema	0,12	0,05	0,17
3	Restauração do sistema às condições nominais de operação	0,17	-	-

Fonte: Autoria própria.

Como indicado, a partir do instante 0,017 s, foi imposto um afundamento trifásico de tensão na fonte, reduzindo os níveis de tensão nominal de 127 V fase-neutro para aproximadamente 30 V em valor eficaz, caracterizando uma anomalia em frequência fundamental que pode refletir as consequências de eventuais curtos-circuitos ou outros distúrbios.

O afundamento em questão foi mantido por 100 ms, até o instante 0,12 s. Em seguida, de modo consonante com a atuação da proteção do sistema, foi realizada a abertura da rede isolando as cargas da fonte e promovendo, assim, a eliminação do distúrbio. Essa condição de interrupção do suprimento permaneceu por 50 ms, entre 0,12 s e 0,17 s. Por fim, em 0,17 s, o

sistema foi restaurado às suas condições nominais de operação, através de um religamento que restabeleceu a tensão plena na fonte às cargas supridas.

5.3.1. Resultado para o estudo de caso

Tal como ocorrido para o Caso 1 do Capítulo 4, a inclusão das capacitâncias, ao comparar os resultados de desempenho das medições com e sem a consideração desses componentes nos modelos, não gerou diferenças significativas no processo de estimação. Dessa forma, optou-se por mantê-las incorporadas aos modelos dos estimadores ao longo dos estudos.

Para as condições operacionais estabelecidas, os testes experimentais realizados, baseados nas premissas definidas, conduziram aos resultados de desempenho associados à determinação das grandezas de interesse para os barramentos 3, 4 e 5, empregando-se ambas as estratégias contempladas neste trabalho. Assim, a Tabela 37 apresenta os erros associados ao processo de estimação obtidos pela aplicação dos métodos da NIS e NDS, em relação aos valores de referência advindos das medições diretas nos pontos utilizados para a análise. Tal como nos estudos computacionais, os indicadores e_{MAPE} *e* e_{pico}, foram determinados para cada barramento e fase.

Tabela 37 – Erro percentual temporal e de pico por fase para a estimação de estados do sistema - Caso experimental.

Barra	TSE	Fase A		Fase B		Fase C	
		e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)	e_{MAPE} (%)	e_{pico} (%)
1	**NIS**	0,9042	3,2215	1,0754	0,4993	0,5930	0,0806
	NDS	0,5448	2,6434	0,6353	0,2509	0,5321	0,1247
3	**NIS**	0,3984	1,0123	0,6353	0,1059	0,3955	0,4257
	NDS	0,3548	0,3243	0,3953	0,9746	0,3323	0,5321
4	**NIS**	1,0269	1,8287	0,9760	0,4578	0,8040	3,4144
	NDS	0,7924	1,0522	0,8035	0,5995	0,7606	3,3243
5	**NIS**	1,1383	1,1934	1,2960	4,3160	1,4287	9,0575
	NDS	0,8098	2,3828	1,1541	3,3678	1,4028	9,0956

Fonte: Autoria própria.

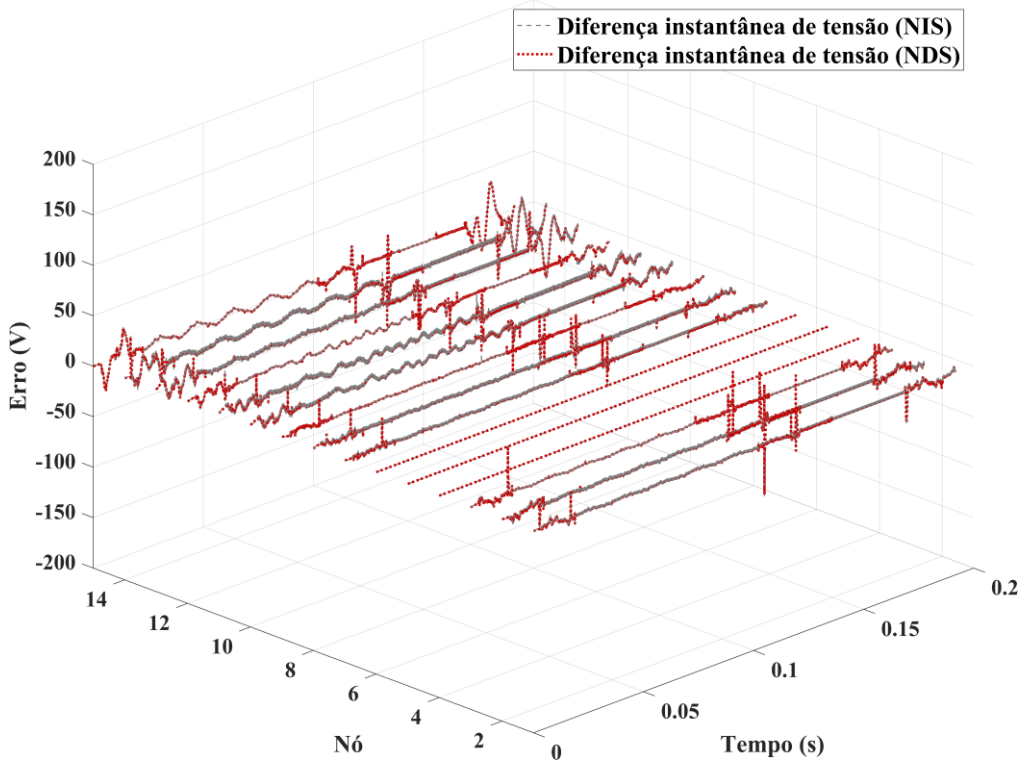
Como ocorrido nas avaliações de caráter teórico, o método da NDS supera amplamente as respostas oferecidas pela NIS em todas as fases, com destaque para a fase A, na qual o erro

médio cai de 0,9042% para 0,5448 Embora os valores aqui mencionados sejam reduzidos, vale ressaltar que a melhor performance da estratégia pela NDS é novamente constatada. No barramento 3, secundário de um ramo com transformador, ambos os métodos apresentam desempenhos bastante satisfatórios, com erros muito baixos. Já no barramento 4, a NDS mantém a superioridade no erro médio absoluto em todas as fases, com valores médios inferiores a 1% e de pico inferiores a 3%.

Por fim, em atenção ao barramento 5, observam-se os maiores erros de pico, especialmente na fase C, uma vez que ambos os métodos ultrapassam 9% de erro. Ainda assim, a NDS mostra desempenho ligeiramente melhor na fase A e B em termos de erro médio, além de maior estabilidade frente a picos. Erros mais elevados podem ser atribuídos a diversos fatores, entre eles imprecisões nas medições e diferenças entre os parâmetros reais dos elementos e os incorporados ao estimador.

Para uma melhor visualização do desempenho comparativo dos métodos, a Figura 77 mostra os níveis dos erros na forma de tensões residuais calculadas para cada barramento. Os valores nulos para os nós 4, 5 e 6 indicam que esses locais correspondem aos pontos nos quais foram feitas as medições (barra 2) e, por conseguinte, essas grandezas de desempenho foram aquelas incorporadas ao vetor *z*.

