

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA – CENTRO TECNOLÓGICO
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DE PROTÓTIPO DE UNIDADE DE MEDIÇÃO
FASORIAL UTILIZANDO SIMULAÇÕES EM TEMPO REAL**

EDUARDO BALEN VIDMAR

FLORIANÓPOLIS

2022

EDUARDO BALEN VIDMAR

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DE PROTÓTIPO DE UNIDADE DE MEDIÇÃO
FASORIAL UTILIZANDO SIMULAÇÕES EM TEMPO REAL**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Programa de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr., Eng.

FLORIANÓPOLIS

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Vidmar, Eduardo Balen

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE PROTÓTIPO DE UNIDADE DE MEDIÇÃO
FASORIAL UTILIZANDO SIMULAÇÕES EM TEMPO REAL / Eduardo
Balen Vidmar ; orientador, Miguel Moreto, 2022.

73 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Unidades de Medição Fasorial
(PMU). 3. Simulação em Tempo Real. 4. Supervisão de
Sistemas de Distribuição. I. Moreto, Miguel. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Eduardo Balen Vidmar

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DE PROTÓTIPO DE UNIDADE DE MEDIÇÃO
FASORIAL UTILIZANDO SIMULAÇÕES EM TEMPO REAL**

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 11 de abril de 2022.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. André Luís Kirsten, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletric. Flávio Lori Grando, Dr.
Instituto Gnarus

Este trabalho é dedicado aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Citar todas as pessoas importantes para que este momento fosse possível em apenas uma seção de agradecimentos é uma tarefa impossível.

Agradeço, primeiramente, ao Prof. Miguel Moreto, pela orientação e atenção durante a elaboração deste trabalho. Seu apoio como orientador foi fundamental para que fosse possível passar por esta etapa da graduação. Ainda, agradeço a todos os professores que tive, por me proporcionarem todos os conhecimentos necessários para que eu chegasse até este momento.

Aos grandes responsáveis por este momento, meus pais, por me proporcionarem todo amor, carinho e educação durante não apenas a trajetória acadêmica, mas toda minha criação. Sem eles, com certeza esta graduação não seria possível. À minha irmã, Carla, por estar sempre ao meu lado e ser a melhor irmã do mundo.

Estendo meus agradecimentos também aos amigos, que estiveram ao meu lado durante os momentos bons e ruins da trajetória acadêmica. Em especial, agradeço ao Luan, Lucas, Leonardo e Renan, pela parceria e os momentos de descontração durante a graduação. Também à minha namorada, Ana, pelo carinho e apoio durante esta trajetória.

Por fim, agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica, seu corpo docente e demais colaboradores pela excelente educação pública, gratuita e de qualidade.

RESUMO

Com o aumento significativo da quantidade de pequenas unidades de geração em sistemas de distribuição e o crescimento do conceito de microrredes, que trazem diversos desafios operacionais, a utilização de PMUs nos sistemas de baixa tensão tem sido cada vez mais discutida e aplicada. Estes equipamentos são interessantes para os sistemas modernos devido sua capacidade de medição sincronizada e com alta resolução temporal dos fasores de tensão da rede, possibilitando a estimação dos estados do sistema. Para que isso seja feito sem um impacto econômico tão elevado, equipamentos de menor custo vem sendo propostos e comercializados. Este trabalho consiste na realização de simulações em tempo-real, para a avaliação de performance de um par de protótipos de PMU de baixo custo. A partir da aquisição e análise dos sincrofasores gerados nessas simulações, buscou-se determinar alguns parâmetros importantes destes equipamentos, como sua sensibilidade mínima a variações angulares, precisão na estimação de sincrofasores com a presença de ruído e determinação de sincrofasores harmônicos. A partir dos resultados obtidos, detectou-se uma variação na amplitude e ângulo dos sincrofasores estimados, a qual pode ser causada por diversos motivos. Apesar disto, foi possível verificar um bom desempenho dos protótipos para os parâmetros avaliados, qualificando-a para aplicações em sistemas de distribuição a partir de uma futura correção do problema detectado.

Palavras-chave: 1. PMU 2. Simulação em tempo real 3. Sincrofasores

ABSTRACT

With the increasing of small power generators in the energy distribution systems and the studies and applications related to microgrids, which bring several operating challenges, the using of PMUs in low voltage systems have been receiving more attention in the last years. These equipments are interesting for the modern energy systems because of its capability of measuring voltage phasors with high synchronization level and time resolution, allowing several analyses, such as state estimation. For the applications to be implemented without high economic impact, low-cost PMUs, like the tested at this study, have been proposed and commercialized lately. This work consists in the development of real-time simulations, in which the prototypes can be tested in situations closer to real distribution systems. Then, from the acquisition and analysis of the synchrophasor data generated by these simulations, some important parameters of the prototypes can be determined, such as: its angular sensibility and its accuracy in estimating synchrophasors of signals contaminated by noise and harmonic synchrophasors. Based on the simulation results, an amplitude and angle variation were detected in the estimated synchrophasors, which can be caused by several reasons. Despite this problem, a good performance of the prototypes for the evaluated parameters could be verified, qualifying it for applications in distribution systems as long as a solution for the detected problem is achieved.

Keywords: 1. PMU 2. Real Time Simulation 3. Synchrophasors.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ilustração da medição de diversos pontos do sistema através de PMUs.....	16
Figura 2 - Comparação entre medições realizadas pelo SCADA e por uma PMU.....	17
Figura 3 - Representação dos locais de instalação das PMUs do projeto MedFasee BT.....	18
Figura 4 - Comparação das durações de steptime com os tempos de processamento.....	25
Figura 5 - Configuração do sistema de simulação utilizado em Stifter et al (2018).	28
Figura 6 - Ilustração da convenção de referência angular de um fasor.....	29
Figura 7 - Limites de variação de um fasor para atender o critério de 1% de TVE.....	31
Figura 8 - (a) TVE x Erro de Magnitude, (b) TVE x Erro de ângulo.....	31
Figura 9 - Representação em blocos dos protótipos testados.....	32
Figura 10 - Circuito de condicionamento de sinal.....	32
Figura 11 - Ilustração das interconexões do sistema de simulação utilizado.....	34
Figura 12 - Ilustração da aplicação de ganhos.....	35
Figura 13 - Frequências medidas ao longo da simulação.....	37
Figura 14 - Magnitude dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 1).....	38
Figura 15 - Ângulo dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 1).....	38
Figura 16 - Magnitude dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 2).....	38
Figura 17 - Ângulo dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 2).....	39
Figura 18 - Erro de magnitude dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 1).....	39
Figura 19 - Erro de magnitude dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 2).....	39
Figura 20 - Frequências medidas na simulação com Spitzenberger (PMU 1).....	40
Figura 21 - Magnitude dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 1).....	41
Figura 22 - Ângulo dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 1).....	41
Figura 23 - Magnitude dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 2).....	41
Figura 24 - Ângulo dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 2).....	42
Figura 25 - Erro de magnitude dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 1).....	42
Figura 26 - Erro de magnitude dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 2).....	42
Figura 27 - Rede modelada para as simulações de precisão angular.....	44
Figura 28 - Exemplo de boxplot.....	44
Figura 29 - Diferença angular teórica e medida para cada patamar de carga.....	45
Figura 30 - Erro de diferença angular para cada patamar de carga.....	46
Figura 31 - Erro de diferença angular máximo para cada patamar de carga.....	46
Figura 32 - Rede modelada para as simulações de avaliação de robustez ao ruído.....	47
Figura 33 - Erro de magnitude cada patamar de razão sinal ruído.....	48

Figura 34 - Erro de magnitude máximo cada patamar de razão sinal ruído.....	49
Figura 35 - Erro angular cada patamar de razão sinal ruído.....	49
Figura 36 - Erro angular máximo para cada patamar de razão sinal ruído.....	50
Figura 37 - TVE para cada patamar de razão sinal ruído	50
Figura 38 - TVE máximo para cada patamar de razão sinal ruído	51
Figura 39 - Magnitude dos fasores de 2ª ordem harmônica	52
Figura 40 - Magnitude dos fasores de 3ª ordem harmônica	53
Figura 41 - Erro absoluto de magnitude dos fasores de 2ª ordem harmônica	54
Figura 42 - Erro percentual de magnitude dos fasores de 2ª ordem harmônica	55
Figura 43 - Erro absoluto de magnitude dos fasores de 3ª ordem harmônica	55
Figura 44 - Erro percentual de magnitude dos fasores de 3ª ordem harmônica	56
Figura 45 - Modelo de Rede de Distribuição IEEE Adaptado	57
Figura 47 - Diferença angular (primeira etapa).....	60
Figura 48 - Diferença angular (segunda etapa)	60
Figura 49 - Erro de diferença angular (primeira etapa).....	61
Figura 50 - Erro de diferença angular (segunda etapa)	61
Figura 51 - Erro máximo de diferença angular (primeira etapa).....	62
Figura 52 - Erro máximo de diferença angular (segunda etapa)	62
Figura 53 - Fotos dos equipamentos utilizados nas simulações: a) PMU b) Módulo GPS c) OPAL-RT 5700 e d) Spitzenberger & Spies	72
Figura 54 - Diagrama trifilar do sistema IEEE adaptado	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Magnitude média medida	53
Tabela 2 - Erro de magnitude médio	54
Tabela 3 - Diferença de angulo teórica do sistema IEEE	57
Tabela 4 - Diferença de ângulo teórica do sistema IEEE com fonte secundária.....	59
Tabela 5 - Configuração de carga para o caso base de 1.8MVA.....	59
Tabela 6 - Blocos principais utilizados para modelagem das redes no Simulink.....	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ADC – *Analog-to-Digital Converter*
DER – *Distributed Energy Resources*
DFT – *Discrete Fourier Transform*
FE – *Frequency Error*
FFT – *Fast Fourier Transform*
GPS – *Global Positioning System*
HIL – *Hardware in the Loop*
LT – *Linha de Transmissão*
ONS – *Operador Nacional do Sistema*
PDC – *Phasor Data Concentrator*
PMU – *Phasor Measurement Unit*
PPS – *Pulse per Second*
RMS – *Root Mean Square*
RTU – *Remote Terminal Units*
SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*
SDE – *Sistema de Distribuição de Energia*
SEM – *Energy Management System*
SIN – *Sistema Interligado Nacional*
SMSF – *Sistema de Medição Sincronizada de Fasores*
SNR – *Signal Noise Ratio*
THD – *Total Harmonic Distortion*
TVE – *Total Vector Error*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	PMUs E SINCROFASORES	15
1.2	PMUs EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	19
1.3	OBJETIVO	20
2	REVISÃO TEÓRICA E DO ESTADO DA ARTE	22
2.1	ESTIMAÇÃO DE FASORES ATRAVÉS DA FFT	22
2.2	SIMULAÇÃO EM TEMPO-REAL	23
2.3	TESTES DE VALIDAÇÃO E DESEMPENHO DE PMUs	26
2.4	DEFINIÇÃO DOS CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO	29
3	DESCRIÇÃO DO HARDWARE E DOS TESTES	32
3.1	CARACTERÍSTICAS DO PROTÓTIPO TESTADO	32
3.2	CARACTERÍSTICAS DAS SIMULAÇÕES	33
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	36
4.1	AVALIAÇÃO DE LONGA DURAÇÃO	36
4.2	AVALIAÇÃO DA PRECISÃO ANGULAR	43
4.3	AVALIAÇÃO DA ROBUSTEZ AO RUÍDO	47
4.4	AVALIAÇÃO DA ESTIMAÇÃO DE SINCROFASORES HARMÔNICOS	51
4.5	SIMULAÇÃO EM SISTEMA IEEE ADAPTADO	56
5	CONCLUSÃO	64
	REFERÊNCIAS	67
	ANEXO 1	70
	ANEXO 2	72
	ANEXO 3	73

1 INTRODUÇÃO

As atividades de monitoramento e controle do sistema elétrico são essenciais para que se haja um fornecimento de energia elétrica de maneira segura, confiável e com qualidade às unidades consumidoras. Os sistemas de medição são responsáveis por coletar amostras das variáveis elétricas de interesse e enviá-las aos centros de operação e controle. Estes, ao processar os dados de medição, tomam ações de controle, visando manter os principais parâmetros do sistema, como frequência e níveis de tensão, em patamares adequados para o consumo. As principais variáveis controladas neste processo são os despachos de potência das usinas e abertura e/ou fechamento de disjuntores. O ajuste correto destas variáveis é o que mantém o sistema elétrico em seu estado operativo ótimo, ou próximo disso, do ponto de vista físico e econômico.

O estabelecimento dos sistemas de medição e controle ao longo da história, se deu acompanhando os avanços tecnológicos da sociedade. Com o constante crescimento populacional e industrial, os sistemas elétricos se tornaram cada vez maiores e mais complexos, tendo em sua estrutura muitas unidades de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia. Com isso, os desafios relacionados à operação e controle também cresceram gradativamente, demandando que os recursos utilizados para esta atividade fossem cada vez mais rápidos, precisos e eficientes.

Um dos primeiros avanços nestes recursos, foi na década de 1950, com a disponibilização de medições de algumas variáveis do sistema aos centros de operação, como as potências geradas pelas usinas, através de comunicação analógica, para a realização do controle de frequência e despacho econômico (WU; MOSLEHI; BOSE, 2005).

Posteriormente, já com o domínio de tecnologias baseadas em sistemas digitais, houveram outros grandes marcos de desenvolvimento para o monitoramento e controle de sistemas elétricos. Entre eles pode-se destacar o surgimento dos Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) e dos módulos de Gerenciamento de Energia (EMS).

O sistema SCADA, segundo Dy-Liacco (2002), é baseado em Unidades Terminais Remotas (RTU), que coletam e transmitem medidas de tensão, potência ativa e reativa; estados de disjuntores e de chaves seccionadoras; e alarmes de equipamentos para os centros de controle. Além disso, o sistema SCADA possibilita a realização de comandos de controle da geração e estado de disjuntores remotamente. Já os Módulos de Gerenciamento de Energia (EMS), consistem em centros de controle que utilizam os dados provenientes do SCADA para realizar a estimação de estados do sistema, e tomar ações de controle de rede e geração, a partir da execução de softwares especializados para tal atividade. Como o processamento dos

dados provenientes do sistema SCADA não é imediato, é obtida uma estimativa do estado do sistema em um instante de tempo próximo, porém anterior ao tempo real (EHRENSPERGER, 2003).

Até então, os sistemas de medição e controle já haviam apresentado uma série de avanços, porém a falta de sincronização temporal entre as medidas tomadas não permitia que se obtivesse uma visão geral do sistema para o mesmo instante de tempo. Na década de 1980, começaram a ser concebidos os primeiros protótipos que, através das tecnologias LORAN-C, transmissões de satélites GOES e transmissões de rádio HBG na Europa, buscaram obter uma referência de tempo em diferentes localizações de um sistema de potência, afim de realizar medidas sincronizadas (PHADKE; THORP, 2008).

Também na década de 80, a partir da utilização de satélites GPS, foi criado o primeiro protótipo de Unidade de Medição Fasorial (Phasor Measurement Units – PMU) na Universidade de Virginia Tech. Phadke (2002) cita que houveram importantes marcos no desenvolvimento e validação deste protótipo, como:

- Invenção do relé de distância baseado em componentes simétricas;
- Sincronização dos clocks de amostragem;
- Desenvolvimento do protótipo;
- Desenvolvimento da PMU comercial;
- Instalações em campo;

Atualmente, a aplicação de PMUs já é consolidada, através de diversos projetos, para análise do sistema a nível de transmissão. Recentemente, devido ao aumento da inserção de recursos energéticos distribuídos (DERs) e do surgimento do conceito de microrredes, surgiram estudos e aplicações as quais utilizam das PMUs para realizar análises de sistemas de distribuição de energia (SDE) e estudos para sua aplicação em microrredes. Diferenças nas características elétricas dos sistemas de distribuição, comparados aos sistemas de transmissão, trazem algumas barreiras e desafios para o avanço da implementação de PMU a nível de distribuição. Por isso, este tema vem sendo cada vez mais abordado pela comunidade científica.

1.1 PMUs E SINCROFASORES

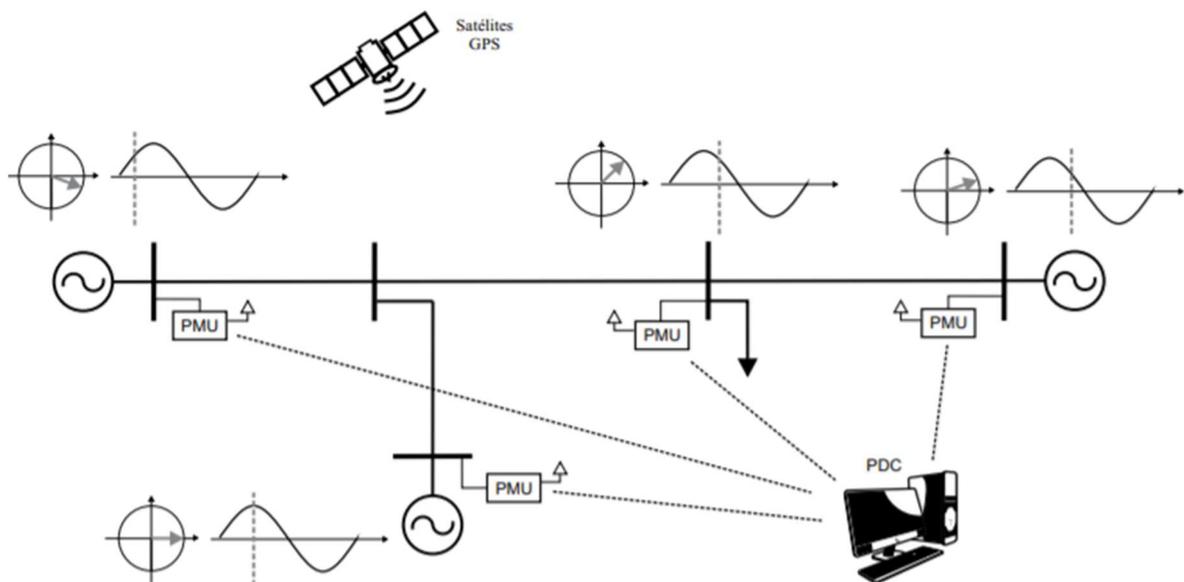
As PMUs são dispositivos capazes de realizar a estimação de fasores de tensão em diferentes pontos do sistema elétrico de maneira sincronizada no tempo. Isso é possível, pois esses equipamentos utilizam de um sinal Pulse Per Second (PPS), com frequências de 1 Hz,

para referência do processo de amostragem do sinal medido. Este sinal é proveniente de um módulo receptor de sinal GPS conectado à uma antena. Além do sinal PPS, os receptores são responsáveis por fornecer as estampas de tempo de referência para as PMUs. Portanto, PMUs localizadas em diferentes pontos geográficos associam os fasores estimados à sua estampa de tempo de referência. Ao concentrar as medições realizadas por diferentes PMUs e tomar aquelas que possuem as mesmas estampas de tempo, obtém-se os sincrofasores estimados para um mesmo instante em localizações distintas do sistema elétrico.

As PMUs realizam a conversão analógico digital do sinal de entrada, coletando sucessivas amostras deste, geralmente 256 por ciclo. A partir das amostras, são aplicados algoritmos de técnicas como a Transformada Discreta de Fourier (DFT) ou a Transformada Rápida de Fourier (FFT), para obter o par magnitude e ângulo do sinal medido.

Os fasores calculados pelas diversas PMUs espalhadas pelo sistema são enviados para concentradores de dados fasoriais (PDC). A partir destas informações, podem ser desenvolvidas todas as aplicações desejadas, seja em tempo real ou para análises de perturbações *pos-mortem*. A topologia típica de uma estrutura de PMUs pode ser representada pela Figura 1:

Figura 1 - Ilustração da medição de diversos pontos do sistema através de PMUs

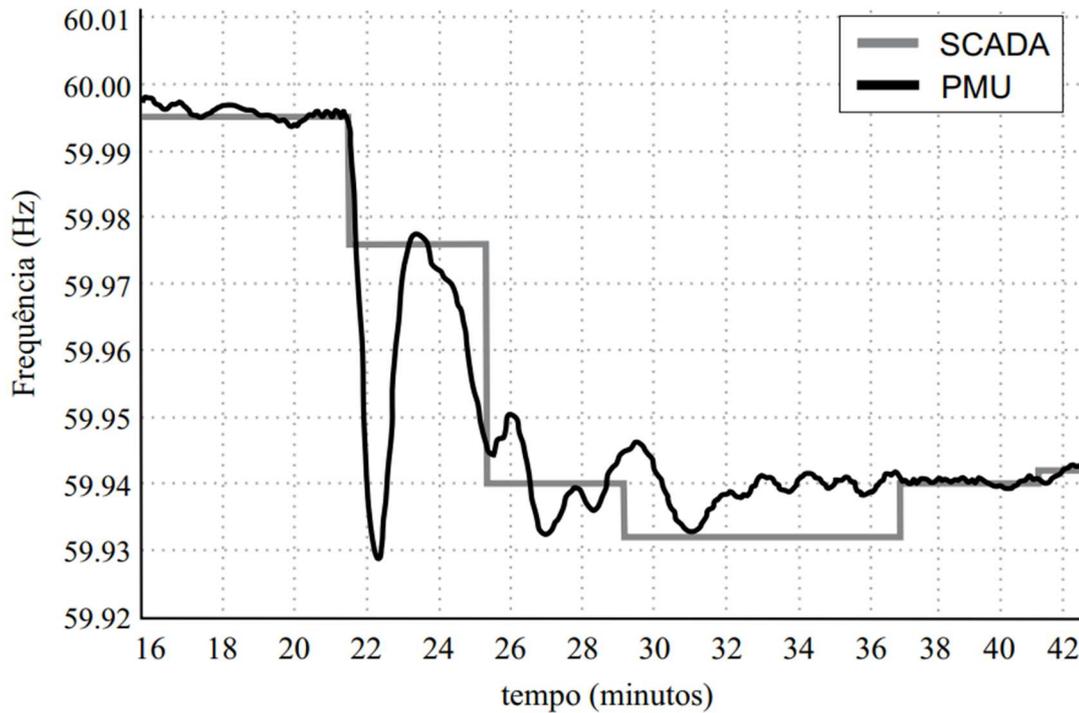


Fonte: Grando (2016).

Enquanto sistemas SCADA disponibilizam medidas não sincronizadas a cada 2 a 4 segundos, as PMUs são capazes de fornecer de 30 a 60 sincrofasores por segundo (SEGER, 2019). Portanto, além de ter a vantagem de realizar medições sincronizadas, a implementação destes equipamentos gera um aumento significativo da resolução temporal das medidas do

sinal monitorado. A Figura 2 mostra uma comparação entre medidas de frequência realizadas através do sistema SCADA e através de uma PMU.

Figura 2 - Comparação entre medições realizadas pelo SCADA e por uma PMU



Fonte: Gando (2016).

A implementação de PMUs em sistemas de transmissão cresceu expressivamente nos últimos anos, proporcionando aos centros de operação medições mais precisas e confiáveis. Segundo Von Meier et al (2017), os sincrofasores fornecem *insights* únicos sobre o fluxo de potência e estabilidade angular em redes AC: eles tornam possível observar diretamente as variáveis de estado, que unicamente determinam o estado operativo do sistema, através das equações de fluxo de potência. Por exemplo, é possível obter uma estimação muito eficiente dos fluxos de potência ativa ao longo do sistema de transmissão, visto que estes podem ser calculados a partir da diferença entre os ângulos dos fasores de tensão, os quais são disponibilizados pelos sincrofasores (VON MEIER et al, 2017).

