

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ANDRESSA BASSETTI DOS SANTOS

ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO BASEADO EM MEDIDAS
PROVENIENTES DE UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL

CURITIBA

2022

ANDRESSA BASSETTI DOS SANTOS

ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO BASEADO EM MEDIDAS
PROVENIENTES DE UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL

Trabalho apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof^a Dra. Elizete Maria Lourenço

CURITIBA

2022

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Santos, Andressa Bassetti dos.

Estimador de estados generalizado baseado em medidas provenientes de unidade de medição fasorial. / Andressa Bassetti dos Santos. – Curitiba, 2023.

1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Elizete Maria Lourenço.

1. Engenharia elétrica. 2. Distribuição de energia elétrica. 3. Fontes alternativas de energia. 4. Algoritmos de computador. I. Lourenço, Elizete Maria. II. Universidade Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Bibliotecário: Nilson Carlos Vieira Júnior CRB-9/1797

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **ANDRESSA BASSETTI DOS SANTOS** intitulada: **ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO COM BASE EM UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL**, sob orientação da Profa. Dra. ELIZETE MARIA LOURENÇO, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestra está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 12 de Dezembro de 2022.

Assinatura Eletrônica
15/12/2022 10:29:24.0
ELIZETE MARIA LOURENÇO
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
16/12/2022 15:49:48.0
JULIO AUGUSTO DRUZINA MASSIGNAN
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, ESCOLA DE
ENGENHARIA DE SÃO CARLOS)

Assinatura Eletrônica
15/12/2022 09:39:51.0
RICARDO SCHUMACHER
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
15/12/2022 17:49:53.0
ROMAN KUIAVA
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Este trabalho é dedicado aos meus pais, familiares e amigos que foram grandes incentivadores e que sempre acreditaram em meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Ariclé Bassetti dos Santos e Gilberto Tiago dos Santos, e a minha irmã, Laressa Bassetti dos Santos, que sempre apoiaram meus estudos, proporcionaram amor e carinho e me deram as forças necessárias para seguir em frente. À minha avó, Nercy Aparecida dos Santos, que sempre realizou orações e torceu para o meu sucesso.

Aos meus amigos, que estiveram vibrando comigo nos momentos de alegria e me consolando nos momentos de dificuldade. Sem eles, esse período teria sido muito mais difícil. Agradeço principalmente ao Caio Gonçalves Natalino, que é uma grande inspiração para mim, sempre me escutando e me aconselhando.

À prof. Dra. Elizete Maria Lourenço, pela sua dedicação, atenção e contribuições prestadas durante a execução deste trabalho. Principalmente por sua empatia demonstrada aos alunos ao longo destes anos.

Aos meus colegas de sala e de trabalho que me ajudaram nesse processo, Andressa Lorayne Monteiro e Cristina Ferreira dos Santos Hasler, fornecendo os recursos necessários para a realização deste projeto.

*"As batalhas da vida não são
sempre vencidas pelo homem mais forte ou mais veloz,
mas, cedo ou tarde,
o homem que vence é o homem que pensa que pode vencer."*

RESUMO

A contínua expansão do sistema elétrico de potência e o conseqüente aumento da sua complexidade devido à inserção de fontes intermitentes exigem um aprimoramento das ferramentas de análise para garantir a segurança e o controle efetivo sobre ele. Dentro dessas ferramentas que colaboram na evolução do monitoramento do sistema, existe a estimação de estados, que, a partir de um conjunto redundante de medições, promove, em tempo real, uma estimativa do estado de operação da rede elétrica. Este trabalho propõe o uso exclusivo de medições fasoriais no processo de estimação de estados, que resulta na linearidade da formulação do problema. Baseado inicialmente na tradicional modelagem barra-ramo da rede elétrica, a formulação proposta é estendida de modo a fornecer além das estimativas dos estados convencionais da rede elétrica (magnitudes e fases das tensões nas barras), também a estimativa dos níveis de geração em subestações acopladas à fontes de geração distribuída. Outra contribuição deste trabalho consiste na proposição da formulação de um estimador de estados generalizado baseado exclusivamente em medições sincrofasoriais. Nessa abordagem, a modelagem barra-ramo é substituída pela modelagem no nível de subestação, permitindo a representação da configuração das subestações e, conseqüentemente, permitindo que sejam estimados além dos fasores de tensão em todas as barras do sistema, também as posições/*status* abertos/fechados dos dispositivos chaveáveis internos das subestações. A presente proposta contempla a implementação computacional dos algoritmos resultantes das metodologias desenvolvidas. Esta contempla um ambiente computacional composto de um bloco de simulação de medidas e dois estimadores de estados lineares baseados exclusivamente em medidas fasoriais. O primeiro estimador contempla a modelagem barra-ramo, com capacidade de estimar o nível de geração distribuída associada a todas as barras ou a um conjunto de barras previamente selecionadas. O segundo é um estimador de estados generalizado linear que aborda a modelagem no nível de subestação, que traz subsídios para a estimação da topologia da rede. Os resultados foram obtidos com simulações envolvendo diferentes sistemas de transmissão e distribuição, considerando diferentes patamares de inserção de geração distribuída em situações distintas de graus de redundância, demonstram a eficácia da metodologia proposta.

Palavras-chaves: estimador de estados linear; estimação de estados generalizada; medição fasorial, geração intermitente.

ABSTRACT

The continuous expansion of the electrical power system and the consequent increase in its complexity due to the insertion of intermittent sources require an improvement of the analysis tools to guarantee security and effective control over it. Within these tools that collaborate in the evolution of system monitoring, there is state estimation, which, based on a redundant set of measurements, promotes, in real-time, an estimate of the operating state of the electrical network. This work proposes the exclusive use of phasor measurements in the state estimation process, which results in the linearity of the problem formulation. Initially, based on the traditional bus-branch model of the electrical network, the proposed formulation is extended in order to provide, in addition to estimates of the conventional state variables (magnitude and angle of bus voltages), also the estimation of generation levels of distributed power sources. Another contribution of this work consists in proposing the formulation of a generalized state estimator based exclusively on synchrophasor measurements. In this approach, bus-branch model is replaced by the substation level model. This procedure allows the representation of the substation configuration and, consequently, the estimation of (in addition to the voltage phasors in all system buses), the status of switchable devices inside substations. The present research contemplates the computational implementation of the algorithms related with the developed methodologies. This includes a computational environment composed of a measurement simulation block and two linear state estimators based exclusively on phasor measurements. The first estimator includes bus-branch model, with the ability to estimate the level of distributed generation associated with all buses or a set of previously selected buses. The second is a generalized linear state estimator that addresses the model at the substation level, which provides subsidies for estimating the network topology. The simulation results, involving different transmission and distribution test systems, considering different levels of distributed generation participation and with different redundancy degrees, demonstrate the effectiveness of the presented methodology.

Key-words: linear state estimator; generalized state estimation; phasor measurement, intermittent generation

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – PROJEÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SETOR .	15
FIGURA 2 – PÓS-PROCESSAMENTO	22
FIGURA 3 – PROCESSAMENTO SIMULTÂNEO	23
FIGURA 4 – PROCESSAMENTO COM MEDIÇÕES EXCLUSIVAS DE PMU .	23
FIGURA 5 – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO FASOR	26
FIGURA 6 – REFERÊNCIA DE TEMPO COMUM DOS FASORES	27
FIGURA 7 – ARQUITETURA DO SMFS	28
FIGURA 8 – ESTRUTURA UMF	29
FIGURA 9 – MODELO π DA LINHA DE TRANSMISSÃO	33
FIGURA 10 – MODELAGEM BARRA-RAMO X SEÇÃO DE BARRAS	36
FIGURA 11 – CAPACIDADE INSTALADA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL 2021 E 2025	38
FIGURA 12 – FLUXOGRAMA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS LINEAR E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	41
FIGURA 13 – FLUXOGRAMA DA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO BASEADO EXCLUSIVAMENTE EM MEDIDAS PROVENIENTES DE UMF	47
FIGURA 14 – SISTEMA TESTE NA MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO	47
FIGURA 15 – SISTEMA LITORAL DO PARANÁ - 10 BARRAS	52
FIGURA 16 – SISTEMA IEEE 30 BARRAS	53
FIGURA 17 – SISTEMA 22 BARRAS MATPOWER - DISTRIBUIÇÃO	55

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – CASOS E SISTEMAS DE TESTE	51
TABELA 2 – \hat{V}_{REAL} E \hat{V}_{IMAG} ESTIMADOS PARA SISTEMA DE TESTE LITORAL DO PARANÁ	53
TABELA 3 – \hat{V}_{REAL} E \hat{V}_{IMAG} ESTIMADOS PARA SISTEMA IEEE 30 BARRAS	54
TABELA 4 – \hat{V}_{REAL} E \hat{V}_{IMAG} ESTIMADOS PARA SISTEMA 22 BARRAS PARA DIFERENTES VALORES DE GR	55
TABELA 5 – ESTIMATIVA DE GD PARA DIFERENTES PATAMARES DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO	56
TABELA 5 – ESTIMATIVA DE GD PARA DIFERENTES PATAMARES DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO	57
TABELA 6 – CASOS E SISTEMAS DE TESTE	57
TABELA 7 – ESTIMATIVA DOS FASORES DE TENSÃO E CORRENTE NOS RAMOS CHAVEÁVEIS NA FORMA RETANGULAR	58
TABELA 8 – ESTIMATIVA DOS FASORES DE TENSÃO E CORRENTE NOS RAMOS CHAVEÁVEIS PARA O CASO 1 NA FORMA RETANGULAR	58
TABELA 9 – ESTIMATIVA DOS FASORES DE TENSÃO E CORRENTE NOS RAMOS CHAVEÁVEIS PARA O CASO 2 NA FORMA RETANGULAR	58

LISTA DE ABREVIATURAS E DE SIGLAS

A/D	Analógico/Digital
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EE	estimação de estados
EEG	Estimação de Estados Generalizada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EQM	Erro Quadrático Médio
FP	fluxo de potência
GD	geração distribuída
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GR	grau de redundância das medidas
LAV	<i>Least Absolute Value</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PL	Programação Linear
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMFS	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
SMFS	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
TC	Transformadores de Corrente
TDF	Transformada Discreta de Fourier
TP	Transformadores de Potencial

UMF	Unidades de Medição Fasorial
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>
WLS	<i>Wighted Least Squares</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTO	15
1.2	OBJETIVOS	16
1.2.1	Objetivos específicos	17
1.3	JUSTIFICATIVA	17
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	17
1.5	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS	18
1.5.1	Estimação de estados com medições de unidades fasoriais	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
2.1	UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL NO PROCESSO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS	26
2.1.1	Sistema de Medição Fasorial (SMF)	26
2.1.1.1	Sincrofasores	26
2.1.1.2	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS)	28
2.1.1.3	Unidade de Medição Fasorial	28
2.1.1.4	Concentrador de dados fasoriais (PDC)	29
2.2	ESTIMADOR DE ESTADOS	29
2.3	ESTIMADOR DE ESTADOS LINEAR BASEADO EM UMFS (EEL)	32
2.4	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS GENERALIZADA	36
3	ESTIMADOR DE ESTADOS LINEAR PARA MONITORAÇÃO DE GERAÇÃO INTERMITENTE EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	38
3.1	INTRODUÇÃO	38
3.2	ESTIMADOR DE ESTADOS LINEAR VIA ABORDAGEM RETANGULAR	39
3.3	METODOLOGIA LINEAR DE ESTIMAÇÃO DE GD: PRINCIPAIS ETAPAS	40
4	ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO BASEADO EXCLUSIVAMENTE EM MEDIDAS PROVENIENTES DE UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL	44
4.1	INTRODUÇÃO	44
4.2	METODOLOGIA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO BASEADO EXCLUSIVAMENTE EM MEDIÇÕES DE UMFS	46
4.3	MODELO DE MEDIÇÃO DO EEL-UMF GENERALIZADO	48
5	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	51
5.1	RESULTADOS REFERENTES AO EEL-UMF COM CAPACIDADE DE ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	51
5.1.1	CASO 1	52
5.1.2	CASO 2	53
5.1.3	CASO 3	54

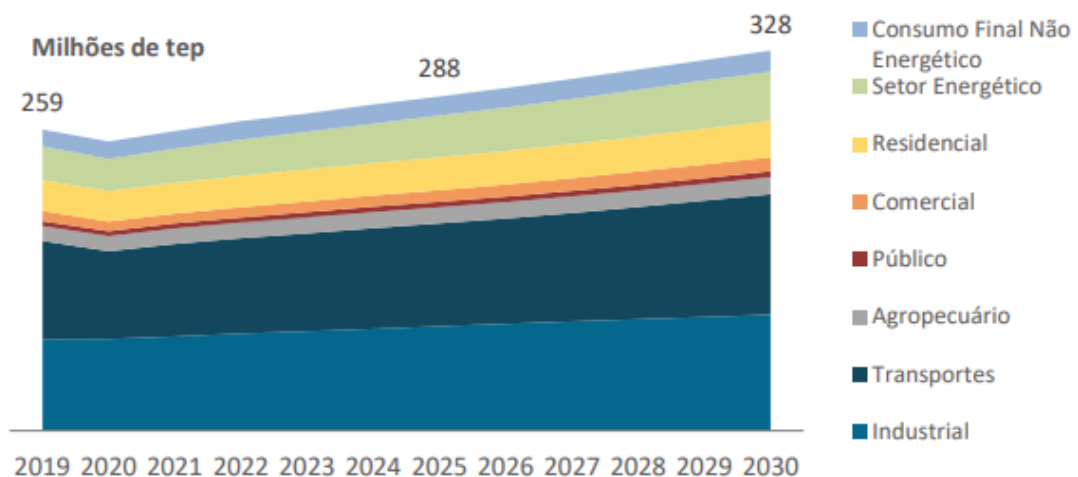
5.1.4	CASO 4	56
5.2	RESULTADOS REFERENTES AO EEL-UMF GENERALIZADO . . .	57
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	60
6.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	61
	Referências	62

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Os sistemas elétricos de potência estão em constante evolução e vem passando por significativas modificações nos últimos anos. A matriz energética está se tornando cada vez mais diversificada com o aumento da participação de fontes intermitentes, como eólica e solar, conectadas em diferentes níveis de tensão do sistema, amplificando sua complexidade. Além disso, no Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), são apresentados dados da projeção de consumo de energia elétrica por setor, que indica um crescimento da demanda de energia ao longo dos anos conforme pode ser observado na FIGURA 1. Em momentos em que a sociedade enfrenta questões como o Covid, escassez hídrica, possibilidade de racionamento de energia e crise energética mundial, com consequências diretas no preço da energia, cada vez mais existe a preocupação em garantir o suprimento da demanda e a segurança do sistema pelos órgãos do setor elétrico.

FIGURA 1 – PROJEÇÃO DO CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SETOR



FONTE: EPE (2021)

Nesse cenário, são necessárias cada vez mais ferramentas de análise robustas e eficazes para garantir e otimizar o controle e monitoramento do sistema, assegurando a qualidade, confiabilidade, continuidade e segurança aos consumidores. A estimação de estados (EE) é ferramenta fundamental nesse processo. A partir de medidas analógicas e digitais redundantes, a EE fornece uma estimativa confiável do estado de operação da rede, em tempo real, que consiste na determinação das magnitudes e ângulos das tensões nas barras do sistema, possibilitando calcular facilmente outras grandezas elétricas de interesse. Além dessa função, o estimador de estados possui

outras atribuições importantes como identificação e eliminação de erros grosseiros, detecção de erros de topologia, processamento de erros em parâmetros, além das análises de observabilidade e criticidade do plano de medição associadas ao processo de estimação.

Em conjunto ao tradicional sistema de aquisição de dados e medidas, em inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), a tecnologia das medições fasoriais vem tomando cada vez mais espaço no mercado. Desde 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) implementou nos editais dos leilões de transmissão que os agentes vencedores teriam a responsabilidade de instalar Unidades de Medição Fasorial (UMF), conhecidas também por *Phasor Measurement Unit* (PMU), em linhas de transmissão e barramentos com tensão igual ou superior a 345 kV. Além disso, a ANEEL vem efetivando a instalação de UMFs em subestação já existentes através de resoluções como a nº 5861/2016 (ANEEL, 2016), que prevê essa instalação no horizonte de até 36 meses da publicação do edital, com o objetivo de "permitir a análise do comportamento dinâmico do Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como disponibilizar ferramentas de apoio à tomada de decisão na operação em tempo real e garantir a plena observabilidade do SIN".

