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

Robson Porsch Delavechia

ANÁLISE DO IMPACTO DE MEDIDAS REMOTAS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Santa Maria, RS, Brasil
2017

Robson Porsch Delavechia

ANÁLISE DO IMPACTO DE MEDIDAS REMOTAS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS, Brasil
2017

Robson Porsch Delavechia

ANÁLISE DO IMPACTO DE MEDIDAS REMOTAS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 13 de dezembro de 2017:

_____

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng. (DESP-UFSM)
(Presidente/Orientador)

_____

Magdiel Schmitz, Eng. (CEESP, UFSM)

_____

Mauro dos Santos Ortiz, Eng. (CEESP, UFSM)

Santa Maria, 13 de dezembro de 2017

“Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram conquistadas do que parecia impossível.”

(Charles Spencer Chaplin)

AGRADECIMENTOS

Meu agradecimento à Deus pela proteção e amparo, diante de toda trajetória até os dias atuais e pelas conquistas alcançadas em minha vida.

Agradeço aos meus pais Glades e Rosalino pelo apoio, carinho, amor, dedicação e educação que me serviram de suporte para esta conquista, sendo que todo o mérito alcançado em cada vitória de minha vida é dedicado, inteiramente, a vocês. Vocês são muito mais do que pais, são professores, heróis, mestres dentre outras denominações e conceitos, os quais descrevem pessoas que possuem uma grande paciência e o dom de aprender, ensinar e inspirar.

Meu grande agradecimento a minha irmã Regiane, a qual deu o primeiro passo para ingresso em uma universidade federal em nossa família, tornando-se motivo de orgulho e inspiração para a escolha dos meus próximos passos.

Aos meus avós maternos pelo carinho, amor, afeto e lições de vida transmitidas a toda a família. Para os meus avós paternos, que não se encontram mais entre nós, dedico meu mais puro agradecimento por terem sido pessoas simples, de grande coragem, virtudes, dedicação, humildade e sabedoria, tornando-se a base de tudo.

Agradeço a minha namorada Shaiana Beck Fabbrin pela paciência, amor, carinho, apoio e dedicação, os quais foram de suma importância em vários momentos desta trajetória.

Minha gratidão aos meus colegas de graduação e de iniciação científica, em especial aos colegas de estudo e trabalho do CEESP – Lab. de *Smart Grids*, os quais tenho a felicidade de citar os nomes: Caio Santos, Emerson Rafael da Silva, Lucas Dazzi, Marina Camponogara e Mauro dos Santos Ortiz, sendo o segundo em especial por ter colaborado na pesquisa e consolidação deste trabalho.

Para meus amigos e familiares em geral, meu sincero agradecimento por terem feito parte das etapas em minha vida ou em alguma das fases dela, sejam os que estão presentes e os que já partiram.

Meus agradecimentos a empresa franco/alemã *DIgSILENT* pelo suporte oferecido mediante o fornecimento de uma licença para teses de seu produto *PowerFactory 2017*

Ao meu orientador, professor Dr. Eng. Daniel Pinheiro Bernardon, pela paciência, suporte intelectual e colaboração para consolidação deste trabalho, meu muito obrigado.

RESUMO

Trabalho de Conclusão de Curso II
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

ANÁLISE DO IMPACTO DE MEDIDAS REMOTAS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Autor: Robson Porsch Delavechia
Orientador: Dr. Daniel Pinheiro Bernardon
Data e Local de Defesa: Santa Maria, 13 de Dezembro de 2017.

A aquisição de dados nas áreas de geração, transmissão e distribuição é de extrema importância, visto que formam a base do Sistema Elétrico de Potência. Porém, tem-se o âmbito de distribuição como o mais complexo e crescente dentro da evolução direcionada às *smart grids.* Neste cenário, verifica-se a importância da obtenção de informações como medidas, topologias da rede, *status* de dispositivos, dentre outros parâmetros que influenciam diretamente na análise de variáveis de monitoramento em tempo real. Dentro deste contexto, o método de Estimação de Estados surge como grande aliado aos mecanismos encontrados dentro das concessionárias de energia, pois serve para analisar, validar e complementar os métodos clássicos de fluxo de potência. O objetivo do método aplicado é avaliar os geradores e as injeções de cargas, de forma que as grandezas obtidas no algoritmo de fluxo de potência (pseudo-medidas) correspondam o mais próximo possível dos valores encontrados no fluxo das ramificações e nas tensões das barras obtidas em medidores na rede (medidores reais). Por conseguinte, este trabalho busca analisar uma pequena rede de distribuição de Baixa Tensão sobre a ótica da Estimação de Estados. Deste modo, procura-se alterar a disposição dos medidores e a quantidade dos mesmos na rede, com o intuito de aplicar um índice de aumento de precisão na estimação de estados em torno dos resultados obtidos nas simulações. Em suma, avalia-se o impacto das medidas remotas na estimação de estados, procurando-se, por meio dos resultados, obter conclusões que auxiliem em uma melhor visão do panorama geral da rede.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição, Estimação de Estados, Medidas Remotas, Fluxo de Potência, *DIgSILENT PowerFactory*;

ABSTRACT

Final Course Paper
Graduation Course in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

ANALYSIS OF THE IMPACT OF REMOTE MEASURES IN THE ESTIMATION OF STATES IN DISTRIBUTION SYSTEMS

Author: Robson Porsch Delavechia
Adivisor: Daniel Pinheiro Bernardon
Date and Local of Defense: Santa Maria, December 13, 2017.