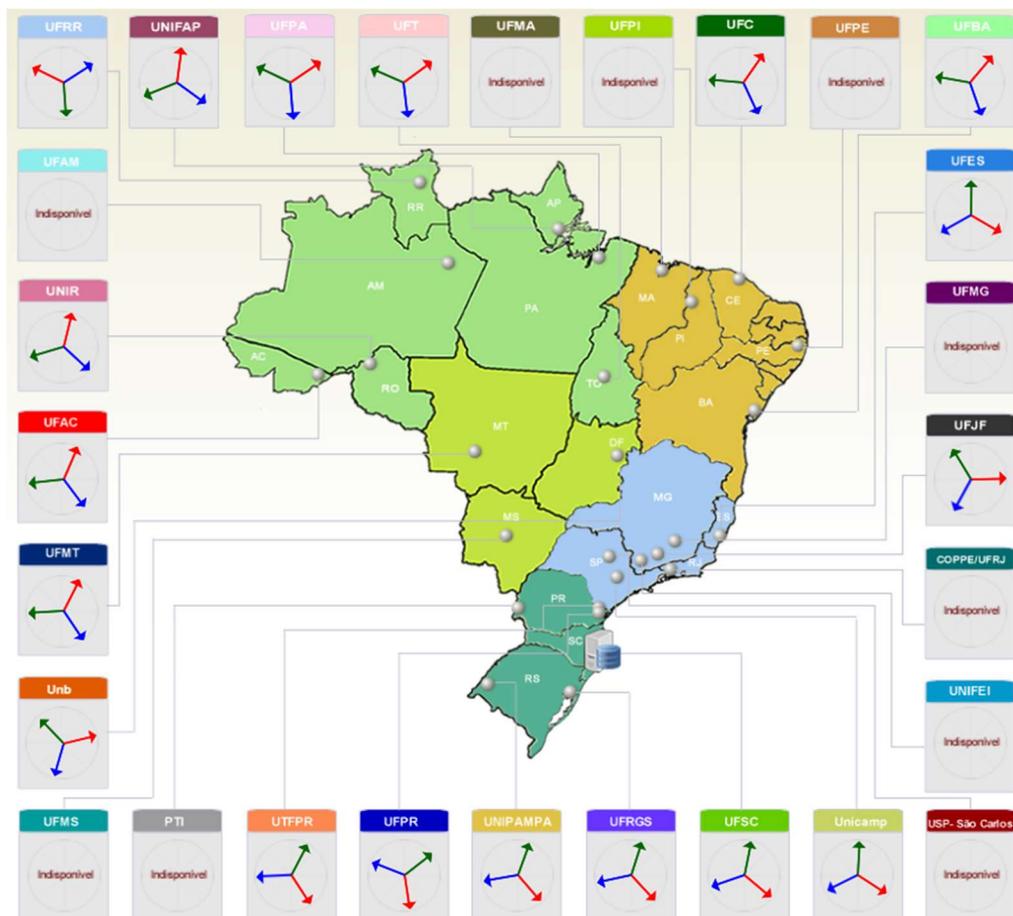
Além das já mencionadas, as medições geradas pelas PMUs possuem diversas outras aplicações. Dentre elas, são destacadas as seguintes (EPRI, 2007):

- Detecção e controle de oscilações;
- Monitoramento e controle da estabilidade de tensão;
- Validação de modelos de carga;
- Restauração do sistema e análise de perturbações;

Pode-se destacar, dentre os projetos em aplicação, o projeto norte americano FNET e o brasileiro MedFasee. O projeto MedFasee, iniciado em 2003, consiste em um conjunto de PMUs instalados no nível de baixa tensão. Atualmente, o sistema de medição sincronizada de fasores (SMSF) MedFasee BT dispõe de 25 PMUs em operação nas 5 regiões geográficas do Brasil, provendo informações suficientes para o monitoramento da dinâmica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Desde 2009, os dados deste sistema são utilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em análises de grandes perturbações no Sistema Interligado Nacional (SIN) (DECKER et al, 2017; LEANDRO, 2014). “O FNET conta com mais de 150 unidades de medição distribuídas pelo território norte americano e fornece dados sincronizados e em tempo real através de PMUs conectadas na rede de baixa tensão (120 V)” (GRANDO, 2016).

Na Figura 3 estão ilustrados os locais de medição das PMUs do sistema MedFasee BT, ao longo do SIN, bem como a representação dos fasores medidos em cada um destes equipamentos:

Figura 3 - Representação dos locais de instalação das PMUs do projeto MedFasee BT



Fonte: <http://www.medfasee.ufsc.br/brasil/>, acesso em 03/03/2022

A partir das aplicações apresentadas anteriormente, percebe-se que a utilização de sincrofasores já é amplamente difundida para monitoramento de sistemas de transmissão. Porém, nos últimos anos, o aumento de muitas fontes de geração distribuída conectadas aos sistemas de distribuição, os procedimentos de monitoramento e controle destes sistemas vêm ganhando mais atenção. Entre as soluções sugeridas para melhorar esta supervisão, está a inserção de PMUs nos SDEs (VON MEIER et al, 2017).

1.2 PMUs EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo Wache e Murray (2011), as redes de distribuição estão assumindo, cada vez mais, funções que antes eram reservadas aos sistemas de transmissão, portanto, a supervisão em níveis de distribuição também passa a ser importante. Von Meier e Rodriguez (2013) citam que a inserção das fontes de geração distribuída altera o comportamento dinâmico dos sistemas de distribuição, ao contribuir com o fluxo de potência em quantidades e direções imprevisíveis. Estas mudanças criam novos desafios para determinar como planejar, projetar e operar sistemas que foram concebidos sem considerar as fontes distribuídas. Ainda, a partir do conceito de microrredes, onde pequenos sistemas podem operar conectados ou isolados de um sistema interligado, o monitoramento e as estratégias de controle devem ser empregados à níveis mais baixos para viabilizar a operação estável destas microrredes nas duas situações.

Apesar da descentralização das unidades geradoras e da implementação de microrredes proporcionar uma flexibilidade e integração muito maior ao sistema elétrico, a alta penetração de fontes energéticas baseadas em conversores e inversores de frequência, como eólica e fotovoltaica, traz o alerta para possíveis problemas com qualidade de energia e estabilidade dos sistemas de distribuição. Deve ser considerado que estas fontes não possuem características dinâmicas tão favoráveis quanto as usinas tradicionais, baseadas em geradores síncronos, no âmbito dos controles de frequência e tensão. Além disso, as injeções de componentes harmônicas provocadas por estes componentes de eletrônica de potência, como inversores empregados em geração distribuída, veículos elétricos, iluminação fluorescente, computadores e circuitos de acionamento de motores também são uma preocupação, pois podem aumentar a distorção harmônica total (THD) em alimentadores de distribuição e modificar os padrões de tensão e corrente (SANCHEZ-AYALA et al, 2013).

Uma das estratégias propostas para modernizar o monitoramento e controle dos SDEs é a aplicação de medidas baseadas em sincrofasores nestes sistemas. Com eles seria possível observar, com alta precisão, fenômenos como a flutuação de tensão e frequência, níveis de distorção harmônica e estender as aplicações utilizadas nos sistemas de transmissão

para o nível de distribuição, como estimação de estados, visualização e análise de eventos, estimação de estados, entre outras.

Todavia, algumas diferenças dos SDEs para os sistemas de transmissão, trazem alguns desafios, que devem ser contornados para viabilizar a aplicação de PMUs nestes sistemas. Devido ao fato de os fluxos de potência serem menores e as distâncias mais curtas, a diferença de ângulo entre as barras são tipicamente duas ordens menores do que aquelas nos sistemas de transmissão, variando, por exemplo, de centésimos a um inteiro de grau. Além disso, devido ao menor nível de tensão, as medidas podem ser mais afetadas pelo nível de ruído e erros associados (VON MEIER et al, 2017). Portanto, a precisão na estimação dos ângulos e a robustez ao ruído são muito importantes para essas aplicações.

Outro desafio se configura a partir do elevado número de nós a serem monitorados nos SDEs, levando o custo da implementação de PMUs ao longo de toda a rede a valores muito elevados, no caso de aplicação de PMUs convencionais (GRANDO, 2016). Com isso, diversos protótipos de Unidades de Medição Fasorial de baixo custo e alta precisão vêm sendo implementadas recentemente, como uma alternativa para o avanço de sua utilização em sistemas de distribuição. Um exemplo, o qual é o objeto de estudo deste trabalho, é o idealizado e desenvolvido em Grandó et al (2015, 2016, 2018) e Seger (2019), que é construído através de kits de desenvolvimento acessíveis no mercado e com custo relativamente baixo.

Para que os diversos protótipos desenvolvidos sejam validados para a aplicação, devem ser realizados uma série de testes de validação, de maneira a garantir que os dispositivos cumpram os requisitos demandados pelas normas vigentes e tenham precisão suficiente para a aplicação desejada. Este trabalho é motivado pela necessidade de avaliar se dois protótipos de unidade de medição fasorial possuem precisão adequada para realizar medições em sistemas de distribuição, que permitam aplicações como as descritas nesta seção.

1.3 OBJETIVO

O objetivo geral deste trabalho é realizar, através de simulação em tempo-real, uma série de testes de validação de desempenho em um protótipo de Unidade de Medição Fasorial, idealizado e construído em Grandó et al (2015, 2016, 2018) e Seger (2019).

Tais testes buscam verificar o desempenho deste equipamento quanto a três requisitos: precisão de medição de pequenas variações angulares, robustez a ruído e precisão na estimação de fasores de ordens harmônicas.

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- Realizar a montagem do *setup*, bem como as conexões necessárias entre OPAL 5700, PMUs, antena GPS, OpenPDC.
- Elaborar modelos de rede que proporcionem a geração dos sinais de interesse para a avaliação das PMUs;
- Realizar os procedimentos de calibração e ajuste de amplitude para a correta realização das simulações;
- Determinar as diferenças angulares mínimas às quais o equipamento é sensível quando aplicado em um sistema de distribuição;
- Testar a robustez a ruído do protótipo;
- Avaliar a capacidade do equipamento de estimar sincrofasores harmônicos;
- Testar o funcionamento da PMU quando aplicada a um modelo rede de distribuição IEEE adaptado, comparando os resultados obtidos pelas PMUs, com os obtidos por simulação offline, via Simulink.
- Avaliar o uso de simulação em tempo-real para a execução dos testes.

2 REVISÃO TEÓRICA E DO ESTADO DA ARTE

Neste capítulo são apresentados os conceitos teóricos relacionados ao processo de estimação de fasores realizado pelo protótipo em teste, ao processo de simulação em tempo real e aos critérios de avaliação de desempenho. Ainda, são apresentados e analisados trabalhos de referência para a realização das simulações.

2.1 ESTIMAÇÃO DE FASORES ATRAVÉS DA FFT

A partir de Phadke e Thorp (2008) e Grando et al (2019), o problema da estimação de fasores pode ser formulado da seguinte maneira:

Seja um sinal cossenoidal $x(t)$, que consiste de K componentes harmônicas de frequência, expresso como:

$$x(t) = \sum_{k=0}^K A_k \cos(2\pi k f_0 t + \phi_k), \quad (1)$$

Onde:

f_0 – Frequência fundamental

A_k – Amplitude da k -ésima harmônica do sinal cossenoidal

ϕ_k – Fase da k -ésima harmônica do sinal cossenoidal

A partir da definição de fasor para um sinal cossenoidal, cada componente harmônica pode ser representada em termos de seu valor RMS (*Root Mean Square*):

$$X_k = \frac{A_k}{\sqrt{2}} \cdot e^{j\phi_k}, k = 1, 2, \dots, K. \quad (2)$$

Considerando que o sinal $x(t)$ é amostrado com um período de amostragem fixo T_s , resultando em um total de N amostras, o fasor da k -ésima harmônica pode ser obtido através da seguinte expressão, correspondente à Transformada Discreta de Fourier (DFT):

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n [\cos(kn\theta) - j \sin(kn\theta)] \quad (3)$$

Onde:

$x_n = x(nT_s)$ – Amostras coletadas, para $n = 1, 2, \dots, K$.

$\theta = \frac{2\pi}{N}$ – Ângulo de amostragem, para $n = 1, 2, \dots, K$.

A equação (3), fornece os fasores das componentes harmônicas em coordenadas retangulares. É feita uma transformação para apresentar os fasores em coordenadas polares.

Devido o protótipo realizar o cálculo a partir de 256 amostrar por ciclo, que é uma potência de 2, é possível realizar a estimação através do algoritmo de FFT (*Fast Fourier*

Transform), no qual a PMU em análise é baseada. Ainda, este protótipo conta com o recurso de taxa de amostragem variável, minimizando o efeito de vazamento espectral durante variações de frequência da rede. No presente trabalho, este recurso foi desabilitado para a maioria das simulações, uma vez que os sinais gerados eram de 60Hz.

2.2 SIMULAÇÃO EM TEMPO-REAL

Com relação aos tipos de simulação computacional, serão consideradas neste capítulo apenas aquelas de tempo discreto e duração de passo de tempo constante. É importante ressaltar que existem técnicas de simulação baseadas em duração de passo de tempo variável, utilizadas na resolução de dinâmicas de alta frequência e sistemas não lineares, porém, estas não são compatíveis à simulação em tempo real (BÉLANGER, VENNE e PAQUIN, 2010)

Um sistema computacional de tempo-real, para Kopetz (1997), é caracterizado quando o correto funcionamento do Sistema não depende apenas dos resultados lógicos computados, mas também do tempo físico em que os resultados são produzidos. Portanto, é possível considerar que um sistema é de tempo-real quando é necessário, em alguma funcionalidade deste, a atualização da entrada e/ou saídas do sistema com algum requisito de tempo, para a operação correta desta aplicação.

Laplante Phillip e Ovaska (2012), citam como exemplo o controle de rota de uma aeronave. Este controle, certamente, necessita receber dados do acelerômetro a uma certa taxa para que realize o controle da posição da aeronave, fazendo com que esta permaneça na rota planejada. Estes sistemas, em seu processo de fabricação e validação, precisam passar por testes que põe a prova tais funcionalidades, sendo, em muitos casos através de simulações em tempo-real.

Uma simulação é uma representação da operação ou das características de um sistema através do uso ou operação de outro sistema. Durante uma simulação computacional de tempo discreto, existem passos de simulação que definem a frequência com que as equações do sistema serão resolvidas e os resultados serão atualizados. A duração do intervalo entre o instante de disponibilização dos resultados de um passo de simulação e o próximo é chamado de *steptime*.

Ao longo de cada *steptime* existe uma série de funções matemáticas e equações a serem resolvidas, com sua quantidade e complexidade a depender do modelo simulado. Para todo *steptime*, cada variável ou estado do sistema é calculada sucessivamente como uma

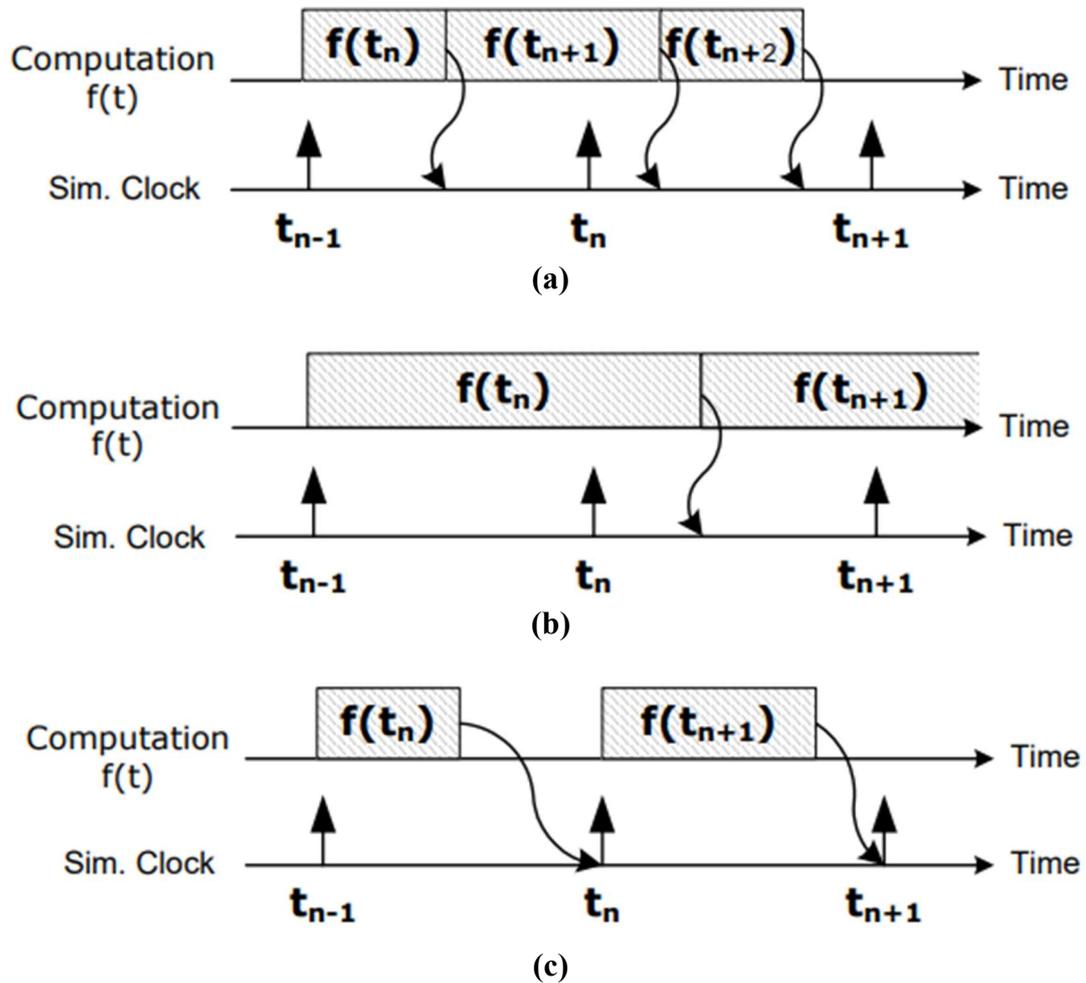
função das variáveis e estados anteriores. O tempo físico demandado para computar todas essas funções em um dado *steptime* pode ser menor ou maior do que sua duração definida.

Na Figura 4 abaixo são mostrados exemplos, baseados no trabalho de Bélanger, Venne e Paquin (2010), onde: a) o tempo demandado para computar todas as funções é menor do que a duração do *steptime* da simulação, também denominada simulação acelerada. Neste caso, percebe-se que entre os passos de simulação t_n e t_{n+1} as variáveis são atualizadas duas vezes. b) o tempo demandado para computar todas as funções é maior do que a duração do *steptime*. Neste caso, percebe-se que entre t_{n-1} e t_n não há atualização das variáveis. Os exemplos a e b são considerados simulações offline, onde o momento em que os resultados são disponibilizados é irrelevante e geralmente busca-se resolver a simulação o mais rápido possível e c) ilustra o processo cronológico de uma simulação em tempo-real. Para que esta seja válida é necessário que o tempo demandado para computar as funções e equações deve ser menor que o *steptime* da simulação. Também, nota-se que, ao contrário da simulação acelerada, o tempo ocioso entre o fim dos cálculos e o início do próximo *steptime* é perdido e não utilizado para realizar os cálculos do próximo *steptime*. Além disso, quando o tempo demandado para computar as funções e equações de atualização das variáveis em um determinado *steptime* é maior do que a sua duração, o sistema é considerado errôneo. Este fenômeno é conhecido como “*overrun*”.

Em situações onde a ordem cronológica da simulação respeita o item c, é possível implementar simulações com *Hardware in the Loop* (HIL). Nestes casos, pode-se integrar o ambiente simulado com um equipamento externo, através de entradas e/ou saídas analógicas. O tempo de resolução das equações do modelo, e conseqüentemente o passo de tempo da simulação, deve respeitar e ser compatível com a ordem de tempo das dinâmicas do equipamento externo, para que se tenham resultados satisfatórios.

Por exemplo, um sistema de simulação em tempo-real com HIL pode ser utilizado para realizar testes em um sistema de proteção de uma linha de transmissão (LT). Neste caso, a simulação é executada a partir de um modelo de LT e os sinais de tensão e corrente dos transdutores são enviados para as entradas analógicas do relé. Uma entrada digital do simulador pode receber, do relé, o sinal que se refere ao comando de abertura do disjuntor. Na ocorrência de uma falta, o tempo de atuação da proteção pode ser avaliado.

Figura 4 - Comparação das durações de steptime com os tempos de processamento



Fonte: Adaptado de Bélanger, Venne e Paquin (2010)

Essas tecnologias, vêm sendo cada vez mais utilizada em simulações de sistemas elétricos. Em Liu, Steurer e Ribeiro (2005), é proposto um novo método para avaliação de qualidade de energia em sistemas elétricos. Para obter melhor acurácia nesses estudos o método é baseado em um simulador HIL de tempo-real. Neste é proposto um teste de sensibilidade de uma placa de tiristores à baixas condições de qualidade de energia, como variação de frequência, amplitude de tensão e distorções harmônicas.

A utilização de simulações em tempo-real neste trabalho é motivada pela necessidade de fornecer, ao protótipo de PMU, um sinal sinusoidal com período definido (1/60 s) e com parâmetros variáveis durante a execução do modelo. Portanto, uma vez que tanto a precisão dos resultados lógicos produzidos na simulação quanto o tempo físico em que os resultados são produzidos importam, a utilização de simulação em tempo-real, se mostra uma excelente solução.

2.3 TESTES DE VALIDAÇÃO E DESEMPENHO DE PMUs

É importante que, antes de implementado em sistemas reais, a performance do equipamento seja testada e validada, para garantir confiabilidade e precisão sob diferentes cenários operativos dos sistemas de potência. Contudo, é necessário que os procedimentos de testagem sejam mais simples, fáceis, automatizados e acessíveis economicamente. Segundo Biswas et al (2015), os atuais métodos de testagem geralmente possuem uma das seguintes desvantagens:

- Envolve a utilização de uma plataforma de testagem complexa;
- Necessita de pessoal treinado especialmente para esta atividade;
- Possuem metodologia extremamente trabalhosa, manual e demorada;
- Possui alto custo.

O processo de calibração de PMUs tem seus padrões estabelecidos pela norma IEEE C37.118.1. de 2011. Nesta norma são definidos diversos critérios de avaliação para classificar as PMUs em duas categorias: categoria P ou M. Se encaixam na categoria P as PMUs que cumprem os requisitos para aplicações que requerem respostas rápidas, como utilização em sistemas de proteção. Na categoria M se encaixam as PMUs voltadas para sistemas de monitoramento os quais não necessitam dos menores tempos de resposta possíveis, porém demandam alta precisão (IEEE, 2011).

Os protótipos testados neste trabalho já foram submetidos anteriormente a testes de validação seguindo os procedimentos da norma, obtendo resultados que a qualificam para a classe P e M. Os testes e resultados em questão são expostos em Grandó et al (2018). Apesar disso, algumas características essenciais para a aplicação destes equipamentos em SDEs não são enfatizadas nestas normativas, uma vez que ela foi elaborada quando a implementação de medições sincrofasoriais era idealizada para monitoramento dos sistemas de transmissão;

Visando a criação de novos procedimentos metodologias para a calibração e testagem dos protótipos de PMU, diversos trabalhos vêm sendo publicados, sugerindo métodos inovadores na realização dos testes, seja para calibração e atendimento de normas ou para verificação de desempenho em situações operativas específicas.

Em Grandó et al (2018), é apresentada uma plataforma de testes, calibração e avaliação automatizada, que simplifica os processos de validação através de uma aplicação pouco custosa e menos trabalhosa do que os procedimentos convencionais, geralmente realizados para atender os requisitos da norma IEEE C37.118.1. Nesta plataforma, é possível modelar um sinal de interesse, através de uma integração de software e hardware, e submetê-

lo às entradas analógicas da PMU. Os dados dos sincrofasores calculados pelas PMUs são enviados ao computador, onde são processados e disponibilizados para visualização em tempo-real. Ainda, utilizando esta plataforma, são realizados testes de desempenho, baseados no erro total de vetor (TVE) e erro de frequência (FE) obtidos para diferentes cenários de simulação, entre eles: variação de frequência, magnitude e fase do sinal de entrada, adição de distorção harmônica, entre outros. O equipamento testado por Grando et al (2018) é o mesmo que é submetido a testes neste trabalho. Devido ao fato de o PPS e o sinal de entrada serem gerados pelo mesmo módulo, existe a garantia de sincronização entre estes e há o conhecimento da fase inicial, viabilizando uma referência de magnitude e fase, para realizar o cálculo do TVE. Neste trabalho, em algumas simulações os erros abordados são separados em Erro de Magnitude e Fase, pois não há referência das duas grandezas em todos os casos.

O trabalho de Grando et al (2018) é uma das principais referências deste trabalho, pois foi o primeiro a apresentar testes de validação destes protótipos e o presente trabalho apresenta testes com o objetivo de avaliar alguns parâmetros que complementam aqueles testados por esta referência.

Em Celeita, Clavijo e Ramos (2019), um sistema de simulação em tempo-real é implementado através de duas plataformas 9082 CompactRIO, associados à modelagem de um sistema teste no software Power Factory e a um OpenPDC. Uma das plataformas CompactRIO é responsável por gerar os sinais de tensão e corrente, de acordo com a simulação do modelo de rede elaborado. A outra plataforma emula uma PMU, realizando a leitura dos sinais, estimando os fasores e estabelecendo a comunicação com o OpenPDC.

Os testes realizados no trabalho de Celeita, Clavijo e Ramos (2019), consistem em simulações de casos em um modelo do Sistema Interligado Colombiano. Foram simuladas diversas situações, visando avaliar situações operativas de aplicações da classe P e da classe M da norma IEEE C37.118.1., como abertura e fechamento de disjuntores, chaveamentos de cargas e curtos-circuitos em diferentes pontos do sistema modelado. Contudo, o trabalho não apresenta uma quantificação dos erros das medidas fasoriais, com base em valores de referência, focando apenas na detecção ou não dos eventos.

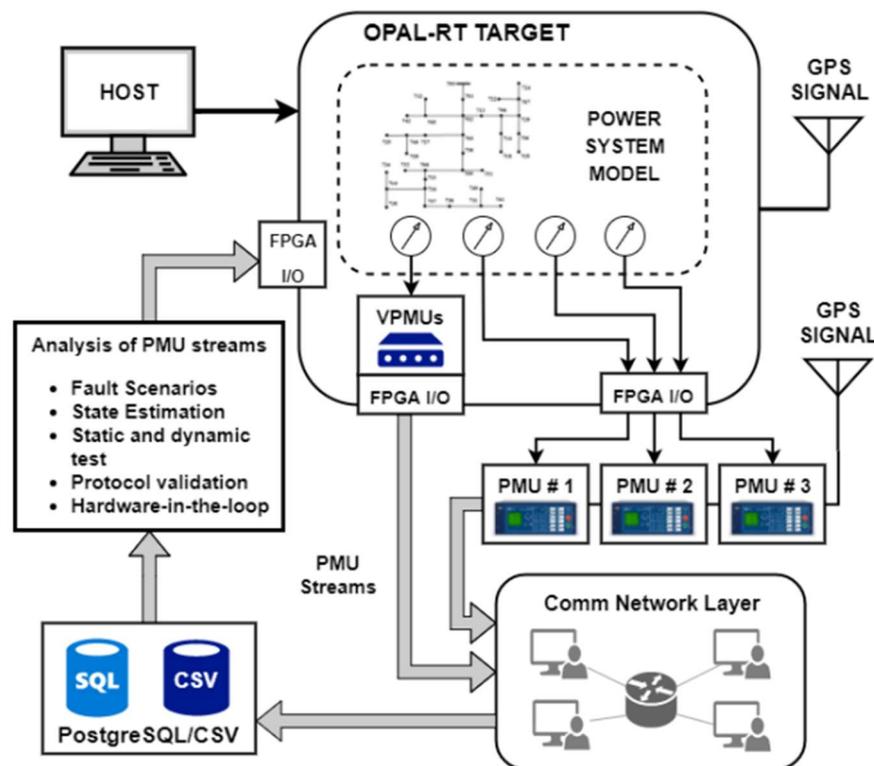
Em Stifter et al (2018), uma mesa de testes é apresentada baseada em recursos de simulação em tempo-real e Hardware-in-the-loop (HIL), com o objetivo de comparar o desempenho de medição e comunicação de diferentes PMUs, reais e virtuais. A topologia de simulação utilizada consiste em:

- Elaboração de modelos de rede via Simulink;

- Carregamento dos modelos no software da plataforma de simulação em tempo-real (RT-LAB);
- Execução da simulação com integração e sincronização entre sistema virtual e real.