As UMFs permitem medir fasores de corrente e de tensão sincronizados através do *Global Positioning System* (GPS) à altas taxas de aquisição e elevada precisão. O uso da tecnologia fortalece o processo de aquisição de medidas, proporcionando uma redundância maior das medições, aumento na qualidade, disposição e precisão dos dados, além de proporcionar a linearidade no processo de estimação de estados, e consequentemente, promover avanços nas metodologias e técnicas associadas a essa importante ferramenta. Entre os avanços propostos na literatura, pode-se salientar o uso de estimadores de estados baseados exclusivamente em medição sincrofasorial, os quais exploram a linearidade do problema resultante desse processo.

1.2 OBJETIVOS

Desenvolver dois estimadores de estados lineares baseados exclusivamente em medições sincrofasoriais. O primeiro estimador com capacidade para processar redes elétricas modeladas no nível barra-ramo. A metodologia proposta contempla ainda a identificação das unidades de geração distribuída em operação na rede em estudo, permitindo também a realização da estimativa da quantidade de geração fornecida por cada uma dessas unidades. O segundo estimador de estados aborda a modelagem no nível de subestação, fornecendo insumos para a estimação topológica da rede.

1.2.1 Objetivos específicos

- Realizar uma revisão da literatura contemplando os estimadores de estados associados à tecnologia das medições fasoriais;
- Estudar e implementar estimador de estados linear baseado exclusivamente em UMFs;
- Desenvolver o processo de estimação de geração distribuída (GD) via estimação de estados linear proposto;
- Formular e implementar um estimador de estados generalizado (modelagem da rede no nível de seção de barra) também baseado exclusivamente em unidades de medição fasoriais;
- Realizar simulações com diversos sistemas de teste para avaliar a eficácia da modelagem proposta nos itens anteriores;
- Avaliar e discutir os resultados encontrados e levantar sugestões para trabalhos futuros.

1.3 JUSTIFICATIVA

Este trabalho se soma aos esforços da ampliação da infraestrutura do sistema de medição fasorial bem como da expansão da geração distribuída, explorando os benefícios da tecnologia das UMFs numa abordagem linear para o processo de estimação de estados, com capacidade de estimativa de geração das unidades de geração distribuída. O presente trabalho prevê a possibilidade de escolha da representação da rede elétrica utilizada no processo de estimação, ou seja, iniciando com a tradicional modelagem barra-ramo e estendendo para a modelagem no nível de seção de barras, também conhecida por estimação de estados generalizada, que possibilita um maior detalhamento das configurações internas das subestações.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A sequência deste trabalho está dividida em 5 capítulos: o presente capítulo apresenta o contexto ao qual este trabalho se insere, os seus objetivos gerais e específicos e a revisão da literatura, trazendo alguns trabalhos chave desenvolvidos sobre o tema da estimação de estados ao longo do tempo e suas diferentes abordagens.

O Capítulo 2 detalha a fundamentação teórica do trabalho que está baseada nos conceitos das medidas sincrofasoriais e da estimação de estados linear e generalizada. O Capítulo 3 apresenta a metodologia desenvolvida para o estimador de estados

linear baseado exclusivamente em medições sincrofasoriais com capacidade de estimativa de geração distribuída e no Capítulo 4 é detalhada a metodologia para o estimador de estados generalizado baseado em medidas de UMFs. Por fim, o Capítulo 5 traz os resultados obtidos em simulações computacionais para as duas aplicações, as conclusões obtidas e indica temas a serem exploradas em trabalhos futuros.

1.5 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

Schwepe (1970) propôs em seu artigo a primeira apresentação do conceito de estimação de estados, que consiste em um algoritmo de processamento de dados que permite a conversão de medições redundantes e outras informações do processo de aquisição de dados com a finalidade de encontrar uma estimativa para o vetor de variáveis de estado. A EE envolve diversas técnicas matemáticas como a própria estimação, probabilidade, estatística e filtragem em que se lidam com incertezas intrínsecas às medições e aos erros de comunicação, bem como erros de modelagem matemática e mudanças repentinas de configuração do sistema elétrico. O modelo assume que os erros associados ao processo de medição possuem média zero e são independentes entre si. O problema é solucionado pelo método dos Mínimos Quadrados Ponderados, conhecido também como *Wighted Least Squares* (WLS), em que, para se determinar o vetor de variáveis de estados, realiza-se a minimização do quadrado de cada resíduo da estimação ponderado pela inverso da matriz de covariância dos erros das medições. O trabalho de Filho *et al.* (1990) demonstra um compilado de referências relacionadas à estimação de estados no sistema de potência desde seu primórdio até o começo da década de 90.

Outras abordagens visando a otimização da EE surgiram na literatura. De acordo com Irving *et al.* (1978), os autores focaram em utilizar a técnica *Least Absolute Value* (LAV) - derivação da programação linear, tendo como objetivo melhorar o resultado da estimação de estados na presença de medições com erros grosseiros. Horisberger *et al.* (1976) evidenciaram um estimador baseado no método para cálculo fluxo de potência desacoplado rápido - técnica que alterna as iterações para as partes ativas e reativas das equações não lineares para encontrar a solução do problema com o intuito de promover um algoritmo mais veloz e com menor custo computacional. Monticelli e Garcia (1991) propuseram uma variação da versão padrão dos estimadores de estados desacoplados rápidos através de um procedimento de duas etapas resolvidas pelo método completo de Newton visando obter uma maior robustez e melhores performances quando aplicados à sistemas com altas relações r / x . Alguns anos após, Simões-Costa e Quintana (1981) apresentaram um algoritmo sequencial que aplica a rotação de Givens em sua composição, explorando as vantagens no quesito identificação e eliminação de erros grosseiros. Em Geisler (1984), o autor descreve

métodos para superar as dificuldades no uso de medidas de corrente no processo da estimação de estados.

Monticelli (2000) discorre sobre o estado da arte da EE nos sistemas de potência. Monticelli alega que a estimativa para o estado da rede só pode ser considerada precisa e confiável considerando-se também a estimação dos parâmetros e da topologia. Para isso, apresenta análises e técnicas sobre conceitos como observabilidade, processamento de erros grosseiros e topologia, estimação de parâmetros e topologia de rede.

Gomez-Quiles *et al.* (2011) exploraram a fatorização do estimador WLS convencional. A primeira etapa do um modelo de dois estágios proposto consiste em um processamento de um conjunto de medidas por um estimador linear, eliminando os problemas de convergência. O resultado da estimação alimenta a segunda etapa na qual são aplicadas à um estimador não linear. Nos testes propostos no estudo foram identificados que os benefícios dessa proposta são mais perceptíveis em sistemas de medidas com alta redundância e precisão, especificamente sobre condições de pico de carregamento. A desvantagem encontrada foi em relação à possibilidade do sistema se tornar não observável na primeira etapa do modelo, porém devido a grande redundância dos sistemas de transmissão atuais, os casos de sistemas parcialmente observáveis podem ser contornados.

Com o passar dos anos, vários trabalhos dedicados à EE com diversos focos foram apresentados na literatura. Desejando identificar erros grosseiros nas medições, por exemplo, Mili *et al.* (1984) consideraram em sua pesquisa a análise de medidas na presença de erros simultâneos utilizando um método baseado em testes de hipóteses e definição de regras de decisão. Esse teste seleciona as possíveis medidas com erro a partir de seus resíduos normalizados, depois promove a estimação da medida com erro utilizando um estimador linear. Em seguida verifica-se a validade de cada medição usando um teste de hipótese dos erros estimados e finalmente, caso necessário, um refinamento do teste de hipótese é aplicado. Já Clements e Davis (1986) aplicaram uma interpretação geométrica para o teste do resíduo normalizado na identificação de erros simultâneos. Em sua publicação, Chen *et al.* (2015) também discorrem sobre a detecção de erros grosseiros. Sabe-se que essas medidas errôneas estão relacionadas com a redundância das medições. O artigo propõe a alocação de Unidades de Medição Fasorial em localizações estratégicas do sistema para melhorar essa capacidade de identificação de erros.

Os autores Lugtu *et al.* (1981) expõem pioneiramente a possibilidade do processo de estimação de estados ser usado para apontar erros na configuração da rede. Costa e Leão (1993) apresentaram um algoritmo que reconhece a ocorrência de erros de topologia e identificação da má configuração da rede. Para isso, determina-se

um índice de correlação entre as anomalias encontradas no processo de estimação e as medidas relacionadas à elementos da rede que podem possuir configuração equivocada. Ambos os trabalhos utilizam a modelagem barra-ramo da rede elétrica.

Monticelli e Garcia (1991) apresentaram a modelagem de ramos com impedância nula na estimação de estados. A formulação possibilita que sejam representados as chaves e os disjuntores presentes nas subestações e, conseqüentemente, o *status* (aberto/fechado) desses equipamentos. Nesse contexto, surge a Estimação de Estados Generalizada (EEG) que considera a modelagem da rede no nível de seção de barra (ALSAC *et al.*, 1998). Assim uma nova série de artigos/metodologias aparecem na literatura explorando essa abordagem, que permite um processamento mais eficiente de erros de topologia.

Irving (2009) introduz um algoritmo robusto para a EEG, que permite a detecção e rejeição de erros grosseiros de medidas, erros de parâmetros e de topologia simultaneamente. Utilizando conceitos da Programação Linear Inteira Mista (PLIM), a solução é encontrada mediante estimativa coerente que minimiza o total de erros grosseiros hipotéticos. A partir da modelagem clássica do Estimador de Estados Generalizado, são definidas inequações em que são adotadas o princípio da “faixa de incerteza” para cada quantidade medida e adicionadas incertezas aos parâmetros das linhas. Assim, essas medidas e parâmetros são analisados e verificados se estão dentro ou não das tolerâncias estipuladas, através da decisão de variáveis binárias, permitindo a identificação e correção dos três tipos de erros paralelamente.

Langner e Lourenço (2014) discorrem sobre a EEG, em que apresentam uma metodologia para converter, de forma direta, o estimador de estados convencional no estimador de estados generalizado utilizando uma abordagem não linear, além de demonstrar um novo método para análise de observabilidade do sistema no nível de seção de barra.

O artigo proposto por Lourenço *et al.* (2015) aborda o processamento simultâneo de erros grosseiros e erros de topologia no processo de EEG. Para superar essa condição na presença de ambos os erros, é utilizada uma combinação dos multiplicadores de Lagrange e testes geométricos para identificar a natureza do erro antes do processamento de identificação de erros propriamente dito.

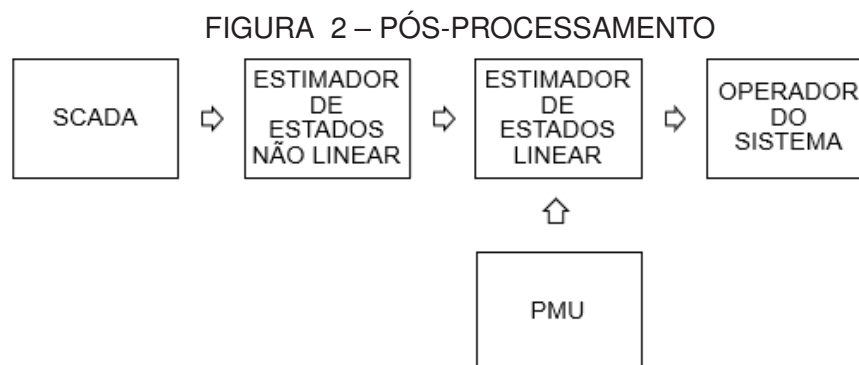
Outro tema de interesse é a observabilidade da rede. Fetzer e Anderson (1975) relatam que no processo de EE geralmente são usadas mais medidas do que o mínimo necessário para se definir por completo o estado do sistema. A partir da constatação que o autovetor associado ao menor autovalor de uma matriz observável aponta para baixas observabilidades, o trabalho determina as melhores medidas a serem adicionadas a um conjunto para melhorar a observabilidade do sistema.

Monticelli e Wu (1985) apresentam as definições fundamentais sobre a observabilidade da rede, levantando questionamentos sobre a quantidade de medidas suficientes para garantir a estimação de estados, em quais locais devem ser instalados medidores para tornar o processo possível, como estimar ilhas observáveis, como selecionar pseudomedidas para viabilizar a estimação. Para responder a essas dúvidas, são realizadas análises teóricas a partir de algoritmos simples baseados no teste de observabilidade da rede, identificação de ilhas observáveis e alocação de medidas para observabilidade. Castillo *et al.* (2005) promovem uma abordagem através de uma técnica algébrica robusta para verificar observabilidade, identificação de medidas críticas e ilhas observáveis e apuração de pseudomedidas para reestabelecer observabilidade da rede. Castillo *et al.* (2008) expõem no artigo uma técnica de programação não linear pura contendo somente restrições de coeficientes binários para se encontrar um conjunto de medidas m mínimo para garantir a observabilidade mesmo quando um número k de medidores falham. Abur e Exposito (2002) levantam a discussão sobre o uso de medidas de corrente para aumentar a observabilidade e identificação de erros grosseiros em certas configurações da rede. O processamento de medidas de corrente é realizado através de um estimador LAV pelos autores, que também apontam que utilização de medidas de corrente podem resultar em múltiplas soluções para certas topologias, porém essas situações podem ser previstas a partir da configuração e topologia do sistema.

Pode-se perceber que existe bastante interesse no assunto EE na literatura. Ao longo dos anos foram publicados trabalhos variados utilizando novas tecnologias, metodologias e aplicações, além de diversas combinações de abordagens e temas para conciliar as vantagens de cada método, buscando otimizar características como tempo de processamento, custo computacional, convergência e precisão do estimador. Baldick *et al.* (1997) utilizam dois tipos de função objetivo não quadráticas (linear quadrática e constante quadrática) para estabelecer uma combinação entre diversas estimações e técnicas para rejeição de erros grosseiros em um mesmo algoritmo, sem a necessidade de uma reanálise separada. Pajic e Clements (2005) visando melhorar as propriedades de convergência e robustez do estimador baseado no método de Gauss-Newton, que não são tão confiáveis na presença de erros grosseiros, de topologia ou de parâmetros, introduziram a discussão sobre a utilização da decomposição QR para tornar o algoritmo para solução da estimação de estados mais confiável e globalmente convergente com ênfase no uso de métodos *trust-region*.

1.5.1 Estimação de estados com medições de unidades fasoriais

Tradicionalmente as medidas utilizadas no processo de estimação de estados são oriundas do SCADA. As principais características desse sistema são aquisições de medidas a uma taxa de uma amostragem de aproximadamente 5 segundos, dados não sincronizados, coletando informações sobre os valores das medições de injeção e fluxo de potência, magnitudes da tensão e corrente. As Unidades de Medição Fasorial surgiram em meados de 1980 e, por meio da viabilização da tecnologia do GPS, permitem a medição de fasores de corrente e tensão sincronizados no tempo à elevadas taxas de aquisições e alta precisão (30 a 60 medições por segundo) (ALMEIDA, 2007). Thorp *et al.* (1985) foram os primeiros a analisarem os benefícios do uso de medições fasoriais na estimação de estados. No estudo, os autores apontam que o emprego de medidas do ângulo de tensão oriundas das UMFs promove uma melhoria na convergência da EE sendo fundamental que as diversas medidas localizadas em subestações distintas sejam sincronizadas. Phadke *et al.* (1986) complementaram o trabalho proposto no ano anterior reforçando as técnicas de sincronização dos relógios de amostragem, que devem ter uma referência de tempo comum, além de apresentarem um algoritmo para a EE reformulado pelo uso de fasores de tensão e corrente. A literatura dispõe de três abordagens para a inclusão de medições fasoriais na EE (LEITES, 2010). A primeira classe de trabalhos consiste em inserir os dados das UMFs em uma etapa de pós-processamento. Nesse caso, primeiramente é efetuada a estimação de estados convencional com medidas provenientes do SCADA e logo após são introduzidas as medições fasoriais em conjunto com as variáveis estimadas na primeira etapa (LEITES, 2010).



FONTE: Coelho (2012)

A segunda classe atua no processamento simultâneo das medidas tradicionais e fasoriais, realizando adaptações no estimador de estados para introduzir ambos os tipos de medidas e obter sua solução (LEITES, 2010).