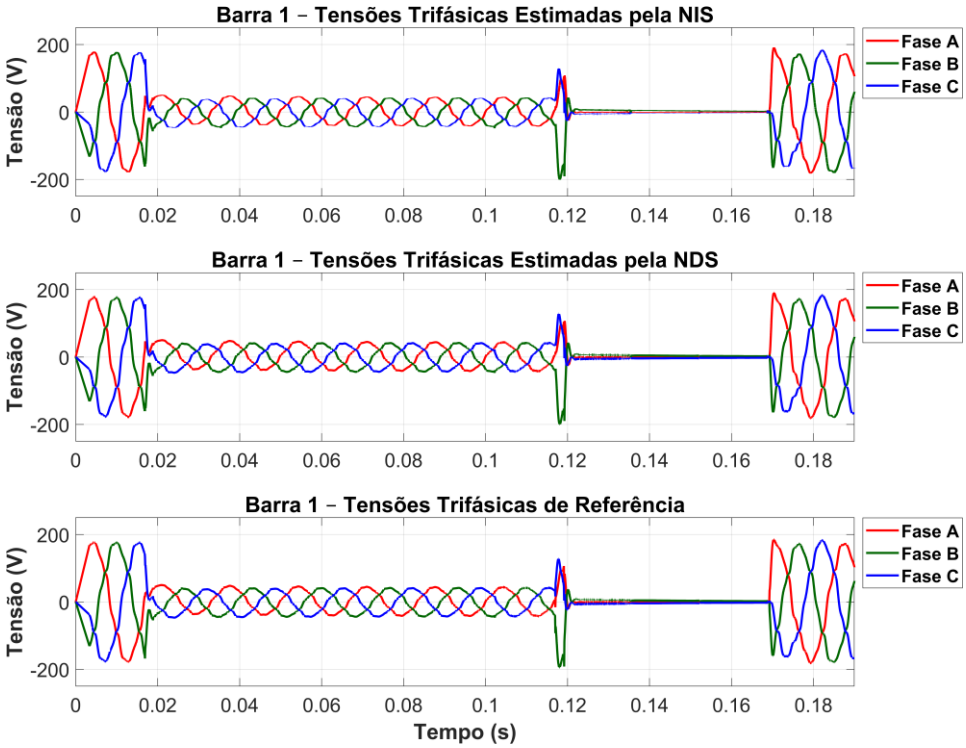
Figura 77 – Síntese dos erros da estimação realizada pela NDS – Caso experimental.



Fonte: Autoria própria.

É importante destacar que os erros residuais observados nos barramentos ocorrem, na maioria dos casos, durante as mudanças de estado do sistema, ou seja, sempre que há variações na tensão causadas por ações de manobra ou atuação da proteção. Os erros ligeiramente mais elevados correspondem a um ou dois instantes amostrais em que os estimadores ainda estão em processo de convergência para, posteriormente, se alinharem novamente com a forma de onda de referência. Em suma, esses desvios não comprometem a qualidade da estimação final das formas de onda. Essa conclusão pode ser observada na Figura 78, na qual são apresentadas, lado a lado, as formas de onda das tensões trifásicas estimadas pelos métodos da NIS, da NDS e estabelecidas como referência.

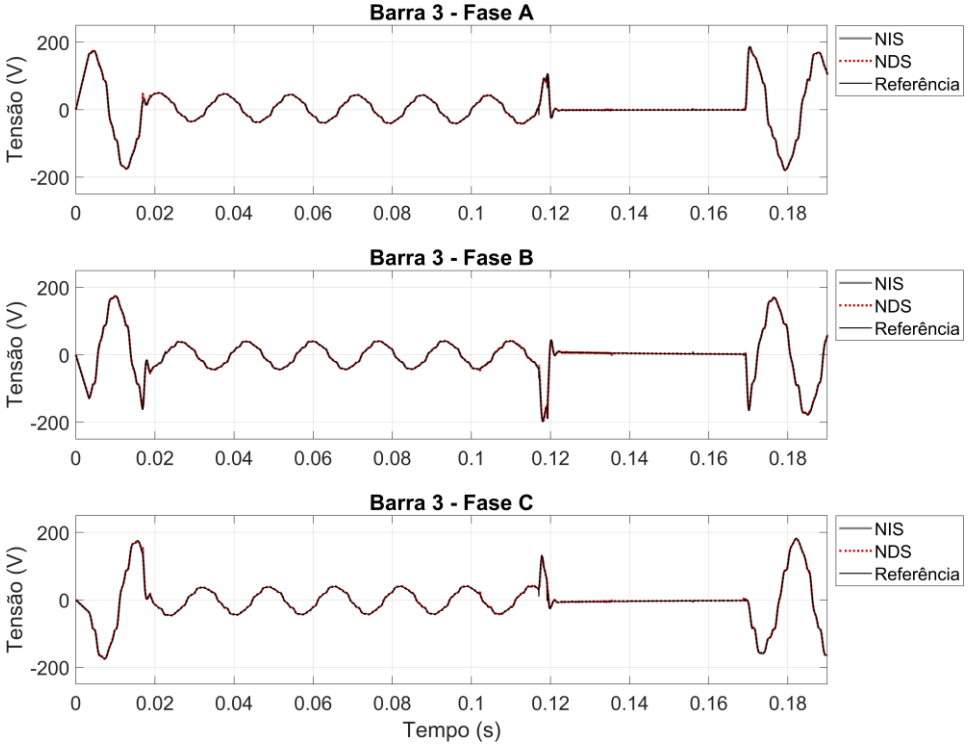
Figura 78 – Formas de onda das tensões trifásicas estimadas versus referência (medida) - barra 1 – Caso experimental.



Fonte: Autoria própria.

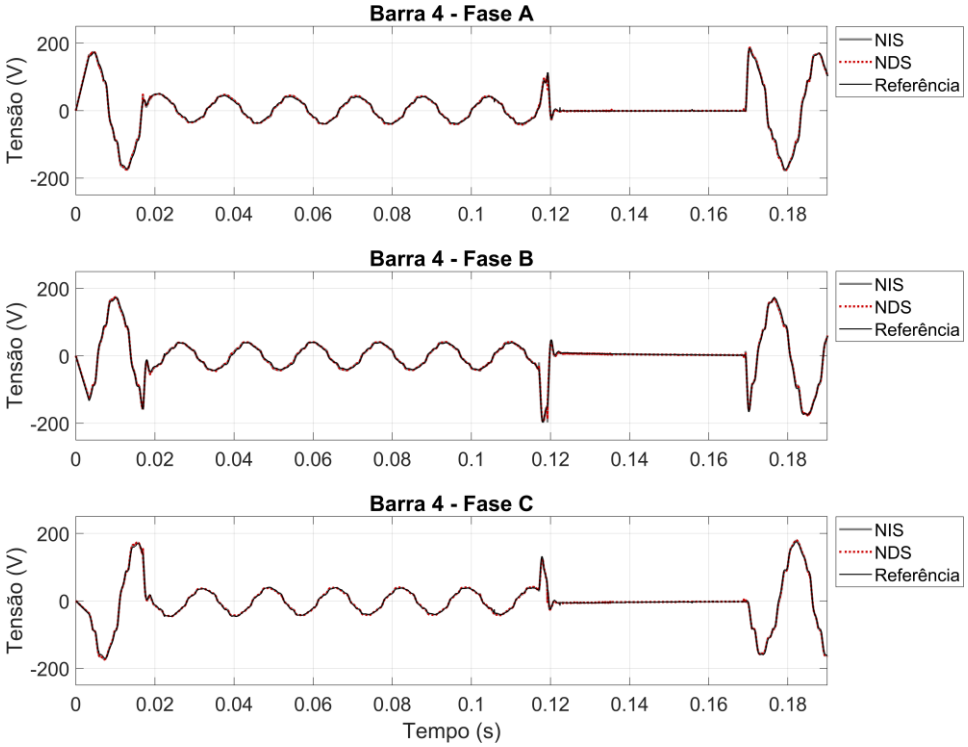
Os oscilogramas resultantes da sobreposição das fases dos barramentos secundários dos transformadores (3, 4 e 5), são mostradas na Figura 79, na Figura 80 e na Figura 81.