Na Figura 5, é apresentado um diagrama esquemático das interconexões da plataforma de testes utilizada:

Figura 5 - Configuração do sistema de simulação utilizado em Stifter et al (2018).



Fonte: Stifter et al (2018)

A partir desta configuração, os testes realizados envolvem a simulação de curtos-circuitos em um sistema de distribuição de 37 barras, para os quais as medidas registradas nas PMUs reais são comparadas às medidas das PMUs virtuais. Ainda, é testada a capacidade de identificação de curtos-circuitos através das medidas das PMUs.

Apesar de possuir uma topologia de simulação em tempo-real muito semelhante a este trabalho, o trabalho de Stifter et al (2018) tem como foco testes de desempenho de PMUs para situações dinâmicas da rede elétrica, como os curto-circuitos. Para isso, foi necessária a sincronização temporal do ambiente virtual com o ambiente real. Já neste trabalho, apenas os equipamentos do ambiente real (PMUs) possuem sincronização temporal entre si.

Em Seger et al (2022), são apresentados os resultados das últimas aplicações realizadas com os protótipos estudados no presente trabalho. Inicialmente são apresentados

testes de validação das medições na presença de ruído e na presença de distorção harmônica. Na sequência, são implementadas aplicações de monitoramento de sistemas reais. O primeiro caso tem o objetivo de monitorar a tensão do alimentador de distribuição, ao qual os protótipos estavam conectados em diferentes pontos. No segundo caso, são monitoradas as magnitudes de tensão da fundamental e das componentes harmônicas do nível de baixa tensão, durante chaveamentos de cargas locais, como um microondas.

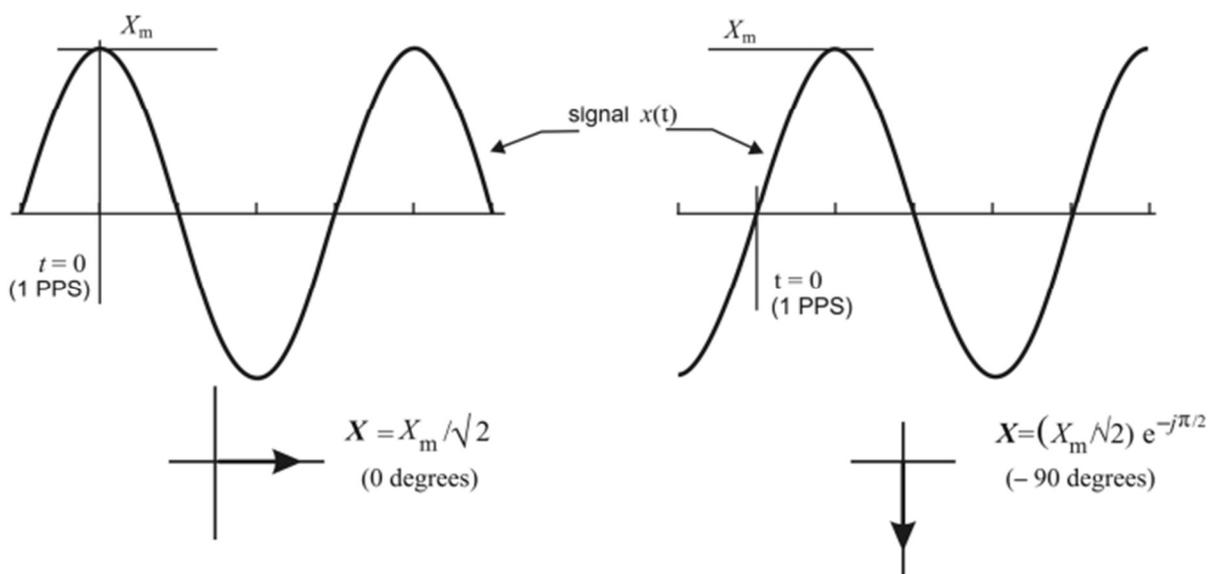
Nesta referência, foram resultados que credenciam as PMUs a serem utilizadas em aplicações reais de SDEs. Os testes realizados no presente trabalho complementam os realizados anteriormente nestes protótipos e buscam avaliar os benefícios trazidos pela utilização de simulação em tempo-real para os processos de testagem.

2.4 DEFINIÇÃO DOS CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO

A norma IEEE C37.118.1 de 2011 define os padrões necessários para a utilização de medição de sincrofasores em sistemas de potência. Nesta norma são descritos métodos de quantificação das medições, testes de performance e limites aceitáveis.

Uma das definições expostas nesta norma é a convenção para a representação fasorial de um sinal sinusoidal. O ângulo de um sincrofasor é definido como o ângulo relativo à função cosseno. Visto que o sinal da função cosseno possui um máximo em $t = 0$, o ângulo de um fasor terá o valor de 0° quando o valor máximo do sinal sinusoidal medido coincidir com o PPS de referência. A Figura 6 a seguir ilustra esta convenção:

Figura 6 - Ilustração da convenção de referência angular de um fasor.



Fonte: IEEE (2011)

Durante uma medição fasorial realizada por uma PMU, podem existir diferenças entre os fasores medidos e os fasores reais, por diversos motivos que geram imprecisões no processo de estimação. Essas diferenças entre o fasor real e o estimado podem se refletir tanto na magnitude quanto no ângulo do fasor e os erros associados a estes dois parâmetros podem ser analisados separadamente. A norma IEEE define, como uma maneira de avaliar o erro de estimação de magnitude e ângulo em conjunto, o indicador de Erro Total de Vetor (TVE). O TVE consiste no cálculo do erro percentual entre o fasor estimado e o fasor real (teórico), e pode ser descrito pela seguinte expressão:

$$TVE (\%) = \left| \frac{Fasor_{medido} - Fasor_{real}}{Fasor_{real}} \right| \times 100 \quad (4)$$

Onde:

$Fasor_{medido}$ – É o fasor estimado pela medição da PMU

$Fasor_{real}$ – É o fasor real, que corresponde ao valor teórico da medida em questão

Reescrevendo esta expressão em termos das componentes reais e imaginárias dos fasores medido e real, chega-se a:

$$TVE (\%) = \sqrt{\frac{(\widehat{V}_r - V_r)^2 + (\widehat{V}_i - V_i)^2}{(V_r)^2 + (V_i)^2}} \times 100 \quad (5)$$

Onde:

\widehat{V}_r – Parte real do fasor medido

\widehat{V}_i – Parte imaginária do fasor medido

V_r – Parte real do fasor teórico

V_i – Parte imaginária do fasor teórico

A partir desta expressão os valores de TVE são calculados para cada fasor medido. Para avaliar o desempenho de uma PMU é interessante que o TVE seja avaliado para um conjunto de medições em cada tipo de teste.

Visto que o TVE pode ser causado por erros na estimação da magnitude e/ou do ângulo do sincrofasor, é possível definir separadamente esses dois erros como:

$$Erro \ de \ Magnitude \ (%) = \frac{|Fasor_{medido}| - |Fasor_{real}|}{|Fasor_{real}|} \times 100 \quad (6)$$

Onde:

$|Fasor_{medido}|$ – Magnitude do fasor medido

$|Fasor_{real}|$ – Magnitude do fasor real

$$Erro \ de \ \acute{a}ngulo \ (^\circ) = \angle Fasor_{medido} - \angle Fasor_{real} \quad (7)$$

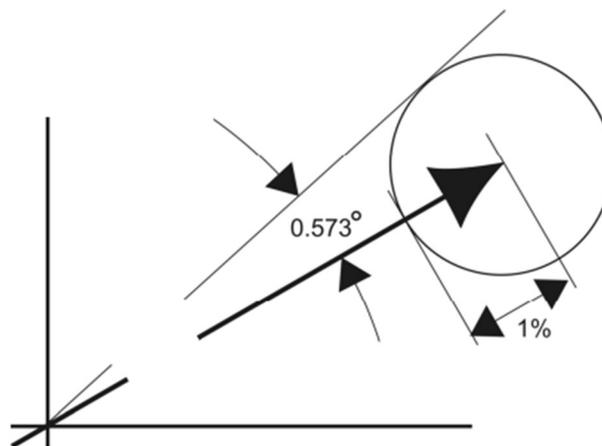
Onde:

$\angle F_{\text{asor}}_{\text{medido}}$ – Ângulo do fasor medido

$\angle F_{\text{asor}}_{\text{real}}$ – Ângulo do fasor real

O limite máximo para a aplicação de sincrofasores, segundo a norma IEEE C37.118.1-2011, é de 1% para o valor de TVE. Isso corresponde a um erro de magnitude de 1%, em caso onde não há erro de ângulo, ou um erro de ângulo de $0,573^\circ$, quando não há erro de magnitude. A Figura 7 a seguir ilustra, através de um círculo, a possível área de variação de um fasor de modo a se manter dentro do limite estabelecido:

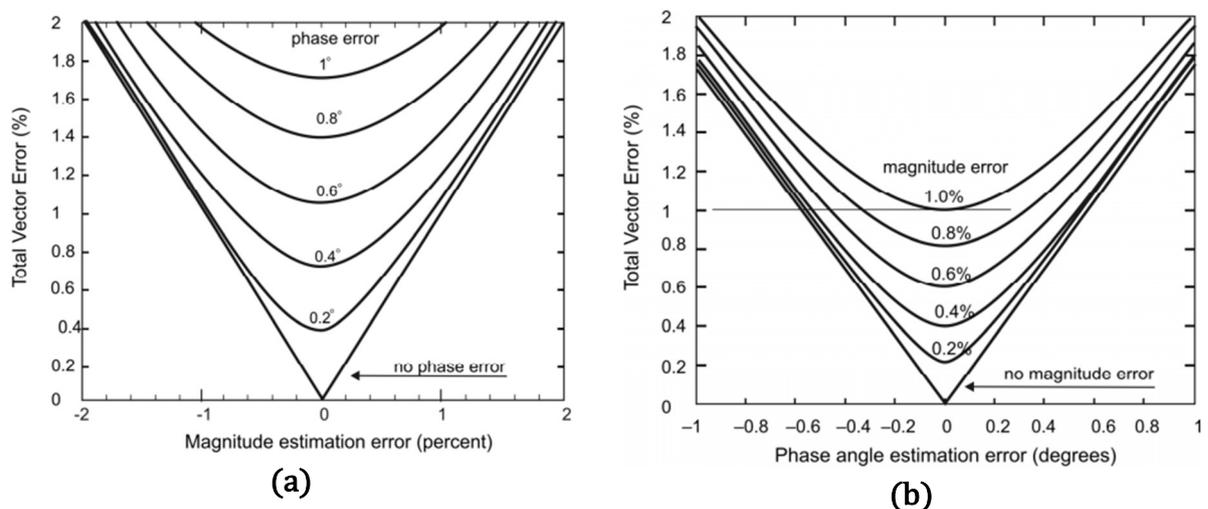
Figura 7 - Limites de variação de um fasor para atender o critério de 1% de TVE



Fonte: IEEE (2011)

A partir da equação (4), é possível traçar um conjunto de curvas que definem o valor de TVE com relação ao erro de magnitude, para cada erro angular e um conjunto de curvas que define o valor de TVE com relação ao erro de ângulo, para cada erro de magnitude. As curvas são ilustradas a seguir:

Figura 8 - (a) TVE x Erro de Magnitude, (b) TVE x Erro de ângulo



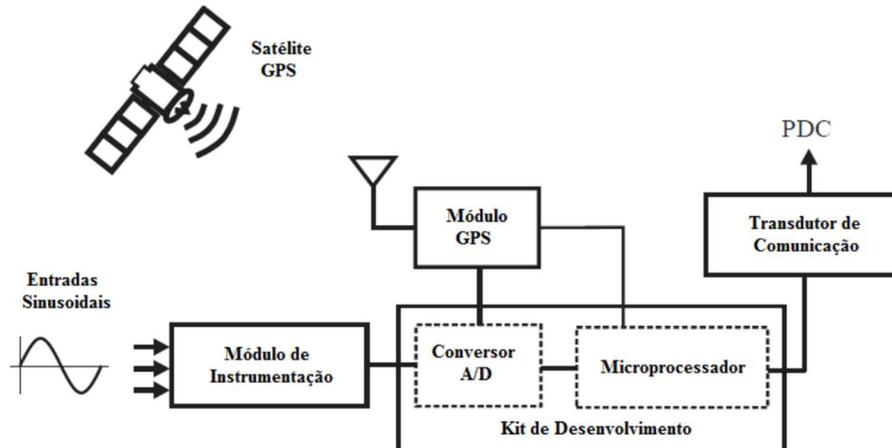
Fonte: IEEE (2011)

3 DESCRIÇÃO DO HARDWARE E DOS TESTES

3.1 CARACTERÍSTICAS DO PROTÓTIPO TESTADO

Os protótipos testados tem seu funcionamento baseado em alguns componentes principais, os quais são brevemente apresentados a seguir e ilustrados na Figura 9:

Figura 9 - Representação em blocos dos protótipos testados

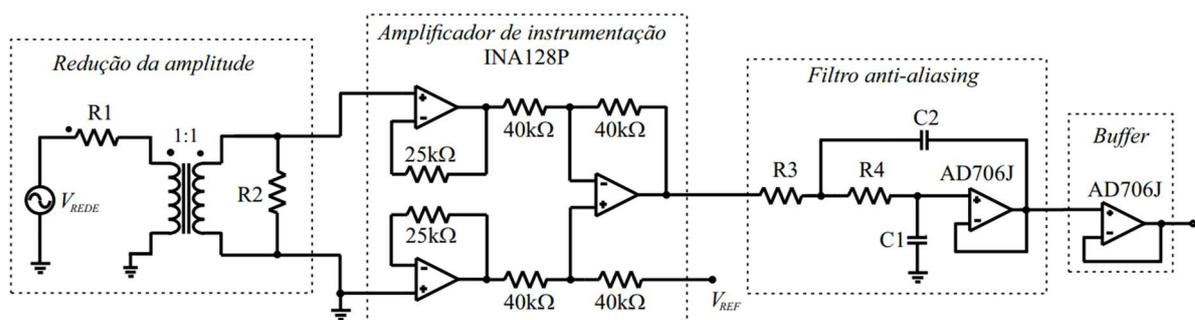


Fonte: Seger (2019) apud Grando et al (2015).

O módulo GPS fornece o sinal PPS ao microprocessador e ao conversor analógico-digital e as estampas de tempo ao microprocessador, via comunicação serial. Apesar do módulo já possuir uma antena integrada, foi utilizada uma antena externa, para melhorar a captação de sinal.

O módulo de instrumentação é responsável pelo condicionamento dos sinais sinusoidais de entrada, realizados através do circuito ilustrado na Figura 10, para os níveis de tensão demandados pelos ADCs do kit de desenvolvimento utilizado. No caso do kit utilizado, a faixa de operação é de 0V a 3V, portanto, é necessária a redução do nível de tensão, isolamento galvânico e aplicação de um *offset*. Além disso, outra função do módulo de instrumentação é a implementação de um filtro *anti-aliasing* (SEGER, 2019).

Figura 10 - Circuito de condicionamento de sinal



Fonte: Grando (2016).

Os ADCs presentes no kit de desenvolvimento são de 12 *bits* com acesso direto à memória. Eles realizam a conversão analógico-digital a partir de um *clock* de amostragem, definido por um *timer*, o qual é configurado para que sejam tomadas 256 amostras por ciclo. A sincronização do processo de amostragem entre duas PMUs é garantida pois a inicialização do *timer* é realizada pelo sinal de sincronismo proveniente do módulo GPS. Quando habilitada, a função de controle de frequência de amostragem ajusta o *timer* que define o *clock* dos ADCs, a partir da frequência estimada, para que as 256 amostras sempre correspondam a um ciclo completo, reduzindo os efeitos de vazamento de espectro. Para as simulações deste trabalho, que possuem frequência controlada em seu valor nominal, esta função foi, inicialmente, desabilitada (GRANDO et al, 2020).

O microprocessador presente no kit de desenvolvimento utilizado neste protótipo é um ARM Cortex-M7 de 32 *bits*, com frequência de 216 MHz. Neste é implementado o algoritmo da Transformada Rápida de Fourier que realiza a estimação dos fasores a partir das 256 amostras registradas (GRANDO et al, 2020).

Mais detalhes do funcionamento dos protótipos podem ser visualizados em Seger (2019), Grando (2016) e Grando et al (2015, 2018 e 2020). Os protótipos e seus componentes podem ser visualizados na Figura 53 do Anexo 2.

3.2 CARACTERÍSTICAS DAS SIMULAÇÕES

A plataforma de simulação em tempo-real utilizada neste trabalho foi o OPAL-RT 5700, disponibilizado pelo Instituto de Eletrônica de Potência (INEP) da UFSC para a realização das simulações. Esta é uma plataforma de simulação que possui internamente duas CPUs Intel Xeon E5 de 16 núcleos, capazes de calcular modelos grandes e genéricos. A Figura 52 ilustra esta plataforma e os demais componentes principais utilizados nas simulações.

A faixa de operação de tensão das saídas analógicas desta plataforma vai de -16V a +16V. Em algumas implementações, é comum que as plataformas de simulação em tempo-real sejam associadas a amplificadores, para viabilizar aplicações em níveis de tensão mais altos, o que não é o caso da plataforma utilizada neste trabalho.

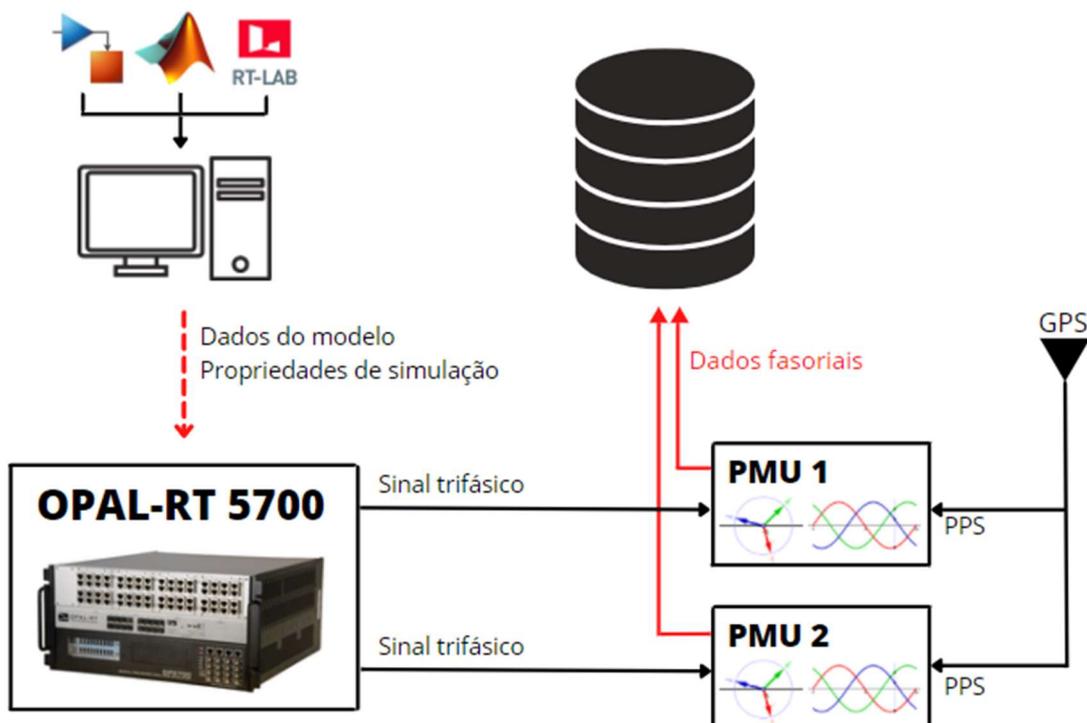
Todas as simulações foram realizadas no INEP – UFSC, a partir dos seguintes procedimentos:

- i. Os modelos de sistema elétrico foram elaborados via Simulink. Neles foram inseridos os blocos referentes à configuração das saídas analógicas do OPAL-5700, de acordo com o ponto de medição desejado;

- ii. Os modelos são carregados em um projeto no software RT-LAB, onde são definidos os parâmetros da simulação em tempo-real;
- iii. O RT-LAB realiza a comunicação e preparação do projeto, para que seja executado pelo OPAL-5700, com o qual existe um canal de comunicação via cabo Ethernet. Por fim, projeto é compilado, carregado e executado;
- iv. As saídas analógicas do OPAL-5700 são disponibilizadas a partir de conectores do tipo DB37, e, a partir de um adaptador, os pinos de interesse deste conector são conectados aos condutores que levam os sinais trifásicos até as entradas analógicas do módulo de instrumentação das PMUs;
- v. As PMUs recebem o sinal PPS a partir de uma antena e módulo GPS;
- vi. As PMUs se conectam à rede, via cabo Ethernet, e as informações dos fasores estimados são transferidas, via protocolo TCP, para o OpenPDC, que é software usado para a concentração dos dados sincrofásoriais, instalado em um computador do Laboratório de Sistemas de Potência (LABSPOT) da UFSC.

A Figura 11 ilustra resumidamente este processo.

Figura 11 - Ilustração das interconexões do sistema de simulação utilizado

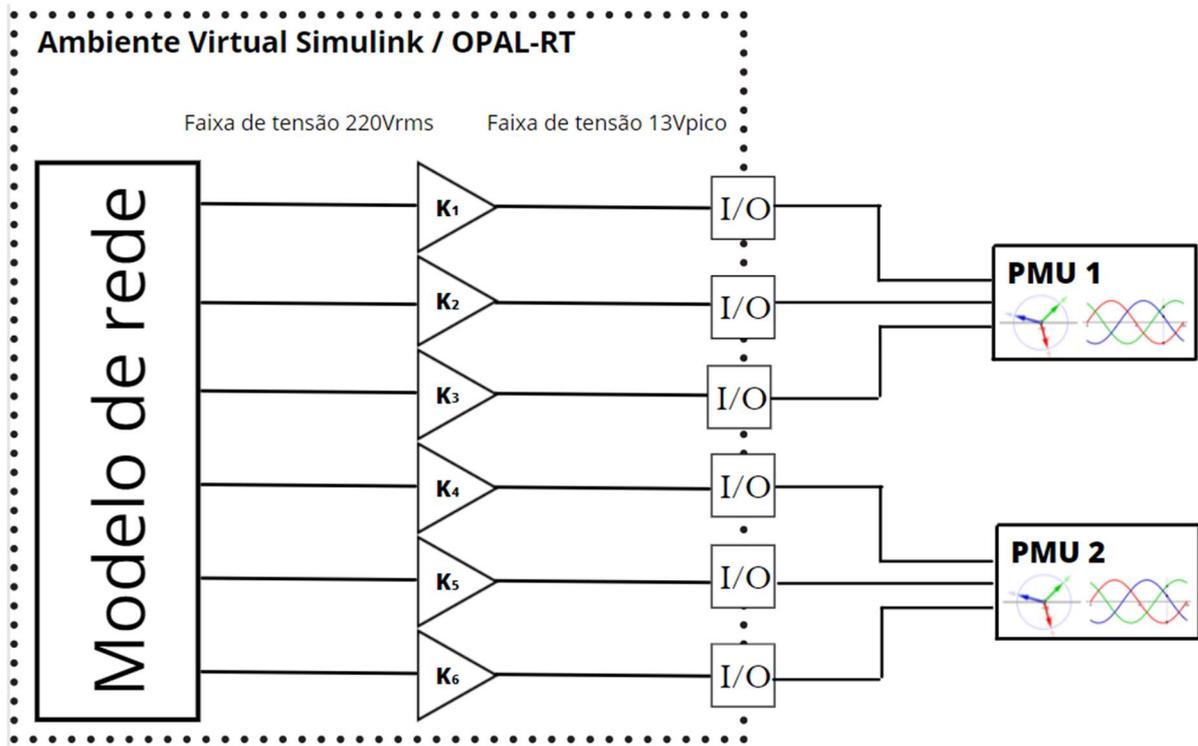


Fonte: própria

Devido a limitação das saídas analógicas do OPAL-RT, foi necessário aplicar ganhos no Simulink, para que os sinais de saída do OPAL-5700 tivessem amplitude dentro da faixa de operação do simulador. Também, os resistores de entrada do circuito de instrumentação da

PMU tiveram de ser modificados, de modo que a PMU estime um sincrofator com magnitude de 220V, quando tiver em suas entradas um sinal de amplitude de 13V pico. Porém, devido às possíveis variações dos valores dos resistores, esta relação não é exata. A Figura 12 ilustra estas características:

Figura 12 - Ilustração da aplicação de ganhos



Fonte: própria

O ganho teórico a ser aplicado nos modelos é de 0,0419 e o processo de determinação dos ganhos aplicados na prática, foi realizado ao longo das simulações descritas na seção 4.1.