The acquisition of data in the areas of generation, transmission and distribution is of extreme importance, since they form the basis of the Electric Power System. However, it presents the most complex and growing scope of distribution within the evolution directed to smart grids. Thus, the importance of obtaining information, such as measurements, network topologies, device status and other parameters that directly influence the analysis of real-time monitoring variables, is verified. Within this context, the State Estimation method comes as a great allied to the mechanisms found within the energy concessionaires, since it works to analyze, validate, and complement the classical methods of power flow. The objective of the applied method is to evaluate the generators and the load injections, so that the quantities obtained in the power flow algorithm (pseudo-measures) correspond as closely as possible to the values found in the branch flow as well as in the voltages of the bars obtained in meters in the network (actual meters). Therefore, this work seeks to analyze a small Low Voltage distribution network from the State Estimates perspective. Therefore, we try to change the arrangement of the meters and their quantity in the network to apply an index of increase of precision in the estimation of states around the results obtained in the simulations. In summary, the impact of the remote measures in the estimation of states is evaluated, aiming, through the results, to obtain conclusions which help in a better vision of the general panorama of the network.

Keywords: Distribution Systems, State Estimation, Remote Measures, Power Flow, DIgSILENT PowerFactory;

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Representação da estrutura radial da rede 19

Figura 2.2 - Estrutura de monitoramento via SCADA 20

Figura 2.3 - Diagrama simplificado do Estimador de Estados 21

Figura 2.4 - Fluxograma para o método WLS 28

Figura 2.5 - Posicionamento do EE dentro da rede elétrica 31

Figura 2.6 - Algoritmo clássico de estimação de estados 31

Figura 3.1 - Representação estrutural de uma REI 35

Figura 3.2 - Configuração básica de uma PMU 36

Figura 4.1 - Cenário base da rede de distribuição de MT/BT 41

Figura 4.2 - Cenário base modificado para medidas com distúrbios 42

Figura 4.3 - Legenda para o ambiente modificado com distúrbios 42

Figura 4.4 - Medidas irregulares encontradas na rede 43

Figura 4.5 - Primeira disposição de medidores na rede 46

Figura 4.6 - Segunda disposição de medidores na rede 46

Figura 4.7 - Rede de distribuição com 32 medidores 47

Figura 4.8 - Rede de distribuição com 40 medidores 48

Figura 4.9 - Rede de distribuição com 50 medidores 48

Figura 5.1 - Medidas irregulares para a primeira disposição de medidores 51

Figura 5.2 - Medidas irregulares para a segunda disposição de medidores 52

Figura 5.3 - Medidas irregulares para 32 medidores na rede 54

Figura 5.4 - Medidas irregulares para 40 medidores na rede 56

Figura 5.5 - Medidas irregulares para 50 medidores na rede 58

LISTA DE TABELAS

TABELA 4.1 - Resultados para o cenário base de medidas com distúrbios 43

TABELA 4.2 - Análise das medidas pelo critério de potência nos medidores 44

TABELA 4.3 - Comparação dos resultados para os critérios de peso conforme o IAPEE 45

TABELA 5.1 - Resultados para a primeira disposição de medidores 50

TABELA 5.2 - Resultados para a segunda disposição de medidores 51

TABELA 5.3 - Comparação do IAPEE para cada disposição de medidores na rede 52

TABELA 5.4 - Resultados para 32 medidores na rede 53

TABELA 5.5 - Resultados para 40 medidores na rede 54

TABELA 5.6 - Resultados para 50 medidores na rede 56

TABELA 5.7 - Comparação do IAPEE para cada quantidade de medidores na rede 58

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

σ	-	Desvio padrão
Ω_r	-	Matriz de covariância de resíduos
$\boldsymbol{e}$	-	Vetor de erros de medida
$\mathbf{g}(.)$	-	Gradiente de $\mathbf{j}(.)$
$\mathbf{h}(.)$	-	Funções que relacionam **z** com **x**
$\boldsymbol{h_j}(\mathbf{x})$	-	Função não linear que relaciona a medida i com o vetor de estado **x**
$\mathbf{H}(.)$	-	Matriz Jacobiana de h(.)
$\mathbf{J}(\mathbf{x})$	-	Matriz Jacobiana
r_i	-	Resíduo da medida i
δ_i	-	Percentual de incerteza associado à medida i
$\mathbf{W}$	-	Matriz de covariância
$\mathbf{W_Z}$	-	Matriz que possui a ponderação das medidas
W_i	-	Peso associado à medida i
$\mathbf{x}$	-	Vetor de variáveis de estado
$\hat{\mathbf{x}}$	-	Vetor de estados estimados
$\mathbf{z}$	-	Vetor de grandezas medidas

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	-	Alta Tensão
BT	-	Baixa Tensão
EE	-	Estimador de Estados
EG	-	Erros grosseiros
EMS	-	*Energy Management System*
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
FP	-	Fator de Potência
GD	-	Geração Distribuída
GPS	-	*Global Positioning Satellite*
IAPEE	-	Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estado
IBGE	-	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IED	-	*Intelligent Electronic Devices*
IEEE	-	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
MT	-	Média Tensão
PMU	-	*Phasor Measurement Unit*
REI	-	Redes Elétricas Inteligentes
RTU	-	*Remote Terminal Units*
SDEE	-	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SCADA	-	*Supervisory Control and Data Acquisition*
SEP	-	Sistema Elétrico de Potência
WLAV	-	*Weighted Least Absolute Value*
WLMS	-	*Weighted Least Median of Squares*
WLS	-	*Weighted Least Squares*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA 16