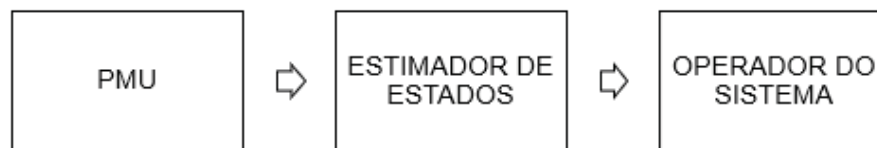
FIGURA 3 – PROCESSAMENTO SIMULTÂNEO



FONTE: Adaptado de Coelho (2012)

A terceira classe emprega o uso exclusivo de medições provenientes de UMF na estimação de estados. Esse cenário exige a garantia da observabilidade da rede apenas com medidas fasoriais, porém apresenta a grande vantagem de permite que a solução para a EE seja encontrada de forma direta, mais rápida e numericamente mais simples, sem necessidade de um processo iterativo, devido à relação de linearidade entre os estados e as medidas. Cabe ressaltar que a presente proposta de mestrado se enquadra nesta categoria de estimação de estados. (LEITES, 2010).

FIGURA 4 – PROCESSAMENTO COM MEDIÇÕES EXCLUSIVAS DE PMU



FONTE: Adaptado de Coelho (2012)

Alguns autores defendem o uso da abordagem trifásica, ao invés da monofásica, que permite uma análise mais precisa das grandezas da rede elétrica. Meliopoulos *et al.* (2005) defende que a estrutura básica da estimação de estados se manteve a mesma por muito tempo, considerando a modelagem monofásica, um conjunto de medidas de tensão, potência ativa e reativa, medições não sincronizadas e modelo com frequência única, tendo como premissa que todas as formas de ondas de corrente e tensão são puramente senoidais e com magnitudes e frequências constantes, que o sistema opera com as três fases balanceadas e que essas três fases podem ser representadas pela sequência positiva. As considerações citadas simplificam a implementação do estimador de estados, porém apresentam divergência entre o sistema físico e o modelo matemático.

Na sequência é apresentado um levantamento de alguns trabalhos que abordam uma das três classes elencadas acima. No próximo tópico do capítulo serão levantadas referências que tratam sobre a estimação de estados considerando a ótica trifásica.

Em Zhao (2006) usufruiu da alta precisão e confiabilidade das medidas de UMF para apresentar um novo modelo contemplando diretamente como variável de estado os fasores medidos ou calculados por UMFs no processo de EE. No trabalho é feita a análise de um modelo de um estimador de estados duplo, em que inicialmente os fasores de tensão calculados ou medidos por UMF são considerados variável de estado do estimador de estados não linear e em seguida o estimador de estados linear emprega em conjunto o resultado do estimador não linear com as medidas provenientes de UMFs. Como consequência das simulações efetuadas, esse modelo melhora simultaneamente a velocidade de convergência e a precisão do estimador.

Em Zhou *et al.* (2006), discutem sobre um novo método de inclusão de medidas fasoriais na EE. Os autores utilizam os resultados do estimador de estados tradicional como entrada para uma etapa de pós-processamento incorporando as medições de PMU em um estimador linear. Essa técnica demonstrou ser matematicamente equivalente e mais atrativa, fornecendo resultados semelhantes aos estimadores de estados não lineares.

Nuqui e Phadke (2007) propuseram uma abordagem híbrida para o estimador, considerando dados do SCADA e PMU. O primeiro passo compreende na execução do estimador de estados tradicionais sem a inclusão de medições fasoriais. O segundo passo adiciona as medições de PMUs ao processo e soluciona o problema de estimação de estados linear com variáveis retangulares. Também nessa linha de estudo, Rendon e Calderon (2015) descrevem a implementação de um algoritmo de estimação de estados que combina as medidas do SCADA e PMUs simultaneamente e avalia a efetividade do método no sistema de prova IEEE 14 barras e IEEE 118 barras. Foi concluído que essa formulação impacta de forma positiva os resultados do estimador de estados. Os erros relativos à EE foram menores quando comparados as medições do sistema SCADA tradicional.

Outros autores relataram a integração de medições fasoriais aos estimadores de estados convencionais. Nesse contexto, Nuqui e Phadke (2007) discutiram sobre observabilidade do sistema, bem como Jiang e Vittal (2006), que apresentaram em seu trabalho um algoritmo para aumentar a redundância local e a precisão da solução do estimador de estados.

Phadke *et al.* (1986) foram pioneiros ao apresentar o uso direto das medidas fasoriais no processo de estimação de estados. No artigo, é feita a descrição da teoria do uso de medidas de fasores de corrente e tensão na estimação de estados comparado com os estimadores de estados que utilizam medidas de fluxo de potência. Em seu livro, Phadke *et al.* (2008) também apresenta a formulação para o estimador de estados linear, propõe alternativas para a inclusão dessa classe de medidas e faz análises sobre a observabilidade da rede. Diferentemente das referências anteriormente citadas, Yang

et al. (2011) consideram contemplando em seu desenvolvimento a representação dos status dos disjuntores na estimação de estados. Os autores promovem um estimador linear de dois níveis, realizando o processamento da topologia e a identificação de erros grosseiros em cada uma das subestações, de forma descentralizada, para em seguida enviar esses dados já filtrados juntamente com a topologia da subestação e com a estimativa dos estados analógicos e digitais para os centros de controle, que devido ao uso de dados de PMUs, o processo de estimação se torna linear. Como vantagens dessa abordagem são apontadas que a filtragem que ocorre no nível de subestação proporciona uma maior exatidão nas estimativas realizadas. Além disso, devido aos cálculos serem realizados de forma distribuída em diversas subestações, o volume de dados a serem armazenados nos centros de controle se torna menor, possibilitando um processamento mais rápido.

Gol e Abur (2014) propõem uma solução alternativa ao estimador desacoplado rápido utilizando medições fasoriais. O método apresentado é capaz de diminuir a dimensão do problema de estimação de estados, melhorar a performance computacional e manter a precisão da solução. Os autores também discutem sobre a análise de erros grosseiros, detalhando o *Largest Normalized Residual Test (LNRT)*, que detecta e identifica erros grosseiros no conjunto de medidas, além do processo de correção desses dados e o recálculo da solução do estimador utilizando as medições atualizadas.

Lin e Abur (2018) desenvolveram um estimador de estados robusto focado em erros de parâmetros. Para isso, os autores modificaram a formulação do estimador LAV utilizando Programação Linear (PL) para identificar e descartar erros de medidas bem como erros de parâmetros no modelo da rede. Além da solução ser livre do impacto promovido pelos erros de parâmetros, o resultado encontrado é uma estimativa confiável desses parâmetros. São realizadas diversas simulações utilizando o sistema de teste IEEE 57 barras considerando diferentes tipo de erros de parâmetros (resistência e reatância série de linhas de transmissão e transformadores, susceptância de linhas de transmissão e susceptância shunt de banco de capacitores/reatores) buscando-se avaliar a efetividade do estimador.

Trabalhos recentes têm abordado o problema das diferentes taxas de amostragem envolvendo as diferentes fontes de dados das medidas provenientes de UMF, do sistema SCADA e mesmo de outras fontes de informação, como é o caso dos medidores inteligentes. Entre esses pode-se citar Junio *et al.* (2022) que propõem o uso de inferência baesiana para lidar com esse novo desafio no contexto da estimação de estados em níveis de distribuição.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo descreve o estado da arte relativo aos principais tópicos abordados neste trabalho que envolvem o Sistema de Medição Fasorial, a estimação de estados linear e o estimador de estados generalizado.

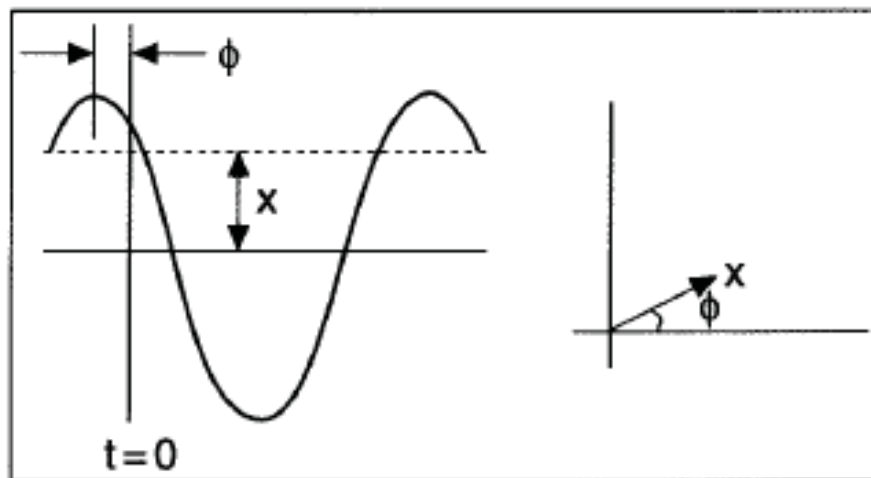
2.1 UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL NO PROCESSO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

2.1.1 Sistema de Medição Fasorial (SMF)

2.1.1.1 Sincrofasores

Fasores podem ser definidos como a representação de sinais senoidais de tensão ou corrente, em regime permanente, por um número complexo com magnitude igual ao valor eficaz e um ângulo ϕ , geralmente expresso em graus (ANDRADE, 2008).

FIGURA 5 – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO FASOR



FONTE: Phadke (1993)

Dada a senoide:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (2.1)$$

A sua representação complexa é:

$$\mathbf{X} = X_R + jX_I = X_{rms} e^{j\phi} \quad (2.2)$$

Em que:

X_m : amplitude do sinal

ω : frequência do sinal (rad/s)

ϕ : ângulo de fase (rad)

X_{rms} : valor eficaz (*rms*) do sinal $x(t)$

t : tempo

Em sistemas digitais de medição, (N) amostras do sinal de onda são coletadas em um período, assim a componente fundamental da frequência da Transformada Discreta de Fourier (TDF) pode ser calculada por (PHADKE, 1993):

$$\mathbf{X} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=1}^N x_k e^{-\frac{j2k\pi}{N}} \quad (2.3)$$

Em que:

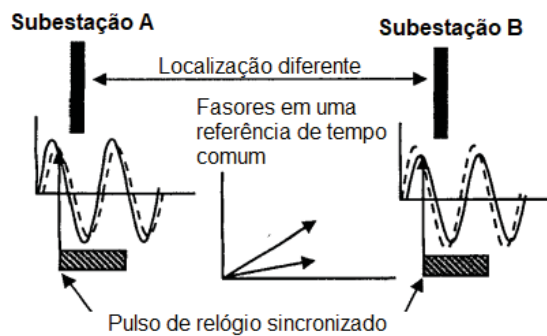
\mathbf{X} : representação do fasor

N : quantidade de amostras

x_k : amostras do sinal de onda

A norma C37.118/2011 expande o conceito de fasores para a definição de sincrofasores, que consiste em referenciar o ângulo do fasor a uma mesma base de tempo sincronizada com o *Universal Time Coordinated* (UTC) (IEEE, 2011). Isso possibilita a verificação da diferença angular entre duas subestações situadas em locais diferentes e localizadas distante uma da outra.

FIGURA 6 – REFERÊNCIA DE TEMPO COMUM DOS FASORES

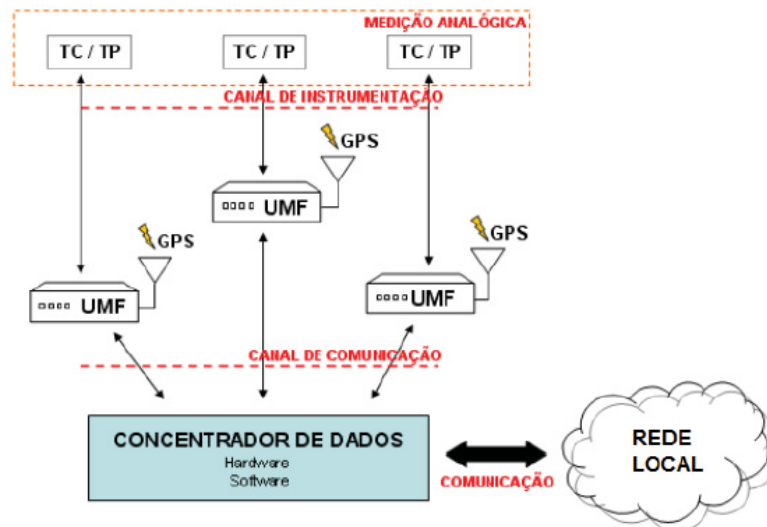


FONTE: Adaptado de Phadke (2002)

2.1.1.2 Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS)

A arquitetura do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada é constituída por Unidades de Medição Fasorial, Concentrador de Dados, em inglês, *Phasor Data Concentrator* (PDC), canais de comunicação e o receptor GPS que promove a sincronização dos fasores. Na FIGURA 7, é demonstrada a composição desse sistema. A finalidade do sistema é coletar as medidas analógicas presente em campo através de equipamentos como Transformadores de Potencial (TP) e Transformadores de Corrente (TC) localizados nas barras e linhas de transmissão e convertê-los em dados digitais para assim transmití-los aos PDCs, que irão acolher esses dados, agrupá-los e repassar essas informações aos centros de controle (LEITES, 2010).

FIGURA 7 – ARQUITETURA DO SMFS

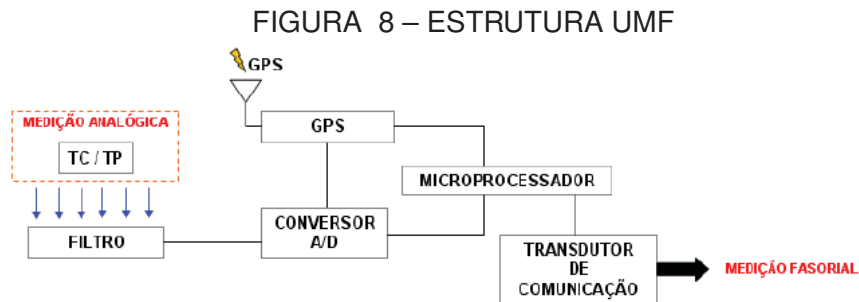


FONTE: Adaptado de Leites (2010)

2.1.1.3 Unidade de Medição Fasorial

A estrutura das Unidades de Medição Fasorial compreende a etapa de processamento dos dados analógicos em digitais. As medições analógicas passam por um filtro *anti-aliasing*, para certificar que a frequência de amostragem obedeça ao teorema de Nyquist, em que a taxa de amostragem deve ser maior que duas vezes a frequência máxima do sinal, garantindo a recuperação total do sinal original. No conversor Analógico/Digital (A/D), as medidas analógicas são amostradas em intervalos regulares de tempo, a partir do sinal de pulso fornecido pelo GPS, que “etiqueta” essas medidas a uma base de tempo única, promovendo a sincronização do sinal. As UMFs são instaladas nas barras do sistema, possuindo canais que podem ser utilizados para medir as correntes nas linhas (KORKALI; ABUR, 2009). O microprocessador irá estimar os fasores de tensão nos barramentos e os fasores de corrente nos ramos calculados

baseados na Transformada Discreta de Fourier e, por fim, serão enviados pelos canais de comunicação aos PDCs após o processamento.



FONTE: Leites (2010)

2.1.1.4 Concentrador de dados fasoriais (PDC)

O Concentrador de Dados Fasoriais recebe as medições fasoriais vindas de diversas PMUs localizadas no sistema. Devido ao grande volume de informações, os dados nem sempre chegam em ordem, assim a principal função do PDC é promover o ordenamento e a correlação das medidas através das “etiquetas de tempo” fornecidas pelo sinal de sincronização do GPS para em seguida distribuí-los aos centros de operação para controle e monitoramento do sistema (LEITES, 2010). Outras atribuições feitas pelo PDC são a do tratamento de erros de transmissão de dados, armazenamento de dados para a realização de análises de contingência, perturbações pós-falta (KREFTA, 2008).