Como os protótipos realizam a estimação dos fasores a partir de 256 amostras por ciclo, o período de amostragem dos ADCs é pouco maior do que 65 μ s, para a frequência nominal de 60Hz. Portanto, para as simulações deste trabalho, foram realizadas simulações de tempo discreto com passo de cálculo de 10 μ s. Foi possível realizar todas as simulações necessárias, sem a ocorrência de *overruns* que comprometessem os resultados.

Inicialmente, devido à ausência de sinal de GPS na sala onde fica o OPAL-RT, as simulações foram realizadas com um emulador de GPS implementado em um microcontrolador, que gera um PPS de 30 Hz. Após resultados insatisfatórios com este emulador, a solução adotada foi utilizar uma extensão para a antena GPS, possibilitando posicioná-la em um local com sinal forte o suficiente.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Ao longo dos testes foram realizados cinco tipos de simulações, cada uma com seu objetivo:

- Determinar os ganhos dos modelos de rede, para que a magnitude calculada pelas PMUs estivesse de acordo com o sinal de modelado e avaliar o desempenho dos protótipos em regime permanente por um longo período;
- Avaliar a precisão dos protótipos em situações de pequenas diferenças angulares;
- Avaliar a robustez ao ruído das medidas realizadas;
- Avaliar a precisão do protótipo na estimação de sincrofasores de componentes harmônicas;
- Avaliar o desempenho dos protótipos quando aplicados a um modelo de SDE mais próximo de aplicações reais.

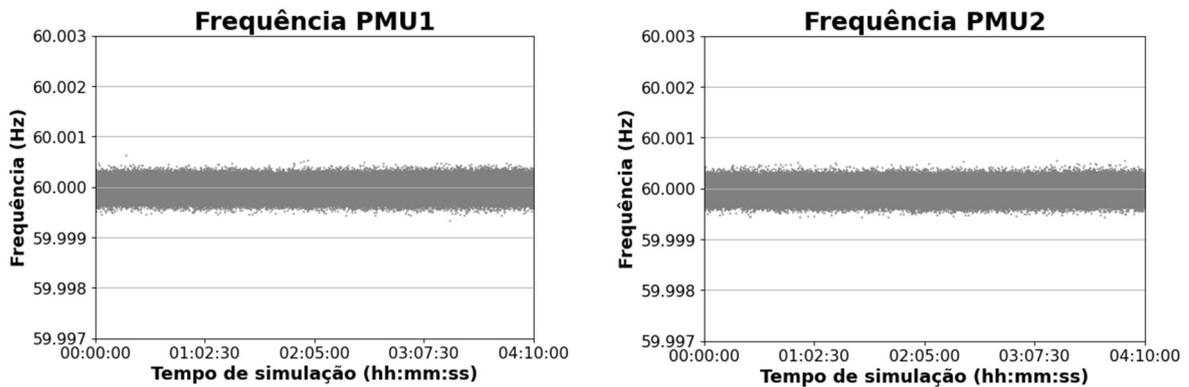
4.1 AVALIAÇÃO DE LONGA DURAÇÃO

As simulações desta seção foram realizadas com o objetivo inicial de determinar os ganhos K_n a serem aplicados no Simulink de modo que os sincrofasores estimados pelas PMUs tenham magnitude compatível com a do sinal proveniente do modelo de rede elétrica.

A primeira etapa das simulações foi feita com o OPAL 5700 fornecendo os sinais de interesse às PMUs. Nesta etapa, foi necessário modelar, através da fonte de tensão, um sinal sinusoidal trifásico com frequência de 60Hz e valor RMS de 220V e multiplicá-lo por ganhos inicialmente iguais a 0,0419. A partir da visualização da magnitude obtida pelas PMUs, o ajuste fino dos ganhos de cada fase foi realizado chegando aos resultados apresentados na Tabela 6 do Anexo 1.

A primeira variável medida pelas PMUs a ser avaliada foi a frequência. É necessário que esta esteja dentro dos limites aceitáveis, pois a estimação dos sincrofasores se dá a partir de uma frequência de amostragem fixa, ajustada para sinais de 60Hz. Foi possível notar que os valores de frequência ficaram muito próximos de 60Hz durante todo o período de simulação, para ambas as PMUs, com erros máximos inferiores a 0.001Hz, satisfazendo os requisitos do equipamento.

Figura 13 - Frequências medidas ao longo da simulação



Fonte: própria

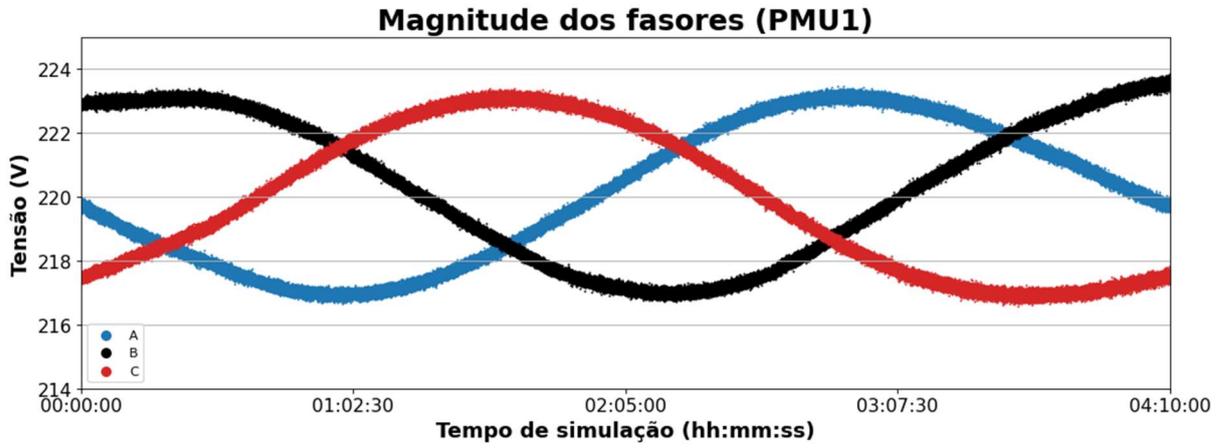
O segundo parâmetro das medidas avaliado foi a magnitude dos sincrofasores estimados, a qual foi a variável controlada no processo de determinação dos ganhos. Ao realizar simulações de curta duração, notou-se que os valores de magnitude entre as fases eram sempre diferentes e não se aproximavam de 220V com o ajuste do ganho. Então a partir de simulações de longa duração, foi possível perceber que, na verdade, estes valores variavam de maneira sinusoidal, e seu valor instantâneo era diretamente relacionado ao valor do ângulo calculado, o qual também apresentava uma variação, mas de forma linear. Por isso, a determinação dos ganhos foi realizada de maneira que o valor médio da magnitude dos fasores calculados, dentro de um período completo de variação, fosse igual a 220V.

Ao analisar os valores de magnitude e ângulo em conjunto, percebe-se que há um ciclo completo de variação de magnitude dos fasores a cada 180° de variação de ângulo. Ainda, nota-se que esta variação possui um período de aproximadamente quatro horas e dez minutos.

Neste caso, foi possível notar a variação de magnitude, devido ao insucesso nas tentativas de determinação dos ganhos, através de simulações de curta duração. Caso o instrumento gerador do sinal de entrada e do PPS fosse o mesmo, gerando um ângulo inicial sempre idêntico, seria possível ajustar os ganhos para que os sinais tivessem a mesma magnitude inicial e, possivelmente, a variação em longos períodos não seria notada.

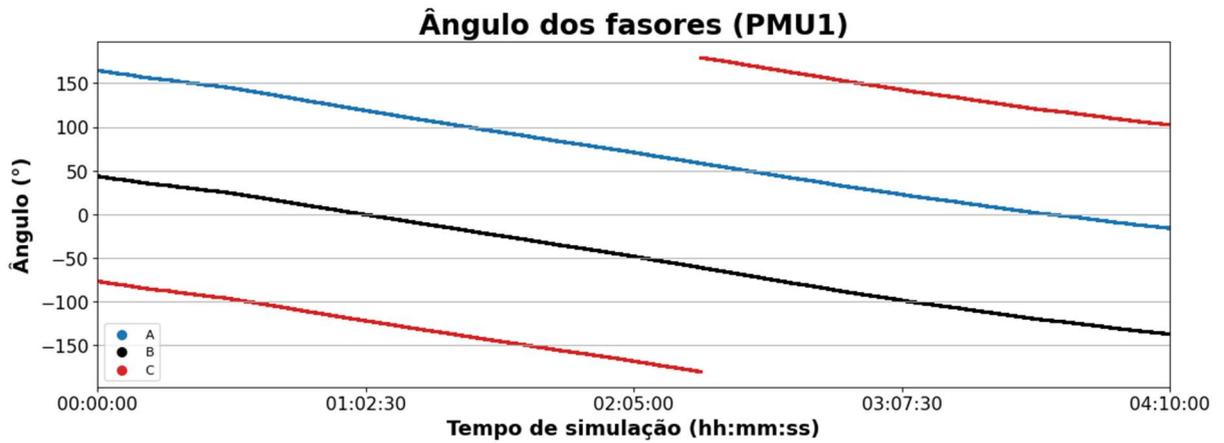
As Figuras 14, 15, 16 e 17 mostram a ocorrência deste fenômeno, tanto para a PMU1 quanto para a PMU2:

Figura 14 - Magnitude dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 1)



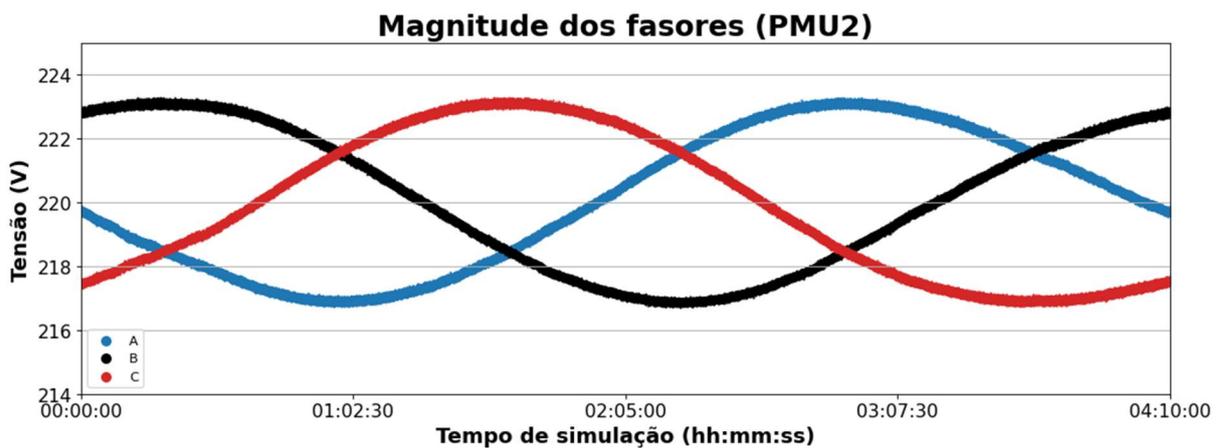
Fonte: própria

Figura 15 - Ângulo dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 1)



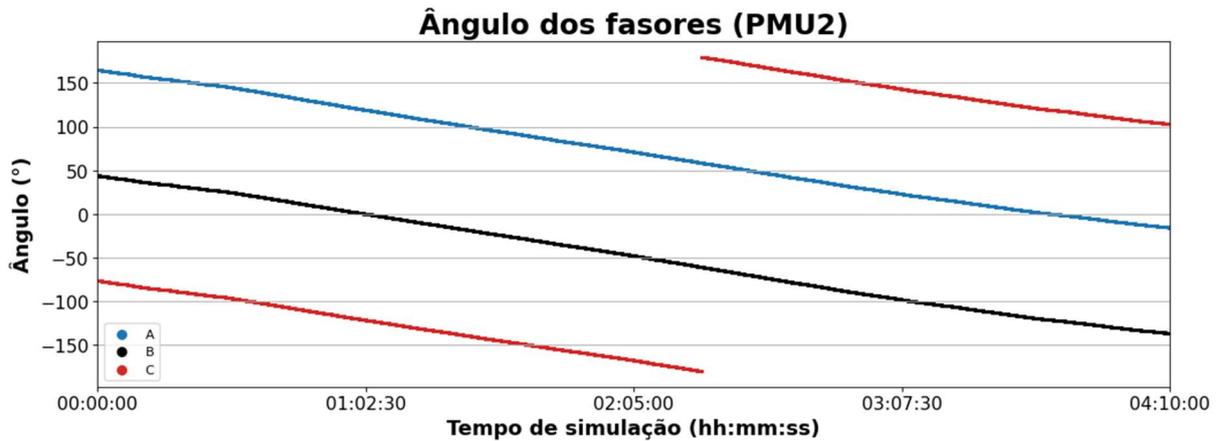
Fonte: própria

Figura 16 - Magnitude dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 2)



Fonte: própria

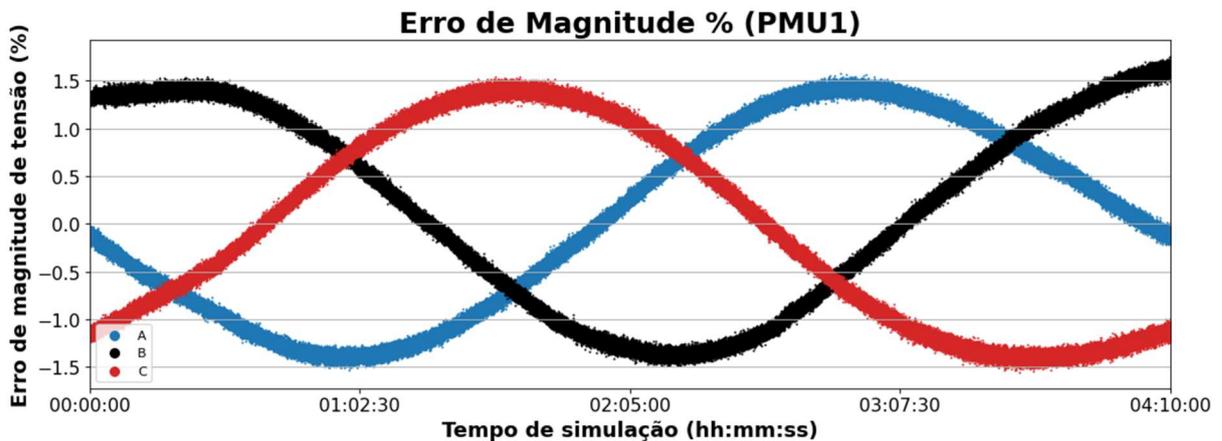
Figura 17 - Ângulo dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 2)



Fonte: própria

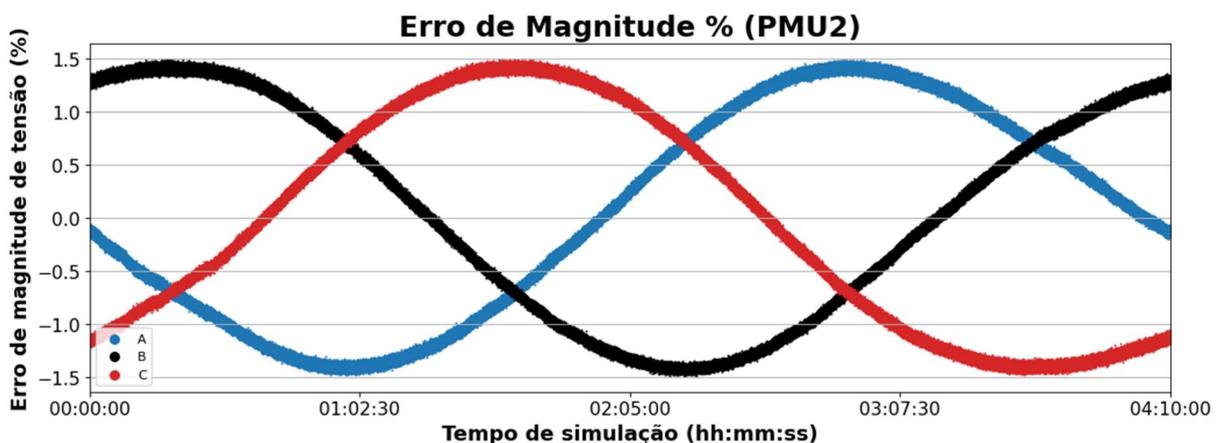
A ocorrência deste fenômeno gera um erro de magnitude também sinusoidal, com valores máximos de, aproximadamente, 3%. Neste caso, os limites estabelecidos pela norma IEEE C37.118.1 são violados, mesmo que não haja erro de ângulo. Os erros de magnitude são ilustrados nas Figuras 18 e 19:

Figura 18 - Erro de magnitude dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 1)



Fonte: própria

Figura 19 - Erro de magnitude dos fasores na simulação com OPAL-RT (PMU 2)



Fonte: própria

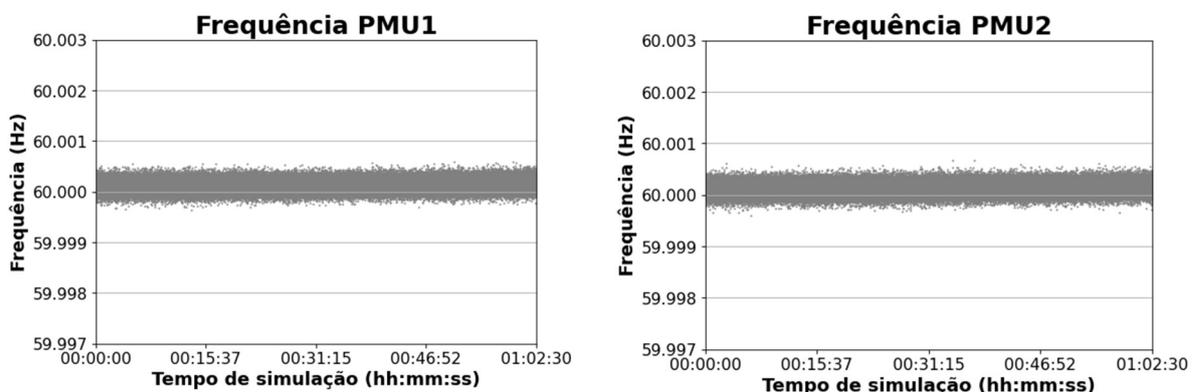
Como o ângulo teórico do fasor, o qual seria medido através de uma estimativa ideal, depende da posição relativa do sinal de entrada no momento da incidência do PPS de referência, não é possível determiná-lo, pois não há sincronização entre o sinal gerado pelo OPAL-RT e o sinal PPS. Ainda assim, devido ao fenômeno de variação de ângulo mostrado nas Figuras 15 e 17, o gráfico de erro angular seria periódico, com comportamento de um sinal “dente de serra” e com um período igual ao dobro do período do gráfico de erro de magnitude.

Teoricamente, ao estimar fasores de um sinal sinusoidal de amplitude, fase e frequência constante, com uma taxa de amostragem perfeitamente ajustada, a magnitude do fasor deve ser constante e igual ao valor RMS deste sinal. Já o ângulo deve ser constante e depende da posição relativa do sinal na incidência do PPS de referência, como ilustrado na Figura 6.

A ocorrência destas variações de magnitude e ângulo dos fasores motivou a realização da segunda etapa destes testes. Esta etapa teve o objetivo de descartar a hipótese de que os sinais de saída do OPAL-RT pudessem conter essa variação de amplitude ao longo da simulação. Portanto, a segunda etapa consiste em uma simulação de longa duração, com os sinais analógicos de entrada sendo gerados pelo Spitzenberger & Spies Power Amplifier, que é um amplificador analógico de alta precisão.

Novamente, o primeiro parâmetro a ser verificado é a frequência medida. Na Figura 20 nota-se que a frequência está, em média, ligeiramente maior do que 60Hz, porém com um erro máximo inferior a 0.001Hz.

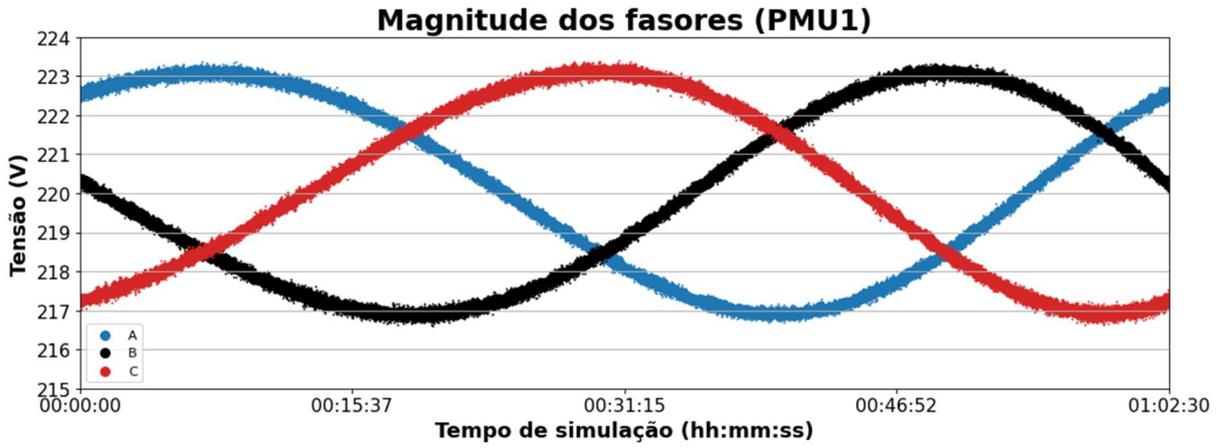
Figura 20 - Frequências medidas na simulação com Spitzenberger (PMU 1)



Fonte: própria

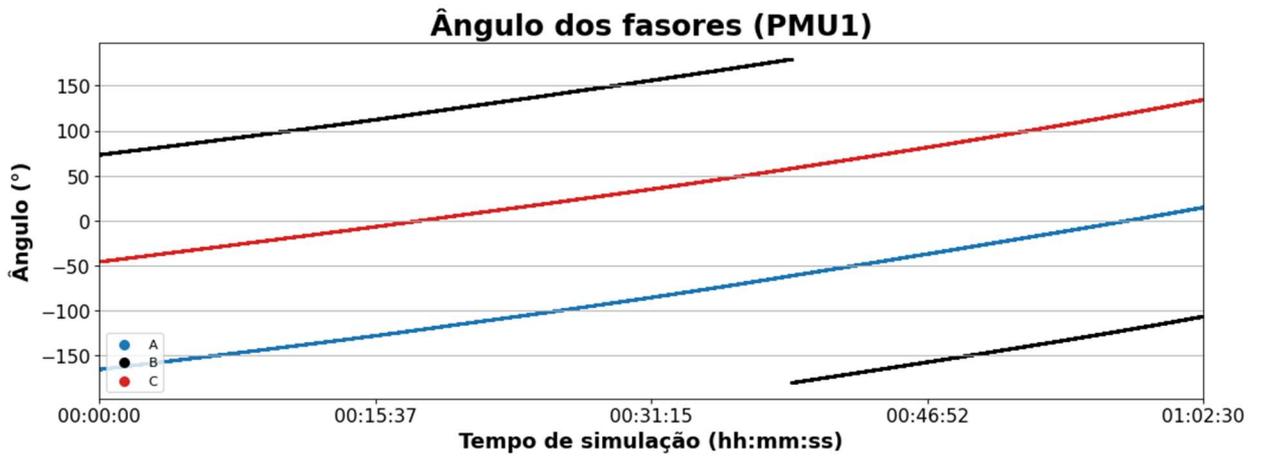
As figuras 21, 22, 23 e 24 mostram os valores de magnitude e ângulo medidos ao longo da simulação. Ao analisar estes gráficos, percebe-se que novamente houve uma variação sinusoidal nos valores de magnitude. Desta vez o período de variação teve um valor inferior em tempo de simulação, mas ainda é correspondente à 180° de variação angular.