1.2 OBJETIVO GERAL 17

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 17

1.4 DISPOSIÇÃO DOS CAPÍTULOS 18

2 ESTIMADOR DE ESTADOS 19

2.1 ASPECTOS GERAIS 19

2.2 ESTADO DA ARTE 23

2.3 MÉTODOS CLÁSSICOS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS 25

2.3.1 Método dos Mínimos Quadrados Ponderados 26

2.3.2 Método dos Mínimos Valores Absolutos Ponderados 29

2.3.3 Método da Mínima Mediana do Resíduo ao Quadrado 29

2.4 ESTIMADOR DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 30

2.4.1 Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estados 32

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 33

3 MEDIDAS REMOTAS PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS 34

3.1 MEDIDORES INTELIGENTES 34

3.2 UNIDADE DE MEDIÇÃO FASORIAL 35

3.3 BANCO DE CAPACITORES 36

3.4 REGULADOR DE TENSÃO 37

3.5 RELIGADOR 38

3.6 CHAVE TELECOMANDADA 38

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS 39

4 USO DO SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO 40

4.1 CONCEITOS GERAIS DO SOFTWARE 40

4.2 ANÁLISE DOS MEDIDORES PELO MÉTODO DE ESTIMAÇÃO 40
4.2.1 Determinação do peso das medições 44
4.2.1.1 Peso igualitário 44
4.2.1.2 Peso definido pela potência nos medidores 44
4.2.2 Alteração da localização dos medidores 45
4.2.3 Alteração da quantidade de medidas remotas 47
4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS 49
5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS 50
5.1 MUDANÇA NA DISPOSIÇÃO DOS MEDIDORES NA REDE 50
5.2 VARIAÇÃO DA QUANTIDADE DE MEDIDORES 53
6 CONCLUSÃO 60
6.1 TRABALHOS FUTUROS 62
REFERÊNCIAS 63

1 INTRODUÇÃO

O território Brasileiro é percorrido por um vasto e complexo Sistema Elétrico de Potência (SEP) que tem suas bases consolidadas nos âmbitos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os quais formam a principal estrutura de atendimento a todos os setores de consumo do pais. O Brasil é um pais que possui uma projeção populacional em torno de 207 milhões de habitantes (2017), segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), e no ano de 2008, cerca de 95% da população já possuía acesso à rede elétrica, sendo que em torno de 85% encontra-se no setor residencial (ANEEL, 2008).

Conforme o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 (ano base 2015), fornecido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), nota-se um consumo de 465,2 TWh por meio da rede de distribuição de energia elétrica, valor inferior ao registrado no ano de 2014, e que corresponde a um consumo per capita de 2.266 kWh/hab. No setor de geração, foi produzido no Brasil 581,5 TWh, demonstrando-se que mesmo com uma pequena queda no consumo na área de distribuição a mesma equivale a 80% do total gerado (EPE, 2016).

De maneira semelhante ao sistema de transmissão, a área de distribuição é também constituída por fios condutores, transformadores, sistemas de controle, proteção das redes e equipamentos diversos de medição, os quais se apresentam em quantidade superior visto a complexidade das ramificações em comparação ao setor de transmissão. Entretanto, a distinção entre esses sistemas, encontra-se na extensão e diversidade da distribuição, pois deve levar a energia aos consumidores em todos os locais de atendimento.

O Brasil contava, em 2015, com mais de 77 milhões de “Unidades Consumidoras” (UC), termo que corresponde ao conjunto de instalações/equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor (ABRADEE, 2017). Além disso, anualmente, as distribuidoras registram elevadas perdas técnicas e comerciais, prejuízos esses que aparecem de maneira inevitável as concessionárias. Desta forma, evidencia-se a grande importância de pesquisas e investimentos nesse setor que recebe a maior quantidade de energia provinda da geração.

Em um contexto de aprimoramento do SEP surgiu, em meados do século XX, o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI) definido por uma rede inteligente, futurista, integrada e inovadora que é capaz de utilizar fluxos bidirecionais de energia e criar um avanço na automatização do fornecimento aos consumidores (FANG et al., 2012). Dentro do grupo de características contidas nas REI (*smart grids*) encontram-se o armazenamento de energia,

monitoramento em tempo real, gerenciamento pelo lado da demanda, reconfiguração das redes, Geração Distribuída (GD), medidores inteligentes (*smart meters*), preços em tempo real do consumo, eficiência energética, fontes alternativas de energia dentre uma gama de novas aplicações e ferramentas aliadas aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) (MILBRADT, 2015). Deve-se salientar que para a rede se tornar realmente inteligente, todas estas ferramentas precisam estar aliadas a um sistema de comunicação, armazenamento e processamento de dados eficiente, com vista a obter o verdadeiro estado de operação da rede.

Um dos conceitos que estabelecem a base das REI é um monitoramento mais abrangente das mesmas. Entretanto, os SDEE, em especial os brasileiros, são muito complexos para a curto e médio prazo possuírem monitoramento total. Mediante isso, métodos como a estimação de estados surgem para estabelecer a melhor estimativa das grandezas elétricas mesmo onde não existe monitoramento por parte de medidores (MILBRADT, 2015). A função do Estimador de Estados (EE) é a de mesclar medidas remotas com outras pseudo-medidas, adquiridas por dados históricos e métodos diretos como o cálculo do fluxo de potência. Em termos gerais, a estimação de estados compreende medidas reais, obtidas de medidores na rede, com pseudo-medidas, as quais são obtidas do cálculo do fluxo de potência, medidas históricas dentre outras que procuram estimar as grandezas elétricas nos locais onde não há medidores. Logo, com estas duas fontes de informações juntas, pode-se determinar o estado atual do sistema.

As medidas obtidas para a estimação de estados são de suma importância, visto que as mesmas podem descrever de maneira efetiva a situação de determinados pontos dos SDEE. A alocação, em larga escala, de medidores ao longo da rede de distribuição, torna-se uma prática inviável devido ao custo destes equipamentos, sendo que o EE emprega métodos como o fluxo de potência para obter dados em locais onde não há medidores disponíveis. Além disso, a localização dos mesmos afeta de maneira direta na quantidade e relevância das informações fornecidas para a observabilidade do sistema. Em detrimento a estes fatores, necessita-se avaliar o impacto dos medidores na estimação de estados, devido ao fato de que os mesmos podem conter erros associados as informações disponibilizadas ou estarem mal alocados em relação a configuração da rede.