Figura 79 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (medida) - barra 3 - Caso experimental.



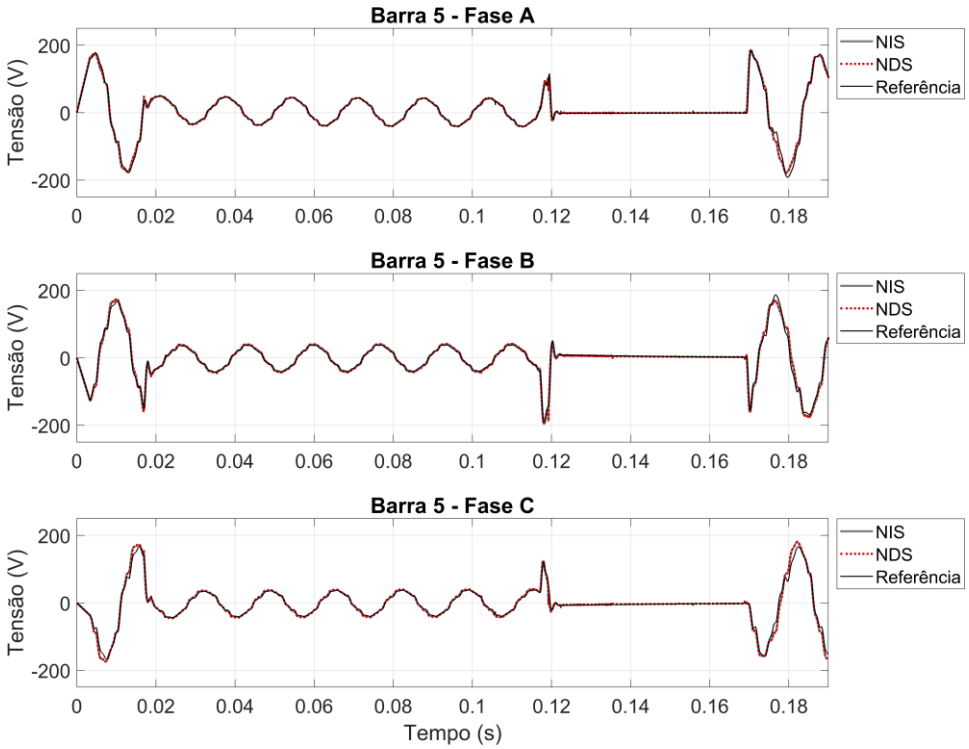
Fonte: Autoria própria.

Figura 80 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (medida) - barra 4 - Caso experimental.



Fonte: Autoria própria.

Figura 81 – Zoom das formas de onda - estimação versus referência (medida) - barra 5 - Caso experimental.



Fonte: Autoria própria.

Para os três barramentos analisados, a reprodução dos fenômenos foi satisfatória, tanto no caso do afundamento de tensão quanto da interrupção do suprimento. A retomada do regime normal de funcionamento foi, igualmente, estimada de forma satisfatória, com pequenos desvios apercebidos na estimação das formas de onda da barra 5.

A Tabela 38 apresenta os valores máximos de picos estimados para os barramentos 1, 3, 4 e 5. Para a referência de tensão fase-neutro de 179,60 V de pico, a fase A, entre todas as barras, foi aquela que apresentou as maiores elevações.

Tabela 38 – Valores máximos das tensões de pico estimadas e estabelecidas como valores de referência para os barramentos 1, 3, 4 e 5 - Caso experimental.

Número do Barramento	**Máxima tensão fase neutro de pico durante a ocorrência de todo o evento (V)**				
	Fase A				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
1	185,3821	191,5000	3,2215	190,3814	2,6434
3	186,8842	188,7897	1,0123	187,4952	0,3243
4	184,9807	188,4272	1,8287	187,9596	1,0522
5	184,7508	187,0064	1,1934	189,2865	2,3828
	Fase B				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
1	176,7901	177,6728	0,4993	177,2337	0,2509
3	176,1167	177,2356	0,6353	176,8129	0,3953
4	173,1910	173,9839	0,4578	175,2293	0,5995
5	184,4140	192,3733	4,3160	190,6247	3,3678
	Fase C				
	Referência	NIS	$e_{pico}(\%)$ NIS	NDS	$e_{pico}(\%)$ NDS
1	183,3268	183,4746	0,0806	183,5554	0,1247
3	182,7475	183,5255	0,4257	183,8199	0,5321
4	174,8717	180,8425	3,4144	180,6850	3,3243
5	167,2857	182,4376	9,0575	182,5013	9,0956

Fonte: Autoria própria.

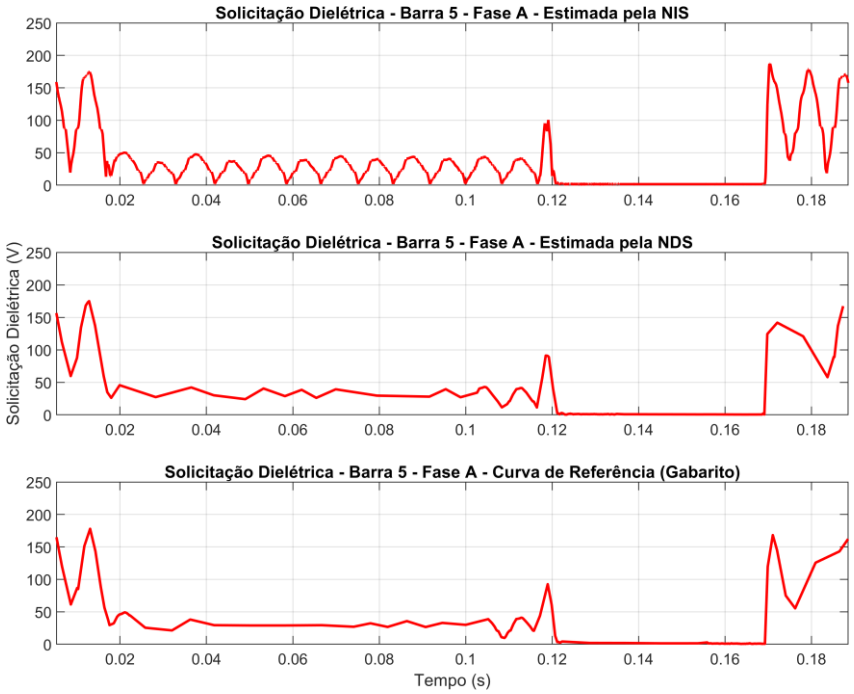
5.3.2. Aplicação dos resultados para obtenção da curva do impacto dielétrico imposta ao barramento 5

Os padrões de comportamento dos oscilogramas das tensões estimadas para o referido caso, assim como nos estudos computacionais, são empregados em sequência para a obtenção das solicitações dielétricas impactantes sobre uma eventual unidade consumidora presente no

barramento 5. A escolha deste ponto físico da instalação se justifica pelo fato de que, nessa localização, foram constatados os maiores erros entre as estimativas e os valores esperados.