Figura 21 - Magnitude dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 1)



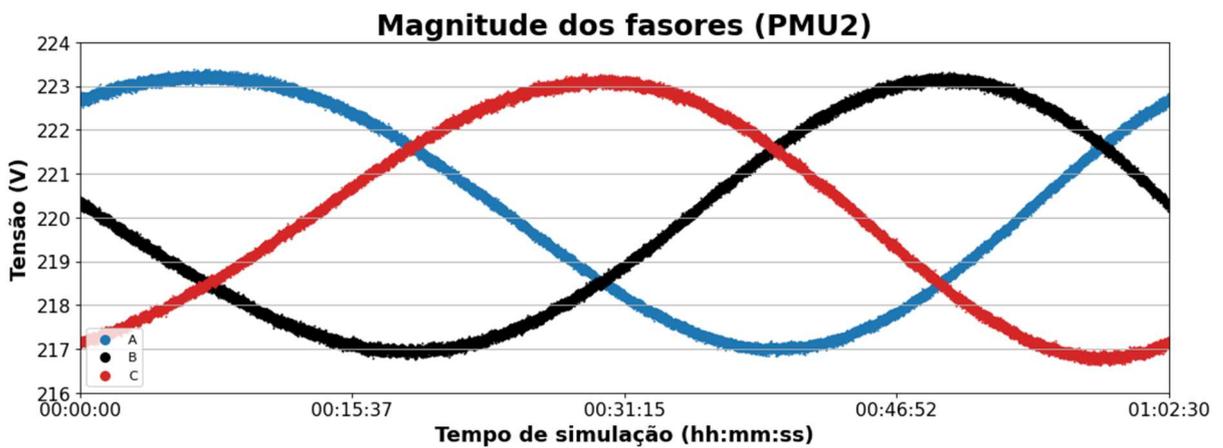
Fonte: própria

Figura 22 - Ângulo dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 1)



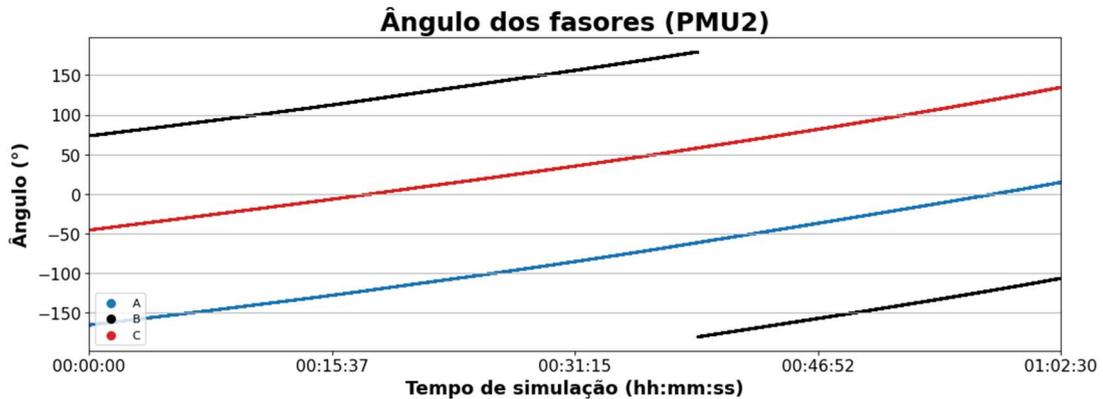
Fonte: própria

Figura 23 - Magnitude dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 2)



Fonte: própria

Figura 24 - Ângulo dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 2)

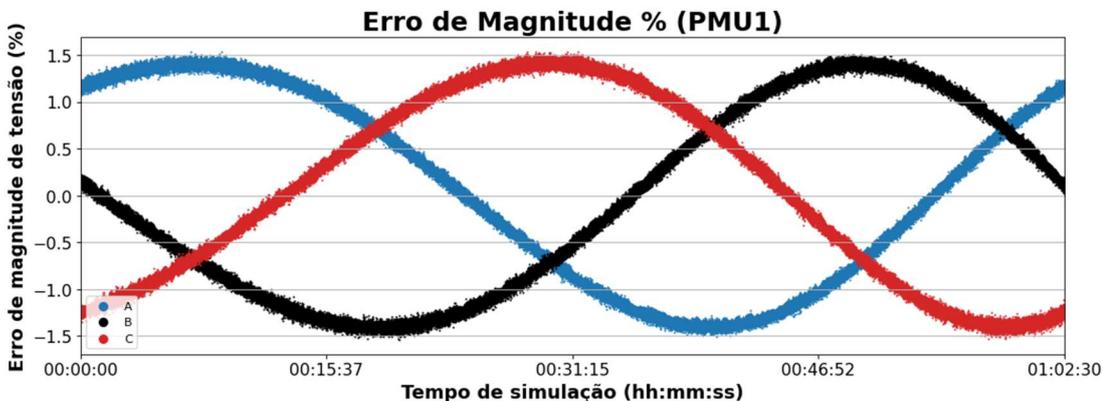


Fonte: própria

Foi possível verificar que, para ambas as etapas das simulações de calibração, os valores máximos da magnitude dos fasores foram registrados para os mesmos valores de ângulo, 30° e -150° aproximadamente.

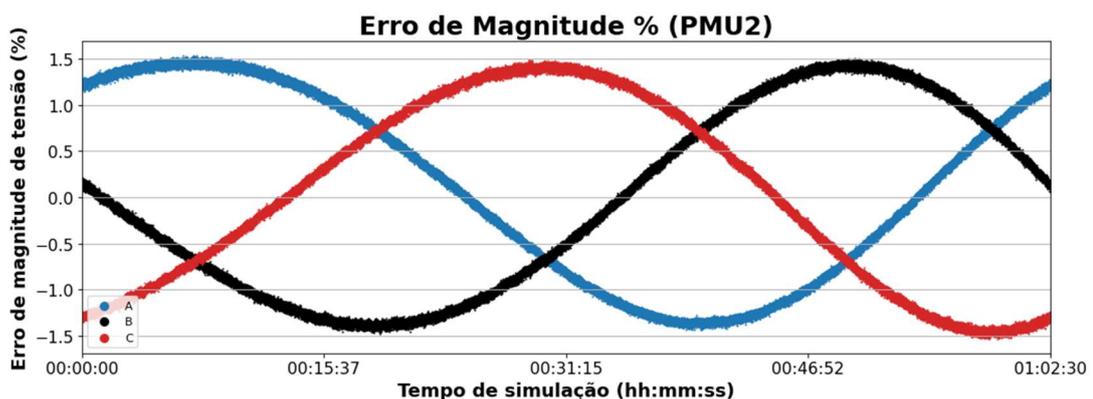
Para as simulações da segunda etapa, os erros de magnitude são ilustrados abaixo, nas Figuras 25 e 26. É possível notar que os valores, em percentual, foram muito próximos daqueles obtidos na primeira etapa e, portanto, geram violações dos limites de TVE estabelecidos na norma IEEE C37.118.1.

Figura 25 - Erro de magnitude dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 1)



Fonte: própria

Figura 26 - Erro de magnitude dos fasores na simulação com Spitzenberger (PMU 2)



Fonte: própria

Uma vez que as simulações realizadas não indicam que a variação de magnitude dos fasores é causada por erros das saídas analógicas, foram levantadas outras hipóteses. A primeira delas é a ocorrência do fenômeno de vazamento espectral, onde as 256 amostras coletadas do sinal medido não correspondem a um ciclo exato, indicando que a frequência do sinal de entrada e de amostragem não estão ajustados. Este fenômeno é abordado em Grandó et al (2015, 2016, 2018). Além disso, nestes trabalhos, é apresentada a estratégia de ajuste de frequência de amostragem que foi implementada nos protótipos, para reduzir este efeito, bem como seus resultados. A partir disso, foram realizados testes com esta função habilitada, porém a variação de magnitude permaneceu com os mesmos níveis.

Uma segunda hipótese é a ocorrência de uma distorção gerada pelo circuito de instrumentação. Para verificá-la é necessário realizar testes com o sinal de entrada sendo conectado direto ao conversor analógico digital do protótipo, ajustando corretamente os parâmetros dos sinais. Estas simulações são uma sugestão para trabalhos futuros relacionados a estas PMUs.

Nas próximas seções, para simplificar a visualização dos resultados, foram ilustrados graficamente apenas os dados referentes à fase A das PMUs, uma vez que o comportamento das três fases é equivalente.

4.2 AVALIAÇÃO DA PRECISÃO ANGULAR

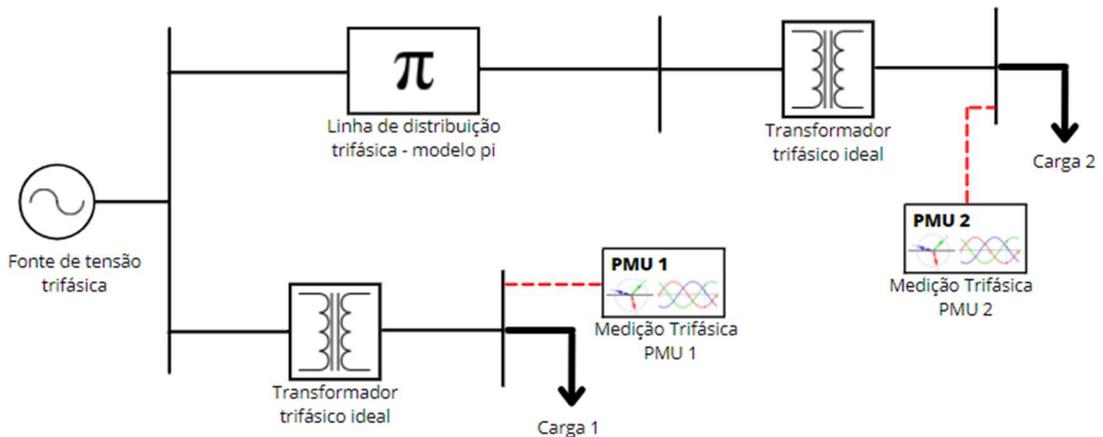
Como citado no capítulo 1 deste trabalho, as variações angulares entre as barras de um sistema de distribuição, podem variar de centésimos até inteiro de grau. Portanto, a precisão na estimação do ângulo dos fasores para as aplicações nestes sistemas precisam ser mais precisas do que para as aplicações em sistemas de transmissão, que possuem diferenças angulares tipicamente de inteiros de grau.

Os testes de sensibilidade angular têm o objetivo de determinar o desempenho das PMUs ao medir pequenas diferenças angulares. Para isso foi modelado um simples sistema de 4 barras, via Simulink, com as PMUs conectadas conforme é ilustrado na figura 27.

Este sistema é simulado para diferentes condições de carga na barra da PMU 2, conforme é indicado no eixo horizontal do gráfico da Figura 29. Como a PMU 1 está conectada à barra de geração, através de um transformador ideal, sua carga não é variada ao longo das simulações, sendo ajustada sempre em 300kVA. Ambas as cargas possuem fator de potência indutivo de 0,98.

O objetivo da variação de carga da barra da PMU 2 foi diminuir a diferença angular entre as tensões das barras gradativamente e, a partir disso, avaliar o desempenho das PMUs.

Figura 27 - Rede modelada para as simulações de precisão angular



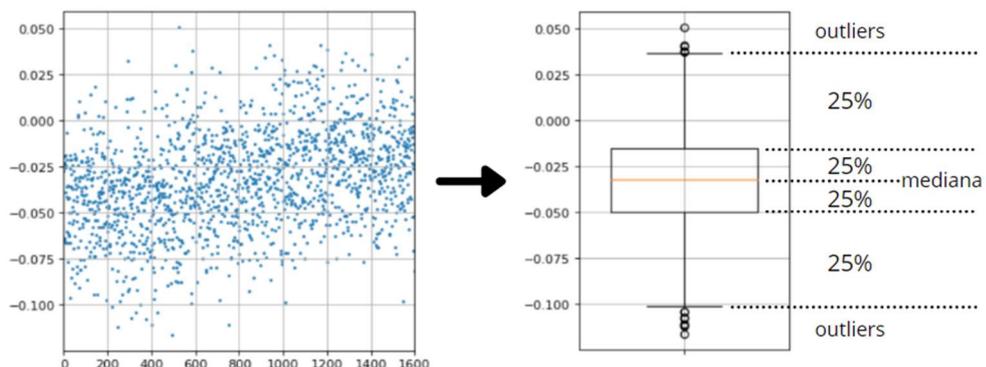
Fonte: própria

Devido ao fenômeno de variação angular das duas PMUs, mostrado na seção anterior, que acomete as duas PMUs igualmente, a variável mais adequada para avaliar o desempenho do sistema foi a diferença angular entre as barras. Neste caso foram comparadas as diferenças angulares calculadas pelas medidas das PMUs com as teóricas, que foram obtidas através da aplicação da transformada de Fourier do sinal de tensão das barras em simulação offline.

Para cada simulação foram tomadas 1600 amostras de dados sincrofásicos de cada PMU. A diferença de ângulo entre as barras foi calculada a partir da subtração do ângulo de tensão da PMU 1 com o da PMU 2. Portanto, houveram 1600 registros de diferença angular, para cada fase, em cada simulação. Já a diferença angular teórica, possui um valor único para cada simulação, visto que, neste caso a estimação dos fasores é ideal.

Para agregar os dados de todas as simulações na mesma visualização, foi adotada a elaboração dos dados do tipo boxplot, que traduzem as distribuições dos dados estatisticamente, através de uma figura, que separa os dados em quatro quartis, conforme ilustrado na Figura 28:

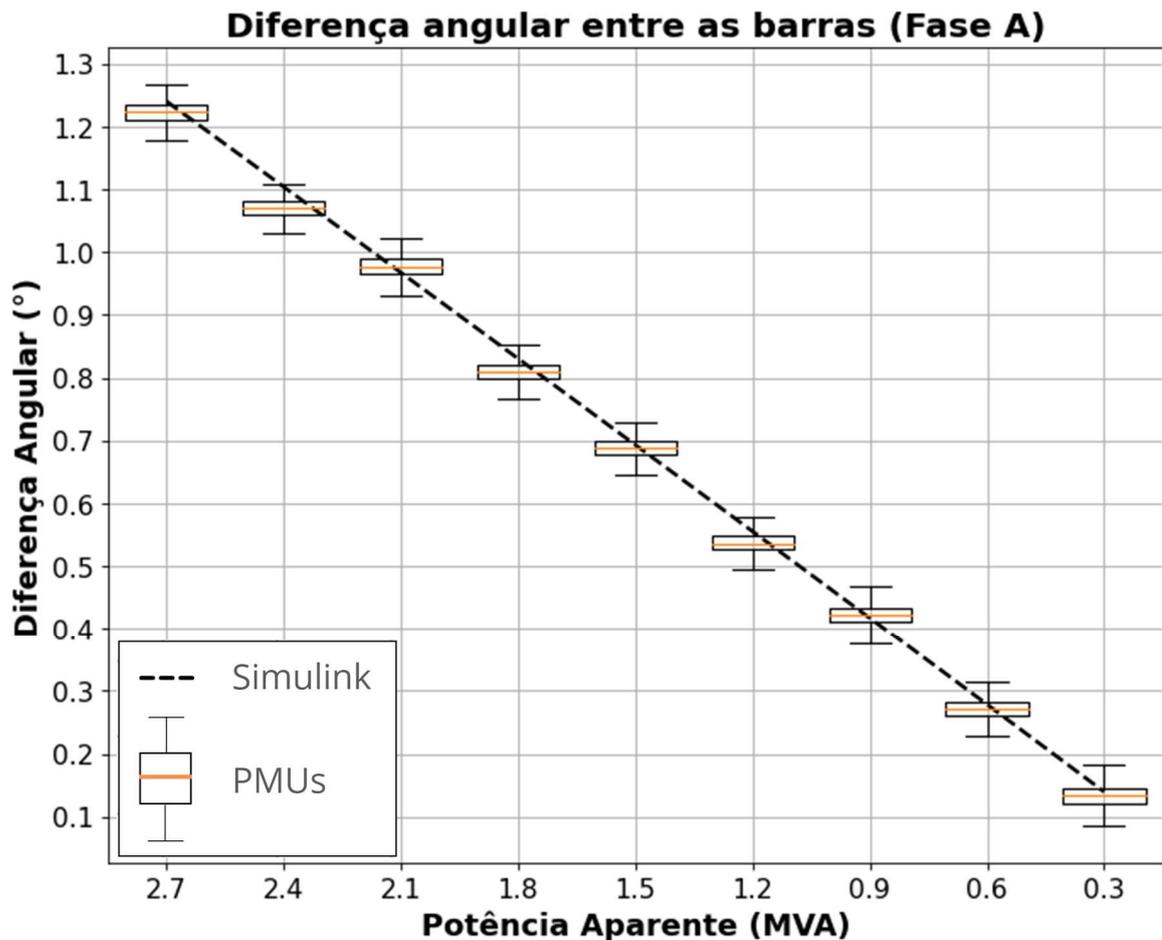
Figura 28 - Exemplo de boxplot



Fonte: própria

A Figura 29 mostra o comparativo entre a diferença angular teórica e a distribuição das diferenças angulares medidas e os patamares de variação da carga 2 são indicados no eixo horizontal deste gráfico. Percebe-se que, as diferenças angulares diminuem gradativamente com a diminuição da carga e estão de acordo com os valores típicos de sistemas de distribuição, inferiores a um inteiro de grau para a grande maioria dos patamares de carga.

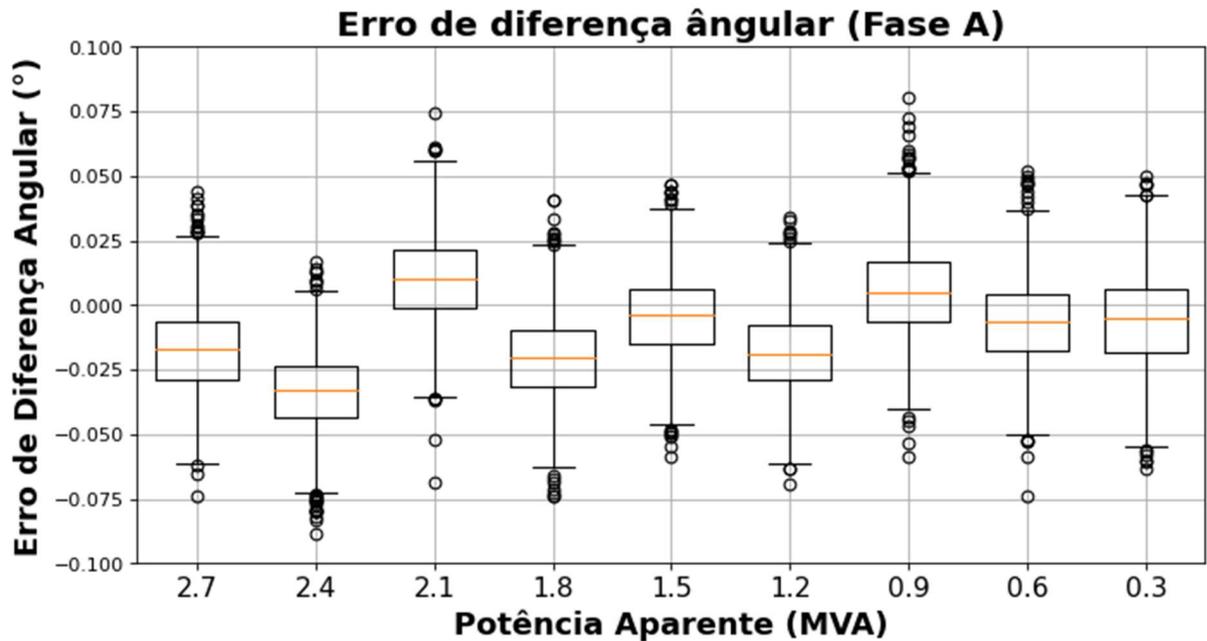
Figura 29 - Diferença angular teórica e medida para cada patamar de carga



Fonte: própria

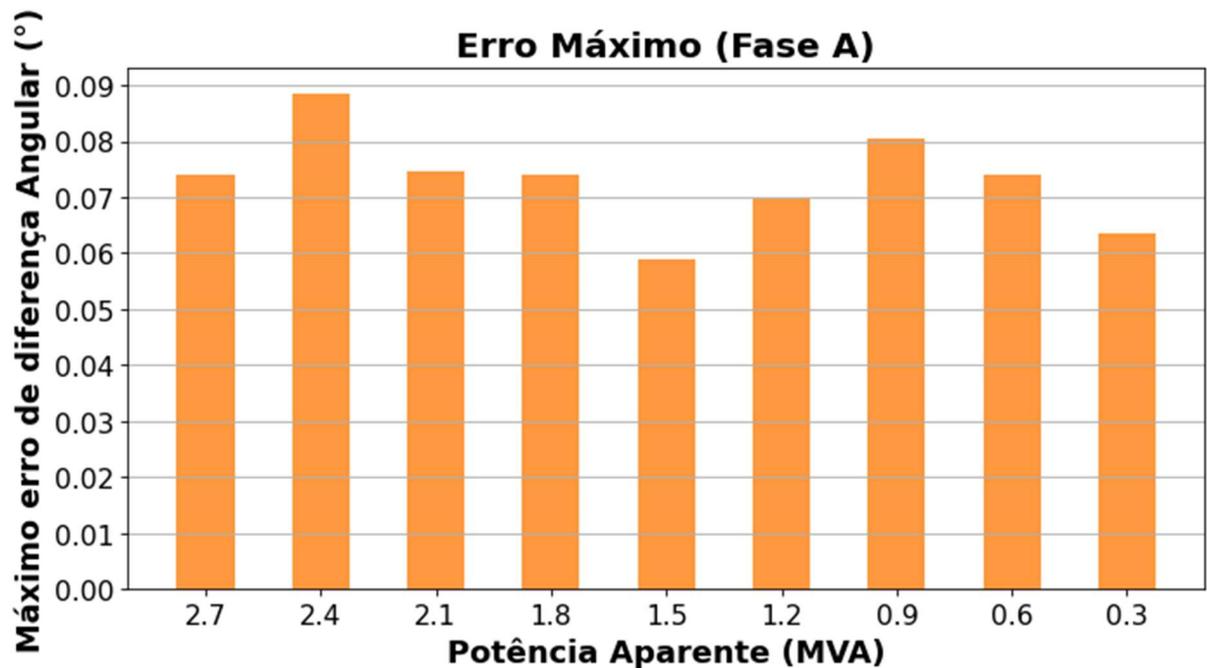
A partir das diferenças angulares medidas e teóricas, é possível calcular o erro de diferença angular, que consiste na subtração da diferença angular medida, para a diferença angular teórica. A Figura 30 traz a visualização dos erros de todas as simulações através de um gráfico *boxplot* e a Figura 31 traz os erros máximos registrados, através de um gráfico de barras.

Figura 30 - Erro de diferença angular para cada patamar de carga.



Fonte: própria

Figura 31 - Erro de diferença angular máximo para cada patamar de carga.



Fonte: própria

Nota-se, a partir do *boxplot* da figura 30, que os erros de diferença angular concentrados nos quartis centrais são sempre menores do que $0,05^\circ$. Para casos onde não existe erro de magnitude, variações de até aproximadamente $0,573^\circ$ ficam dentro dos limites da norma IEEE C37.118.1. Portanto, tomando-a como referência, o erro angular dos protótipos é muito baixo. Ainda, tomando os piores casos, ou seja, os maiores erros absolutos

de diferença angular, mostrados na figura 31, nota-se que o erro absoluto máximo foi pouco menor do que $0,09^\circ$.

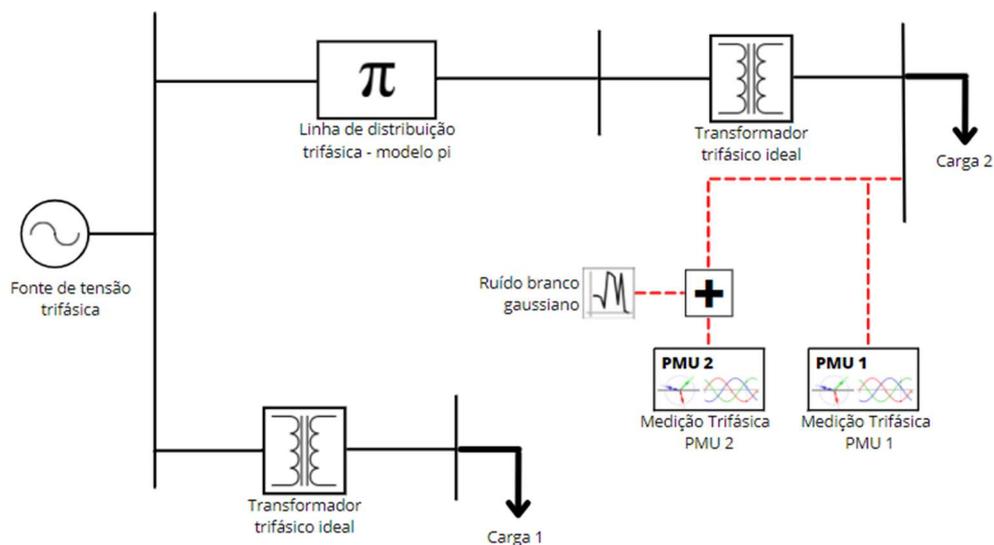
Porém, ao tomar como referência os dados trazidos na seção 1.2, as diferenças angulares podem ser muito baixas, como $0,01^\circ$. Nestes casos, a depender da aplicação, os erros angulares máximos podem ser considerados elevados, ainda que os erros medianos e dos quartis centrais sejam adequados.

4.3 AVALIAÇÃO DA ROBUSTEZ AO RUÍDO

Nas medições sincrofasoriais realizadas em sistemas de distribuição, devido ao menor nível de tensão e a maior presença de elementos geradores de ruído, os equipamentos utilizados devem possuir robustez adequada, para que as medições não sejam comprometidas.

Para realizar os testes de robustez ao ruído, as PMUs foram conectadas ao mesmo ponto de medição no sistema simulado. Porém, para uma delas, o sinal de tensão medido foi adicionado de ruído branco gaussiano, ainda no ambiente simulado. A Figura 32 ilustra a configuração destas simulações.

Figura 32 - Rede modelada para as simulações de avaliação de robustez ao ruído



Fonte: própria

Matematicamente, uma sequência de impulsos periódicos no tempo com amplitudes aleatórias, pode ser utilizada para representar ruído branco (DONG; OPAL, 2000). Em processos de geração de ruído para sinais analógicos, devido a incapacidade de gerar impulsos, esses ruídos são modelados a partir de um trem de pulsos com amplitude definida por uma distribuição Gaussiana com média zero e desvio padrão σ^2 . Esta adaptação gera uma limitação na largura de banda do ruído, no domínio da frequência. Enquanto a largura de

banda do circuito for pequena comparada à banda do ruído modelado, este é uma boa aproximação para um ruído branco Gaussiano (DELLA GIUSTINA, 2012).