Por essa razão, tendo-se como foco deste trabalho a análise do impacto de medidas remotas na estimação de estados em SDEE, emprega-se o *software DIgSILENT PowerFactory 2017* para a obtenção dos resultados. Este programa possui como uma de suas aplicações, além de sistemas de geração, transmissão, distribuição e GD, o método de estimação de estados.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

No setor elétrico brasileiro, os módulos de geração são ligados aos centros de consumo por meio de um vasto sistema de transmissão, o qual tem a função de transportar a energia gerada para as empresas de distribuição que a distribuem de forma pulverizada aos consumidores (ABRADEE, 2017). Com isso, verifica-se que a área de distribuição deve possuir características como monitoramento eficiente, confiabilidade, análise e tomadas de decisões em tempo real, observabilidade, métodos de redução de perdas, dentre outros mecanismos que visem melhorar a rede com o objetivo de torná-la inteligente.

Dentro do contexto de monitoramento e diagnóstico do estado de operação dos SDEE, surgiram várias ferramentas de melhoria da rede. O *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) é um sistema supervisório criado para a obtenção de dados diretos fornecidos pelos medidores ao longo da rede, porém mostrou-se incompleto pois não possuía dados das variáveis não-monitoras, ou seja, de pontos desprovidos de medições. Logo após, implementou-se o Fluxo de Potência *on-line*, o qual se baseava em informações como medidas de injeção de potência e magnitude de tensão, porém apresentava restrição somente a estas informações, implicando em perdas de medidas ou na aquisição de medidas irregulares. Por conseguinte, o método de estimação de estados para rede de distribuição, surgiu para sanar as deficiências dos métodos anteriores, visto que, além da obtenção de medidas remotas, possibilita a obtenção de informações em pontos onde não há medições, pois emprega algoritmos de fluxo de potência para obtenção de uma estimativa inicial das grandezas elétricas naqueles pontos (COSTA, [s.d.]).

Perante o pioneirismo do EE no setor de transmissão, o mesmo obteve muitas melhorias diante da eficiência deste método. Entretanto, a inserção deste mecanismo no setor de distribuição, apresenta vários obstáculos perante as características peculiares da rede neste ambiente. Desta maneira, essa ferramenta tornou-se objeto de estudo dentro do âmbito dos SDEE, visando complementar e aperfeiçoar os métodos clássicos, ou até mesmo, o desenvolvimento de novas metodologias de modelagem do problema.

No contexto de simulações para o SEP, o desenvolvimento de ferramentas computacionais como o *software DIgSILENT PowerFactory*, o qual conta, além da geração de resultados para as simulações nas áreas de geração, transmissão, distribuição, setor industrial e geração distribuída, com a opção de estimação de estados inclusa em seu banco de dados (DIGSILENT GMBH, 2017). Com esta opção é possível gerar tabelas, gráficos, cenários,

dentre múltiplos recursos visuais, os quais procuram demostrar da maneira mais próxima possível, o estado real da rede de distribuição.

Por conseguinte, perante a aplicação do método de estimação de estados dentro dos SDEE, procura-se analisar um modelo de rede de distribuição, por meio da variação da disposição dos medidores e alteração da quantidade dos mesmos dentro dela. Logo, avalia-se as medidas obtidas perante a aplicação de um índice de aumento na precisão do EE, levando-se em consideração critérios de peso a serem determinados. Por fim, visa-se avaliar o impacto das medidas remotas na estimação de estados, dentro da rede de distribuição exemplo fornecida pelo programa, sendo a mesma modificada para aquisição dos resultados.

1.2 OBJETIVO GERAL

Aplicar o método de estimação de estados, procurando-se modificar e obter os resultados dentro do cenário exemplo fornecido pelo *software DIgSILENT PowerFactory* 2017, definido por um pequeno sistema de distribuição de Baixa Tensão (BT). Deste modo, busca-se avaliar o impacto de medidas remotas no EE por meio da variação da disposição e quantidade dos medidores contidos na rede.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os principais objetivos deste trabalho são:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre estimação de estados, destacando-se a origem do tema, adaptação em sistemas de distribuição e alguns métodos clássicos abordados na literatura;
- Apresentação de alguns dispositivos encontrados na rede de distribuição que influenciam no EE e na obtenção de medidas remotas;
- Aprendizado e simulações no *software DIgSILENT PowerFactory 2017*, visando-se obter conhecimento da ferramenta computacional com ênfase na aquisição de resultados dentro do âmbito do EE;
- Modelagem da disposição e quantidade dos medidores contidos em uma rede exemplo de BT, fornecida pelo *software DIgSILENT 2017;*

- Aplicação do Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estado (IAPEE), a partir da definição de um critério de peso para os resultados, procurando-se avaliar a influência das medidas remotas no EE dentro da rede de BT;

1.4 DISPOSIÇÃO DOS CAPÍTULOS

O presente trabalho é composto por seis capítulos, sendo o primeiro designado pela introdução.

No segundo capítulo, apresentam-se os aspectos gerais e o estudo da arte sobre o tema principal. Deste modo, procura-se salientar sobre alguns trabalhos e autores consolidados no assunto, além de alguns métodos clássicos estatísticos encontrados na literatura, com ênfase para o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Em suma, restringe-se o tema aos sistemas de distribuição, além de apresentar um índice que será empregado para análise dos resultados.

O terceiro capítulo, traz uma breve avaliação de alguns equipamentos que compõem a rede de distribuição, a influência dos mesmos na configuração da topologia e estado dinâmico de operação. Assim, busca-se apresentar os mesmos para salientar a possibilidade de outras fontes de informação para a estimação de estados.