Assim, seguindo a mesma estratégia empregada anteriormente, a Figura 82 apresenta três curvas de solicitações dielétricas, todas associadas à fase A da barra analisada. Como nos casos teóricos, são considerados os métodos NIS e NDS, além das informações medidas, utilizadas como referência.

Figura 82 – Resultados associados com os esforços dielétricos para a fase A – desempenho obtido via estimador de estado versus o obtido diretamente da medição na barra 5 – Caso experimental.



Fonte: Autoria própria

Ao avaliar o comportamento das curvas estimadas em relação à referência, constata-se, novamente, que o método da NDS apresenta maior aderência ao comportamento real, acompanhando com maior exatidão os picos iniciais durante os eventos, especialmente nos trechos em que ocorrem chaveamentos no sistema. Por outro lado, a curva estimada pela NIS apresenta oscilações residuais mais pronunciadas ao longo do regime transitório, sobretudo no intervalo correspondente ao afundamento de tensão. Essas oscilações decorrem do processo de integração numérica adotado, que tende a introduzir flutuações em torno da forma de onda original. Ainda assim, ambos os métodos foram capazes de representar com boa aderência o comportamento da rede elétrica, ratificando as constatações feitas no capítulo precedente.

5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como objetivo principal aplicar os estimadores de estado em um contexto experimental, utilizando medições reais obtidas por meio de um registrador de eventos comercial. O sistema laboratorial utilizado, embora simplificado e em escala reduzida, apresentou características adequadas ao propósito de avaliar o desempenho das propostas metodológicas estabelecidas como fundamentos para a pesquisa.

Devido às limitações impostas pela estrutura, os estudos investigativos foram centrados em uma sequência de eventos compatíveis com os recursos disponibilizados pela fonte de tensão controlada empregada, destacando-se que seu alcance não contemplou as situações em campo avaliadas computacionalmente. Ademais, a existência de um único medidor comercial para os registros exigiu que as monitorações dos diversos alimentadores não pudessem ser feitas concomitantemente, o que demandou a repetição sucessiva das medições, seguida de procedimento para sincronização dos sinais amostrados de corrente e tensão.

De modo geral, o nível de aderência entre as estimativas e os valores de referência mostrou-se compatível com os requisitos aplicacionais voltados aos estudos de PIDs. Observa-se, assim como nas situações teóricas, que a metodologia NDS apresentou desempenho mais consistente.

Com base nos resultados obtidos para as tensões, estas foram correlacionadas com as curvas representativas dos esforços dielétricos associados aos fenômenos transitórios abordados nos experimentos. Como destacado, ambas as estratégias para a estimativa de estado mostraram-se condizentes com as expectativas, sendo que o uso da NDS se revelou mais efetivo, devido à sua melhor qualidade no processo, produzindo perfis de desempenho para os impactos dielétricos mais próximos daqueles obtidos pelos valores de referência.

6. CONCLUSÕES

As diversas etapas dos trabalhos conduzidos ao longo desta pesquisa, imbuídas do objetivo central de avaliar a potencialidade do emprego de técnicas para estimação de estados visando o aprimoramento dos procedimentos destinados à análise de PIDs, foram detalhadamente apresentadas e discutidas neste documento. Assim, embora os fundamentos, metodologias, contribuições, avaliações e constatações tenham sido explorados em suas seções específicas, procede-se neste capítulo a uma síntese das contribuições e avanços alcançados.

Dentro da estrutura elaborada para a apresentação da tese, o Capítulo 1 foi dedicado à contextualização da área, destacando sua relevância e estabelecendo as diretrizes para os desenvolvimentos realizados. Nesse sentido, foram abordadas questões relacionadas à legislação aplicada à análise e emissão de pareceres sobre os PIDs, além de evidenciar pesquisas recentes que objetivam a melhoria do processo de análise.

Na sequência, o Capítulo 2 detalhou os procedimentos atualmente utilizados, conforme estabelecido pela ANEEL, resumidamente indicados em um fluxograma de caráter didático e explicativo, que esclarece a estratégia de análise dos processos de ressarcimento por danos elétricos, conforme o Módulo 9 do PRODIST. À luz dessa estratégia, foram apontadas áreas desafiadoras para obtenção de um processo fundamentado em princípios técnico-científicos sólidos, que ofereçam maior segurança, confiabilidade e eficácia ao processo decisório. Também foram contemplados aspectos quantitativos, destacando o crescente número de solicitações junto às distribuidoras, reforçando a importância da busca por mecanismos mais robustos para a tomada de decisões. Nesse contexto, várias contribuições acadêmicas foram destacadas, culminando em um software de análise denominado APR, que apresenta perspectivas promissoras, mas ainda requer evoluções para sua efetiva aplicação pelas empresas. Esse recurso estabelece, em essência, conceitos físicos da engenharia elétrica para correlacionar os fenômenos elétricos impactantes nas unidades consumidoras reclamantes e, por meio de modelos apropriados de diversos produtos eletroeletrônicos, avaliá-los em relação aos limites de suportabilidade dielétrica e térmica.

Avançando, o Capítulo 3 apresentou os métodos de análise via estimadores de estado, detalhando os conceitos centrais das duas principais abordagens de modelagem dinâmica aplicadas à estimação de estados transitórios: as metodologias NIS e NDS. Os desenvolvimentos contemplaram os fundamentos físicos da técnica e, por meio de detalhados equacionamentos, estabeleceram diretrizes para a aplicação desses recursos a problemas elétricos, especialmente aos objetivos desta tese. Além da síntese dos procedimentos clássicos,

foram feitas contribuições para aprimorar o processo de estimação, como a inclusão das capacitâncias de fuga entre os enrolamentos e o neutro dos transformadores, cujos efeitos foram significativos nas respostas diante de fenômenos transitórios de frequências superiores à fundamental. Ainda, para o método NDS, foi estabelecida uma formulação para a obtenção da matriz inversa do sistema (H^{-1}), suprimindo procedimentos convencionais. Essa formulação mostrou-se altamente eficaz para processamento computacional, conferindo à NDS uma estabilidade numérica significativamente superior à da NIS, comprovada nos cenários analisados nos capítulos subsequentes.

Sucedendo a fundamentação teórica, o Capítulo 4 focou na aplicação das técnicas de estimação via meios computacionais para o tratamento de fenômenos transitórios eletromagnéticos e obtenção dos esforços dielétricos em diferentes pontos de uma rede elétrica modelo. A relevância desses estudos reside no fato de que grande parte da literatura disponível se limita a eventos associados à frequência industrial, havendo escassez de informações sobre a efetividade dos estimadores em situações envolvendo frequências mais elevadas. Assim, considerando o interesse aplicativo relacionado a faltas, manobras, descargas atmosféricas e outros eventos, foi imperativo avaliar o desempenho dessas ferramentas para tais fins. Constatou-se que, mediante adaptações estruturais apropriadas, os estimadores apresentam grande potencial para análise dos PIDs em distúrbios transitórios eletromagnéticos. Os resultados foram ainda mais adequados com a inclusão das capacitâncias de fuga, geralmente desconsideradas. A presença dos osciladores naturais (LC) nos complexos elétricos foi consistentemente representada ao considerar esses parâmetros. Por fim, os fenômenos eletromagnéticos obtidos nos estudos de caso, correlacionados com as curvas de esforços dielétricos associados aos possíveis produtos reclamados, evidenciam potencial promissor para aplicação dos métodos NIS e NDS, destacando-se o desempenho superior do método NDS.