2.2 ESTIMADOR DE ESTADOS

O estimador de estados é uma ferramenta essencial para a operação em tempo real do sistema. A partir de medidas imprecisas e redundantes coletadas em campo, com número suficiente para garantir a observabilidade do sistema, o processo de estimação de estados se baseia em métodos estatísticos que visam minimizar os erros desses dados apurados e assim promover uma estimativa confiável do verdadeiro estado em que o sistema se encontra (COELHO, 2012). Na revisão da literatura, foram apresentadas diversas funções que também são incorporadas ao estimador de estados, dentre elas, têm-se (ABUR; EXPOSITO, 2004) e (COELHO, 2012):

- Configurador de rede: reconhecimento da topologia da rede reunindo as informações sobre estado das chaves e disjuntores;
- Análise de observabilidade: a solução do problema de estimação de estados só pode ser encontrada caso haja um conjunto suficiente de medidas que garanta essa condição;

- Solução da estimação de estados: determina a estimativa ótima para o estado do sistema a partir do modelo da rede e medidas do sistema;
- Processamento de erros grosseiros: detecta a existência de erros grosseiros em um conjunto de medições na rede;
- Processamento de erros estruturais e de parâmetros: estima parâmetros da rede, como parâmetros de linhas de transmissão, taps de transformadores, parâmetros shunt de capacitor e reator. Além de identificar erros na configuração da rede, detectando erros no estado dos disjuntores, desde que se apresente redundância no conjunto de medidas.

A formulação clássica proposta por Schweppe (1970) é definida por uma relação matemática entre as medições e as variáveis de estado. A partir da magnitude e ângulos das tensões em todas as barras do sistema, que são as variáveis de estado, pode-se estipular outras grandezas de interesse do sistema, como injeções de potência ativa e reativa das barras, fluxo de potência ativo e reativo, correntes nos ramos (KREFTA, 2008). O modelo de medida para o problema é definido por:

$$\mathbf{z} = z_v + \varepsilon \quad (2.4)$$

$$\mathbf{z} = h(x) + \varepsilon \quad (2.5)$$

Ou

$$\begin{bmatrix} \mathbf{z}_1 \\ \mathbf{z}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{z}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_m \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Em que:

\mathbf{z} : vetor das quantidades medidas (mx1)

z_v : vetor dos valores verdadeiros das quantidades medidas (mx1)

$h(x)$: vetor que associa as funções não-lineares ao vetor de variáveis de estado (mxn)

x : vetor das variáveis de estados a serem estimadas (nx1)

ε : vetor associado aos erros de medições (mx1)

m : quantidade de medidas

n : quantidade de variáveis de estado

Como mencionado anteriormente, o vetor $h(x)$ relaciona os valores verdadeiros (z_v) das medidas por meio de funções não-lineares que se associam às variáveis de estado baseado nas Leis de Kirchoff e Ohm. Já o vetor ε vincula os erros incorporados ao processo de aquisição das medidas, contemplando as imprecisões associadas aos medidores e equipamentos como transformadores, TPs e TCs. Esses erros são assumidos como tendo média zero e serem independentes entre si (ABUR; EXPOSITO, 2004) de forma que:

$$E(\varepsilon) = 0 \quad (2.7)$$

$$Cov(\varepsilon) = E(\varepsilon \cdot \varepsilon^T) = R = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Em que R é a matriz diagonal das variâncias que refletem a precisão dos equipamentos de medição.

Na formulação básica/tradicional do estimador de estados, o vetor z pode conter medidas do módulo da tensão, fluxo de potência ativa, reativa e correntes nos ramos, injeção de potência ativa e reativa nas barras e taps de transformadores. O estado estimado do sistema é definido como o valor de x em que minimiza a soma dos quadrados dos resíduos, que consiste na diferença entre as quantidades medidas e os valores estimados dessas medidas (a partir dos estados estimados e das funções $h(x)$), ponderada pelo inverso da matriz variância R^{-1} (KREFTA, 2008).

Pelo método nos Mínimos Quadrados Ponderados, minimiza-se a função objetivo:

$$J(x) = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (2.9)$$

$$(2.10)$$

A partir da condição de otimalidade, tem-se que:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (2.11)$$

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad (2.12)$$

Aplicando a expansão da série de Taylor e desprezando os termos de maior ordem, a função $g(x)$ pode ser escrita como:

$$g(x) \approx g(x_k) + G(x^k)G(x - x^k) \quad (2.13)$$

Assim, a solução da função não-linear (2.11) pode ser encontrada por um processo iterativo de Gauss-Newton (BARAN; KELLEY, 1994), definido por:

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1}g(x^k) \quad (2.14)$$

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (2.15)$$

Resultando na Equação Normal do problema WLS:

$$G(x^k)\Delta x^k = H(x^k)^T R^{-1}[z - h(x)] \quad (2.16)$$

Em que $G(x^k)$ é a matriz ganho é definida por:

$$G(x^k) = H(x^k)^T R^{-1}H(x) \quad (2.17)$$

O algoritmo para a solução do WLS consiste em um processo iterativo que em cada uma das iterações é obtido um novo valor para Δx^k . Caso esse valor esteja dentro do limite de tolerância (ϵ) definido, o processo se encerra indicando a convergência do algoritmo, ou seja, o processo iterativo é concluído quando:

$$\max|\Delta x^k| \leq \epsilon \quad (2.18)$$

Para realizar a estimação de estados, é necessário que existam medições em quantidades suficientes e localização adequada que garantam a observabilidade da rede em estudo. Dessa forma, uma das condições necessárias, mas não suficiente, para o processo de estimação de estados é que se tenha um número maior de medidas (m) do que a quantidade de estados a serem estimados (n_e). Essa definição é dada pelo grau de redundância das medidas (GR) e pode ser escrita como:

$$GR = \frac{m}{n_e} \quad (2.19)$$

2.3 ESTIMADOR DE ESTADOS LINEAR BASEADO EM UMFS (EEL)

O uso exclusivo de medições sincrofasoriais no estimador de estados torna o processo linear, dado que o conjunto de medidas corresponde as próprias variáveis de estado (fasores de tensão e corrente) do problema de estimação, linearizando a relação entre as medições e as variáveis de estado. Dessa forma, modelo de medição neste caso consiste em (FRAZÃO, 2012):

$$z_{med} = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{V}} \\ \dot{\mathbf{I}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{\mathbf{V}} \\ \varepsilon_{\mathbf{I}} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Em que:

z_{med} : vetor de medições dos fasores de tensão e corrente expressados na forma retangular

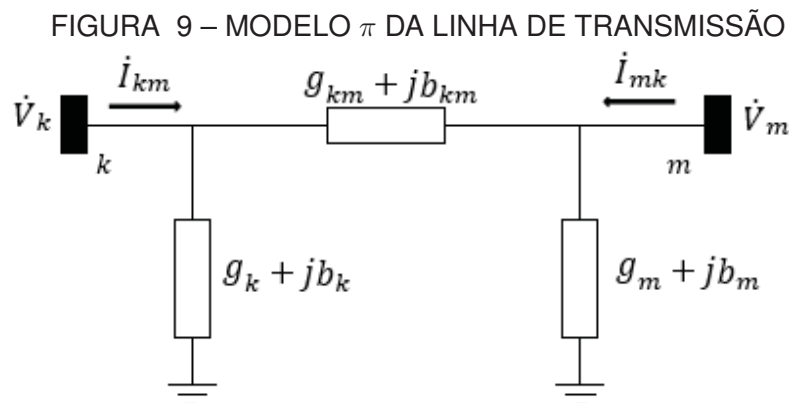
\dot{V} e \dot{I} : vetor dos valores reais medidos

ε_V e ε_I : vetor dos erros aleatórios associados ao processo de medição

A representação do vetor correspondente aos valores medidos pode ser descrita através da matriz Jacobiana (\overline{H}), graças a linearidade das equações $h(x)$ podendo ser expressa por:

$$z_{med} = \overline{H}x + \varepsilon \quad (2.21)$$

Considerando o estimador de estados baseado exclusivamente em UMFs, o vetor de medidas z_{med} contém apenas medidas de fasores de tensão e medidas de fasores de corrente, conforme descrito em (2.20). Enquanto as primeiras são medidas diretas das variáveis de estado, as equações que relacionam as medidas dos fasores das correntes podem ser obtidas facilmente a partir do modelo π representa a linha de transmissão, representado na FIGURA 9.



FONTE: Adaptado de Coelho(2012)

Em que:

\dot{V}_k e \dot{V}_m : fasores da tensão na barra k e m

\dot{I}_{km} e \dot{I}_{mk} : corrente que flui nos ramos da linha de transmissão

$g_{km} + jb_{km}$: admitância (y_{km}) série do ramo

$g_k + jb_k$: admitância (y_k) em derivação do ramo conectado à barra k

$g_m + jb_m$: admitância (y_m) em derivação do ramo conectado à barra m

A partir do modelo π , a relação entre as medidas fasoriais de corrente e os estados, que correspondem aos fasores das tensões na barras, pode ser descritos por:

$$\dot{I} = [Y_{se}A^T + y_d] \cdot \dot{V} \quad (2.22)$$

Substituindo (2.22) em (2.21), tem-se:

$$z_{med} = \begin{bmatrix} II \\ Y_{se}A^T + y_d \end{bmatrix} \cdot \dot{V}_{est} + \begin{bmatrix} \varepsilon_V \\ \varepsilon_I \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Em que:

z_{med} : vetor de medições dos fasores de tensão e corrente representados na forma retangular ((2mv + 2mi) x 1)

Y_{se} : matriz admitância série dos ramos (2mi x 2mi)

A : incidência de medições de corrente (n_b x 2mi)

y_d : matriz de todas as admitâncias shunts em derivação (2mi x n_b)

\dot{V}_{est} : fasores de tensão estimados na forma retangular (2nx1)

II : matriz composta de elementos unitários e nulos que relaciona as barras com medidas de fasores de tensão via UMF ao vetor de estados \dot{V}_{est} (representando a medida de fasor de tensão de acordo com a respectiva localização da UMF no sistema). Portanto tem dimensão (2mv x n_b)

mv: quantidade de medidas dos fasores de tensão na forma retangular (idêntica a quantidade de UMFs)

mi: quantidade de medidas dos fasores da corrente na forma retangular (que depende do número de barras adjacentes à barra com UMF e do número de canais disponíveis na mesma)

n: quantidade de variáveis de estado na forma retangular ($n = 2n_b$)

n_b : quantidade de barras no sistema

O mesmo processo de minimização e condições de otimalidade da formulação tradicional da estimação de estados, descritas na seção 2.2, se aplicam para a formulação linear baseada em UMFs, resultando em:

$$[\overline{H}]^T [R^{-1}] [\overline{H}] x = [\overline{H}]^T [R^{-1}] z_{med} \quad (2.24)$$

Seguindo a mesma nomenclatura da formulação básica, a matriz ganho é definida por:

$$\overline{G} = [\overline{H}]^T [R^{-1}] [\overline{H}] \quad (2.25)$$

Definindo:

$$b = [\overline{H}]^T [R^{-1}] z_{med} \quad (2.26)$$

Como discutido anteriormente, dada a natureza linear do problema, a matriz \overline{H} é constante, o que implica em uma matriz ganho igualmente constante. Assim, o vetor x das variáveis de estado estimados ($2n \times 1$) pode ser determinado de forma direta, sem a necessidade de processo iterativo, ou seja:

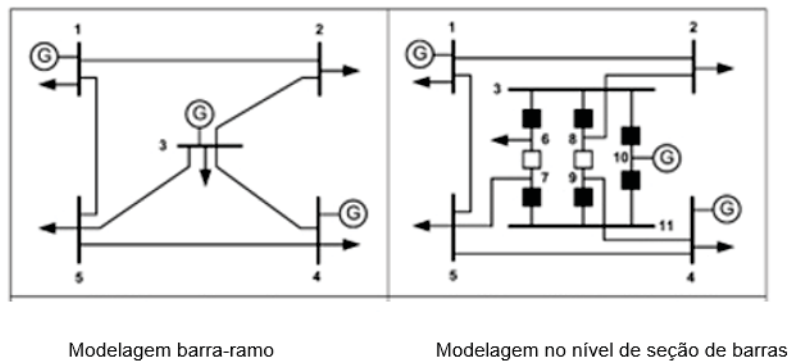
$$\overline{G}x = b \quad (2.27)$$

$$x = \overline{G}^{-1}b \quad (2.28)$$

2.4 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS GENERALIZADA

O processo de estimação de estados tradicional utiliza-se da modelagem da rede no nível barra-ramo, que elimina a representação de chaves e disjuntores. Isso é feito através do agrupamento dos nós/seções de barra conectados eletricamente, através de chave e disjuntores fechados, em um único barramento. No entanto, a estimação de estados generalizada, surgida na década de 90 (MONTICELLI, 1993), considera a modelagem da rede no nível de seção de barra, em que se evidencia o *status* (aberto/fechado) desses equipamentos, possibilitando assim representar explicitamente a configuração das subestações. Essa nova modelagem permite avaliar os erros de forma mais eficaz de topologia na configuração da rede elétrica. A FIGURA 10 apresenta a diferença entre as modelagens.

FIGURA 10 – MODELAGEM BARRA-RAMO X SEÇÃO DE BARRAS



FONTE: Rosas (2008)

A representação das chaves e disjuntores se traduz em, quando fechados, uma impedância nula ou, quando abertos, uma impedância infinita. Por isso, essa concepção interfere no condicionamento das matrizes do problema de estimação de estados (COELHO, 2012), implicando em problemas numéricos que degradam o processo iterativo. Uma nova representação de ramos com impedância nula foi apresentada na literatura por Monticelli e Garcia (1991) e consolidada por Monticelli (1993), a qual elimina o uso dos valores de impedância na modelagem de chaves e disjuntores. Nessa nova abordagem, além da magnitude e ângulo das tensões nas barras do sistema, os fluxos de potência ativa (t_{kl}) e reativa (u_{kl}) nos ramos de impedância nula são acrescentados como novas variáveis de estado (LOURENÇO, 2001).

Além disso, informações referentes aos *status* aberto e fechado dos ramos chaveáveis (chaves e disjuntores) são incluídos no problema como pseudomedidas, conforme descrito a seguir.

O *status* dos ramos chaveáveis são conhecidos pela informação de que, quando fechados, a diferença de tensão e a diferença angular nos seus terminais são nulas e,

quando abertos, os fluxos de potência ativa e reativa através desses são nulos.

Assim, nos ramos chaveáveis fechados, tem-se:

$$V_{kl} = V_k - V_l = 0 \quad (2.29)$$

$$\theta_{kl} = \theta_k - \theta_l = 0 \quad (2.30)$$

Em que $k - l$ são as barras terminais do ramo chaveável em questão.

Por outro lado, nos ramos com chaves e disjuntores abertos, tem-se que:

$$t_{kl} = 0 \quad (2.31)$$

$$u_{kl} = 0 \quad (2.32)$$

Em que onde t_{kl} e u_{kl} são os fluxos de potência ativa e reativa através do ramo chaveável $k - l$.

As informações referentes aos *status* abertos e fechados dos ramos chaveáveis, representados pelas equações (2.29), (2.30), (2.31) e (2.32), são adicionadas ao problema de estimação de estado como pseudomedidas, cuja relação com as variáveis de estados será claramente linear.

Por fim, as equações de injeção de potência ativa e reativa em barras incidentes aos ramos chaveáveis devem contemplar as novas variáveis de estado, ou seja:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} t_{km}(\theta_k, \theta_m, V_k, V_m) + \sum_{l \in \zeta_k} t_{kl} \quad (2.33)$$

$$Q_k = \sum_{m \in \Omega_k} u_{km}(\theta_k, \theta_m, V_k, V_m) + \sum_{l \in \zeta_k} u_{kl} - Q_k^{sh}(V_k) \quad (2.34)$$

Em que:

Ω_k : conjunto de barras tradicionais incidentes à barra k

ζ_k : conjunto de ramos com impedância nula (chaves e disjuntores) incidentes à barra k

t_{km} e u_{km} : fluxo de potência ativa e reativa respectivamente no ramo $k - m$

t_{kl} e u_{kl} : fluxo de potência ativa e reativa respectivamente no ramo de impedância nula $k - l$

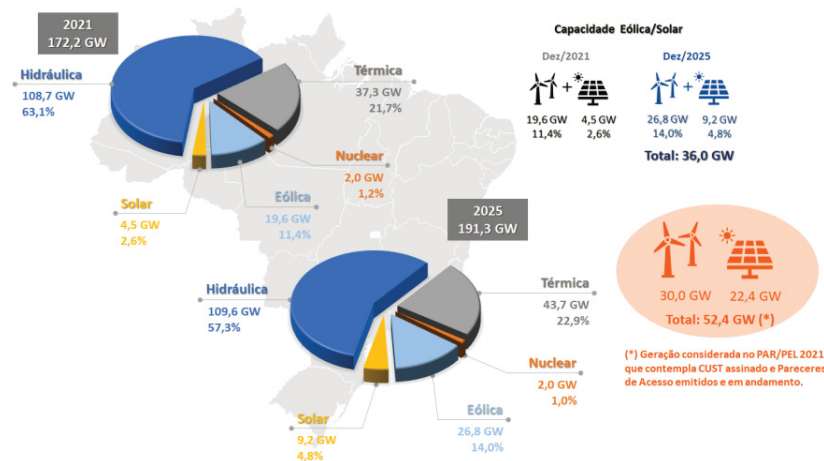
Com relação às expressões dos fluxos de potência ativa e reativa no ramo utilizadas para representar a relação das medidas dessas grandezas com os estados, nos ramos tradicionais os fluxos são representados em função da magnitude e ângulo das tensões nas barras terminais na forma convencional. Já para os ramos chaveáveis, os fluxos são representados em função das novas variáveis de estados adicionadas ao problema.