O capítulo quatro, trata da modelagem do problema inicial, mediante a alteração da localização e quantidade dos medidores ao longo da rede em estudo. Além disso, busca-se analisar o cenário de simulação dentro do *software DIgSILENT PowerFactory*, para posterior aplicação do IAPEE, conforme critérios de peso a definir.

No capítulo cinco, são apresentadas as simulações e resultados em torno da aplicação do IAPEE nas medidas obtidas.

O sexto capítulo apresenta as conclusões em torno do impacto das medidas remotas na estimação de estados dentro da rede de distribuição em estudo.

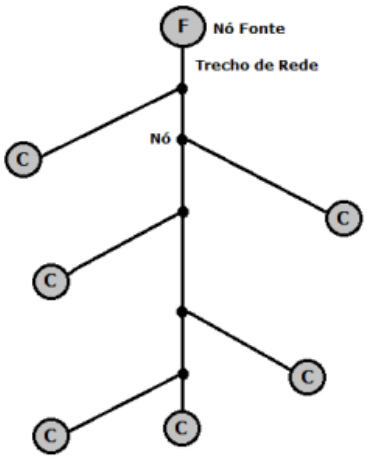
2 ESTIMADOR DE ESTADOS

O presente capítulo, tem por objetivo apresentar uma revisão bibliográfica sobre estimação de estados no SEP com o intuito de modelar o assunto de maneira ampla em primeiro momento. Desta forma, procura-se expor os aspectos gerais relacionados ao tema, desde o estado da arte até os métodos clássicos encontrados dentro da literatura. Abrange-se o contexto histórico, a importância desta ferramenta em torno da operação e controle em tempo real, restringindo-se, por fim, ao âmbito de sistemas de distribuição.

2.1 ASPECTOS GERAIS

Os sistemas de energia elétrica são compostos pelas áreas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição. Os sistemas de transmissão podem conter grandes números de subestações que estão interligadas por linhas de transmissão, transformadores e outros dispositivos para controle e proteção do sistema. Assim, os transformadores são usados para aumentar os níveis de tensão variando de 69kV até no máximo de 765kV nos terminais do gerador para uma transmissão de energia eficiente. A elevação dos níveis de tensão é preferida no sistema de transmissão por diferentes razões, uma das quais está relacionada a redução das perdas. Na extremidade de recebimento, as linhas de transmissão estão conectadas aos sistemas de subtransmissão e distribuição, os quais operam a níveis de tensão mais baixos variando de 115kV a 4,16kV. Os SDEE são tipicamente radiais, onde os alimentadores se estendem das subestações de energia e formam uma estrutura em árvore com suas raízes na subestação e as filiais para a distribuição (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

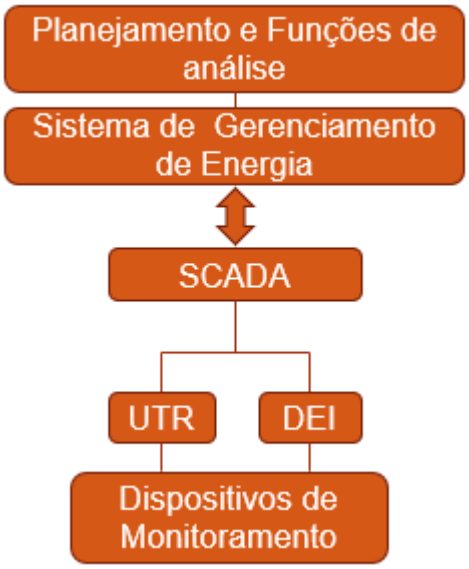
Figura 2.1 - Representação da estrutura radial da rede



Fonte: (MILBRADT, 2015, p. 58).

Toda a estrutura do SEP é monitorada através de operadores de sistemas existentes nos centros de controle. O principal objetivo é manter o sistema em um estado seguro enquanto que as condições de operação variam. Dessa forma, é necessário realizar um monitoramento continuo das condições do sistema, identificar o estado de operação e determinar ações de prevenção caso o sistema torne-se instável. Assim, os sistemas de supervisão, visando controlar as redes com maior periodicidade, aumentaram a quantidade de medidas em tempo real, dando origem assim, ao primeiro SCADA, o qual possui a estrutura de monitoramento especificada pela Figura 2.2 (PAIVA, 2010).

Figura 2.2 - Estrutura de monitoramento via SCADA



Fonte: Figura adaptada de (ABUR; EXPÓSITO, 2004, p. 19).

Um modelo em tempo real é uma representação matemática estática baseada em condições atuais de uma rede de energia dentro de um ambiente computadorizado. Este modelo é extraído em intervalos instantâneos de medições em tempo real (medições analógicas e *status* de dispositivos de comutação), bem como de dados da rede estática (configuração básica e parâmetros). A estimação de estados é a função chave para obter esse modelo de rede em tempo real, visto que uma compreensão mais completa sobre o assunto tem se tornado de suma importância devido as novas necessidades de modelagem e as mudanças induzidas pela inclusão de novas tecnologias (MONTICELLI, 1999).

O objetivo principal do EE é determinar os estados da parte observável da rede, em geral representados pelas tensões complexas nas barras. Ele tem como base as relações matemáticas entre as variáveis de estado do sistema e as medidas coletadas em tempo real. Entretanto o conjunto de medições fornecidas pelos sistemas SCADA pode, eventualmente, apresentar erros

provindos de várias origens. Uma das funções do estimador de estados, mediante a detecção e filtragem de ruídos, é a de processar medidas com Erros Grosseiros (EG), identificando-as e eliminando seus efeitos no processo de estimação, contanto que exista redundância suficiente (PEREIRA, 2015).