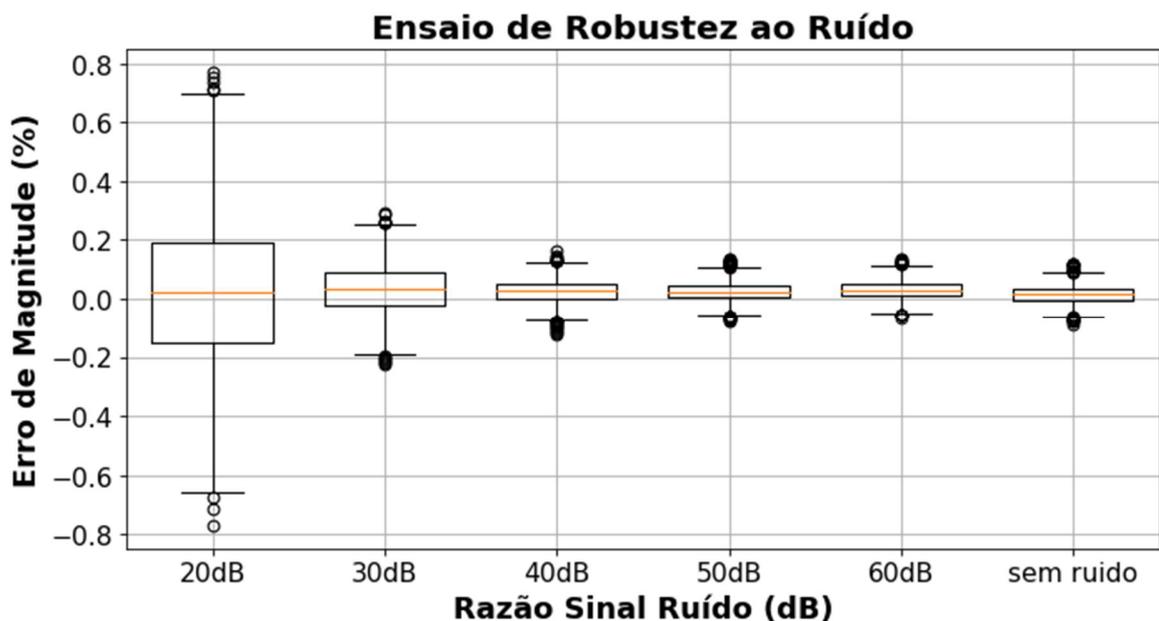
Nas simulações realizadas, a melhor forma de produzir o ruído branco gaussiano foi através de uma sequência de amostras aleatórias com valor médio igual a zero e variância σ^2 , alterada para aumentar ou diminuir o nível de ruído inserido. Com essa abordagem, para cada amostra de tensão proveniente do modelo de rede, existe uma amostra de ruído a ser somada.

Então, as simulações foram executadas para os seguintes níveis de razão sinal ruído: 20dB, 30dB, 40dB, 50dB, 60dB e uma simulação sem ruído. Visto que o próprio sistema de testes pode ter ruídos externos, influenciando os resultados da simulação, as medições da PMU 2 foram avaliadas tendo como referência as medidas da PMU 1, isolando, desta forma, apenas a influência do ruído modelado via Simulink.

Como, neste caso, as medições das PMUs possuem sincronização temporal entre si, é possível adotar uma referência de magnitude e ângulo para a avaliação das medições, possibilitando cálculos de TVE, por exemplo.

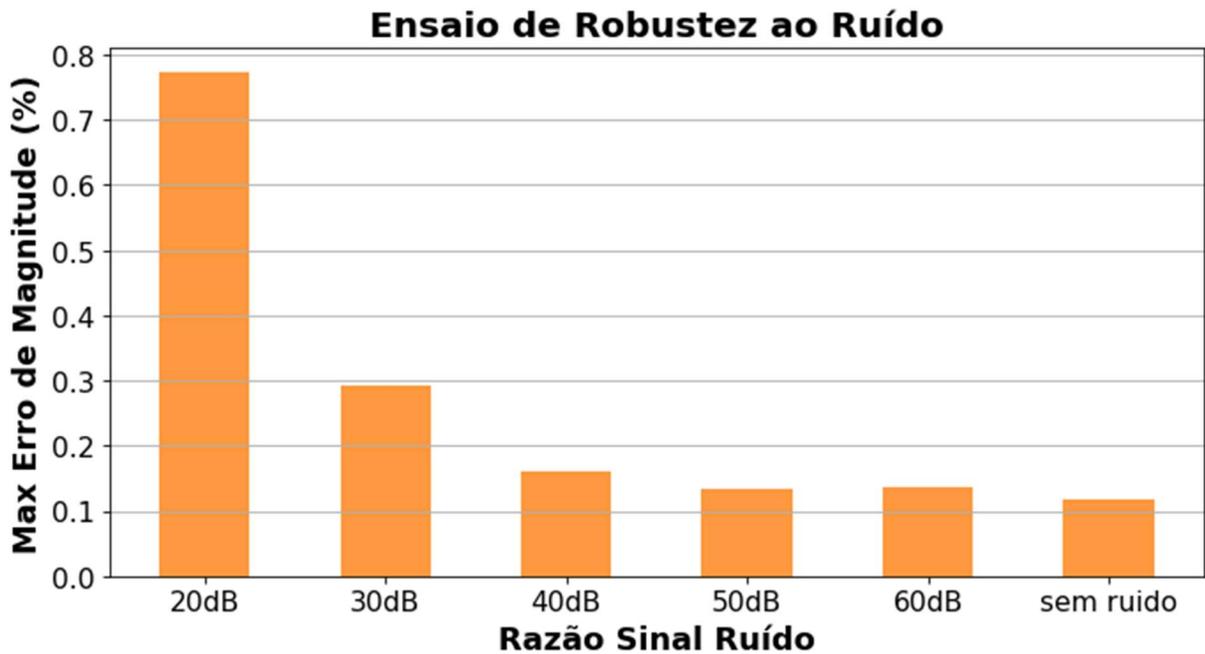
As Figuras 33 a 38 mostram a evolução e os valores máximos dos erros de magnitude e ângulo e do TVE, ao longo da variação da razão sinal ruído:

Figura 33 - Erro de magnitude cada patamar de razão sinal ruído.



Fonte: própria

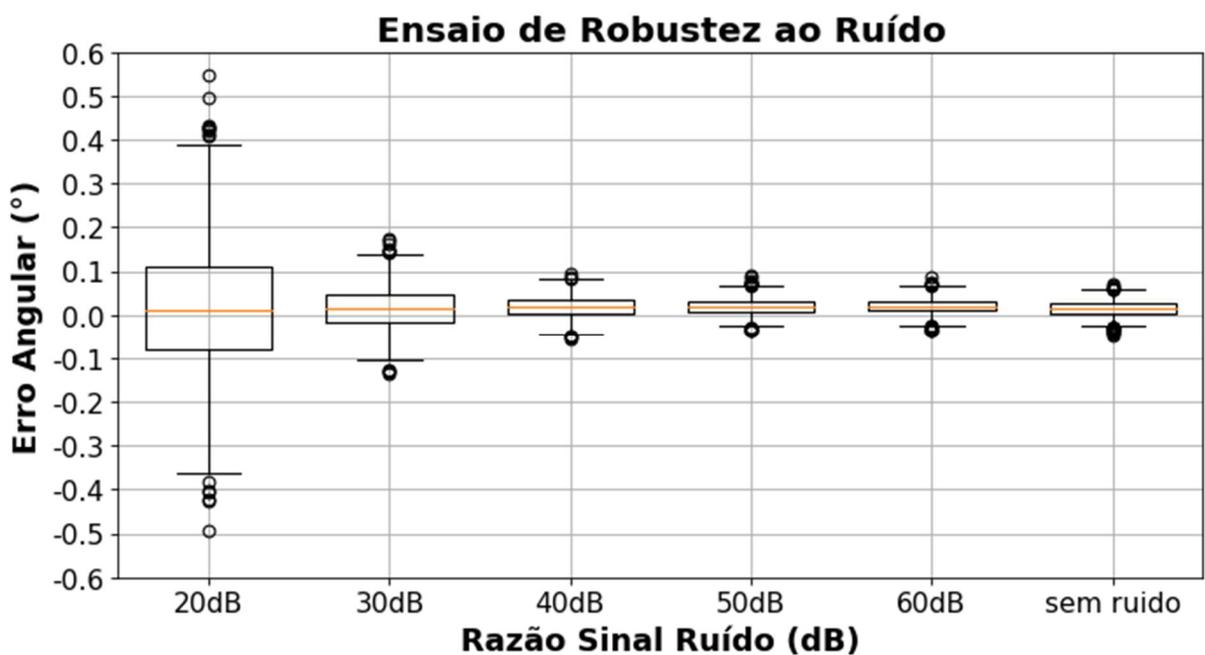
Figura 34 - Erro de magnitude máximo cada patamar de razão sinal ruído.



Fonte: própria

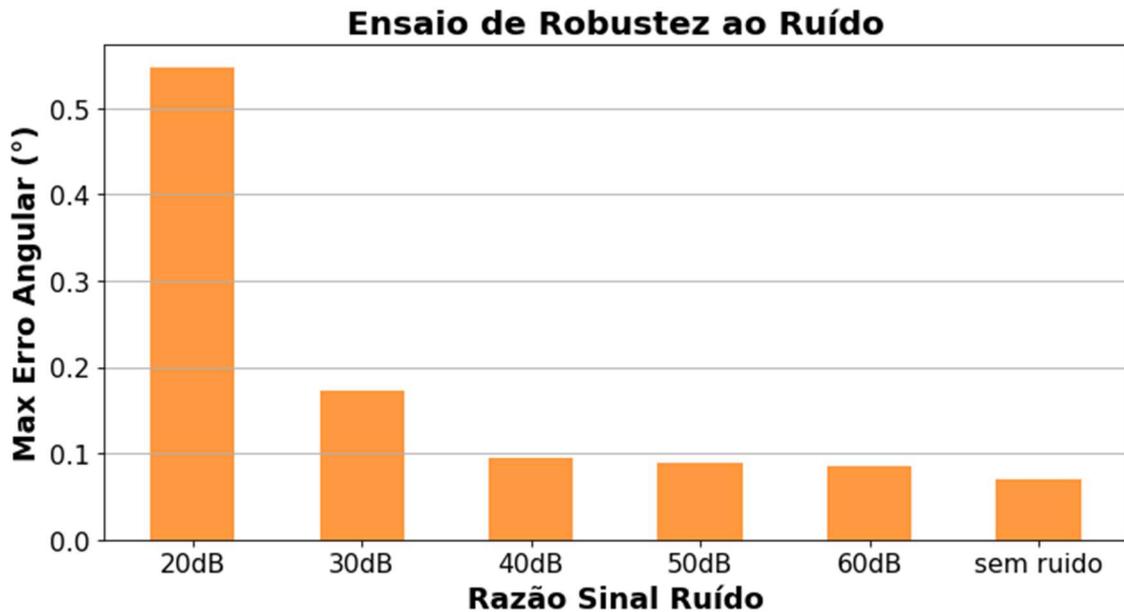
Os erros de magnitude causados pela inserção de ruído foram baixos, tendo seu valor máximo registrado em 0,8%, para uma situação de SNR igual a 20dB, o que considera níveis de ruído exageradamente altos. Para as simulações com SNR maiores ou iguais a 30dB, o maior desvio ficou abaixo de 0,3%, que para um sistema de tensão nominal de 220V, corresponde a 0,66V.

Figura 35 - Erro angular cada patamar de razão sinal ruído.



Fonte: própria

Figura 36 - Erro angular máximo para cada patamar de razão sinal ruído.

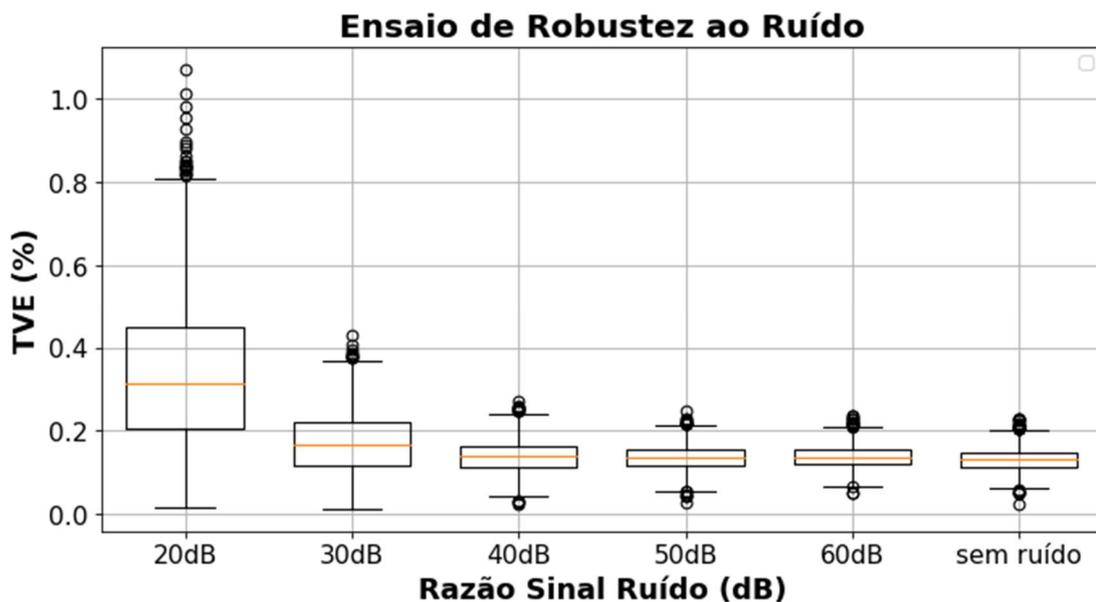


Fonte: própria

Ao analisar o desempenho na estimação angular, nota-se através do *boxplot* que o equipamento possui uma robustez ao ruído que apresenta grandes desvios apenas em casos de SNR muito baixas, como 20dB e 30dB. Nos demais casos, grande parte das amostras representam desvios baixos.

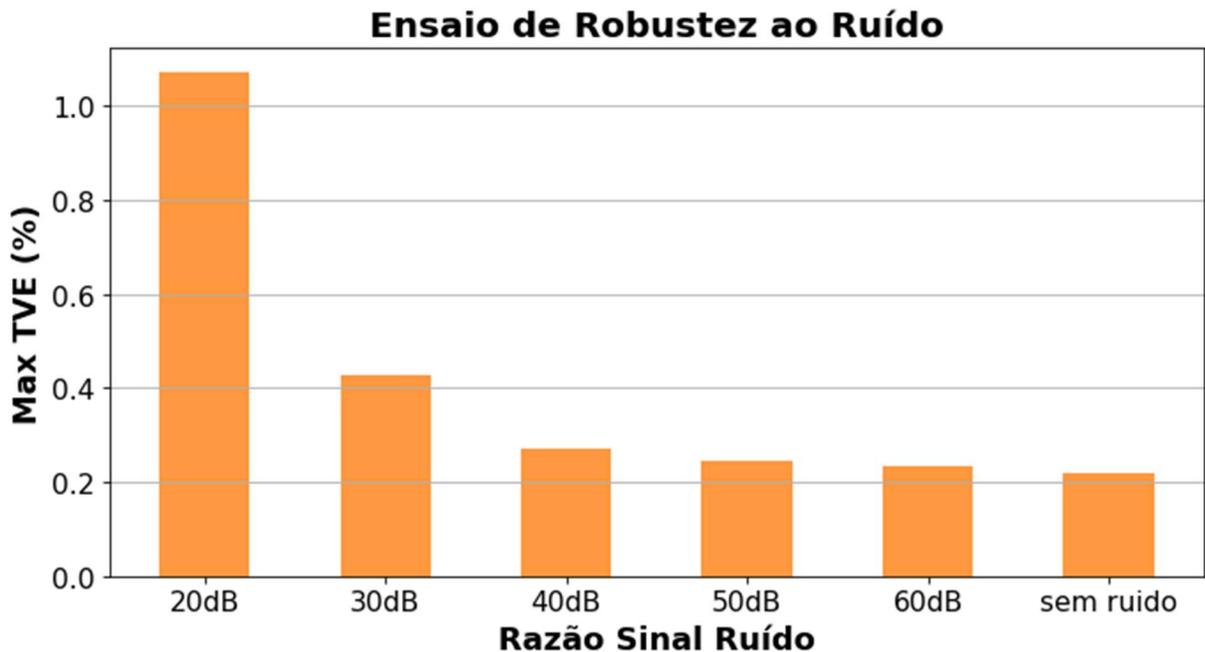
Tomando como referência os padrões estabelecidos pela norma IEEE C37.118.1 até mesmo os desvios máximos registrados possuem valores muito pequenos. Para SNRs iguais e superiores a 40dB nota-se que o erro foi muito semelhante aos erros angulares da simulação sem ruído, sendo sempre inferiores a $0,1^\circ$, o que indica boa robustez para estes níveis.

Figura 37 - TVE para cada patamar de razão sinal ruído



Fonte: própria

Figura 38 - TVE máximo para cada patamar de razão sinal ruído



Fonte: própria

Nota-se que o desempenho das PMUs para os testes realizados, com relação aos níveis de TVE, foi satisfatório, uma vez que o valor do TVE foi superior ao limite de 1% apenas para os *outliers* da simulação com razão sinal ruído igual a 20dB. É importante ressaltar que os indicadores foram calculados tomando como referência as medições da PMU 1, que estava realizando medições sem a influência do ruído modelado. Portanto os erros de estimação considerados são apenas aqueles causados pela distorção gerada pela adição de ruído. Ainda existem outros erros de estimação, como aqueles gerados pela variação de amplitude e ângulo apresentada na primeira seção deste capítulo, que não foram contabilizados nestes indicadores.

4.4 AVALIAÇÃO DA ESTIMAÇÃO DE SINCROFASORES HARMÔNICOS

A inserção de equipamentos de eletrônica de potência nos sistemas de distribuição, como inversores, retificadores e outras cargas, pode aumentar os níveis de distorção harmônica da tensão do sistema de maneira considerável.

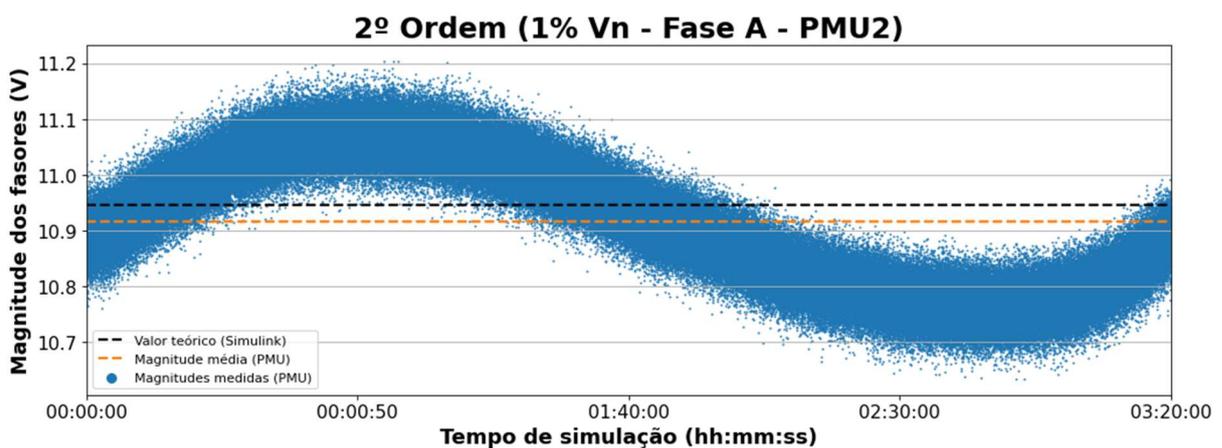
Atualmente o monitoramento dos níveis de distorção harmônica é feito através de campanhas de medição de qualidade de energia. Estas são feitas eventualmente e consistem na instalação de equipamentos de medição em locais específicos, coletando e armazenando medições durante um determinado período. Posteriormente, os dados são processados e os indicadores de distorção harmônica são calculados.

Algumas PMUs, como é o caso do protótipo objeto de estudo deste trabalho, possuem o recurso de estimar fasores não apenas da componente fundamental de tensão, mas também de suas componentes harmônicas. Uma das aplicações mais interessantes feitas a partir deste recurso é monitorar os níveis de distorção da rede elétrica, possibilitando o cálculo em tempo real dos indicadores que avaliam a distorção harmônica. Além disso, outra aplicação muito interessante é a detecção de curtos-circuitos de alta impedância através do aumento das componentes harmônicas relacionadas a estes eventos (SEGER et al, 2022).

Nas simulações desta seção, o objetivo foi avaliar a precisão da estimação dos fasores harmônicos de 2ª e 3ª ordem. As medidas foram realizadas a partir de sinais contendo a componente fundamental em seu valor nominal, com a adição de componentes harmônicas de segunda e terceira ordem, separadamente, em níveis menores e aumentando-os gradativamente.

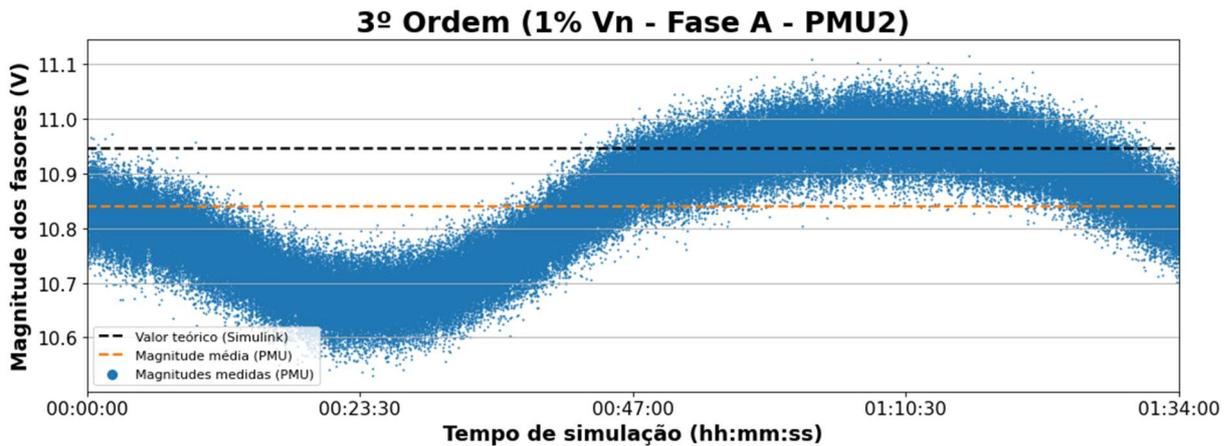
As Figuras 39 e 40 mostram um exemplo da magnitude dos fasores harmônicos medidos ao longo de uma simulação, seu valor médio e a magnitude dos fasores harmônicos teórica. Para o primeiro gráfico, o sinal medido era composto pela componente fundamental, em seu valor nominal, somado da 2ª componente harmônica, com 5% da amplitude da fundamental. Já para o segundo gráfico a distorção era de mesmo nível, porém dada pela 3ª componente harmônica.

Figura 39 - Magnitude dos fasores de 2ª ordem harmônica



Fonte: própria

Figura 40 - Magnitude dos fasores de 3ª ordem harmônica



Fonte: própria

Considerando os gráficos acima, nota-se que, assim como na estimação dos fasores da componente fundamental, existe uma variação sinusoidal nos valores de magnitude estimados. Apesar de apresentar erros elevados nos momentos de pico desta variação, os valores médios das medidas ficaram relativamente próximos ao teórico.

Ainda, devido à aplicação de ganhos ilustrada na Figura 13, a amplitude das componentes harmônicas é muito reduzida, podendo ser menores do que $1V_{pico}$ na entrada das PMUs. Isso pode gerar um aumento nos erros de estimação, pela presença de ruídos externos. Portanto, decidiu-se realizar algumas das simulações com distorções muito maiores do que o habitual, a fim de analisar os valores de erro, conforme a amplitude das componentes harmônicas era aumentado.

Inicialmente, foram analisados os erros médios de magnitude dos sincrofasores, para cada simulação, com os resultados expostos na Tabela 1:

Tabela 1 - Magnitude média medida

Nível de Distorção Harmônica	Magnitude Teórica	Magnitude Média Estimada (2ª ordem)	Magnitude Média Estimada (3ª ordem)
1%	2,2 V	2,2621 V	2,1402 V
5%	11,0 V	10,9132 V	10,8550 V
10%	22,0 V	21,7698 V	22,2206 V
20%	44,0 V	44,2031 V	44,0978 V
30%	66,0 V	66,1688 V	65,8736 V

Fonte: própria

Na Tabela 2, mostrada a seguir, são apresentados os erros médios percentuais:

Tabela 2 - Erro de magnitude médio

Nível de Distorção Harmônica	Magnitude Teórica	Erro Médio (2ª ordem)	Erro Médio (3ª ordem)
1%	2,2 V	2,82 %	-2,72 %
5%	11,0 V	-0,79 %	-1,32 %
10%	22,0 V	-1,05 %	1,00 %
20%	44,0 V	0,46 %	0,22 %
30%	66,0 V	0,26 %	-0,19 %

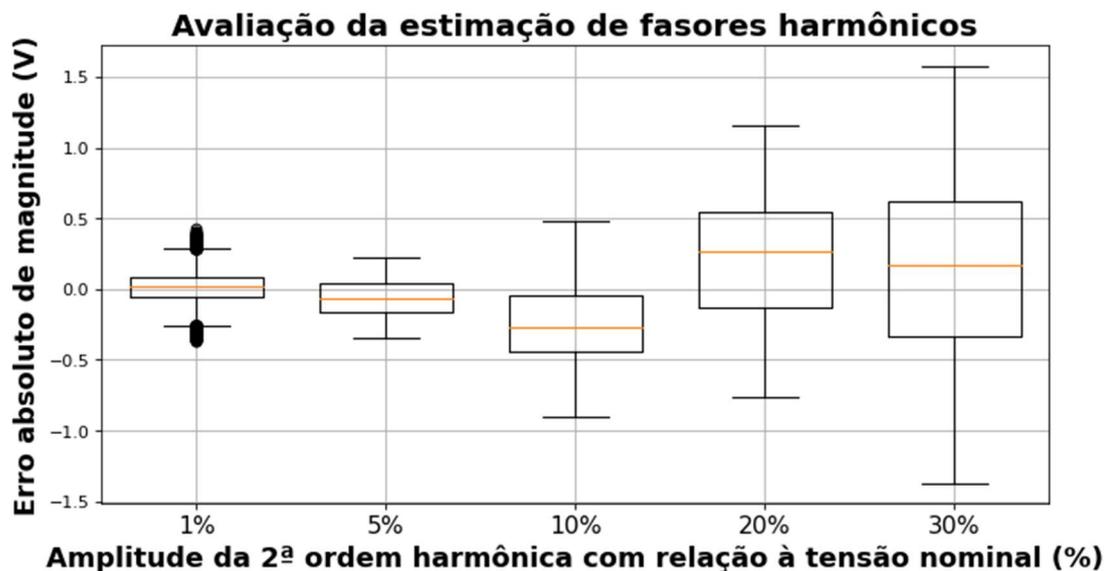
Fonte:própria

Analisando os valores de erro médio registrados, percebe-se que os erros para o menor nível de distorção harmônica foi o maior em percentual. Isso pode estar relacionado ao problema de susceptibilidade ao ruído dos baixos níveis de amplitude, citado anteriormente nesta seção. Para as demais simulações, ainda existem três situações onde os erros de magnitude percentuais superam 1%.