3 ESTIMADOR DE ESTADOS LINEAR PARA MONITORAÇÃO DE GERAÇÃO INTERMITENTE EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

Conforme apresentado no Capítulo 1, a participação de fontes de geração eólica e solar, conectadas em diferentes níveis de tensão do sistema, tem ganhado maior relevância no sistema elétrico brasileiro. Segundo o Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2022-2026 elaborado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), a capacidade instalada dessas fontes, que em 2021 eram responsáveis por 14% da matriz energética brasileira, corresponderão à 18,8% dessa participação até 2026. Um aumento de 35% em menos de 5 anos, conforme apresentada na FIGURA 11.

FIGURA 11 – CAPACIDADE INSTALADA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL 2021 E 2025



FONTE: ONS (2021)

A utilização de UMFs está cada vez mais frequente nos sistemas de transmissão e há expectativas de que seu uso possa ser igualmente expandido para níveis de distribuição. A expansão das tecnologias *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), desenvolvimentos de programas e equipamentos de medição inteligente, além das próprias μ PMUs trazem avanços no processo de monitoração, não só da rede de transmissão, mas também de sistemas de distribuição dada à constante necessidade de monitoramento da rede em todos os níveis de tensão.

Ao adotar a abordagem de uso exclusivo de medições sincrofasoriais no processo de estimação de estados, tem-se como consequência natural desse processo a linearidade entre as equações associadas a essas medidas e as variáveis de estado do sistema, conforme tratado no capítulo anterior. Dessa forma, este trabalho propõe o desenvolvimento de um algoritmo de estimação de estados linear baseado exclu-

sivamente em medições fasoriais para promover a estimativa dos níveis de geração em subestações acopladas à fontes intermitentes (SANTOS *et al.*, 2022). Para isso, foi implementado um bloco para o estimador de estados linear e em seguida um bloco para a estimação da geração distribuída nas subestações.

Este capítulo descreve em detalhes a formulação da metodologia proposta neste trabalho.

3.2 ESTIMADOR DE ESTADOS LINEAR VIA ABORDAGEM RETANGULAR

De acordo com Chakrabarti *et al.* (2010), a abordagem retangular apresenta um melhor nível de robustez na representação das medições fasoriais de corrente, sendo por isso a abordagem adotada no processo de estimação de GD proposto nesse trabalho.

Na abordagem retangular as grandezas envolvidas e as matrizes de incidência apresentadas na seção 2.3, passam a ser escritas como Phadke (1993):

$$V_k^{med} = Re\{V_k^{med}\} + jIm\{V_k^{med}\} = |V_k| \cos\theta_k + j |V_k| \sen\theta_k \quad (3.1)$$

$$I_{km}^{med} = Re\{I_{km}^{med}\} + jIm\{I_{km}^{med}\} \quad (3.2)$$

$$Re\{I_{km}^{med}\} = g_{km} (Re\{V_k\} - Re\{V_m\}) - (b_{km} + b_k) Im\{V_k\} + b_{km} Im\{V_m\} \quad (3.3)$$

$$Im\{I_{km}^{med}\} = g_{km} (Im\{V_k\} - Im\{V_m\}) - (b_{km} + b_k) Re\{V_k\} + b_{km} Re\{V_m\} \quad (3.4)$$

Em que:

V_k^{med} : medida do fasor da tensão na barra k

I_{km}^{med} : medida do fasor da corrente no ramo $k - m$

$g_{km} + jb_{km}$: admitância série do ramo $k - m$

g_{km} : condutância série do ramo $k - m$

b_{km} : susceptância série do ramo $k - m$

b_k : condutância em derivação do ramo conectado à barra k

Na abordagem retangular, tem-se que as medidas podem ser representadas por:

$$[z_r] = Re\{z_{med}\} \quad (3.5)$$

$$[z_{im}] = Im\{z_{med}\} \quad (3.6)$$

As variáveis de estado a serem estimadas, x , correspondem à parte real e imaginária da tensão nas barras do sistema, ou seja:

$$[v_r] = Re\{x\} \quad (3.7)$$

$$[v_{im}] = Im\{x\} \quad (3.8)$$

Assim, o modelo de medição pode ser descrito como:

$$\begin{bmatrix} z_r \\ z_{im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} II \\ gA + g_d \\ 0 \\ bA + b_d \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} 0 \\ -bA - b_d \\ II \\ gA + g_d \end{bmatrix} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_r \\ v_{im} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Onde:

$$[gA + g_d] = \text{Re}\{Y_{se}A^T + y_d\} \quad (3.10)$$

$$[bA + b_d] = \text{Im}\{Y_{se}A^T + y_d\} \quad (3.11)$$

3.3 METODOLOGIA LINEAR DE ESTIMAÇÃO DE GD: PRINCIPAIS ETAPAS

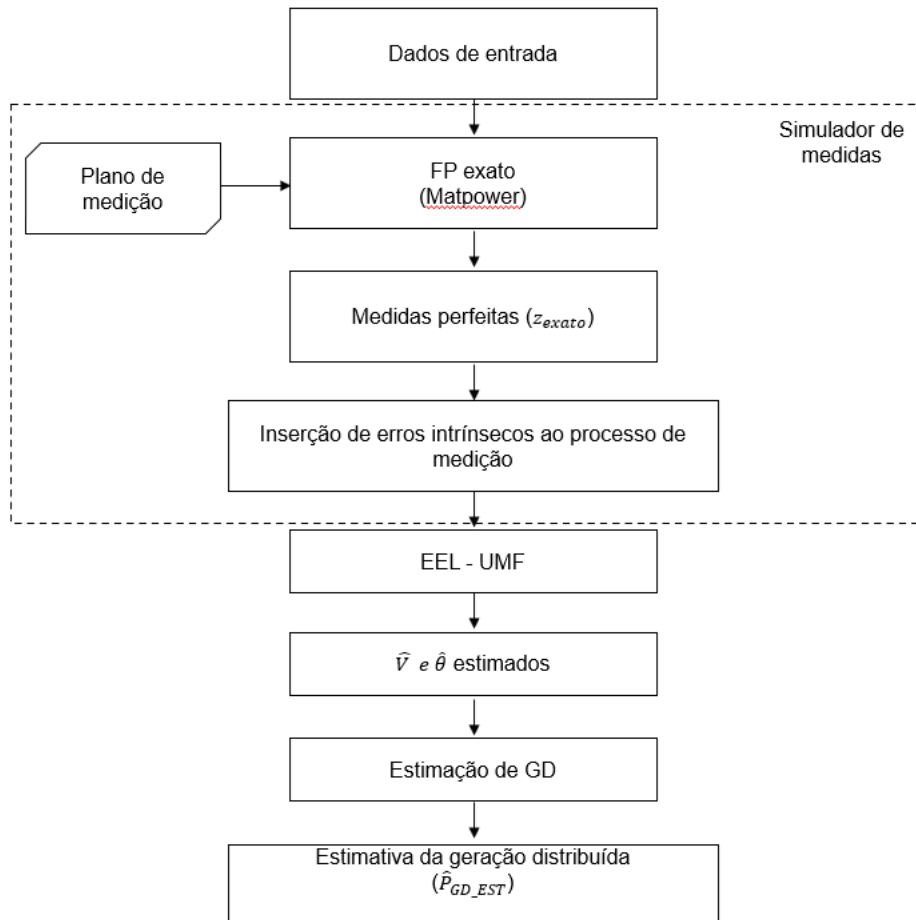
Esta seção descreve as etapas principais relativas à implementação do Estimador de Estados Linear baseado exclusivamente em Unidades de Medição Fasorial com capacidade de estimação de geração intermitente nos níveis de transmissão e distribuição. A primeira etapa consiste no desenvolvimento de um ambiente de simulação de medidas denominado: simulador de medidas fasoriais de tensão e corrente, sendo adotada a representação retangular para ambos os fasores. Esta etapa proporciona um ambiente controlado para a validação da metodologia proposta.

A segunda etapa consiste no desenvolvimento do estimador de estados linear propriamente dito, cuja abordagem considera a estimação de estados como um problema de otimização, cuja função objetivo consiste na minimização da soma ponderada dos quadrados dos resíduos. O modelo de medição adotado pressupõe o uso exclusivo de Unidades de Medição Fasorial. Esta etapa fornece como resultado dos estados estimados (módulo e o ângulo das tensões em todas as barras do sistema).

A terceira e última etapa consiste no desenvolvimento de um bloco adicional ao processo de estimação de estados que faz uso das estimativas das tensões complexas nas barras, obtidas na etapa anterior, para prover a estimativa das potências injetadas nas barras do sistema e, assim, permitir a estimativa da geração fornecida por fontes intermitentes conectadas a cada barra.

O fluxograma representado na FIGURA 12 descreve as etapas propostas, que também serão detalhadas na sequência.

FIGURA 12 – FLUXOGRAMA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS LINEAR E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA



FONTE: a autora (2022)

Dados de entrada: são os parâmetros da rede e as potências demandas e geradas em cada uma das barras.

Simulador de medidas: nesta etapa é executado um fluxo de potência (FP) exato considerando a modelagem barra-ramo da rede. O pacote computacional Matpower (ZIMMERMAN; SANCHEZ, 2019) foi adotado. A partir da solução do FP e de um plano de medição previamente estabelecido, em que é definido os sistemas de teste a serem utilizados e o posicionamento das unidades de medição fasorial no sistema e, conseqüentemente, a localização das medidas, com garantia de que essas medições possuem quantidades suficiente e localização adequada para garantir a observabilidade da rede. A partir dos resultados do FP exato e da identificação do plano de medição disponível para a rede é gerado um vetor de medidas perfeitas e em seguida acrescentados erros aleatórios com distribuição normal, que simulam os erros intrínsecos ao processo de medição.

O modelo de medição do problema foi apresentado na equação (2.4) deste documento. Dessa forma, o vetor das quantidades medidas corresponde ao vetor (z_v) ,

que é obtido através do fluxo de potência gerado no Matpower e o vetor de erros (ε) pode ser simulado como um número aleatório normalmente distribuído (CASTILLO *et al.*, 2011).

$$\varepsilon_i = (3\sigma_i) \cdot \alpha \quad (3.12)$$

Em que:

σ_i : desvio padrão das medidas simuladas

α : número aleatório normalmente distribuído

Seguindo com a proposta apresentada por Silva (2013), esse trabalho adota um desvio padrão de 0,002 pu para a amplitude das medidas sincrofasoriais (σ_{UMF_mod}) e de 0,0017 rad para as medidas de ângulo (σ_{UMF_ang}). De forma que as covariâncias da parte real e imaginária das medidas fasoriais de corrente podem ser determinadas por:

$$\sigma_{I_{i_{real}}}^2 = (\cos \theta_{I_i})^2 \cdot \sigma_{|I_i|}^2 + |I_i| \cdot (-\text{sen } \theta_{I_i})^2 \cdot \sigma_{\theta_{I_i}}^2 \quad (3.13)$$

$$\sigma_{I_{i_{imag}}}^2 = (\text{sen } \theta_{I_i})^2 \cdot \sigma_{|I_i|}^2 + |I_i| \cdot (\cos \theta_{I_i})^2 \cdot \sigma_{\theta_{I_i}}^2 \quad (3.14)$$

Em que:

$\sigma_{I_{i_{real}}}^2$: variância do erro de $I_{i_{real}}$ e $I_{i_{imag}}$

$\sigma_{|I_i|}^2$ e $\sigma_{\theta_{I_i}}^2$: são os elementos correspondentes da diagonal da matriz de covariância podendo ser calculados a partir dos dados do desvio padrão das medições sincrofasoriais, ou seja, (σ_{UMF_mod}) e (σ_{UMF_ang}) respectivamente.

Estimador de Estados Linear UMF (EEL-UMF): as medidas dos fasores de tensão e corrente geradas na etapa anterior correspondem a entrada do estimador de estados linear, que irá fornecer a estimativa do estado da rede. A implementação dessa etapa corresponde à formulação apresentada na seção 2.3.

Estimativa de Geração Distribuída por barra: conhecendo as variáveis de estado do sistema, é realizada a estimativa da potência gerada nas barras que possuem geração distribuída (GD). A partir dos parâmetros das linhas fornecidos nos dados de entrada juntamente com os fasores de tensão estimados (\hat{V}_k e $\hat{\theta}_k$), calcula-se a potência injetada (\hat{P}_k) em cada uma das barras do sistema utilizando as equações (3.15) e (3.16) descritas na sequência, e por fim, estima-se a potência gerada por cada uma das unidades geradoras de GD, conforme descrito a seguir.

$$\hat{P}_{km} = g_{km} \hat{V}_k^2 - \hat{V}_k \hat{V}_m \left(g_{km} \cos \hat{\theta}_{km} + b_{km} \text{sen } \hat{\theta}_{km} \right) \quad (3.15)$$

$$\hat{P}_{mk} = g_{km} \hat{V}_m^2 - \hat{V}_k \hat{V}_m \left(g_{km} \cos \hat{\theta}_{km} - b_{km} \text{sen } \hat{\theta}_{km} \right) \quad (3.16)$$

Em que:

\hat{P}_{km} : fluxo de potência ativa estimado no ramo da barra k para barra m

\hat{P}_{mk} : fluxo de potência ativa estimado no ramo da barra m para barra k

O valor estimado da potência ativa injetada (\hat{P}_k) na barra k é dado por:

$$\hat{P}_k = \sum_{m \in \Omega_k} \hat{P}_{km_EST} \quad (3.17)$$

Por fim, a estimativa do valor da potência ativa gerada \hat{P}_{GD_EST} na barra k devido à GD:

$$\hat{P}_{GD_EST} = \hat{P}_k + P_{DEM} \quad (3.18)$$

Em que:

P_{DEM} : potência demandada pela carga na barra k .

4 ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO BASEADO EXCLUSIVAMENTE EM MEDIDAS PROVENIENTES DE UNIDADES DE MEDIÇÃO FASORIAL

4.1 INTRODUÇÃO

O sistema de supervisão e controle além de disponibilizar as medições analógicas da subestação, também tem a capacidade de disponibilizar medições digitais, que são utilizadas para sinalizar os *status* aberto/fechado de chaves e disjuntores da subestação. Na maior parte dos centros de operação, o estimador de estados assume que a topologia da rede está correta, mas nem sempre essa condição é verdadeira, podendo assim fornecer um estado comprometido por ignorar esse erro de topologia. Ao realizar a modelagem da rede no nível de seção de barras, ou seja, representar os dispositivos chaveáveis do sistema na modelagem da rede, permite-se um maior detalhamento da configuração interna da subestação, possibilitando assim uma ferramenta com maior capacidade de processar erros de topologia. Considerando a importância dessa abordagem para a operação em tempo real, este trabalho propõe um estimador de estados generalizado baseado exclusivamente em medidas provenientes de Unidades de Medição Fasorial conforme descrito a seguir.

Na seção seção 2.3, foi verificado que as variáveis de estados do estimador de estados linear baseado exclusivamente em UMFs apresentados na literatura, e que considera a modelagem barra-ramo da rede, consistem nos fasores das tensões nas barras do sistema.