> Nos modernos sistemas gestores de energia, o programa de estimação de estado processa um conjunto redundante de medidas e dados da rede elétrica, fornecendo, em tempo real, uma solução para o problema de fluxo de potência, o qual é a base para a execução de todas as funções que monitoram a segurança do sistema e fazem seu controle em tempo real. A estimação de estado é baseada em relações matemáticas entre as variáveis de estado do sistema, ângulos e magnitudes da tensão nos barramentos e nas medidas. Um conjunto redundante de medidas em tempo real, incluindo medidas de magnitude de tensão nas barras, fluxo e injeção de potência ativa e reativa em circuitos e barramentos, e em algumas situações, magnitudes de corrente nos circuitos, são coletados da rede elétrica através do SCADA. O conjunto de medidas obtidas em tempo real, em geral, apresenta-se corrompido por diferentes tipos de erros, cabendo aos estimadores de estado detectar, identificar e remover estes erros através de análises estatísticas do problema (LOPES, 2008).

Mediante as etapas associadas ao processo de estimação de estados, Pereira (2015) inclui as seguintes funções apresentas na Figura 2.3.

Figura 2.3 - Diagrama simplificado do Estimador de Estados

Fonte: Figura adaptada de (PEREIRA, 2015, p. 28).

- *Configurador de Topologia*: Mediante os dados referentes ao *status* dos disjuntores e chaves, as chamadas medidas lógicas, configuram o diagrama *on-line* do sistema (ABUR; EXPÓSITO, 2004);

- *Análise de Observabilidade*: Determina se o estado da rede pode ser estimado utilizando-se uma base de medidas disponíveis;
- *Estimador de Estados:* Determina o estado do sistema, em geral composto pelas tensões complexas nas barras, fundamentando-se no modelo da rede e nas medidas adquiridas;
- *Processamento de erros:* Detecta a presença de erros nas medidas.

Conforme Lopes (2008), destaca-se a possibilidade de fontes de erros e imprecisões nos dados processados pelo estimador de estados, como segue evidenciado abaixo:

- Incoerência no modelo matemático;
- Má calibração da aparelhagem de medição;
- Diferenças de sincronismo na aquisição das medidas;
- Medições realizadas durante a ocorrência de fenômenos transitórios;
- Parâmetros imprecisos do sistema elétrico;
- Defeito do equipamento de medição ou tele-transmissão.

Por conseguinte, há inúmeros métodos dentro da estimação de estados, os quais procuram resolver os erros associados a dados imprecisos dentro da literatura. Algoritmos de estimação de estados, os quais se baseiam nos métodos estatísticos como o dos Mínimos Quadrados Ponderados (do inglês, *Weighted Least Squares* - WLS), Mínimo Valor Absoluto Ponderado (do inglês, *Weighted Least Absolute Value* - WLAV) e Mínima Mediana do Resíduo ao Quadrado (do inglês, *Weighted Least Median of Squares* - WLMS), surgiram como poderosas ferramentas para implementação do EE.

Portanto, tratando-se de SDEE, seria de grande importância a alocação de medidores em todos os pontos da rede para obtenção de medidas em tempo real. Entretanto, mesmo com a redução nos custos de medidores, dificilmente será economicamente viável uma cobertura completa da rede para aquisição de medidas remotas, além da grande complexibilidade e extensão do sistema de distribuição. Desse modo, necessita-se mesclar os resultados obtidos pelo cálculo do fluxo de potência, o qual se baseia em informações de carga históricas com grande variância (pseudo-medidas), com medidas de menor variância adquiridas mediante dados dos medidores (medidas remotas). Em suma, com a obtenção desses dois tipos de informações, é possível aumentar a precisão do estimador através de métodos estatísticos.

2.2 ESTADO DA ARTE

Dentre os primeiros trabalhos publicados sobre estimação de estados no SEP, possui-se a área de sistemas de transmissão como pioneira (SCHWEPPE, F. C.; WILDES, 1970; SCHWEPPE; ROM, 1970; SCHWEPPE, 1970), visto que o método do EE foi implementado, primeiramente, para a mesma. Os trabalhos apresentavam o problema de maneira estatística, a modelagem matemática e a identificação de EG dentre as medidas. Logo, mesmo com a existência de alguns desafios, a estimação de estados em sistemas de transmissão, demostra-se bastante consolidada.

Mediante os estudos implementados, foi possível a publicação de resultados de pesquisas em artigos, livros, revistas, teses dentre outras formas de informações sobre o assunto, evidenciando-se novas metodologias e meios de tratamento deste tema (BARAN; KELLEY, 1994; MONTICELLI, 1999; ABUR; EXPÓSITO, 2004). Desta forma, métodos foram aperfeiçoados para SDEE e algoritmos desenvolvidos para a resolução de problemas relacionados ao EE, com a principal função voltada a obtenção de uma estimativa confiável do verdadeiro estado do sistema, tornando mais eficientes as ações que devem ser tomadas (NETO, 2011).

Existem vários métodos de estimação de estados na literatura relativa aos sistemas elétricos de potência. Em meio a estes métodos, o primeiro e mais difundido é o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados proposto por Schweppe, Wildes e Rom (1970), o qual refere-se em grande parte à aplicação para sistemas de transmissão. Posteriormente, como salientado na seção anterior, surgiram novos métodos com o intuito de suprir algumas deficiências do método WLS, dentre elas a menor robustez quando da presença de EG. Dentre esses novos métodos, encontram-se os estimadores estatísticos WLAV e WLMS (MILBRADT, 2015).