De modo geral, os protótipos se tornam úteis para o monitoramento dos níveis de distorção harmônica, já que esta atividade não precisa ser necessariamente realizada em tempo real, possibilitando estratégias de tratamento de dados, a fim de minimizar os erros causados pelas variações de magnitude apresentadas ao longo da estimação.

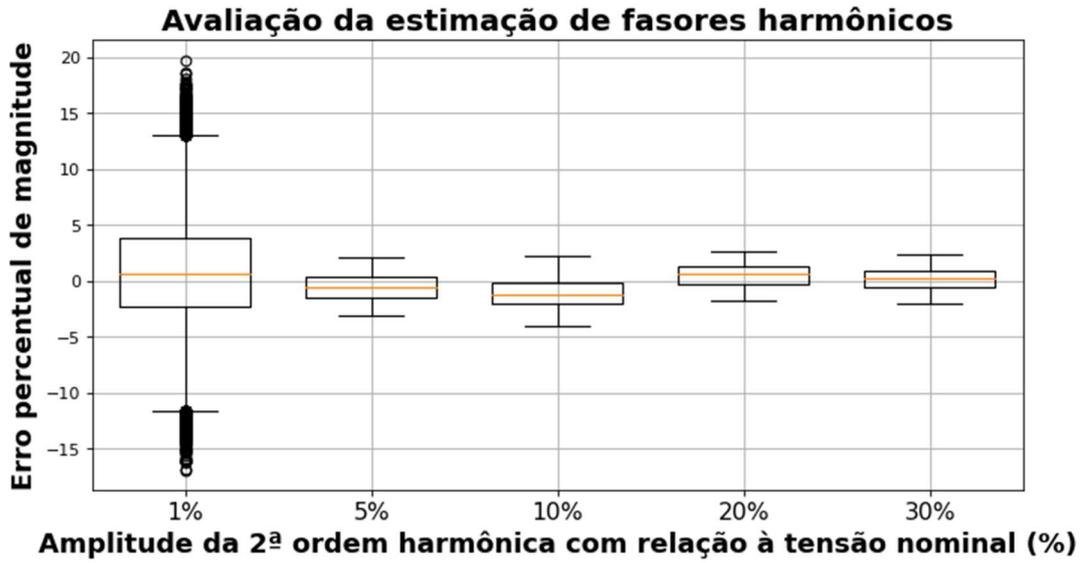
As Figuras 41 a 44 a seguir ilustram os erros de amplitude absolutos e percentuais, para a estimação de fasores de 2ª e 3ª componentes harmônicas, através de gráficos do tipo *boxplot*:

Figura 41 - Erro absoluto de magnitude dos fasores de 2ª ordem harmônica



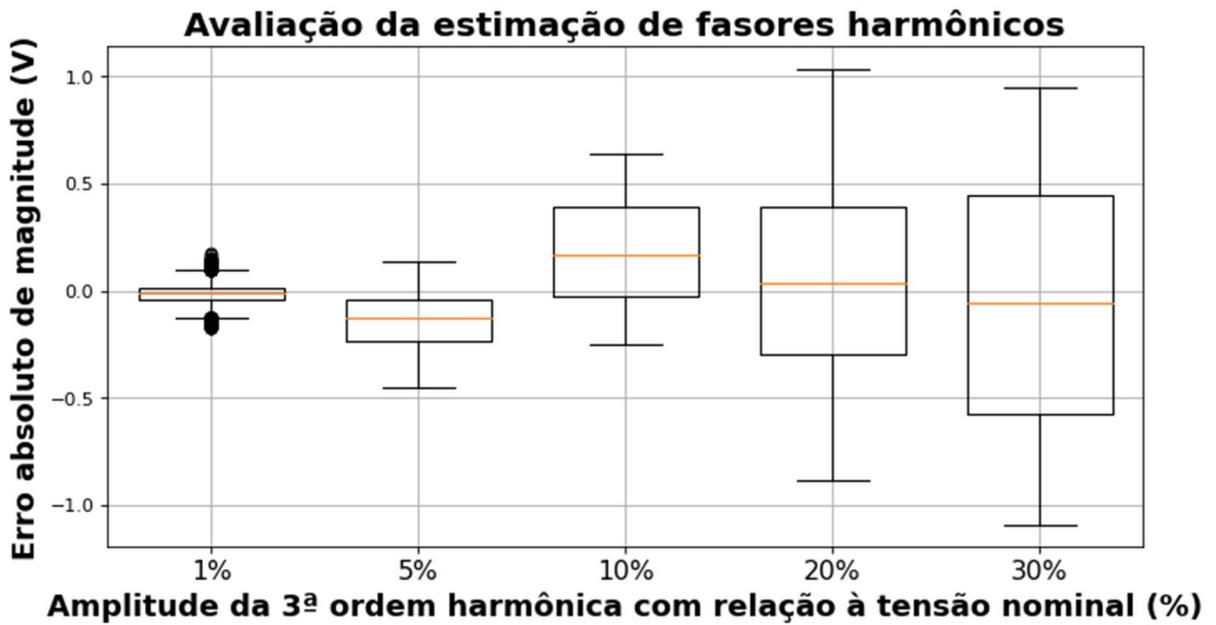
Fonte: própria

Figura 42 - Erro percentual de magnitude dos fasores de 2ª ordem harmônica



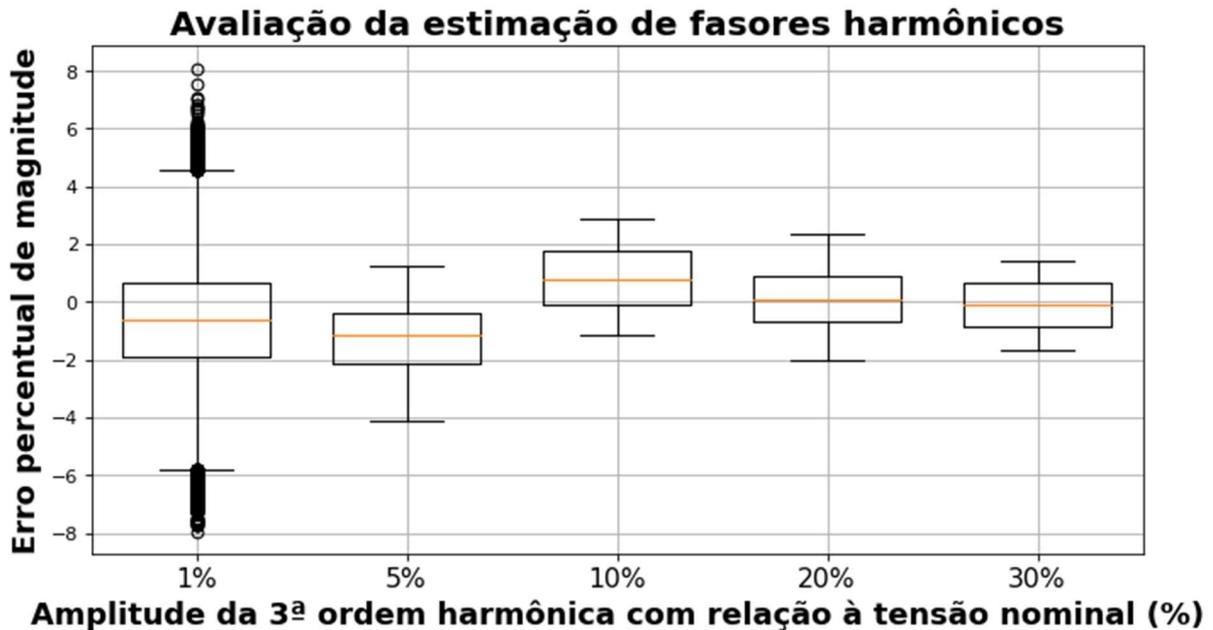
Fonte: própria

Figura 43 - Erro absoluto de magnitude dos fasores de 3ª ordem harmônica



Fonte: própria

Figura 44 - Erro percentual de magnitude dos fasores de 3ª ordem harmônica



Fonte: própria

Para ambos os casos, os valores de erro medianos foram relativamente baixos e houve aumento do erro absoluto de magnitude com o aumento da amplitude dos sinais de tensão harmônica. Por outro lado, o erro percentual diminuiu expressivamente do primeiro para o segundo caso e apresenta uma leve redução nas outras simulações, conforme a amplitude da componente harmônica é aumentada.

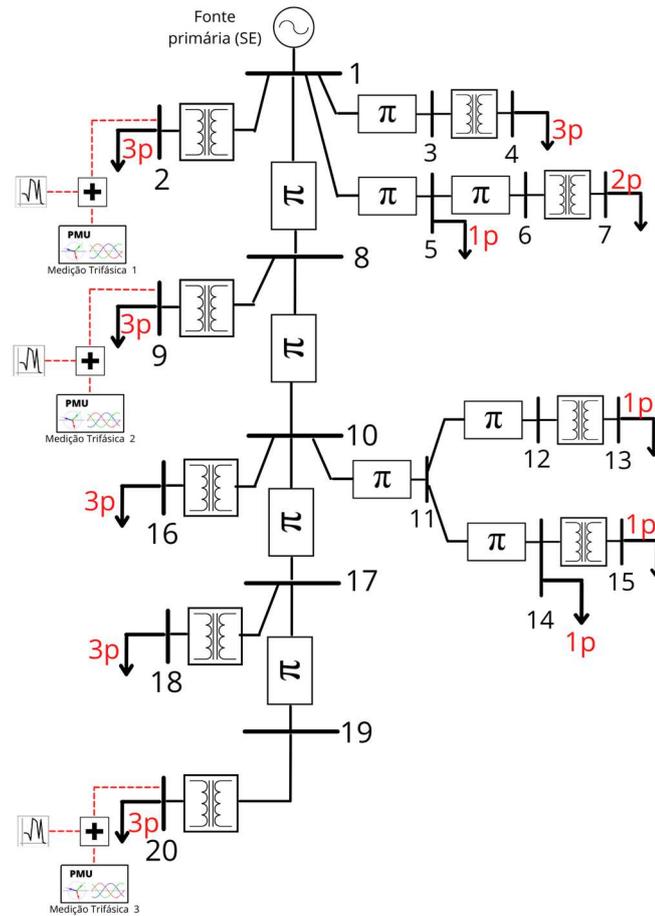
Os erros percentuais máximos para todas as simulações ultrapassaram o limite de 1%, muito devido ao fenômeno de variação de magnitude. Portanto, a depender da aplicação isso pode ser um problema.

4.5 SIMULAÇÃO EM SISTEMA IEEE ADAPTADO

O último tipo de simulação realizado foi a avaliação do desempenho das PMUs quando aplicadas ao sistema de distribuição de IEEE de 13 barras adaptado e ambas sob o efeito de um ruído branco aditivo de 40dB. Inicialmente, o sistema foi adaptado, com a inserção de transformadores ideais, criando um setor de 220 Vrms, para viabilizar as medições. Este sistema é ilustrado de maneira unifilar na Figura 45. Ainda, é possível visualizar a representação trifilar deste sistema na Figura 54 do Anexo 3.

Inicialmente, seriam realizadas simulações do sistema acima, para vários patamares de carga, nas quais o desempenho na estimação angular seria avaliado. Foram realizadas, inicialmente as simulações *offline* obtendo os resultados mostrados na Tabela 3.

Figura 45 - Modelo de Rede de Distribuição IEEE Adaptado



Fonte: própria

Tabela 3 - Diferença de ângulo teórica do sistema IEEE

Simulação	Medição 1 - Medição 2			Medição 2 - Medição 3		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
4.0MVA	2.6208°	1.6598°	2.6052°	2.4977°	1.2327°	2.6651°
3.0MVA	1.9631°	1.0864°	2.0573°	1.8807°	1.0241°	2.0991°
2.0MVA	1.2867°	0.8142°	1.4772°	1.2592°	0.8180°	1.5230°
1.0MVA	0.5928°	0.5461°	0.8641°	0.6334°	0.6140°	0.9370°
0.5MVA	0.2395°	0.4129°	0.5445°	0.3188°	0.5128°	0.6403°

Fonte:própria

Os valores de diferença angular obtidos nas simulações *offline* se mostram muito elevados comparados com aqueles desejados para a aplicação dos testes, mesmo que para patamares de carga médio. Isso se deve ao fato de o fluxo de o sistema de distribuição ser alimentado por uma única fonte, que, nesse caso, representa a conexão com uma subestação de transmissão. Neste tipo de configuração as diferenças angulares entre as barras tendem a

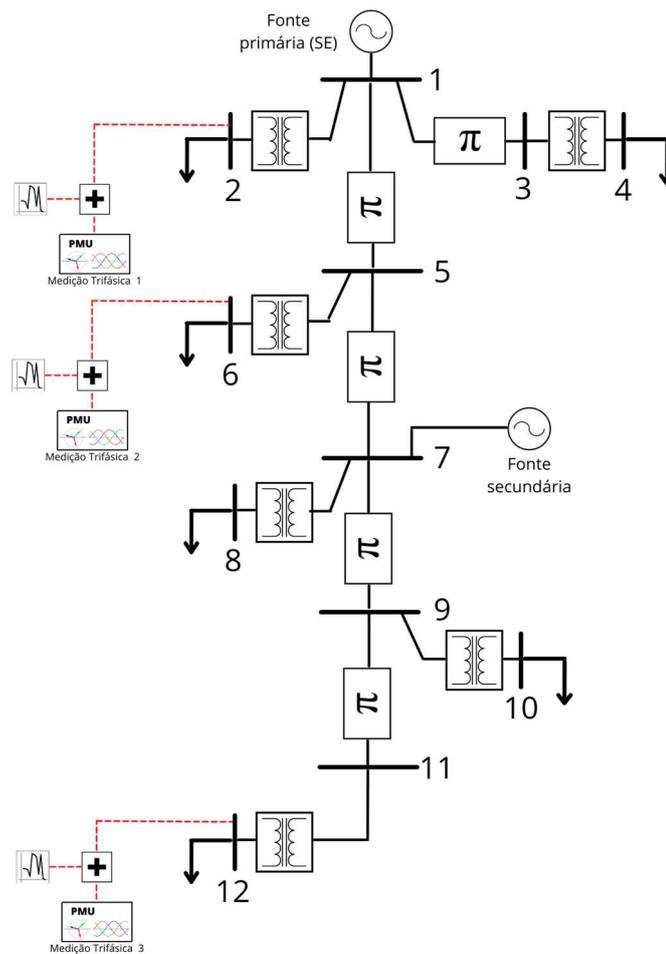
ser mais elevadas, devido ao alto fluxo de potência ativa injetado pela SE em sentido às cargas.

Para trazer o sistema para uma topologia mais próxima das SDEs atuais, e, conseqüentemente, implementar um cenário de utilização das PMUs mais próximo do real, foi inserido em uma das barras uma segunda fonte, representando a existência de elementos de geração descentralizada.

Esta fonte foi modelada como uma fonte de injeção de potência ativa e reativa constante. Para que houvesse sincronização, foram realizadas as simulações de fluxo de potência *a priori*, definindo o ângulo e módulo das barras de geração, para que a simulação em tempo-real fosse executada posteriormente. Por requisitos de execução do fluxo de potência, foi necessário realizar mudanças na rede, tornando-a equilibrada.

A partir disso, a rede simulada foi a rede de 12 barras ilustrada na Figura 46.

Figura 46 - Modelo de rede adaptado com unidade de geração secundária



Fonte: própria

Para inserir características reais ao sistema, os patamares de carga e os parâmetros das linhas de distribuição foram definidos a partir de dados reais de um alimentador de 13,8

kV da Celesc Distribuição S.A. Foram utilizados como referência os valores das impedâncias de linhas de distribuição para quatro tipos de cabos e os patamares de carga média e leve, para proporcionar diferenças angulares menores entre as barras.

Foram realizadas simulações do sistema da Figura 46 para 4 patamares de carga, conforme indicado na Tabela 4, onde é notada a diminuição das diferenças angulares entre as barras provocada pela inserção desta fonte secundária.

Tabela 4 - Diferença de ângulo teórica do sistema IEEE com fonte secundária

Simulação	Medição 1 – Medição 2			Medição 2 – Medição 3		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
3.6MVA	1.7688°	1.7693°	1.7689°	1.4302°	1.4299°	1.4303°
2.7MVA	1.1544°	1.1541°	1.1542°	0.8956°	0.8956°	0.8955°
1.8MVA	0.5468°	0.5464°	0.5465°	0.3571°	0.3571°	0.3567°
0.9MVA	-0.0547°	-0.0545°	-0.0545°	-0.1503°	-0.1500°	-0.1500°

Fonte: própria

A configuração de carga de cada barra é ilustrada na Tabela 5 a seguir:

Tabela 5 - Configuração de carga para o caso base de 1.8MVA

Barra	Carga para o caso base (3.6MVA)
2	500kVA
4	900kVA
6	900kVA
8	500kVA
10	500kVA
12	300kVA

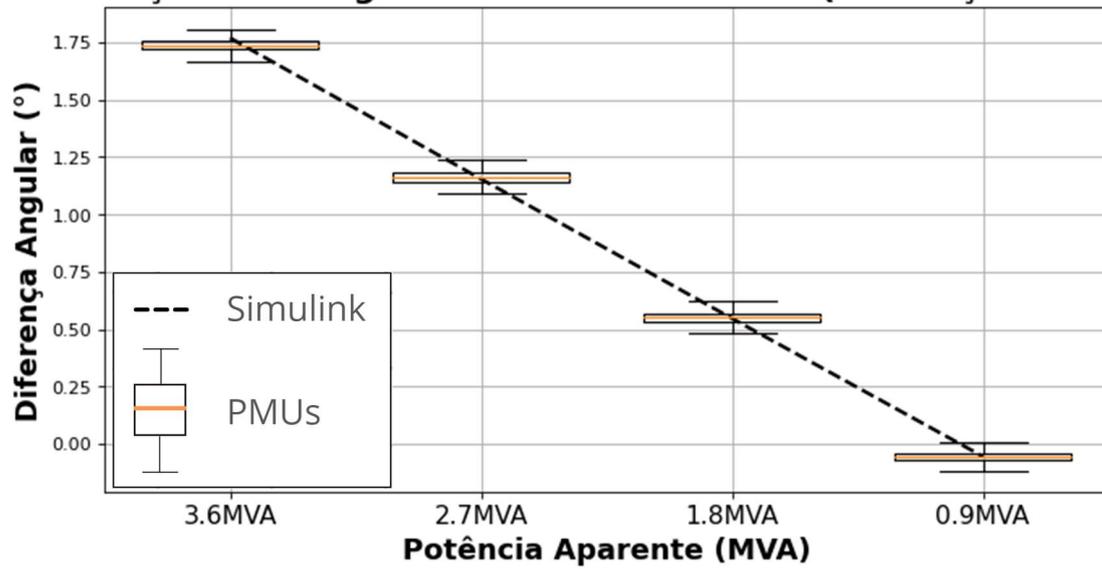
Fonte: própria

Para os demais patamares todas as cargas foram reduzidas proporcionalmente. Para todas as simulações, todas as cargas possuem um fator de potência indutivo igual a 0,98.

Por só haver a disponibilidade de duas PMUs, as simulações foram realizadas em duas etapas. Na etapa A, as PMUs foram posicionadas nos pontos de medição 1 e 2, e na etapa B nos pontos de medição 2 e 3. As Figuras 47 a 52 apresentam os resultados destas duas etapas:

Figura 47 - Diferença angular (primeira etapa)

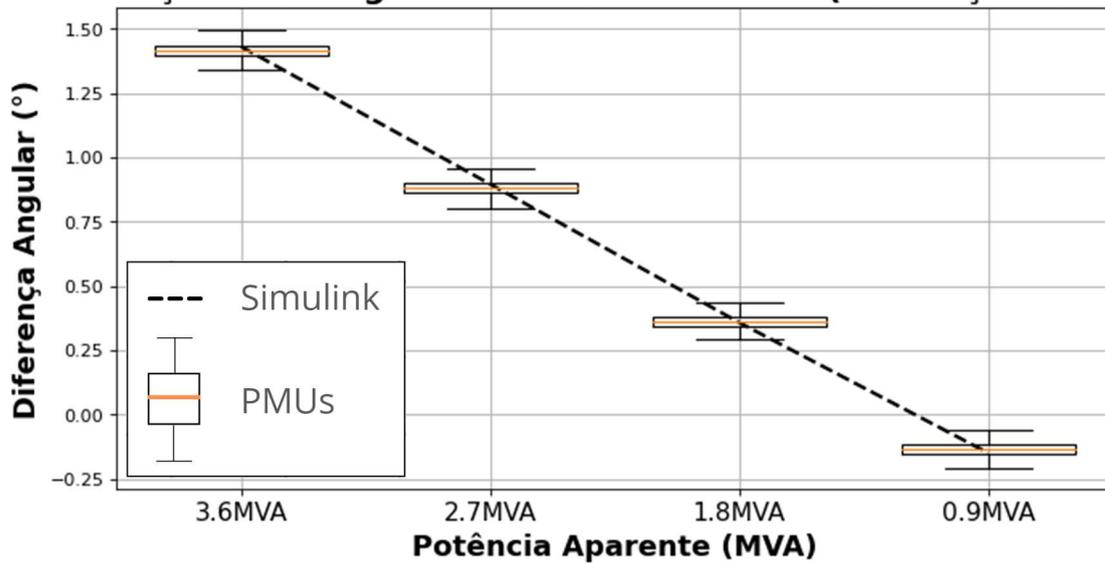
Diferença entre ângulo da Fase A das PMUs (Simulação vs PMUs)



Fonte: própria

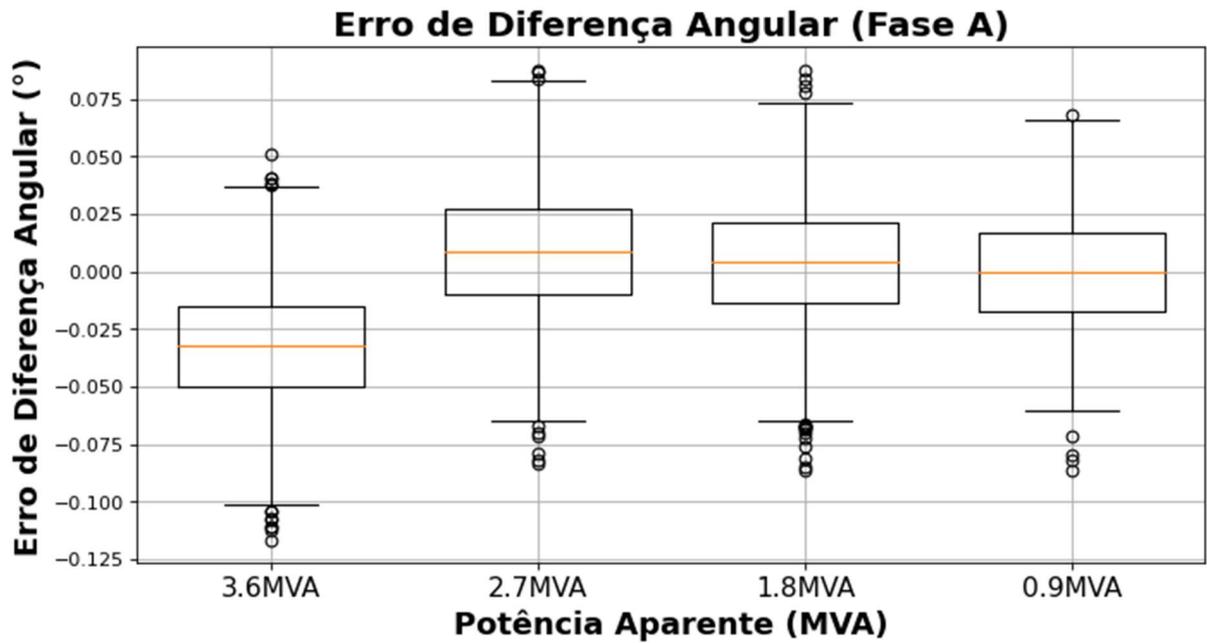
Figura 48 - Diferença angular (segunda etapa)