Com o êxito da implementação computacional, os trabalhos prosseguiram para avaliação em ambiente laboratorial controlado e em escala reduzida, conforme explorado no Capítulo 5. Essa etapa de validação, limitada pelos recursos experimentais, abrangeu um arranjo físico simples e uma sequência restrita de fenômenos transitórios. Não obstante, os resultados seguiram a tendência observada nos estudos computacionais: os erros na previsão das formas de onda nos barramentos não monitorados ficaram abaixo de 3%, reforçando a eficácia dos métodos. As curvas de solicitação dielétrica estimadas mostraram-se notavelmente fiéis às calculadas a partir das medições diretas, evidenciando a capacidade dos estimadores em preservar as características essenciais do fenômeno transitório. Destaca-se, novamente, o

método NDS, que demonstrou maior aderência, estabilidade e robustez frente às condições experimentais, contribuindo significativamente para a confiabilidade da avaliação dos esforços dielétricos impostos ao sistema.

No que tange ao desempenho geral, observa-se que a técnica NIS apresentou desvantagens relevantes, especialmente quanto à eficiência computacional. Para resultados comparáveis em um mesmo estudo, esse método demandou de 6 a 15 vezes mais tempo que a NDS. Por exemplo, no processamento da descarga atmosférica do Caso 5, o tempo requerido foi de aproximadamente 1 minuto para a NDS, contra 50 minutos para a NIS, evidenciando diferença expressiva entre os métodos. Conclui-se que a metodologia NDS se destaca tanto pela maior eficiência computacional quanto pela robustez em convergência.

Com base nos resultados e limitações identificadas, apresentam-se a seguir sugestões para trabalhos futuros que aprofundem e expandam as contribuições desta pesquisa:

- Atualização e aprimoramento da modelagem dos componentes atuais, incluindo magnetização e saturação de transformadores para estimativa de transitórios de *inrush*, além da adaptação dos modelos de linhas de transmissão para cenários de linhas longas;
- Modelagem dinâmica de outros elementos em sistemas elétricos complexos, como dispositivos de proteção contra surtos (para-raios e DPS), reatores não lineares e fontes de geração (centralizadas e distribuídas);
- Exploração de diferentes configurações de eventos aos estimadores em sistemas mais complexos, com maior número de barramentos e componentes, visando ampliar aplicabilidade e robustez;
- Investigação e implementação de variáveis como temperatura e envelhecimento dos componentes, avaliando impacto na modelagem dinâmica e performance dos estimadores;
- Realização de testes em ambientes industriais reais, para validar a aplicabilidade dos estimadores em cenários não controlados, aumentando confiabilidade e eficácia das ferramentas.

Essas sugestões visam aprofundar o entendimento e aplicação dos estimadores, ampliando seu alcance em cenários desafiadores e abrindo novas frentes para pesquisa e inovação.

Em conclusão, considera-se que esta tese atingiu com excelência todos os objetivos gerais e específicos propostos, comprovando a eficácia dos métodos desenvolvidos e sua aplicabilidade em contextos práticos.

Destaca-se que esta pesquisa contribui com uma ferramenta capaz de fundamentar tecnicamente os pareceres emitidos em processos de análise de pedidos de indenização por danos elétricos. Os resultados demonstram o potencial dos estimadores como instrumentos de apoio à decisão, conferindo à proposta caráter inovador e elevada relevância técnica. Contudo, é importante ressaltar que o uso dessas metodologias, especialmente por parte das concessionárias, deve pautar-se pela responsabilidade e transparência, evitando qualquer uso indiscriminado ou enviesado que comprometa a equidade na avaliação dos casos.

REFERÊNCIAS

[1] R. C. Dugan, M. F. McGranahan, S. Santoso, and H. W. Beaty, *Electrical power systems quality*, 3ª Edition. USA: McGraw-Hill, 2012.

[2] H. Cunha de Oliveira, I. Gondim, P. Henrique Oliveira Rezende, and A. Costa, "Ressarcimento de Danos Elétricos: Revisão Bibliográfica, Premissas e Desafios," in *Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Galoa, 2021. https://doi.org/10.17648/cbqee-2021-130634.

[3] A. C. O. Salomão, "Uma abordagem jurídica à questão do ressarcimento de danos elétricos pelas distribuidoras de energia," 2012, *Universidade de São Paulo, São Paulo*.

[4] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 9, Ressarcimento por Danos Elétricos," 2012, *Brazil*.

[5] A. C. Delaiba, J. C. Oliveira, I. N. Gondim, and C. E. Tavares, "Metodologia para Análise de Ressarcimento de Equipamentos Eletroeletrônicos Incluindo Dispositivos Mitigadores," in *CITENEL*, Fortaleza, 2011.

[6] I. Gondim, J. Barbosa, J. Oliveira, A. Oliveira, and C. Tavares, "An Approach to Obtain System Disturbance Data to Consumer Reimbursement Analysis by Real Time Measurements," *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, vol. 11, pp. 719–725, 2013. https://doi.org/10.1109/TLA.2013.6533960.

[7] J. N. QUADRADO JÚNIOR, "Estudos avaliativos do desempenho do aplicativo APR através de casos reais de consumidores da região metropolitana de Cuiabá," 2012, *Universidade Federal de Uberlândia*.

[8] I. N. Gondim, "Contribuições para o aplicativo APR: novos limites de suportabilidade, perturbações via medições e sistematização no processo da configuração da rede elétrica," 2012, *Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia*.

[9] C. E. Tavares, “Uma Estratégia Computacional para a Análise Técnica de Pedidos de Ressarcimento de Danos a Consumidores,” 2008, *Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia*.

[10] I. N. Gondim, J. A. F. B. Júnior, J. C. de Oliveira, C. E. Tavares, and A. C. Delaiba, “UMA ESTRATÉGIA PARA OBTENÇÃO DOS LIMITES DE SUPORTABILIDADE DIELÉTRICA E TÉRMICA DE EQUIPAMENTOS COM FOCO AOS PEDIDOS DE INDENIZAÇÃO POR DANOS,” 2012, *Campo Grande*. https://doi.org/10.18618/REP.2012.3.651659.

[11] C. E. TAVARES MENDONÇA M. V. B. OLIVEIRA J. C. RODRIGUES K. D. DELAIBA A. C. SILVA R. M. T., “Uma Estratégia Computacional Para A Análise De Pedidos De Ressarcimento De Consumidores Com Base Na Correlação Entre Esforços Dielétricos E Térmicos E Limites De Suportabilidade De Equipamentos,” *XIX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.

[12] J. N. Q. Junior, “Estudos Avaliativos de Desempenho do Aplicativo APR Através de Caso Reais de Consumidores da Região Metropolitana de Cuiabá,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2012.

[13] J. A. Martinez, “Time domain electromagnetic transients programs,” in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, IEEE, pp. 763–764. https://doi.org/10.1109/PESS.2000.867447

[14] J. R. Marti and L. R. Linares, “Real-time EMTP-based transients simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1309–1317, 1994, 35. https://doi.org/10.1109/59.336135.

[15] H. Dommel, “Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 4, pp. 388–399, Apr. 1969. https://doi.org/10.1109/TPAS.1969.292459.