Larson, Tinney e Peschon (1970), assim como outros pesquisadores, investigaram o método WLS perante o estabelecimento das características de precisão, robustez e confiabilidade. Os mesmos avaliaram o impacto potencial dos procedimentos de estimação de estados sobre a evolução dos subsistemas de aquisição de dados, processamento de dados e controle de grandes sistemas de energia interconectados. As áreas especificas de pesquisa, foram voltadas para o âmbito de novas e poderosas técnicas de controle de sistemas de monitoramento em tempo real, além da especificação detalhada e projeto de um sistema de informação capaz de fornecer os dados da rede com menor custo de implementação, telemetria e *hardware* de processamento.

O estudo realizado por Allemong, Radu e Sasson (1982), consistiu em um programa de pesquisa realizado em AEP, um novo centro de controle computadorizado em Columbus (capital do estado norte-americano do Ohio), possuindo dentro do *software* de avaliação de segurança o EE como principal órgão. O objetivo do trabalho foi o de realizar um algoritmo robusto, com velocidade de execução, detecção e identificação de dados incorretos. O mesmo seria voltado para a estimação de estados com a apresentação de vários resultados perante uma vasta gama de experiências realizadas em uma grande variedade de algoritmos, com a finalidade de simplificar, discutir e resolver os problemas pertinentes a estimação.

Mediante os trabalhos e estudos apresentados até o momento, percebe-se que grande parte está relacionada a implementação para sistemas de transmissão. Entretanto, dentro da literatura de estimação de estados, observa-se várias pesquisas associadas aos sistemas de distribuição, visto que os mesmos trouxeram um novo desafio a temática sobre o assunto. Desse modo, devido as diferentes características estruturais dos SDEE, surgiram inúmeras metodologias que visam adaptar o EE para este setor.

Conforme apresentado por Baran e Kelley (1994), propõem-se o uso do EE para melhorar a obtenção de dados para monitoramento e controle em tempo real de alimentadores de distribuição, mediante uma abordagem trifásica desenvolvida. Os resultados obtidos indicam boas características de convergência e que os dados de carga podem melhorar com a aquisição de informações em tempo real. Além disso, leva-se em consideração a eficácia do estimador que depende da precisão das cargas quando há apenas medidas limitadas em tempo real. Portanto, evidencia-se que quantidades maiores de medidas remotas possam estar disponíveis a nível de distribuição, contribuindo para que esse método se torne tão eficaz quanto é para o setor de transmissão.

Meliopoulos, A. P. S. e Zhang (1996) descrevem um modelo de fluxo de potência multifase e estimação de estados para sistemas de distribuição, nos quais são apresentados alguns métodos de solução. O modelo de fluxo de energia multifase é baseado em uma modelagem totalmente assimétrica dos SDEE, com o intuito de mesclar medidas sincronizadas. A metodologia empregada, visa fornecer a estimativa da carga total sem o conhecimento das cargas individuais. Dessa forma, o trabalho engloba o problema de modelagem, implementação, observabilidade e desempenho, dentro de uma rede de distribuição simplificada.

Em trabalho efetuado por Ranković, Maksimović e Sarić (2014), implementou-se um algoritmo de EE para sistemas de distribuição baseado no método WLS com modelagem trifásica. Os modelos trifásicos foram desenvolvidos para determinadas características de transformadores (respeitando as conexões de enrolamentos), linhas (três e quatro fios), cargas

(Y aterrada, Y não aterrada e Δ não aterrada) e GD. As cargas e unidades de GD não monitoradas (ou parcialmente monitoradas) são inicialmente estimadas conforme os perfis de carga diário normalizados, ou de entradas externas (banco de dados histórico / previsão de tempo). Essas medidas são introduzidas com pesos mais baixos (tratadas como pseudo-medidas no algoritmo). Por fim os autores apresentam os resultados e aspectos práticos dessa metodologia, conforme dois exemplos, sendo um sistema de teste IEEE 13 barras modificado e uma rede de distribuição real de 322 barras.

Mediante a tese intitulada de "Novos métodos de estimação de estado multi-área com potencial aplicação em redes elétricas inteligentes", desenvolvida por Milbradt (2015), foram propostos métodos de tratamento das incertezas associadas aos dados recebidos para a estimação. O autor tem como objetivo obter informações do estado mais próximo da rede, livre de distúrbios nas medições e dentro de aplicações de tempo real. Além disso, foi proposto ajustes nos algoritmos de estimação de estado multi-área de forma a suprir deficiências de outros métodos.

Silva (2017) propõe a determinação de um Índice Geral de Estimação de Estados (IGEE), o qual possui como objetivos a validação do EE, otimização, identificação de pontos de inserção de medidores e a melhoria na precisão da solução de estimação de estados. Desta forma, busca-se evitar a instalação de medidores em pontos que não ofereçam informações relevantes, procurando obter benefícios na aquisição de dados e evitar o impacto de incertezas contidas dentro das medições.

Por conseguinte, tornou-se claro que a estimação de estados vem evoluindo desde sua criação para atuação em sistemas de transmissão. Com o aperfeiçoamento de novos métodos que visam adaptar o EE para sistemas de distribuição, será possível obter um maior monitoramento deste setor, o qual vem se modernizando frente a novas tecnologias de informação, com forte tendência ao campo das REI.

2.3 MÉTODOS CLÁSSICOS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

Dentre os métodos clássicos encontrados na literatura concernente ao assunto, pode-se citar os estimadores proporcionais, estimadores heurísticos e estimadores estatísticos, sendo estes últimos tratados com detalhes. Nesta seção, será discutido sobre os estimadores estatísticos WLS, WLAV e WLMS, com ênfase ao equacionamento do primeiro, visto que é o mais consolidado na literatura e aplicado neste trabalho.