Diferença entre ângulo da Fase A das PMUs (Simulação vs PMUs)



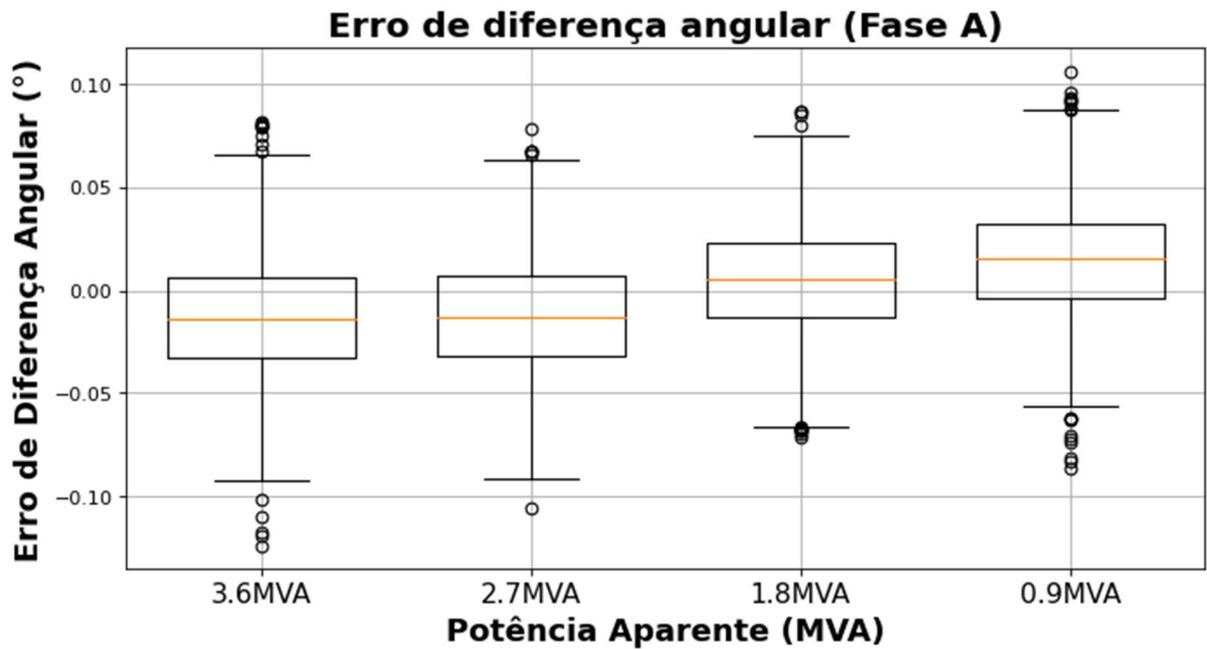
Fonte: própria

Figura 49 - Erro de diferença angular (primeira etapa)



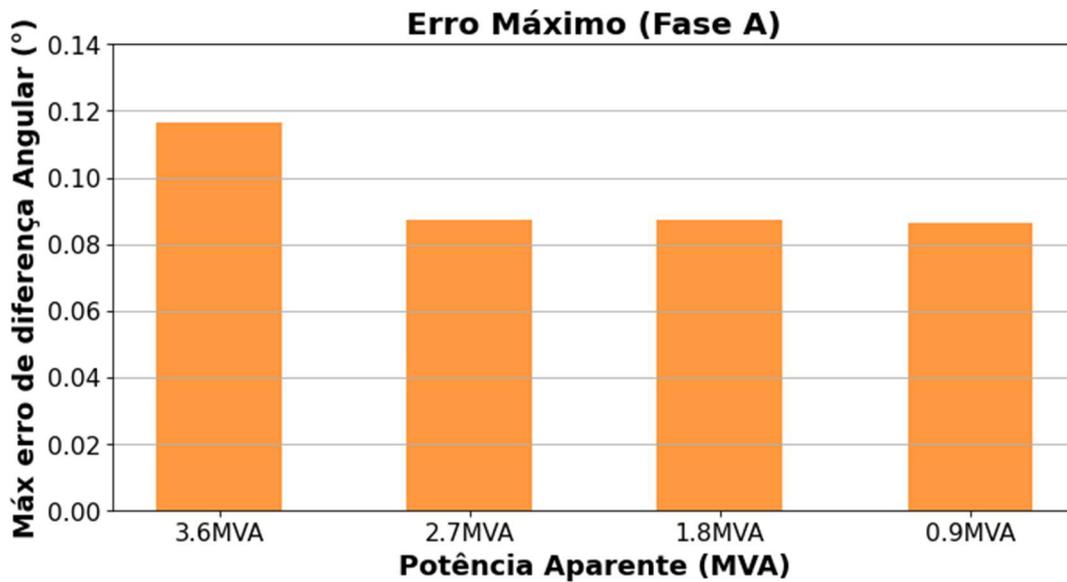
Fonte: própria

Figura 50 - Erro de diferença angular (segunda etapa)



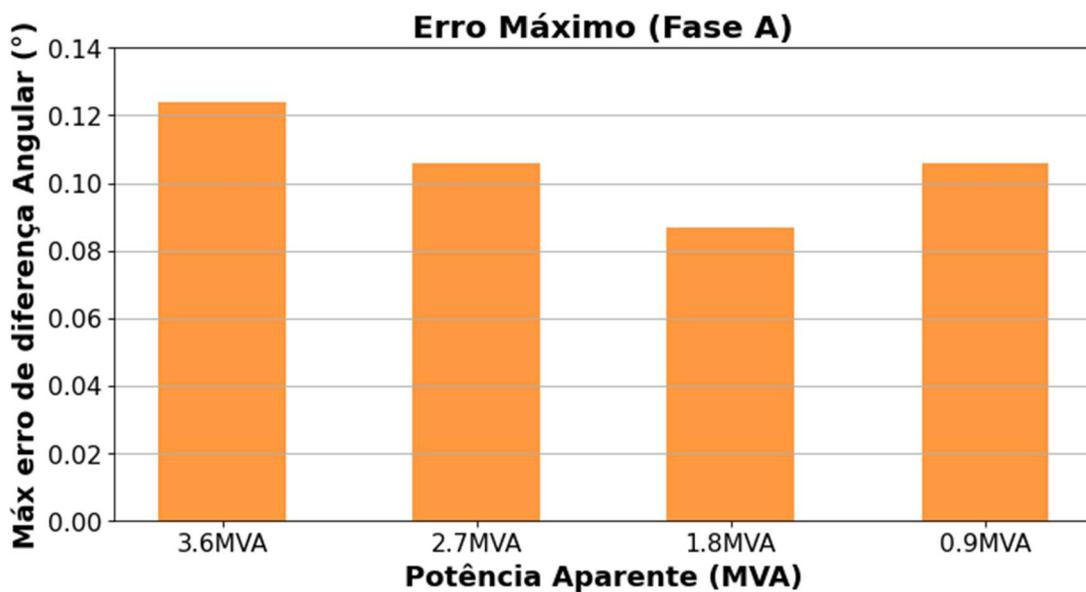
Fonte: própria

Figura 51 - Erro máximo de diferença angular (primeira etapa)



Fonte: própria

Figura 52 - Erro máximo de diferença angular (segunda etapa)



Fonte: própria

Os erros de diferença angular novamente tiveram valores com erros medianos baixos, que ao serem avaliados tendo a norma IEEE C37.118.1 são muito satisfatórios. Ao observar os erros máximos, comparando-os com os do ensaio de robustez ao ruído para a mesma SNR, percebe-se que, nesta última simulação, os valores foram ligeiramente superiores. Isso é explicado pelo fato de as duas PMUs estarem sobre o efeito deste ruído e a variável avaliada ser a diferença entre o ângulo destas. Na simulação avaliação de robustez ao ruído, apenas um dos protótipos estava sob o efeito de ruído, provocando erros um pouco inferiores.

5 CONCLUSÃO

A dinâmica dos SDEs vem sendo alterada de maneira muito acelerada nos últimos anos, devido à alta inserção de fontes energéticas distribuídas. Estes recursos, apesar de representarem um grande avanço na flexibilização e descentralização da geração de energia, passaram a contribuir com fluxos de potência em quantidades e direções imprevisíveis, em regiões não monitoradas do sistema elétrico. A utilização de PMUs no monitoramento de SDEs tem potencial para ser uma ferramenta poderosa na resolução dos desafios operativos que estes apresentam, auxiliando na detecção de perturbações e fornecendo dados para análise de operação. Entretanto, uma das principais barreiras que impedem a aplicação destes equipamentos em larga escala, é o custo.

Neste trabalho, buscou-se contribuir com o desenvolvimento de um par de protótipos de PMU de baixo custo, que são fruto de um trabalho contínuo de mais de cinco anos de pesquisadores da UFSC e da UTFPR, através da realização de uma série de testes para a avaliação de sua performance em condições operativas específicas.

A utilização de uma plataforma de simulação em tempo-real se mostrou como uma ferramenta muito poderosa e versátil, pois possibilitou a integração dos modelos de rede elaborados através do Simulink com os protótipos. Porém devido aos baixos níveis de tensão de operação das saídas analógicas da plataforma utilizada, o circuito de instrumentação da PMU teve de ser adaptado para medir estes níveis. As aplicações com esta plataforma seriam ainda mais interessantes caso houvesse sua associação com um amplificador de precisão, possibilitando o desenvolvimento de aplicações nas tensões nominais da rede.

As simulações de calibração possibilitaram identificar um fenômeno de variação da magnitude dos fasores em grandes períodos, através de simulações de longa duração, que, até então, nunca haviam sido aplicadas a estes protótipos. A ocorrência deste fenômeno implicou em uma série de adaptações na metodologia das simulações, buscando viabilizar a determinação das demais propriedades, sem a influência deste efeito.

Nos testes de precisão da estimação angular, os protótipos tiveram um bom desempenho. Os erros medianos obtidos nestes testes ficaram sempre muito próximos de zero, e a distribuição destes erros ficou contida em uma faixa de valores da mesma ordem de grandeza das diferenças angulares apresentadas nos SDEs. Tomando como referência os padrões estabelecidos pela norma IEEE C37.118.1, os resultados são muito satisfatórios. Em alguns casos, os erros máximos registraram valores na casa de um décimo de grau, o que pode ser considerado alto a depender da aplicação, principalmente aquelas que envolvem a realização de controles em tempo real. As aplicações que envolvem o processamento e análise

de um grande conjunto de dados não são tão comprometidas, pois, nestes casos, podem ser aplicadas estratégias de adequação da base de dados.

As simulações de avaliação de robustez ao ruído apresentaram excelentes resultados, uma vez que os erros de estimação da PMU sob efeito de ruído foram muito baixos, tomando como referência os fasores estimados pela PMU sem a adição de ruídos via simulação. Isso mostra que os protótipos não tem suas medidas comprometidas pelos níveis de ruído presentes em aplicações de baixa tensão.

As simulações para avaliar a estimação dos sincrofasores harmônicos mostraram comportamento similar à estimação de fasores da componente fundamental, sendo afetados pela variação angular em um longo período. Contudo, os valores médios medidos foram muito próximo dos teóricos, podendo viabilizar análises de qualidade de energia através da análise de grandes períodos.

Por fim, nas simulações do sistema IEEE adaptado foi possível notar, através da inserção de uma segunda fonte energética no sistema, como, de fato, as diferenças angulares são muito reduzidas, demandando alta precisão das PMUs. Os resultados das simulações em tempo-real foram satisfatórios, mesmo com a inserção de ruído para os dois protótipos. Ainda, foi possível identificar o fenômeno de inversão do fluxo de potência no sistema modelado, para o menor patamar de carga.

Durante a realização do trabalho ocorreram alguns desafios, como a falta de sinal de GPS na sala de simulação e a necessidade de adaptação das metodologias, a partir da ocorrência do fenômeno de variação de magnitude, como a necessidade de realizar as análises através de simulações de longa duração, tornando o processo muito mais demorado e laboroso.

Com relação à possíveis causas para o fenômeno de variação das magnitudes medidas, as principais hipóteses levantadas foram:

- Erros nas saídas analógicas do OPAL 5700, o que é pouco provável, uma vez que as simulações utilizando o Spitzenberger & Spies tiveram resultados muito similares;
- Ocorrência de vazamento espectral. Contudo, devido a permanência dos erros após habilitar a função de ajuste de frequência de amostragem, não fica claro se este é o caso;
- Outra suspeita é de que o circuito de instrumentação possa estar gerando uma componente de baixa frequência e causando este efeito.

Em todo caso, este fenômeno foi discutido com os idealizadores do protótipo, na tentativa de compreender suas causas e, este fenômeno será avaliado em breve.

Para futuros trabalhos envolvendo os protótipos abordados neste trabalho, algumas sugestões são listadas a seguir:

- Realização de testes envolvendo a aplicação das PMUs em sistemas de proteção, utilizando a plataforma de simulação em tempo-real. Para este trabalho a rede modelada pode ser submetida a perturbações, para as quais a atuação de proteção é indicada através de uma das entradas analógicas do OPAL-RT;
- Uma vez adequado o processo de estimação de sincrofasores harmônicos, realizar medições para cálculo de índices de distorção harmônica total, em ambiente simulado e na rede;

REFERÊNCIAS

- AMINIFAR, F. et al. **Synchrophasor measurement technology in power systems: Panorama and state-of-the-art**. IEEE Access, vol. 2, pp. 1607–1628, Jan. 2015.
- BÉLANGER, J.; VENNE, P.; PAQUIN, J. N. **The What, Where and Why of Real-Time Simulation**. 2010. Disponível em: <https://blob.opal-rt.com/medias/L00161_0436.pdf>, acesso em: 10 de março de 2022.
- BISWAS, S. et al. **Tool for testing of phasor measurement units: PMU performance analyser**. IET Gener. Transmiss. Distrib., vol. 9, no. 2, pp. 154–163, Feb. 2015.
- CELEITA D.; CLAVIJO D.; RAMOS, G. **PMU and PDC server implementation integrated to real-time simulation tools**. 2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA), pp. 1-7, 2019.
- DECKER, I.C. et al. **Operação e Manutenção de um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores – Experiência do projeto MedFasee**. XXIV SNPTEE, Curitiba, 2017.
- DELLA GIUSTINA, R. V. **Estudo e Simulação de Ruído em Circuitos e Dispositivos MOS**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), 2012.
- DONG, Y.; OPAL, A. **Time-Domain Thermal Noise Simulation of Switched Capacitor Circuits and Delta-Sigma Modulators**. IEEE Transactions on Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems, New York, v. 19, n. 4, p. 473-481, Apr. 2000.
- DY-LIACCO, T. E. **Control centers are here to stay**. IEEE Comput. App. Power, vol. 15, no. 4, pp. 18–23, Oct. 2002.
- EHRENSPERGER, J. G. **Sistemas de Medição Fasorial: Estudo e Análise do Estado da Arte**, Relatório Técnico Interno – LabPlan RT – 01/2003 – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), 2003.
- EPRI. **Phasor Measurement Unit (PMU) Implementation and Applications**. EPRI, Palo Alto, CA: 2007. 1015511. Disponível em: <<https://www.epri.com/research/products/1015511>>, acesso em: 04 de março de 2022.
- GRANDO, F. L. **Arquitetura para o desenvolvimento de Unidades de Medição Fasorial Sincronizada no monitoramento a nível de distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – PPGEE, UFTPR, Pato Branco, Paraná, 2016
- GRANDO, F. L. et al. **A Synchrophasor Test Platform for Development and Assessment of Phasor Measurement Units**. IEEE transactions on industry applications, vol. 54, no. 4, july/august 2018.
- GRANDO, F. L. et al. **A PMU prototype for Synchronized Phasor and frequency measurements for smart grid applications**. 2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC) - pp. 1-6, Fortaleza, 2015,

GRANDO, F. L.; DENARDIN G. W.; MORETO M.; LAZZARETTI, A. E.; NETO, H. V. **A method for synchronized harmonic phasor measurement based on hardware-enhanced Fast Fourier Transform.** 2015 Int Trans Electr Energ Syst. 2020.

KOPETZ, H. **Real-Time Systems: Design Principles for Distributed Embedded Applications.** 2nd. ed. Springer Publishing Company, Incorporated, 2011.

LAPLANTE PHILLIP A.; OVASKA, S. J. **Real-Time Systems Design and Analysis: Tools for the Practitioner.** 4. ed. Wiley-IEEE Press, 2011.

LEANDRO, R. B. **Identificação em Tempo Real de Oscilações Eletromecânicas Utilizando Sincrofasores.** Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), 2014.

LIU, Y.; STEURER, M.; RIBEIRO, P. **A novel approach to power quality assessment: real time hardware-in-the-loop test bed.** IEEE Trans. Power Del., vol. 20, no. 2, pp. 1200-1201, Apr. 2005.

MARWEDEL, P. **Embedded System Design.** Springer Publishing Company, Incorporated. 2011.

PHADKE, A. G.; THORP, J.S. **Synchronized Phasor Measurements and their Applications.** Ed. Springer, Power Electronics and Power Systems, 2008.

PHADKE, A. G. **Synchronized phasor measurements - a historical overview.** IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, Japan, pp. 476-479 vol.1, 2002.

SANCHEZ-AYALA, G.; AGUERC, J.R.; ELIZONDO, D.; LELIC, M. **Current trends on applications of pmus in distribution systems.** IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). p. 1–6, 2013.

SEGER, P. V. H. **Confecção e avaliação de uma plataforma de testes de PMUs de baixo custo para monitoramento de sistemas elétricos em nível de distribuição.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – PGEEL, UFSC, Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

SEGER, P. V. H.; GRANDO, F. L.; LAZZARETTI A. E.; MORETO M.; DENARDIN G. W.; PASTRO C. R. **Power System Monitoring Through Low-Voltage Distribution Network Using freePMU.** IEEE Transactions on Industry Applications, 2022.

STIFTER, M. et al. **Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Testbed for Distribution Synchrophasor Applications.** Energies. 11. 876. 10.3390/en11040876, (2018).

VON MEIER, A. et al. **Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications.** IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 6, pp. 2926-2936, Nov. 2017.

VON MEIER, A. et al. **Micro-synchrophasors for distribution systems.** Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2014 IEEE PES, pp. 1–5, Feb 2014.

VON MEIER, A.; RODRIGUEZ, G.D. **Monitoring for impacts of distributed resources: Initial planning considerations.** Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, Vancouver, BC, Canada, pp. 1–5, 2013.

WACHE, M.; MURRAY, D. C. **Application of synchrophasor measurements for distribution networks.** in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1–4.

WU, F. F., MOSLEHI, K.; BOSE, A. **Power System Control Centers: Past, Present, and Future.** Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 11, pp. 1890-1908, Nov. 2005

ZHANG, Y. et al. **Large Scale Power System Simulation and PMU Testing using a Real Time Digital Simulator.** The 8th International Power Engineering Conference (IPEC), 2007.

ANEXO 1

Tabela 6 - Blocos principais utilizados para modelagem das redes no Simulink

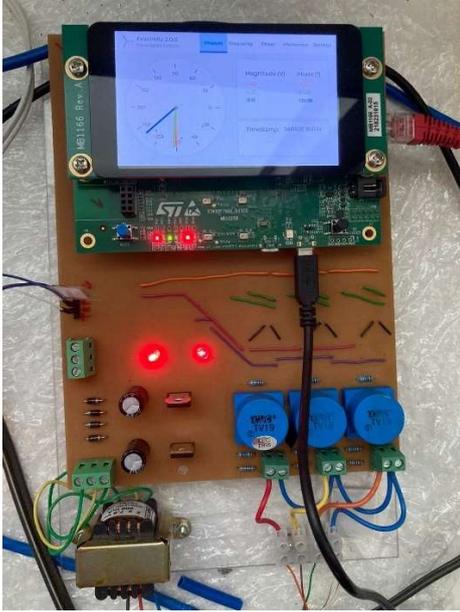
Nome do Bloco	Função	Parâmetros
Solver Parameters	Definir a configuração de simulação do Simulink	Type: Fixed Step Solver: ode4 (Runge-Kutta) Fized-Step Size: 10e-6
Powergui	Definir o tipo de simulação e o <i>steptime</i>	Simulation Type: Discrete Sample Time: 10e-6
OpComm	Bloco da biblioteca OPAL-RT que possibilita o acompanhamento da simulação em tempo-real	Acq: 1
OpCtrl	Bloco da biblioteca OPAL-RT usado para configurar as saídas analógicas	Board ID: 0 Primary Bitstream File Name: VC707_2-EX-0001-3_3_1_707-eHSx64_Gen4_Machines_IOConfig1-11-36 Sample Time (s): 10e-6 Synchronization Mode: Master Board Type: VC707
AnalogOut	Bloco da biblioteca OPAL-RT usado para configurar as saídas analógicas	DataIn Port Number: 19 Number of AOut Channels: 7 Voltage Range: (+16, +16)
Three-Phase Voltage Source	Fontes de tensão	Frequência e Amplitudes a depender da simulação
Three Phase Transformer	Transformações de tensão entre os níveis de 13,8kV e 380V (fase-fase)	Parâmetros de Transformador Ideal Tensão do primário: 13,8kV Tensão do secundário: 380 Conexão: Yg - Yg
Three Phase	Representar as cargas do	Tipo: PQ

Series RLC Load	sistema	Valores de potência ativa e reativa consumidos a depender da simulação
Three Phase PI Section Line	Representar as Linhas de distribuição	Parâmetros de impedância equilibrados do sistema IEEE e do alimentador Celesc para as simulações do sistema IEEE adaptado.
Voltage Measurement Block	Conexão com os pontos de medição das PMUs	
Fourier Block	Realizar o cálculo de Magnitude e Ângulo no simulink	
Random Number	Utilizado para gerar a sequência pseudoaleatória de Ruído Branco Gaussiano	Variance: A depender da razão sinal ruído desejada Seed: Valores arbitrários, distintos para cada gerador de número aleatório Sample Time: 10e-6
Sum	Adicionar os sinais de ruído e componentes harmônicas aos sinais de tensão	
Gain	Aplicar as atenuações na tensão, adequando os valores para a faixa de operação das saídas analógicas	K₁: 0,04476 K₂: 0,04498 K₃: 0,04474 K₄: 0,04468 K₅: 0,04476 K₆: 0,04438

Fonte: própria

ANEXO 2

Figura 53 - Fotos dos equipamentos utilizados nas simulações: a) PMU b) Módulo GPS c) OPAL-RT 5700 e d) Spitzberger & Spies



(a)



(b)



(c)

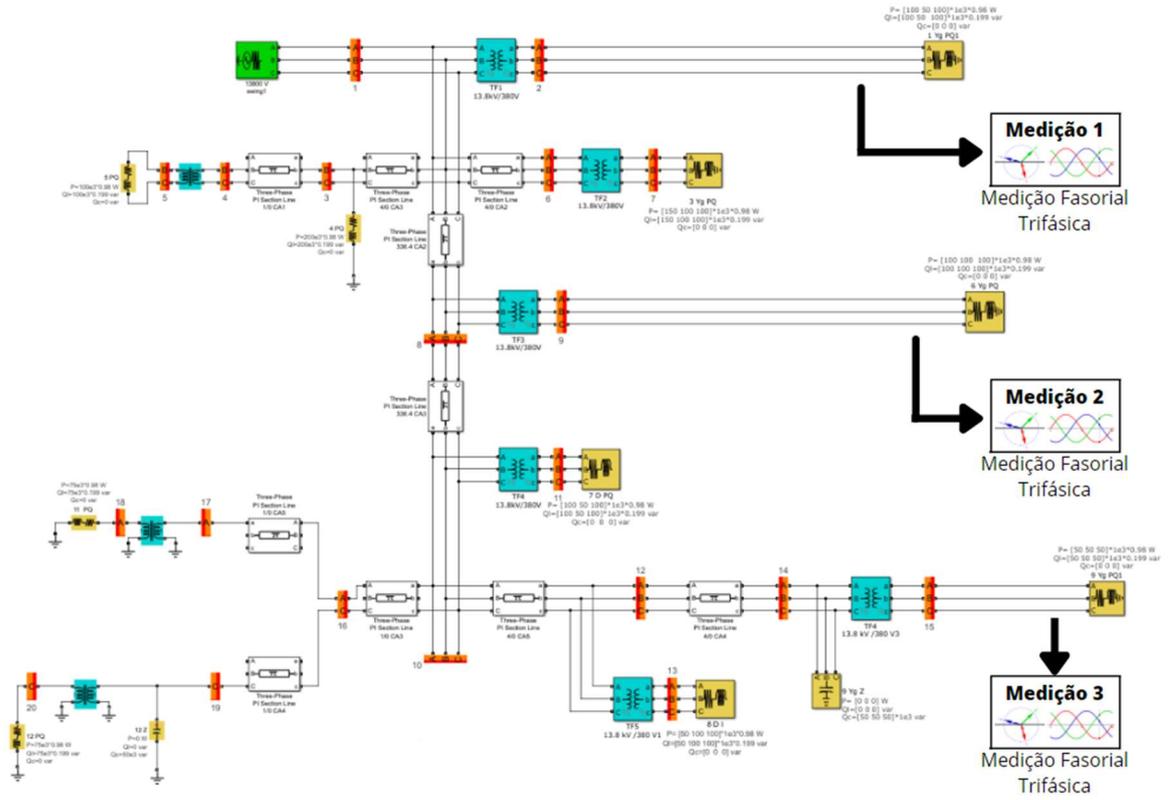


(d)

Fonte: própria

ANEXO 3

Figura 54 - Diagrama trifilar do sistema IEEE adaptado



Fonte: própria