[16] A. N. de E. E.- ANEEL, "SÚMULA ANEEL Nº 15," 2015. [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20153533.pdf

[17] C. E. Tavares, J. C. de Oliveira, M. V. B. Mendonça, A. C. Delaiba, and R. M. T. Silva, "An Approach for Consumers Refunding Analysis Associated to Voltage Disturbances and Equipment Damages," *Revista Eletrônica de Potência – SOBRAEP*, vol. 13, 2008. https://doi.org/10.18618/REP.2008.1.025031.

[18] W. Sun, X. Yuan, J. Wang, D. Han, and C. Zhang, "Quality of Service Networking for Smart Grid Distribution Monitoring," in *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, IEEE, Oct. 2010, pp. 373–378. https://doi.org/10.1109/SMARTGRID.2010.5622072.

[19] T. T. Lopes, "Estimadores de Estado Em Sistemas de Energia Elétrica Incluindo Restrições Fuzzy," Universidade Federal de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

[20] R. E. Larson, W. F. Tinney, and J. Peschon, "State Estimation in Power Systems Part I: Theory and Feasibility," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 3, pp. 345–352, 1970. https://doi.org/10.1109/TPAS.1970.292711.

[21] R. E. Larson, W. F. Tinney, L. P. Hajdu, and D. S. Piercy, "State Estimation in Power Systems Part II: Implementation and Applications," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 3, pp. 353–363, Mar. 1970. https://doi.org/10.1109/TPAS.1970.292712.

[22] N. R. Watson, "Power quality state estimation," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 20, no. 1, pp. 19–33, 2010. https://doi.org/10.1002/etep.357.

[23] A. Farzanehrafat, "Power quality state estimation,". Tese de Doutorado. *University of Canterbury, Christchurch*, *New Zealand* 2014. http://dx.doi.org/10.26021/2833.

[24] N. R. Watson, “Power quality state estimation,” *Euro. Trans. Electr. Power*, vol. 20, pp. 1–6, 2010. https://doi.org/10.1002/etep.357.

[25] A. Farzanehrafat and N. R. Watson, “Review of power quality state estimation,” *AUPEC 2010 - 20th Australasian Universities Power Engineering Conference: “Power Quality for the 21st Century,”* no. 1, 2010.

[26] N. R. Watson, Ali Farzanehrafat, and Sarath Perera, “Power Quality State Estimation: A New Concept,” *EEA Conference & Exhibition*, vol. 66, no. June, pp. 37–39, 2012.

[27] A. Farzanehrafat and N. R. Watson, “Power quality state estimator for smart distribution grids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2183–2191, 2013, doi: https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2254139.

[28] K. K. C. Yu and N. R. Watson, “An Approximate Method for Transient State Estimation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1680–1687, 2007, doi: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.901147.

[29] I. Molina-Moreno, A. Medina, R. Cisneros-Magana, and O. Anaya-Lara, “A Methodology for Transient State Estimation Based on Numerical Derivatives, Optimal Monitoring, and Filtered Measurements,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 4, pp. 1527–1535, 2018. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2735382 .

[30] N. R. Watson and A. Farzanehrafat, “Three-phase transient state estimation algorithm for distribution systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 10, pp. 1656–1666, 2014. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0755.

[31] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Dados abertos: Reclamações no 1° e 2° nível da Distribuidora.” Accessed: Oct. 07, 2023. [Online]. Disponível em:

https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/reclamacoes-no-1o-e-2o-niveis-da-distribuidora

[32] H. Oliveira, "Condicionadores de Ar Inverter: Modelagem Computacional e Curvas de Suportabilidade para Estudos de Pedidos de Ressarcimento por Danos Elétricos," 2020, *Universidade Federal de Uberlândia*. https://doi.org/10.14393/ufu.di.2020.309.

[33] ANEEL, "Ouvidoria Setorial ANEEL." Accessed: Apr. 17, 2025. [Online]. Disponível em: https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ouvidoria-setorial-aneel.

[34] P. H. de O. Rezende, "Contribuições para os Estudos Computacionais de Ressarcimento por Danos Elétricos: Limites de Suportabilidade e Induções Eletromagnéticas," 2016, *Universidade Federal de Uberlândia (UFU)*.

[35] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Painel de Indicadores de Continuidade." Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/hubDistribuicao/reportIndicadoresContinuidade.

[36] N. Watson and J. Arrillaga, *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation*. Institution of Engineering and Technology, 2018. https://doi.org/10.1049/PBPO123E.

[37] *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*. Elsevier, 2015. https://doi.org/10.1016/C2013-0-18758-2.

[38] A. C. D. Santos, "Desempenho de fontes lineares e chaveadas no contexto da qualidade da energia elérica," 2001, *Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia*.

[39] E. F. Fuchs, D. J. Roesler, and K. P. Kovacs, "Sensitivity of Electrical Appliances to Harmonics and Fractional Harmonics of the Power System's Voltage. Part II: Television Sets, Induction Watthour Meters and Universal Machines," *IEEE Transactions on Power*

Delivery, vol. 2, no. 2, pp. 445–453, 1987, https://doi.org/10.1109/TPWRD.1987.4308128 .

[40] S. B. Smith and R. B. Standler, "The effects of surges on electronic appliances," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 3, pp. 1275–1282, Jul. 1992, https://doi.org/10.1109/61.141841.

[41] L. M. Anderson and K. B. Bowes, "The effects of power-line disturbances on consumer electronic equipment," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, no. 2, pp. 1062–1065, Apr. 1990. https://doi.org/10.1109/61.53122.

[42] A. Azevedo, "Desempenho de aparelhos refrigeradores no contexto da qualidade da energia elétrica," Universidade Federal de Uberlândia, 2002. https://doi.org/10.14393/ufu.di.2002.34.

[43] C. E. Tavares, "Modelagem e Análise de Desempenho de Equipamentos Eletroeletrônicos diante de Distúrbios da Qualidade da Energia - Enfoque: Televisores, VCR's e Som," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, 2004.

[44] R. A. Peniche, "Modelagem e Análise de Desempenho de Equipamentos Eletroeletrônicos diante de Distúrbios da Qualidade da Energia - Enfoque: Aparelhos de DVD, Fax e Telefone sem fio," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2004.

[45] R. N. Magalhães, "Controlador Lógico Programável no Contexto da Qualidade da Energia," Universidade Federal de Uberlândia, 2003.

[46] T. L. Grant and D. M. Divan, "Power Quality Solutions to Mitigate the Impact of Voltage Sags in Manufacturing Facilities," *Energy Engineering*, vol. 100, no. 6, pp. 59–78, Nov. 2003, https://doi.org/10.1080/01998590309509252.

[47] J. Lamoree, D. Mueller, P. Vinett, W. Jones, and M. Samotyj, “Voltage sag analysis case studies,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 30, no. 4, pp. 1083–1089, 1994, https://doi.org/10.1109/28.297926.

[48] A. Felce, G. Matas, and Y. Da Silva, “Voltage sag analysis and solution for an industrial plant with embedded induction motors,” in *Conference Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting.*, IEEE, pp. 2573–2578. https://doi.org/10.1109/IAS.2004.1348838.

[49] E. F. Fuchs, D. J. Roesler, and F. S. Alashhab, “Sensitivity of Electrical Appliances to Harmonics and Fractional Harmonics of the Power SYSTEM’s Voltage. Part I: Transformers and Induction Machines,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 2, no. 2, pp. 437–444, 1987. https://doi.org/10.1109/TPWRD.1987.4308127.