Na abordagem proposta para o desenvolvimento de um estimador de estados generalizado baseado exclusivamente em medidas provenientes de UMFs, em que a modelagem no nível de seção de barras é adotada, propõe-se uma expansão no vetor das variáveis de estado, de forma que esse passe a contemplar não apenas os fasores das tensões nas barras do sistema, mas também os fasores das correntes que fluem nos ramos chaveáveis representados na rede. Dessa forma, o vetor de estados a serem estimados passa a ser descrito por:

$$x^k = \left[\begin{array}{c} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \vdots \\ \dot{V}_n \\ \dot{I}_{1_rch} \\ \dot{I}_{2_rch} \\ \vdots \\ \dot{I}_{n_rch} \end{array} \right] \left. \begin{array}{l} \left. \begin{array}{l} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \vdots \\ \dot{V}_n \end{array} \right\} \text{Variáveis de estado (Estimador de Estados Linear - Convencional)} \\ \left. \begin{array}{l} \dot{I}_{1_rch} \\ \dot{I}_{2_rch} \\ \vdots \\ \dot{I}_{n_rch} \end{array} \right\} \text{Novas variáveis de estado (generalizado)} \end{array} \right\} \quad (4.1)$$

A proposta deste trabalho é substituir a inclusão dos fluxos de potência ativa e reativa através dos ramos chaveáveis como novas variáveis de estados proposta por Monticelli (1993) pela inclusão dos fasores das correntes nesses ramos, permitindo manter a linearidade do processo de estimação de estados. Nessa nova abordagem, as informações dos *status* abertos e fechados dos ramos chaveáveis devem também ser incluídas como pseudomedidas, com adaptações adequadas às novas variáveis de estado. Dessa forma, *status* de ramos chaveáveis fechados são representados pela diferença nula dos fasores das tensões entre suas barras terminais. Quando aberto, o fasor da corrente que flui através do ramo chaveável é informada como sendo nulo. Dessa forma, os *status* abertos e fechados podem ser expressas como segue.

Nos ramos chaveáveis fechados:

$$\dot{V}_{km} = \dot{V}_k - \dot{V}_m = 0 \quad (4.2)$$

Nos ramos com chaves e disjuntores abertos:

$$\dot{I}_{n_rch} = 0 \quad (4.3)$$

As equações (4.2) e (4.3) compõem um novo conjunto de medidas (ou pseudomedidas) que são incluídas no vetor de medições. Esse conjunto é denominado de medidas operacionais. Além dessas pseudomedidas/medidas operacionais, e obviamente as medidas fasoriais de tensão e corrente provenientes das UMF, podemos classificar no vetor estendido de medidas do estimador de estados generalizado as medidas estruturais que são provenientes da natureza estrutural da rede, como é o caso das barras (ou nós) de injeção nula, muito comuns na modelagem da rede no nível de seção de barras adotada nesse trabalho.

Assim, o vetor das medições do estimador de estados generalizado baseado

exclusivamente em medidas provenientes de medição fasorial pode ser descrito por:

$$z_{med_gen} = \begin{bmatrix} z_{(UMF)} \\ z_{estrutural} \\ z_{operacional} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Em que:

$z_{(UMF)}$: vetor de medidas dos fasores de tensão e corrente fornecidas pelas unidades de medição fasorial;

$z_{estrutural}$: são as medidas que surgem a partir da configuração da rede;

$z_{operacional}$: são as medidas que correspondem à informação do *status* (aberto/fechado) dos equipamentos chaveáveis.

Cabe ressaltar que nos ramos convencionais (linhas de transmissão e transformadores), as correntes são calculadas em função dos fasores das tensões nas barras terminais do ramo. Para os ramos chaveáveis, as correntes são representadas diretamente em função das novas variáveis de estados adicionadas ao problema.

4.2 METODOLOGIA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO BASEADO EXCLUSIVAMENTE EM MEDIÇÕES DE UMFS

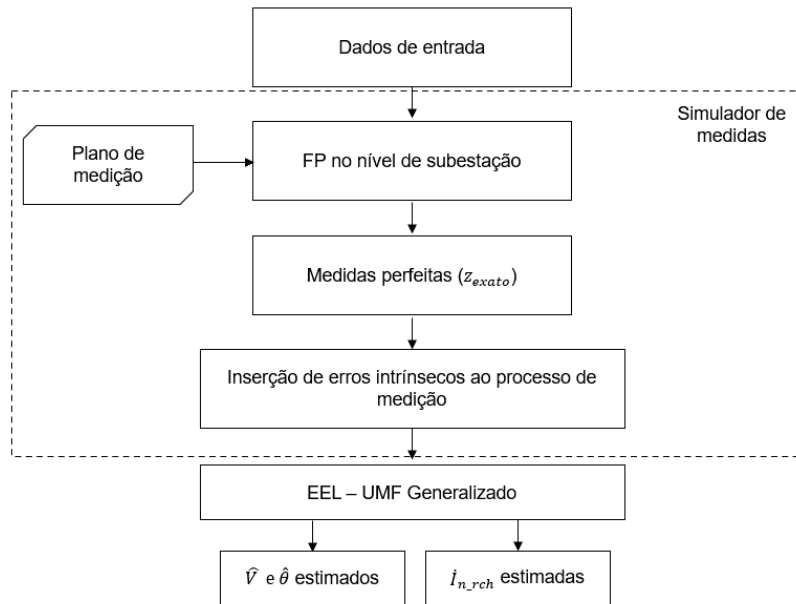
Esta seção descreve as etapas principais relativas à implementação do estimador de estados generalizado baseado exclusivamente em medidas provenientes de unidades de medição fasorial. O fluxograma representado na FIGURA 13 descreve as etapas propostas para esta implementação e que serão detalhadas a seguir.

Dados de entrada: são os parâmetros da rede e a informação dos *status* dos dispositivos chaveáveis.

Simulador de medidas: nesta etapa, o plano de medição considera os dispositivos chaveáveis na modelagem da rede elétrica conforme apresentado na FIGURA 14. Com essa definição, é calculado o fluxo de potência no nível de subestação, gerando assim o vetor de medidas perfeitas. Os erros aleatórios também são inseridos nas medições geradas, em que foram calculados utilizando o mesmo método apresentado na seção 3.3, especificamente nas equações (3.13) e (3.14).

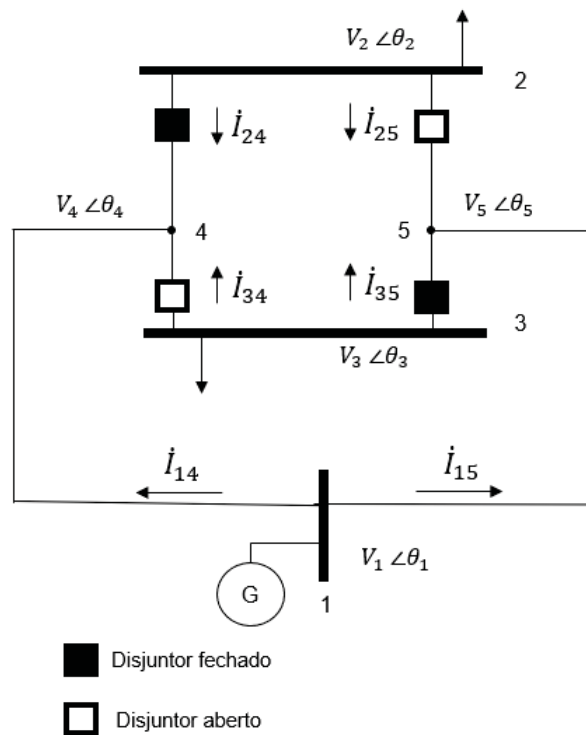
Estimador de Estados Linear Generalizado com baseado exclusivamente em UMFS (EEL-UMF Generalizado): é executado um estimador de estados generalizado utilizando somente medições fasoriais, que resulta na estimação dos fasores de tensão em todas as barras do sistema e nas correntes que fluem nos ramos chaveáveis (\dot{I}_{n_rch}). Com essa informação, é possível estimar os *status* abertos/fechados dos dispositivos chaveáveis do sistema.

FIGURA 13 – FLUXOGRAMA DA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADOS GENERALIZADO BASEADO EXCLUSIVAMENTE EM MEDIDAS PROVENIENTES DE UMF



FONTE: a autora (2022)

FIGURA 14 – SISTEMA TESTE NA MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO



FONTE: a autora (2022)

A equação (4.5) apresenta o vetor das medições do estimador de estados generalizado baseado exclusivamente em medições fasoriais.

$$\begin{bmatrix} z_{(UMF)} \\ z_{estrutural} \\ z_{operacional} \end{bmatrix} = [H_{GEN}] [x_{GEN}] + [\varepsilon] \quad (4.5)$$

Em que:

$z_{(UMF)}$: medições de tensão e corrente nas barras que possuem UMF

H_{GEN} : corresponde a matriz jacobiana da estimação de estados generalizada

x_{GEN} : vetor de estados estimados considerando modelagem no nível de subestação

4.3 MODELO DE MEDIÇÃO DO EEL-UMF GENERALIZADO

A fim de demonstrar o modelo de medição para o EEL-UMF Generalizado, serão detalhados em seguida os vetores correspondente a modelagem no nível de subestação. O sistema ilustrativo utilizado foi o da FIGURA 14. Foram consideradas a abordagem retangular e UMFs localizadas nas barras 1 e 2. Assim os vetores correspondem à:

$z_{(UMF)}$: corresponde à parte real e imaginária das medições de tensão e corrente nas barras que possuem UMF.

$$z_{(UMF)} = \begin{bmatrix} V_1^{real} \\ V_2^{real} \\ I_{1-4}^{real} \\ I_{1-5}^{real} \\ I_{2-4}^{real} \\ I_{2-5}^{real} \\ V_1^{imag} \\ V_2^{imag} \\ I_{1-4}^{imag} \\ I_{1-5}^{imag} \\ I_{2-5}^{imag} \\ I_{2-5}^{imag} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$z_{estrutural}$: são as medidas que surgem a partir da configuração da rede. Neste caso, sabe-se que a injeção de corrente nas barras 4 e 5 (\dot{I}_4 e \dot{I}_5) são nulas bem como a parte imaginária da tensão da barra 1 (V_1^{imag}) pois trata-se da referência do sistema

com $\theta_1 = 0^\circ$.

$$z_{estrutural} = \begin{bmatrix} I_4^{real} \\ I_5^{real} \\ V_1^{imag} \\ I_4^{imag} \\ I_5^{imag} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$z_{operacional}$: são as medidas que correspondem à informação do estado (aberto/-fechado) dos equipamentos chaveáveis.

$$z_{operacional} = \begin{bmatrix} I_{2-5}^{real} \\ I_{3-4}^{real} \\ V_{2-4}^{real} \\ V_{3-5}^{real} \\ I_{2-5}^{imag} \\ I_{3-4}^{imag} \\ V_{2-4}^{imag} \\ V_{3-5}^{imag} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Neste caso, os disjuntores do ramo 2 – 4 e 3 – 5 estão fechados, logo a queda de tensão entre seus terminais é nula:

$$\dot{V}_{2-4} = 0 \longrightarrow \dot{V}_2 = \dot{V}_4 \quad (4.9)$$

$$V_2^{real} + jV_2^{imag} = V_4^{real} + jV_4^{imag} \quad (4.10)$$

$$V_2^{real} = V_4^{real} \quad (4.11)$$

$$V_2^{imag} = V_4^{imag} \quad (4.12)$$

$$\dot{V}_{3-5} = 0 \longrightarrow \dot{V}_3 = \dot{V}_5 \quad (4.13)$$

$$V_3^{real} + jV_3^{imag} = V_5^{real} + jV_5^{imag} \quad (4.14)$$

$$V_3^{real} = V_5^{real} \quad (4.15)$$

$$V_3^{imag} = V_5^{imag} \quad (4.16)$$

Os disjuntores do ramo 2 – 5 e 3 – 4 estão abertos, logo a corrente que flui nesses ramos é nula:

$$\dot{I}_{2-5} = 0 \quad (4.17)$$

$$I_{2-5}^{real} + jI_{2-5}^{imag} = 0 \quad (4.18)$$

$$I_{2-5}^{real} = 0 \quad (4.19)$$

$$I_{2-5}^{imag} = 0 \quad (4.20)$$

$$\dot{I}_{3-4} = 0 \quad (4.21)$$

$$I_{3-4}^{real} + jI_{3-4}^{imag} = 0 \quad (4.22)$$

$$I_{3-4}^{real} = 0 \quad (4.23)$$

$$I_{3-4}^{imag} = 0 \quad (4.24)$$

$$(4.25)$$

Por fim, tem-se o vetor de estados estimados na estimação de estados generalizada (x_{GEN}) utilizando somente medições fasoriais, em que é composto pelo fasor de tensão em todas as barras do sistema e pela corrente que flui nos ramos chaveáveis.

$$x_{GEN} = \begin{bmatrix} V_1^{real} \\ V_2^{real} \\ V_3^{real} \\ V_4^{real} \\ V_5^{real} \\ I_{2-4}^{real} \\ V_{2-5}^{real} \\ V_{3-4}^{real} \\ I_{3-5}^{real} \\ V_1^{imag} \\ V_2^{imag} \\ V_3^{imag} \\ V_4^{imag} \\ V_5^{imag} \\ I_{2-4}^{imag} \\ V_{2-5}^{imag} \\ V_{3-4}^{imag} \\ I_{3-5}^{imag} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados relativos à metodologia proposta para o Estimador de Estados Linear baseado exclusivamente em UMFs com capacidade de estimação de geração intermitente nos níveis de transmissão e distribuição bem como da metodologia do estimador de estados generalizado baseado em medições sincrofásicas. Ambas as metodologias (vide FIGURA 12 e FIGURA 13) foram implementadas no ambiente computacional Octave (EATON, 2020).

5.1 RESULTADOS REFERENTES AO EEL-UMF COM CAPACIDADE DE ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para a validação da ferramenta do Estimador de Estados Linear baseado exclusivamente em UMFs com capacidade de estimativa de geração distribuída foram utilizados três sistemas testes distintos de 10 barras, 30 barras e 22 barras, considerando diferentes casos conforme especificado na TABELA 1 utilizando o algoritmo proposto descrito na seção 3.2 do Capítulo 3.

TABELA 1 – CASOS E SISTEMAS DE TESTE

CASOS	SISTEMA DE TESTE
CASO 1	Sistema do litoral do Paraná 10 barras contendo UMF exceto na barra 4
CASO 2	Tradicional sistema de teste IEEE 30 barras de transmissão com plano de medição idêntico ao proposto em Gol e Abur (2014)
CASO 3	Sistema teste 22 barras de distribuição disponível na base de dado do Matpower considerando diferentes graus de redundância global
CASO 4	Sistema de 22 barras de distribuição contemplando três níveis de inserção de geração

FONTE: a autora (2022)

Para avaliar o desempenho do estimador, todas as tabelas referentes aos resultados, contêm na última linha o valor do Erro Quadrático Médio (EQM), o qual é definido por:

$$EQM = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\hat{x}_i - \hat{x}_i^{perf} \right)^2 \quad (5.1)$$

Em que:

\hat{x}_i : são os valores estimados fornecidos pelo estimador de estados

\hat{x}_i^{perf} : são os valores considerados 'perfeitos' calculados a partir do fluxo de potência gerado no Matpower (ZIMMERMAN; SANCHEZ, 2019)

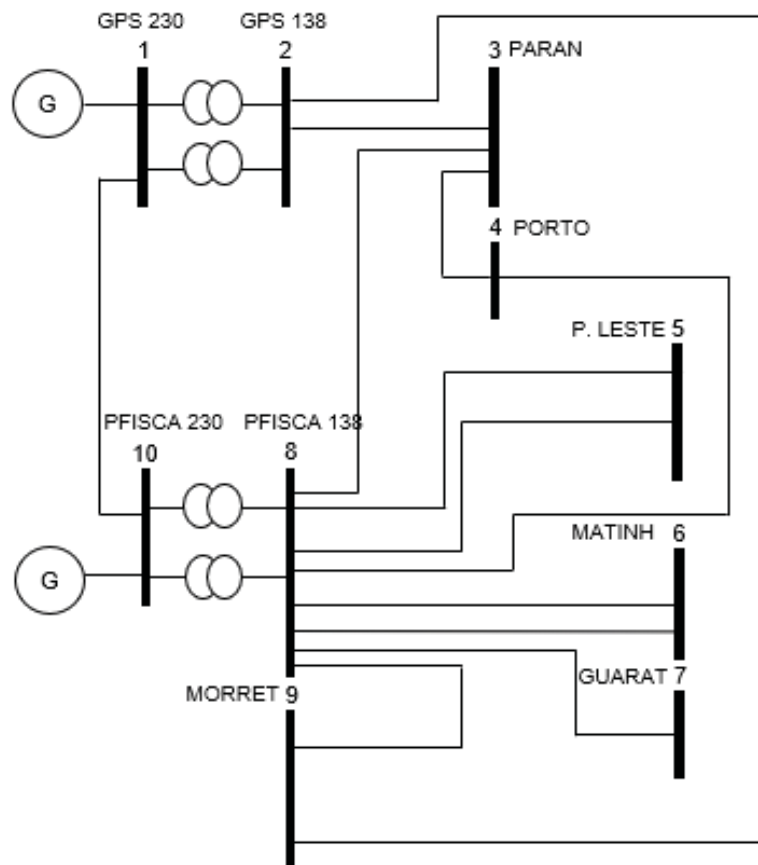
N : quantidade de estados estimados

A seguir segue a descrição de cada um dos casos.