[50] H. R. P. M. Oliveira, N. C. Jesus, and M. L. B. Martinez, “Avaliação do Desempenho de Equipamentos Eletrodomésticos Durante Ensaios de Sobretensões,” in *XVIII SNPTEE*, Curitiba, Oct. 2005.

[51] C. Eduardo Tavares, J. Carlos de Oliveira, M. Vinícius Borges Mendonça, A. Carlos Delaiba, and R. Marley Tavares da Silva, “An Approach For Consumers Refunding Analysis Associated To Voltage Disturbances And Equipment Damages,” *Eletrônica de Potência*, vol. 13, no. 1, pp. 25–31, Feb. 2008, https://doi.org/10.18618/REP.2008.1.025031.

[52] A. da S. Jucá and F. S. Ribeiro, “Avaliação do relacionamento entre consumidores e concessionárias na solução de conflitos por danos elétricos: proposta de adequação,” Universidade de São Paulo, 2003.

[53] I. A. Bacca, “Modelagem para a análise de desempenho de eletrodomésticos à força-motriz diante de distúrbios de qualidade da energia,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2008.

[54] M. V. B. Mendonça, “Contribuições ao processo computacional para análise de pedidos de indenização por danos em equipamentos elétricos,” 2010, *Universidade Federal de Uberlândia*.

[55] O. A. da Silva, “Metodologia para subsidiar a análise de solicitações de ressarcimento por danos, utilizando-se dispositivos de proteção contra surtos,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.

[56] F. Gadenz, “Uma proposta para a inserção do tempo de uso dos equipamentos no aplicativo APR e estudos avaliativos de casos reais de PID´S,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.

[57] E. A. Martins, “Elaboração de Curvas de Suportabilidade para Microcomputadores e Estudos de Desempenhos de Dispositivos Mitigadores para Subsidiar PIDs,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2012.

[58] P. H. O. Rezende, “Uma proposta de modelagem de condicionadores de ar split visando a análise de pedidos de ressarcimento por danos elétricos,” 2012, *Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia*.

[59] J. M. Borges, “Desenvolvimento de uma Metodologia para Análise de Ressarcimento de Aparelhos de Som Associados aos Distúrbios na Rede Elétrica da CEMIG Testando Dispositivos Mitigadores,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2012.

[60] C. J. de Ávila, “Curvas de suportabilidade dielétrica e térmica para televisores integradas ao APR e ao banco de dados da Cemig Distribuição S.A,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2012.

[61] I. N. Gondim, “Contribuições para o Aplicativo APR: Novos Limites de Suportabilidade, Perturbações via Medições e Sistematização no Processo da Configuração da Rede Elétrica,” 2012, *Universidade Federal de Uberlândia*.

[62] A. Almeida Junior, “Contribuições aos estudos computacionais de ressarcimento por danos elétricos devido a descargas atmosféricas diretas e indiretas,” Universidade Federal de Uberlândia, 2016. https://doi.org/10.14393/ufu.te.2016.150.

[63] M. D. Teixeira, “Uma Estrutura Laboratorial para Testes de Desempenho de Equipamentos no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica,” Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2003.

[64] B. Carvalho, “Desempenho de aparelho condicionador de ar no contexto da qualidade da energia elétrica,” Universidade Federal de Uberlândia, 2002. https://doi.org/10.14393/ufu.di.2002.33.

[65] I. A. Bacca, “Modelagem para Análise de Desempenho de Equipamentos da Linha Branca diante de Distúrbios de Qualidade da Energia,” 2008, *Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia*.

[66] F. Gadnez, “Uma Proposta para a Inserção do Tempo de Uso dos Equipamentos no Aplicativo APR e Estudos Avaliativos de Casos Reais de PIDs,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2010.

[67] T. MENDONÇA M. V. B. C. E. GONDIM I. N. OLIVEIRA J. C. RODRIGUES K. D. DELAIBA A. C. SILVA R. M. T., “Modelagem de Equipamentos Eletroeletrônicos Utilizando Fontes Lineares e Chaveadas sob Condições Não Ideais de Alimentação na Plataforma ATP,” *VII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*.

[68] I. N. Gondim, P. H. O. Rezende, J. C. Oliveira, J. R. Macedo Junior, A. C. O. Salomão, and N. Kagan, “A STRATEGY TOWARDS THE ACHIEVEMENT OF DIELECTRIC AND THERMAL WITHSTAND LIMITS OF ELECTRICAL APLLIANCES FOCUSING CONSUMER REFUNDING ANALYSIS,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 10, pp. 1, 2012. https://doi.org/10.1109/EPQU.2011.6128812.

[69] P. H. O. Rezende, J. C. De Oliveira, I. N. Gondim, and I. A. Bacca, “Air conditioner ATP time domain model and validation focusing reimbursement requests associated with system disturbances,” 2011, *Lisboa - Portugal*. https://doi.org/10.1109/EPQU.2011.6128828.

[70] H. O. Oliveira, Gondim. I., and P. H. O. Rezende, “Proposal Toward the Achievement of Dielectric and Thermal Withstand Limits for an Inverter Air Conditioner,” 2019, *São Caetano do Sul – SP*.

[71] M. S. Ismail Neto, “Estimação de estado para redes de distribuição de energia elétrica avançadas,” Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017. https://doi.org/10.11606/D.18.2017.tde-02082017-163837.

[72] R. E. Larson, W. F. Tinney, and J. Peschon, “State Estimation in Power Systems Part I: Theory and Feasibility,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 3, pp. 345–352, Mar. 1970. https://doi.org/10.1109/TPAS.1970.292711.

[73] C. Canizares, A. Gomez-exposito, and A. S. Conejo, *Sistemas De Energia Elétrica-análise E Operação*. LTC, 2011. [Online]. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=9tO1uAAACAAJ

[74] A. C. Escamilla, “Modelling Non-linear and Distributed Elements in Transient State Estimation,” Dissertação de Mestrado. University of Canterbury, Christchurch, New Zealand., 2015.

[75] A. Greenwood, *Electrical Transients in Power Systems*, 2º Edição., vol. 1. WILEY INDIA, 2010.

[76] H. W. Dommel, “Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 4, pp. 388–399, Apr. 1969. https://doi.org/10.1109/TPAS.1969.292459.

[77] R. Cisneros-Magaña and A. Medina, “Time domain transient state estimation using singular value decomposition Poincare map and extrapolation to the limit cycle,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 810–817, Dec. 2013. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.06.003.

[78] N. R. Watson and A. Farzanehrafat, “Three-phase transient state estimation algorithm for distribution systems,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 8, no. 10, pp. 1656–1666, 2014. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0755.

[79] R. Cisneros-Magaña, A. Medina, and J. Segundo-Ramírez, “Efficient time domain power quality state estimation using the enhanced numerical differentiation Newton type method,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 63, pp. 414–422, 2014. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.076.

[80] K. K. C. Yu and N. R. Watson, “An approximate method for transient state estimation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1680–1687, 2007, https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.901147.

[81] A. Farzanehrafat, N. R. Watson, and S. Perera, “The use of Transient State Estimation for voltage dip/sag assessment,” *2012 IEEE International Conference on Power System Technology, POWERCON 2012*, pp. 1–6, 2012, https://doi.org/10.1109/PowerCon.2012.6401465.

[82] K. K. C. Yu and N. R. Watson, “Identification of Fault Locations using Transient State Estimation,” *International Conference on Power Systems Transients*, 2005.