5.1.1 CASO 1

CASO 1: este caso compreende o sistema litoral do Paraná cujo diagrama unifilar é apresentado na FIGURA 15. Esse caso considera medidas perfeitas (sem inserção de erros aleatórios) visando consolidar a ferramenta de estimação de estados linear desenvolvida. As estimativas para magnitude e fase das tensões das barras do sistema estarão apresentadas a seguir na TABELA 2 na formulação retangular.

FIGURA 15 – SISTEMA LITORAL DO PARANÁ - 10 BARRAS



FONTE: a autora (2022)

TABELA 2 – \hat{V}_{REAL} E \hat{V}_{IMAG} ESTIMADOS PARA SISTEMA DE TESTE LITORAL DO PARANÁ

Barra	\hat{V}_{real}	\hat{V}_{imag}	$V_{exato_{real}}$	$V_{exato_{imag}}$
1	1,00000	0,00000	1,00000	0,00000
2	1,00475	-0,01811	1,00475	-0,01811
3	1,01416	-0,05086	1,01416	-0,05086
4	1,01434	-0,05137	1,01434	-0,05137
5	1,01442	-0,0520	1,01442	-0,0520
6	1,00958	-0,05694	1,00958	-0,05694
7	1,0096	-0,05718	1,0096	-0,05718
8	1,01766	-0,04956	1,01766	-0,04956
9	1,00925	-0,03568	1,00925	-0,03568
10	1,04211	-0,02848	1,04211	-0,02848
$EQM = 2,07659 \cdot 10^{-25}$				

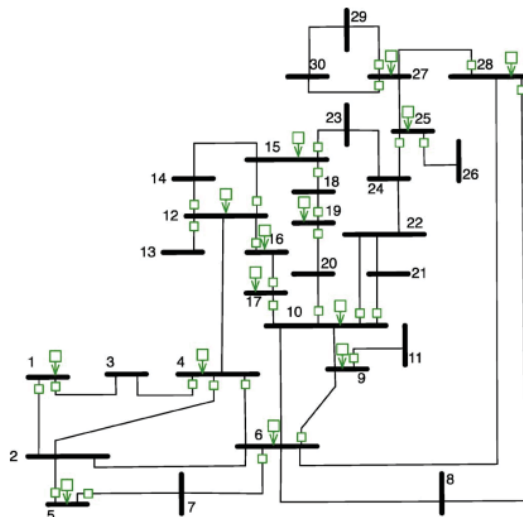
FONTE: a autora (2022)

Do resultado obtido, verifica-se claramente que a metodologia do estimador de estados linear baseado exclusivamente em UMFs utilizando medidas perfeitas foi validada, uma vez que os valores das tensões estimadas correspondem aos mesmos valores exatos calculados a partir do fluxo de potência, dado que o erro encontrado foi na ordem de 10^{-25} , conforme esperado.

5.1.2 CASO 2

CASO 2: este caso considera um tradicional sistema teste IEEE 30 barras que é um sistema de transmissão apresentado na FIGURA 16. O plano de medição adotado é idêntico ao proposto em Gol e Abur (2014). Esse caso considera a inserção de erros aleatórios no processo de geração das quantidades medidas. A TABELA 3 contém os resultados obtidos para este caso apresentados na formulação retangular.

FIGURA 16 – SISTEMA IEEE 30 BARRAS



FONTE: Abur (2014)

TABELA 3 – \hat{V}_{REAL} E \hat{V}_{IMAG} ESTIMADOS PARA SISTEMA IEEE 30 BARRAS

Barra	\hat{V}_{real}	\hat{V}_{imag}	V_{real}^{exato}	V_{imag}^{exato}
1	1,00036	0,00027	1,00039	0,00028
2	1,00033	-0,00700	1,00038	-0,00692
3	0,98313	-0,02584	0,98318	-0,02585
4	0,97995	-0,03041	0,98019	-0,03035
5	0,98224	-0,03165	0,98202	-0,03169
6	0,97277	-0,03822	0,97287	-0,03802
7	0,96666	-0,04450	0,96647	-0,04466
8	0,95985	-0,04543	0,95961	-0,04563
9	0,97952	-0,05103	0,97953	-0,05123
10	0,98305	-0,05763	0,98297	-0,05794
11	0,97952	-0,05113	0,97945	-0,05108
12	0,98549	-0,02616	0,98552	-0,02622
13	1,00006	0,02596	1,00013	0,02596
14	0,97621	-0,03917	0,97611	-0,03896
15	0,97980	-0,03933	0,97984	-0,03924
16	0,97672	-0,04481	0,97662	-0,04472
17	0,97550	-0,05745	0,97569	-0,05737
18	0,96705	-0,05859	0,96718	-0,05831
19	0,96338	-0,06642	0,96314	-0,06655
20	0,96735	-0,06523	0,96733	-0,06539
21	0,99190	-0,06013	0,99191	-0,06011
22	0,99861	-0,05889	0,99857	-0,05915
23	1,00002	-0,02762	1,00014	-0,02748
24	0,98766	-0,04514	0,98769	-0,04513
25	0,98997	-0,02880	0,98999	-0,02877
26	0,97165	-0,03601	0,97160	-0,03605
27	1,00027	-0,01417	1,00046	-0,01427
28	0,97427	-0,03826	0,97435	-0,03822
29	0,97925	-0,03624	0,97922	-0,03602
30	0,96692	-0,05115	0,96692	-0,05112

$EQM = 1,70004 \cdot 10^{-8}$

FONTE: a autora (2022)

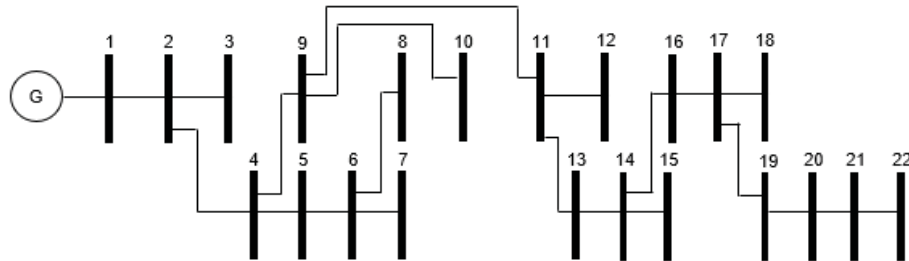
Nota-se pela TABELA 3 apresentada a seguir que, com a inclusão do erro aleatório nas medidas, a ordem do Erro Quadrático Médio aumentou, mas ainda é considerado pequeno.

5.1.3 CASO 3

CASO 3: este caso contempla um sistema de distribuição de 22 barras disponível na base de dados do Matpower com erros aleatórios incluídos no processo de medição conforme a FIGURA 17. Os sistemas de distribuição possuem baixa redundância em suas medidas, porém com perspectiva de aumento com a inserção de novas fontes de medição nos mesmo. Considerando essa condição, são efetuadas simulações com três graus de redundância conforme apresentado na (2.19). Foram gerados os casos 3a, 3b e 3c descritos a seguir, sempre com a garantia da observabili-

dade para execução do estimador de estados. Os resultados obtidos referentes a essa metodologia para os três casos são apresentados na TABELA 4.

FIGURA 17 – SISTEMA 22 BARRAS MATPOWER - DISTRIBUIÇÃO



FONTE: a autora (2022)

Caso 3a: presença de medidas dos fasores da tensão em todas as barras e fasores de corrente nos dois terminais da linha com GR = 2,909;

Caso 3b: plano de medição somente com medidas do fasores da tensão nas barras e fasores da corrente no ramo 9-10 e 1-2 com GR = 1,09;

Caso 3c: simulação com um grau de redundância intermediário GR = 1,90.

TABELA 4 – \hat{V}_{REAL} E \hat{V}_{IMAG} ESTIMADOS PARA SISTEMA 22 BARRAS PARA DIFERENTES VALORES DE GR

Barra	Caso 3a		Caso 3b		Caso 3c	
	\hat{V}_{real}	V_{imag}	\hat{V}_{real}	\hat{V}_{imag}	\hat{V}_{real}	\hat{V}_{imag}
1	1,00032	0,00026	1,00026	0,00006	1,00051	0,00018
2	0,99727	0,00126	0,99720	0,00106	0,99746	0,00118
3	0,99726	0,00127	0,99717	0,00149	0,99722	0,00144
4	0,99294	0,00257	0,99266	0,00279	0,99299	0,00252
5	0,99281	0,00262	0,99263	0,00265	0,99286	0,00257
6	0,99219	0,00291	0,99194	0,00268	0,99211	0,00276
7	0,99219	0,00292	0,99197	0,00278	0,99211	0,00276
8	0,99213	0,00294	0,99195	0,00286	0,99212	0,00290
9	0,98780	0,00404	0,98762	0,00399	0,98785	0,00399
10	0,98779	0,00404	0,98761	0,00400	0,98784	0,00399
11	0,98345	0,00522	0,98367	0,00499	0,98349	0,00522
12	0,98344	0,00523	0,98368	0,00505	0,98348	0,00523
13	0,98109	0,00584	0,98106	0,00591	0,98113	0,00584
14	0,97587	0,00723	0,97584	0,00734	0,97591	0,00722
15	0,97586	0,00723	0,97574	0,00730	0,97590	0,00723
16	0,97564	0,00729	0,97586	0,00726	0,97569	0,00729
17	0,97463	0,00758	0,97453	0,00759	0,97472	0,00753
18	0,97457	0,00759	0,97432	0,00748	0,97466	0,00755
19	0,97355	0,00788	0,97369	0,00799	0,97363	0,00783
20	0,97338	0,00793	0,97329	0,00776	0,97327	0,00793
21	0,97330	0,00795	0,97312	0,00803	0,97319	0,00795
22	0,97309	0,00801	0,97301	0,00784	0,97299	0,00801
<i>EQM</i>	$2,73897 \cdot 10^{-8}$		$2,53608 \cdot 10^{-9}$		$1,15951 \cdot 10^{-8}$	

FONTE: a autora (2022)

Percebe-se que mesmo nos casos em que não se têm medições fasoriais em todas as barras do sistema (casos 3b e 3c) - em que o plano de medição apresenta grau de redundância mais baixo - desde que se garanta a observabilidade da rede, é possível se estimar o estado da rede e encontrar resultados para o Erro Quadrático Médio satisfatórios.

5.1.4 CASO 4

CASO 4: outra funcionalidade da ferramenta proposta, derivada da estimativa dos estados da rede, é a estimação de geração distribuída. Com essa formulação é possível determinar o valor da potência gerada por cada GD, bem como sua localização nas barras do sistema. O sistema de 22 barras é novamente utilizado para avaliar essa etapa da metodologia proposta. As simulações consideram a inserção de erros aleatórios e estão agrupadas no Caso 4, contemplando três níveis de inserção de GD, conforme descrito a seguir. Os resultados correspondentes às potências estimadas nas barras são apresentados na TABELA 5.

Caso 4a: Estimativa de GD para o sistema teste 22 barras sem inserção de GD nas barras do sistema;

Caso 4b: Estimativa de GD para o sistema teste 22 barras com 20% das barras com inclusão de GD;

Caso 4c: Estimativa de GD para o sistema teste 22 barras com 80% das barras com inclusão de GD.

TABELA 5 – ESTIMATIVA DE GD PARA DIFERENTES PATAMARES DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO

Barra	Caso 4a		Caso 4b		Caso 4c	
	$GD (MW)$	\hat{P}_{GD_EST}	$GD (MW)$	\hat{P}_{GD_EST}	$GD (MW)$	\hat{P}_{GD_EST}
2	0	-0,00003	0	0,00007	0,030	0,03014
3	0	0,00003	0,050	0,05007	0,050	0,05001
4	0	0,00007	0	-0,00012	0,065	0,06461
5	0	0,00000	0	0,00010	0,020	0,01995
6	0	0,00001	0	-0,00001	0,025	0,02508
7	0	0,00004	0,075	0,07501	0,075	0,07516
8	0	-0,00001	0	0,00004	0,025	0,02498
9	0	-0,00035	0	0,00013	0,039	0,03927
10	0	0,00000	0,030	0,02996	0,030	0,02993
11	0	0,00036	0	-0,00006	0,042	0,04197
12	0	0,00002	0	0,00004	0	0,00006
13	0	-0,00032	0,020	0,01988	0,020	0,01997
14	0	0,00009	0	-0,00015	0	0,00014
15	0	0,00000	0	0,00003	0,074	0,07405
16	0	-0,00015	0	0,00016	0	-0,00029

TABELA 5 – ESTIMATIVA DE GD PARA DIFERENTES PATAMARES DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO

Barra	Caso 4a		Caso 4b		Caso 4c	
	$GD (MW)$	\hat{P}_{GD_EST}	$GD (MW)$	\hat{P}_{GD_EST}	$GD (MW)$	\hat{P}_{GD_EST}
17	0	0,00027	0,060	0,05993	0,060	0,06012
18	0	0,00004	0	-0,00007	0,050	0,04992
19	0	-0,00016	0	0,00012	0,040	0,04005
20	0	0,00004	0	-0,00002	0	0,00012
21	0	-0,00009	0,045	0,04501	0,045	0,04500
22	0	0,00007	0	0,00000	0,025	0,02502
<i>EQM</i>	$1,18951 \cdot 10^{-4}$		$5,97032 \cdot 10^{-4}$		$1,56314 \cdot 10^{-3}$	

FONTE: a autora (2022)

Os resultados encontrados para a estimativa de geração distribuída nas barras do sistema não apresentaram EQM tão baixos como os demais casos, porém se aproximam do resultado esperado.

5.2 RESULTADOS REFERENTES AO EEL-UMF GENERALIZADO

A metodologia proposta no Capítulo 4 (vide FIGURA 13) foi implementada para o estimador de estados generalizado baseado exclusivamente em Unidades de Medição Fasorial. O sistema de teste utilizado é o mesmo sistema já apresentado na FIGURA 14 do Capítulo 4. O sistema teste de três barras é utilizado para apresentar a metodologia e seus resultados associados, com o objetivo de ser um sistema de pequeno porte para demonstrar tanto a representação das variáveis envolvidas nessa modelagem, conforme apresentado na seção 4.3 do capítulo anterior, quanto os resultados comprovante a sua validade, que serão apresentados a seguir. Dois casos foram considerados de acordo com a TABELA 6 apresentada.

TABELA 6 – CASOS E SISTEMAS DE TESTE

CASOS	SISTEMA DE TESTE
CASO 1	UMF nas barras 1 e 2 em que não foram inseridos erros aleatórios
CASO 2	UMF nas barras 1 e 2 em foram inseridos erros aleatórios dentro do desvio padrão

FONTE: a autora (2022)

Os resultados para os respectivos casos são apresentados na TABELA 7 a seguir.

Logo, a estimativa do *status* dos disjuntores nos ramos chaveáveis para o Caso 1 e Caso 2 são apresentados nas TABELA 8 e TABELA 9 respectivamente.

TABELA 7 – ESTIMATIVA DOS FASORES DE TENSÃO E CORRENTE NOS RAMOS CHAVEÁVEIS NA FORMA RETANGULAR

Variável de estado	Exato		Caso 1		Caso 2	
	V_{real}^{exato}	V_{imag}^{exato}	\hat{V}_{real}	\hat{V}_{imag}	\hat{V}_{real}	\hat{V}_{imag}
\hat{V}_1	1,02000	0,00000	1,02000	0,00000	1,02033	0,00017
\hat{V}_2	0,98787	-0,03821	0,98787	-0,03821	0,98800	-0,03796
\hat{V}_3	0,97599	-0,05091	0,97599	-0,05091	0,97621	-0,05069
\hat{V}_4	0,98787	-0,03821	0,98787	-0,03821	0,98821	-0,03806
\hat{V}_5	0,97599	-0,05091	0,97599	-0,05091	0,97632	-0,05075
\hat{I}_{2-4}	-0,89210	0,49003	-0,89210	0,49003	-0,89263	0,48960
\hat{I}_{2-5}	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
\hat{I}_{3-4}	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
\hat{I}_{3-5}	-0,89566	0,50779	-0,89566	0,50779	-0,89571	0,50765
	<i>EQM</i>		$2,76160 \cdot 10^{-16}$		$6,02230 \cdot 10^{-8}$	

FONTE: a autora (2022)

TABELA 8 – ESTIMATIVA DOS FASORES DE TENSÃO E CORRENTE NOS RAMOS CHAVEÁVEIS PARA O CASO 1 NA FORMA RETANGULAR

Ramo chaveável	Corrente no ramo		Queda de tensão		<i>status</i> disjuntor
	Real	Imag	Real	Imag	
2-4	-0,89210	0,49003	0,00000	0,00000	Fechado
2-5	0,00000	0,00000	0,01188	0,01271	Aberto
3-4	0,00000	0,00000	-0,01188	-0,01271	Aberto
3-5	-0,89566	0,50779	0,00000	0,00000	Fechado

FONTE: a autora (2022)

No Caso 1, a metodologia para o estimador de estados generalizado baseado exclusivamente em medições fasoriais foi validada dado que o erro encontrado foi na ordem de 10^{-16} . Outra validação realizada foi a estimativa do *status* dos disjuntores no sistema, visto que a queda de tensão nos ramos 2–4 e 3–5 é nula, correspondendo ao disjuntor fechado, e também a corrente no ramo 2–5 e 3–4 sendo nula, correspondendo ao disjuntor aberto, conforme antecipado nas equações (4.2) e (4.3) apresentadas no Capítulo 4.

TABELA 9 – ESTIMATIVA DOS FASORES DE TENSÃO E CORRENTE NOS RAMOS CHAVEÁVEIS PARA O CASO 2 NA FORMA RETANGULAR

Ramo chaveável	Corrente no ramo		Queda de tensão		<i>status</i> disjuntor
	Real	Imag	Imag	Real	
2-4	-0,89263	0,48960	-0,00021	0,00011	Fechado
2-5	0,00000	0,00000	0,01167	0,01279	Aberto
3-4	0,00000	0,00000	-0,01200	-0,01262	Aberto
3-5	-0,89571	0,50765	-0,00011	0,00006	Fechado

FONTE: a autora (2022)

No Caso 2, com a inserção de erros aleatórios no processo de medição, foi verificado um aumento na ordem do Erro Quadrático Médio, porém não interferiu na

estimativa dos estados da rede, fornecendo assim uma estimativa próxima aos valores exatos calculados pelo fluxo de potência no nível de subestação. Além disso, também foi possível aferir sobre o *status* dos disjuntores nos ramos chaveáveis, sendo possível identificar quais dos dispositivos estavam abertos e fechados através das variáveis de estado estimadas conforme apresentadas na TABELA 9.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O uso de medições sincrofasoriais está cada vez mais frequente nos sistemas de transmissão e há fortes expectativas que em um futuro próximo a sua utilização possa ser igualmente expandida para níveis de distribuição devido à constante necessidade de monitoramento da rede em todos os níveis de tensão. Adicionalmente, a geração distribuída vem ganhando rapidamente maiores proporções na matriz energética sendo de interesse dos centros de operações ‘visualizarem’ essa geração e incluí-las no processo de estimação de estados.

O presente trabalho apresenta duas principais contribuições. Uma se caracteriza pela utilização da formulação linear baseada exclusivamente em Unidades de Medição Fasorial dos estimadores de estados para realizar a estimativa de geração distribuída e a outra pela ampliação da formulação desses estimadores para contemplar a modelagem da rede no nível de subestação. Esta que, ao invés de considerar como variável de estado a potência ativa e a reativa que flui nos ramos chaveáveis, utiliza o fasor da corrente disponibilizada pela UMFs como variável de estado. Conforme foi mencionado, a maioria dos estimadores de estado nos centros de operação assumem que a topologia da rede está correta, entretanto essa condição nem sempre é verdadeira. Ao modelar a rede no nível de subestação, permite-se um maior detalhamento das condições de operação, enriquecendo o processo.

O trabalho apresenta em detalhes a formulação associadas à cada uma das metodologias mencionadas bem como seus principais passos. A partir de resultados obtidos na etapa de implementação computacional, verifica-se que as ferramentas propostas são promissoras apresentando resultados satisfatórios com boa precisão e baixo custo computacional - aferido de forma qualitativa, na ordem de poucos segundos - tornando a proposta atraente para aplicações na operação em tempo real.

A integração de diversos algoritmos e aplicações em conjunto com a tecnologia em franca expansão das UMFs e o desafios que a geração distribuída traz aos centros de operação tornam este trabalho interessante aos dias atuais, principalmente por tratar do uso exclusivo de medições fasoriais na estimação de estados, tema pouco explorado nos dias de hoje, tornando estimulante o potencial desse tipo de medidas na aplicação em ferramentas de monitoração da rede, vislumbrando os benefícios da linearidade no processo de estimação, ganho da observabilidade da rede e, ao se realizar a modelagem no nível de subestação do estimador, tem-se uma poderosa ferramenta para processar erros de topologia e assim, melhorar a qualidade do processo de estimação de estados como um todo.

6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Nesta seção são apresentados alguns temas considerados pertinentes para a continuidade da pesquisa realizada neste trabalho:

- Realizar testes com sistemas de maior porte considerando a modelagem no nível de subestação para consolidar a validação e a eficácia da ferramenta do estimador de estados generalizado baseado exclusivamente em Unidades de Medição Fasorial;
- Estender a modelagem proposta considerando a modelagem trifásica da rede;
- Usufruir da metodologia da modelagem no nível de subestação para propor um estimador de topologia utilizando a ferramenta desenvolvida.

REFERÊNCIAS

ABUR, A.; EXPOSITO, A. Observability and bad data identification when using ampere measurements in state estimation. In: 1993 IEEE International Symposium on Circuits and Systems. Chicago, IL, USA: IEEE, 2002.

ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. **Power system state estimation: theory and implementation**. [S.l.]: CRC press, 2004.

ALMEIDA, M. C. **Estimação de Estado Generalizada Trifásica**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

ALSAC, O.; VEMPATI, N.; STOTT, B.; MONTICELLI, A. Generalized state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 13, n. 3, p. 1069–1075, 1998.

ANDRADE, S. R. C. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações para melhoria da operação de Sistemas Elétricos de Potência**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 5861, de 31 de maio de 2016**. [S.l.: s.n.], 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea20165861ti.pdf>. Acesso em: 15 jul. 2021.

BALDICK, R.; CLEMENTS, K.; PINJO-DZIGAL, Z.; DAVIS, P. Implementing nonquadratic objective functions for state estimation and bad data rejection. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 12, n. 1, p. 376–382, 1997.

BARAN, M.; KELLEY, A. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 9, n. 3, p. 1601–1609, 1994.

CASTILLO, E.; CONEJO, A.; PRUNEDA, R.; SOLARES, C. State Estimation Observability Based on the Null Space of the Measurement Jacobian Matrix. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 20, n. 3, p. 1656–1658, ago. 2005.

CASTILLO, E.; CONEJO, A.; PRUNEDA, R.; SOLARES, C.; MENENDEZ, J. *m – k* Robust Observability in State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 23, n. 2, p. 296–305, mai. 2008.

CASTILLO, M. R. M.; LONDON, J. B. A.; BRETAS, N. G.; LEFEBVRE, S.; PREVOST, J.; LAMBERT, B. Offline Detection, Identification, and Correction of Branch Parameter Errors Based on Several Measurement Snapshots. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 2, p. 870–877, mai. 2011.

CHAKRABARTI, S.; KYRIAKIDES, E.; LEDWICH, G.; GHOSH, A. Inclusion of PMU current phasor measurements in a power system state estimator. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering e Technology (IET), v. 4, n. 10, p. 1104, 2010.

CHEN, X.; TSENG, K. J.; AMARATUNGA, G. State estimation for distribution systems using micro-synchrophasors. In: 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). Brisbane, QLD, Australia: IEEE, nov. 2015.

CLEMENTS, K. A.; DAVIS, P. W. Multiple Bad Data Detectability and Identifiability: A Geometric Approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 1, n. 3, p. 355–360, 1986.

COELHO, E. P. R. **Processamento simultâneo de erros na estimação de estados generalizada**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

COSTA, I.; LEÃO, J. Identification of topology errors in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 8, n. 4, p. 1531–1538, 1993.

EATON, J. **GNU Octave [Software]**. [S.l.: s.n.], 2020. Disponível em: www.octave.org.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. [S.l.: s.n.], 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%5C%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf. Acesso em: 15 jul. 2021.

FETZER, E.; ANDERSON, P. Observability in the state estimation of power systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 94, n. 6, p. 1981–1988, nov. 1975.

FILHO, M.; SILVA, A. da; FALCAO, D. Bibliography on power system state estimation (1968-1989). **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 5, n. 3, p. 950–961, ago. 1990.

FRAZÃO, R. J. A. **Métodos Alternativos para Estimação de Estado em Sistemas de Energia Elétrica**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís.

GEISLER, K. Ampere Magnitude Line Measurements for Power Systems State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), PAS-103, n. 8, p. 1962–1969, ago. 1984.

GOL, M.; ABUR, A. LAV Based Robust State Estimation for Systems Measured by PMUs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 5, n. 4, p. 1808–1814, jul. 2014.

GOMEZ-QUILES, C.; VILLA JAEN, A. de la; GOMEZ-EXPOSITO, A. A Factorized Approach to WLS State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 3, p. 1724–1732, ago. 2011.

HORISBERGER, H.; RICHARD, J.; ROSSIER, C. A fast decoupled static state-estimator for electric power systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 95, n. 1, p. 208–215, jan. 1976.

IEEE. **IEEE std. c37. 118.2-2011, IEEE standard for synchronphasor data transfer for power systems**. [S.l.], 2011.

IRVING, M. Robust Algorithm for Generalized State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 24, n. 4, p. 1886–1887, nov. 2009.

IRVING, M.; OWEN, R.; STERLING, M. Power-system state estimation using linear programming. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, Institution of Engineering e Technology (IET), v. 125, n. 9, p. 879, 1978.

JIANG, W.; VITTAL, V. Optimal Placement of Phasor Measurements for the Enhancement of State Estimation. In: 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. [S.l.]: IEEE, 2006.

JUNIO, J. B. A. L.; MASSIGNAN, J. A. D.; MANAZ, M. A. M.; LIN, Y. J.; WANG, S. J.; LU, C. N. Including synchronized and non-synchronized measurements with different sample rates in distribution system state estimation. In: **Power Distribution System State Estimation**. Edição: Elizete Maria Lourenço e João Bosco Augusto London Junior. [S.l.]: Institution of Engineering e Technology, out. 2022. cap. 11, p. 279–317.

KORKALI, M.; ABUR, A. Placement of PMUs with channel limits. In: 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting. [S.l.]: IEEE, jul. 2009.

KREFTA, G. F. **Avaliação da Inclusão de Unidades de Medição Sincrofasorial na Estimção de Estados de Sistemas Elétricos de Potência**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

LANGNER, A. L.; LOURENÇO, E. M. Generalized State Estimation and observability analysis in systems modeled at bus-section level. In: 2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T & D-LA). Medellin, Colombia: IEEE, set. 2014.

LEITES, R. **Processamento de Medidas Fasoriais de Tensão e Corrente na Estimção de Estados em Sistemas de Potência**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

LIN, Y.; ABUR, A. Robust State Estimation Against Measurement and Network Parameter Errors. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 33, n. 5, p. 4751–4759, set. 2018.

LOURENÇO, E. M.; COELHO, E. P. R.; PAL, B. C. Topology Error and Bad Data Processing in Generalized State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 30, n. 6, p. 3190–3200, nov. 2015.

LOURENÇO, E. M. **Análise de Observabilidade e Identificacao de Erros de Topologia na Estimção de Estados Generalizada**. 2001. Tese (Doutorado em

Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Florianópolis.

LUGTU, R. L.; HACKETT, D. F.; LIU, K. C.; MIGHT, D. D. Power System State Estimation: Detection of Topological Errors. **IEEE Power Engineering Review**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), PER-1, n. 1, p. 19–19, jan. 1981.

MELIOPOULOS, A. P.; COKKINIDES, G. J.; STEFOPOULOS, G. K. Numerical experiments for three-phase state estimation performance and evaluation. In: 2005 IEEE Russia Power Tech. [S.l.]: IEEE, jun. 2005.

MILI, L.; CUTSEM, T. V.; RIBBENS-PAVELLA, M. Hypothesis Testing Identification: A New Method for Bad Data Analysis in Power System State Estimation. **IEEE Power Engineering Review**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), PER-4, n. 11, p. 31–32, nov. 1984.

MONTICELLI, A. Electric power system state estimation. **Proceedings of the IEEE**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 88, n. 2, p. 262–282, fev. 2000.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Modeling zero impedance branches in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 6, n. 4, p. 1561–1570, 1991.

MONTICELLI, A.; WU, F. F. Network Observability: Theory. **IEEE Power Engineering Review**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), PER-5, n. 5, p. 32–33, mai. 1985.

MONTICELLI, A. J. Modeling circuit breakers in weighted least squares state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 8, n. 3, p. 1143–1149, 1993.

NUQUI, R. F.; PHADKE, A. G. Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements. In: 2007 IEEE Lausanne Power Tech. Lausanne, Switzerland: IEEE, jul. 2007.

PAJIC, S.; CLEMENTS, K. Power System State Estimation via Globally Convergent Methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 20, n. 4, p. 1683–1689, nov. 2005.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; KARIMI, K. J. State Estimation with Phasor Measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 1, n. 1, p. 233–238, 1986.

PHADKE, A. Synchronized phasor measurements in power systems. **IEEE Computer Applications in Power**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 6, n. 2, p. 10–15, abr. 1993.

PHADKE, G. A.; THORP, S. J. **Synchronized phasor measurements and their applications**. New York: Springer, 2008. v. 1, p. 150–163.

RENDON, A.; CALDERON, R. F. and J.G. State Estimation of Electrical Power Grids Incorporating SCADA and PMU Measurements. **IEEE Computer Applications in Power**, IEEE Latin America Transactions, v. 13, n. 7, p. 2245–2251, jul. 2015.

SANTOS, A. B.; LOURENÇO, E. M.; TORTELLI, O. L. Estimador de estados linear para monitoração de geração intermitente em sistemas de transmissão e distribuição. In: 2022 Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica XV SEPOPE. Foz do Iguaçu: XV SEPOPE, ago. 2022.

SCHWEPPE, F. Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), PAS-89, n. 1, p. 130–135, jan. 1970.

SILVA, P. S. P. **Estimação de estado de um sistema elétrico de energia usando medidas fasoriais sincronizadas**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Universidade do Porto, Porto.

SIMÕES-COSTA, A.; QUINTANA, V. An Orthogonal Row Processing Algorithm for Power System Sequential State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), PAS-100, n. 8, p. 3791–3800, ago. 1981.

THORP, J.; PHADKE, A.; KARIMI, K. Real Time Voltage-Phasor Measurement For Static State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), PAS-104, n. 11, p. 3098–3106, nov. 1985.

YANG, T.; SUN, H.; BOSE, A. Transition to a Two-Level Linear State Estimator—Part II: Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 1, p. 54–62, fev. 2011.

ZHAO, H. A New State Estimation Model of Utilizing PMU Measurements. In: 2006 International Conference on Power System Technology. Chongqing, China: IEEE, out. 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/icpst.2006.321443>.

ZHOU, M.; CENTENO, V.; THORP, J.; PHADKE, A. An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical e Electronics Engineers (IEEE), v. 21, n. 4, p. 1930–1937, nov. 2006.

ZIMMERMAN, R.; SANCHEZ, M. **MATPOWER (Version 6.0)**. [S.l.: s.n.], 2019. DOI: [10.5281/ZENODO.3237810](https://doi.org/10.5281/ZENODO.3237810). Disponível em: <https://matpower.org>.