[83] B. Gou and A. Abur, “A tracking state estimator for nonsinusoidal periodic steady-state operation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 4, pp. 1509–1514, 1998, https://doi.org/10.1109/61.714833.

[84] K. K. C. Yu, “Tese de Doutorado: Harmonic State Estimation and Transient State Estimation,” 2005.

[85] N. R. Watson and A. Farzanehrafat, “Identification of the Sources of Transient Disturbances,” *International Conference on Power Systems Transients*, no. 1, 2013.

[86] B. Gou, C. Luo, and F. Ponci, “A Novel Waveform Tracking Monitor for Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1874–1882, Nov. 2006. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.882459.

[87] N. Tzanis *et al.*, “Cloud-Edge Architecture With Virtualized Hardware Functionality for Real-Time Diagnosis of Transients in Smart Grids,” *IEEE Transactions on Cloud Computing*, vol. 11, no. 2, pp. 1230–1241, Apr. 2023, https://doi.org/10.1109/TCC.2023.3241698.

[88] D. Of, S. In, and E. Engineering, “Power Quality State Estimation in Transient and Steady State,” 2013.

[89] K. A. Clements, “The impact of pseudo-measurements on state estimator accuracy,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, Jul. 2011, pp. 1–4. https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039370.

[90] H. M. Beides and G. T. Heydt, “Dynamic state estimation of power system harmonics using Kalman filter methodology,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 4, pp. 1663–1670, 1991. https://doi.org/10.1109/61.97705.

[91] H. T. Nguyen, J. J. Yang, and S. S. Choi, “On harmonic state estimation and the evaluation of harmonic power contributions from sources,” in *IEEE PES General Meeting*, IEEE, Jul. 2010, pp. 1–6. https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589637.

[92] Z.-P. Du, J. Arrillaga, and N. Watson, “Continuous harmonic state estimation of power systems,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 4, p. 329, 1996. https://doi.org/10.1049/ip-gtd:19960291.

[93] I. B. N. C. Cruz, A. P. Lavega, and J. R. C. Orillaza, “Overview of voltage sag profile estimation,” in *TENCON 2015 - 2015 IEEE Region 10 Conference*, IEEE, Nov. 2015, pp. 1–6. https://doi.org/10.1109/TENCON.2015.7372977.

[94] R. L. Burden and J. D. Faires, *Numerical Analysis*, 9º., vol. 1. Boston, USA: Brooks/Cole, 2011.

[95] M. Abdullah, M. ALI, and A. Said, “Towards an Accurate Modeling of Frequency-dependent Wind Farm Components under Transient Conditions,” *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 395–407, Sep. 2014.

[96] A. A. Maciejewski and C. A. Klein, “The Singular Value Decomposition: Computation and Applications to Robotics,” *Int J Rob Res*, vol. 8, no. 6, pp. 63–79, 1989, https://doi.org/10.1177/027836498900800605.

[97] A. Aboonabi and M. Saif, “Power System State Estimation Using Contraction Mapping and Singular Value Decomposition,” *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 44, no. 1, pp. 1692–1697, Jan. 2011. https://doi.org/10.3182/20110828-6-IT-1002.03269.

[98] I. Rahimi Pordanjani and W. Xu, “A singular value decomposition-based technique for decoupling and analyzing power networks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 74, pp. 265–273, Jan. 2016, https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.028.

[99] K. K. C. Yu and N. R. Watson, “Three-phase harmonic state estimation using SVD for partially observable systems,” in *2004 International Conference on Power System*

Technology, 2004. PowerCon 2004., IEEE, 2004, pp. 29-34 Vol.1. https://doi.org/10.1109/ICPST.2004.1459961.

[100] N. R. Watson and K. K. C. Yu, "Transient state estimation," *ICHQP 2008: 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, no. 2, pp. 2–7, 2008, https://doi.org/10.1109/ICHQP.2008.4668741.

[101] J. C. Das, *Transients in electrical systems: analysis, recognition, and mitigation*. New York: McGraw-Hill, 2010.

[102] "MATLAB," 2025. Accessed: Feb. 12, 2025. [Online]. Disponível em: https://www.mathworks.com/products/matlab.html

[103] R. L. Boylestad, *Introdução a Análise de Circuitos*, 12º Edição., vol. 1. Pearson Universidades, 2011.

[104] M. V. Dos Santos, "Desenvolvimento de um gerador de impulso de alta tensão em escala reduzida para a investigação de descargas atmosféricas," Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monvelade, 2017.

[105] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," *IEEE Std 1159-1995*, pp. 1–80, 1995. https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1995.79050.

[106] B. M. Gianesini and I. N. Santos, "Aplicação de Filtro Harmônico Ativo em Plataforma Laboratorial Destinada a Estudos de Qualidade da Energia Elétrica," in *Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2020*, sbabra, Aug. 2020. https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2308.

[107] H. C. d. Oliveira, V. H. F. Brito, J. C. d. Oliveira, and I. N. Gondim, "Performance Analysis and Model Improvements for Electromagnetic Transient State Estimators," *IEEE Access*, vol. 13, pp. 63157–63169, 2025. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3557286.

[108] “3 Phase PureBB – Handheld Power Quality Analyzer.” Accessed: Aug. 31, 2024. [Online]. Available: https://www.elspec-ltd.com/elspec-shop/power-quality-analyzer/handheld-power-quality-analyzer/pure-blackbox-handheld-power-quality-analyzer/

ANEXO I – PRODUTOS GERADOS

A pesquisa realizada gerou os seguintes produtos diretos e indiretos:

Artigos em periódicos:

- H. C. d. Oliveira, V. H. F. Brito, J. C. d. Oliveira, and I. N. Gondim, “Performance Analysis and Model Improvements for Electromagnetic Transient State Estimators,” IEEE Access, vol. 13, pp. 63157–63169, 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3557286.
- Oliveira, H. C., de Oliveira, J. C., Gondim, I. N., & Brito, V. H. F. (2023). Avaliação computacional de estimador de estado aplicado para fenômenos transitórios em redes elétricas de distribuição. OBSERVATÓRIO DE LA ECONOMÍA LATINOAMERICANA, 21(12), 24522–24540. https://doi.org/10.55905/oelv21n12-060
- OLIVEIRA, HUMBERTO; GONDIM, I. N.; OLIVEIRA, J. C. Estudo do nexo de causalidade para pedidos de indenização por danos utilizando medições diretas em conjunto estimador de estado transitório. O SETOR ELÉTRICO, v. 1, p. 58, 2022.

Artigos em anais de congresso:

- OLIVEIRA, H. C.; GONDIM, I. N.; OLIVEIRA, J. C.; BRITO, V. H. F. Uma Estratégia para Avaliação do Nexo de Casualidade para Pedidos de Ressarcimento por Danos via Medições e Estimação de Estados. In: XV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2023, São Luís - MA. Anais da XV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2023. v. 2. (Premiado melhor artigo da sessão).
- DAYRELL, G. P.; OLIVEIRA, H. C.; REZENDE, P. H. O. ; SILVA, G. T. A. . Estimação de Estado Para Variações de Tensão de Curta Duração: Revisão Bibliográfica. In: XV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2023, São Luís - MA. Anais da XV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2023. v. 2.
- CUNHA DE OLIVEIRA, HUMBERTO; GONDIM, ISAQUE; HENRIQUE OLIVEIRA REZENDE, PAULO; COSTA, ARTHUR. Ressarcimento de Danos Elétricos: Revisão Bibliográfica, Premissas e Desafios. In: ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021. Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2021.