2.3.1 Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

O método estatístico WLS aplicado ao EE (SCHWEPPE, F. C.; WILDES, 1970) é o primeiro e também o mais difundido dentro da literatura, visto que é o mais utilizado na implementação de algoritmos no SEP. A literatura descreve técnicas de modelagem, eficiência computacional, observabilidade do sistema, análise de erros, detecção e identificação de EG nas medições, dentre outras melhorias propostas a esse método que visam um processamento mais rápido.

O equacionamento básico utilizado no algoritmo para solucionar o problema de estimação de estados pelo método WLS, consiste basicamente em estimar o vetor de variáveis de estado, x. Logo, tem-se como objetivo estimar este vetor de forma a minimizar a função objetivo, a qual se refere ao modelo de medição, definido pela Equação (2.1) (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(\mathrm{x}_1, \mathrm{x}_2, \dots, \mathrm{x}_n) \\ h_2(\mathrm{x}_1, \mathrm{x}_2, \dots, \mathrm{x}_n) \\ \vdots \\ h_m(\mathrm{x}_1, \mathrm{x}_2, \dots, \mathrm{x}_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(\mathrm{x}) + e \tag{2.1}$$

Esta equação, relaciona o vetor de medidas $\boldsymbol{z}$, que possui uma dimensão dada por m; o vetor de variáveis de estado $\boldsymbol{x}$, possuindo uma dimensão de n; o vetor dos erros nas medidas, ou também chamado de vetor de distribuição Gaussiana e média nula, $\boldsymbol{e}$ de dimensão m e o vetor de funções não lineares que relaciona as medidas com as variáveis de estado $\boldsymbol{h}(.)$, cuja dimensão é definida por m. Dessa forma, define-se que $n < m$, ou seja, o sistema não é obrigatoriamente linear, bem como, assume-se que o vetor de erros das medidas possui média zero e variância $\mathbf{W}_z$. Além disso, aplica-se as condições de optimalidade sobre o índice $\mathbf{J}(\mathbf{x})$, que é expresso pela Equação (2.2). Logo após, encontra-se a expressão optimal de primeira ordem para este modelo, Equação (2.3), onde σ_j é o elemento (j, j) da matriz de covariância de erros das medidas, $\mathbf{W}_z$ (TECCHIO, 2011).

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \frac{1}{2}\sum_{j=1}^{m}\left(\frac{\mathbf{z}_j - h_j(\mathbf{x})}{\sigma_j}\right)^2 \tag{2.2}$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \frac{\delta \mathbf{J}(\mathbf{x})}{\delta \mathbf{x}} = -\sum_{j=1}^{m}\left(\frac{\mathbf{z}_j - h_j(\mathbf{x})}{\sigma_j}\right)\frac{\delta h_j(\mathbf{x})}{\delta \mathbf{x}} \tag{2.3}$$

O vetor $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ representa o gradiente de $\mathbf{j}(\mathbf{x})$, determinando-se a solução para $\mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0$, mediante o método iterativo Newton-Raphson. Logo, deve-se realizar a expansão de Taylor para a função gradiente (2.3), resultando na Equação (2.4).

$$\mathbf{g}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) \cong \mathbf{g}(\mathbf{x}) + \mathbf{G}(\mathbf{x})\Delta\mathbf{x} \tag{2.4}$$

A variável $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ é a matriz Hessiana do índice $\mathbf{J}(\mathbf{x})$, conforme é abordado na Equação (2.5).

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \frac{\delta^2\mathbf{J}(\mathbf{x})}{\delta\mathbf{x}^2} = \mathbf{H}'(\mathbf{x})\,\mathbf{W}_{\mathrm{Z}}{}^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}) - \sum_{j=1}^{m}\left(\Delta\mathbf{x}\frac{\delta^2 h_j(\mathbf{x})}{\delta\mathbf{x}^2}\right) \tag{2.5}$$

Como o método de Newton-Raphson, emprega-se somente derivadas de primeira ordem, as de ordem superior podem ser desprezadas, estabelecendo-se a matriz de ganho conforme a Equação (2.6).

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x})\,\mathbf{W}_{\mathrm{Z}}{}^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}) \tag{2.6}$$

Logo, o vetor de estados estimados $\hat{\mathbf{x}}$ é definido mediante a iteração da Equação (2.7):

$$\begin{cases} \left(\mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}^k)\,\mathbf{W}_{\mathrm{Z}}{}^{-1}\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k)\right)\Delta\hat{\mathbf{x}}^k = \mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}^k)\,\mathbf{W}_{\mathrm{Z}}{}^{-1}\boldsymbol{r}(\hat{\mathbf{x}}^k) \\ \hat{\mathbf{x}}^{k+1} = \hat{\mathbf{x}}^k + \Delta\hat{\mathbf{x}}^k \end{cases} \tag{2.7}$$

Mediante o equacionamento demonstrado acima por Tecchio (2011), o vetor de estados estimados $\hat{\mathbf{x}}$ pode não fornecer a realidade do sistema, pois pode possuir EG. Informações com erros, acarretam na aquisição de dados incoerentes, levando a um estado de não convergência dentro do EE. Para solucionar este problema, o teste do resíduo normalizado surge como uma solução que pode minimizar os erros, correlacionando os resíduos das diversas medidas existentes. Define-se o vetor resíduo de estimação conforme a Equação (2.8), o qual pode ser entendido como um conjunto de erros entre os valores das medidas z_j, e os valores estimados para essas medidas $h_j(\hat{\mathbf{x}})$.

$$\boldsymbol{r}(\hat{\mathbf{x}}) = \boldsymbol{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) \tag{2.8}$$

Deve-se salientar que cada uma dessas medidas possui uma variância especificada pelo equipamento empregado para realiza-la, não sendo possível efetuar uma comparação direta dos resíduos de diferentes tipos de medidas entre si. Dessa forma, muitos algoritmos adotam a

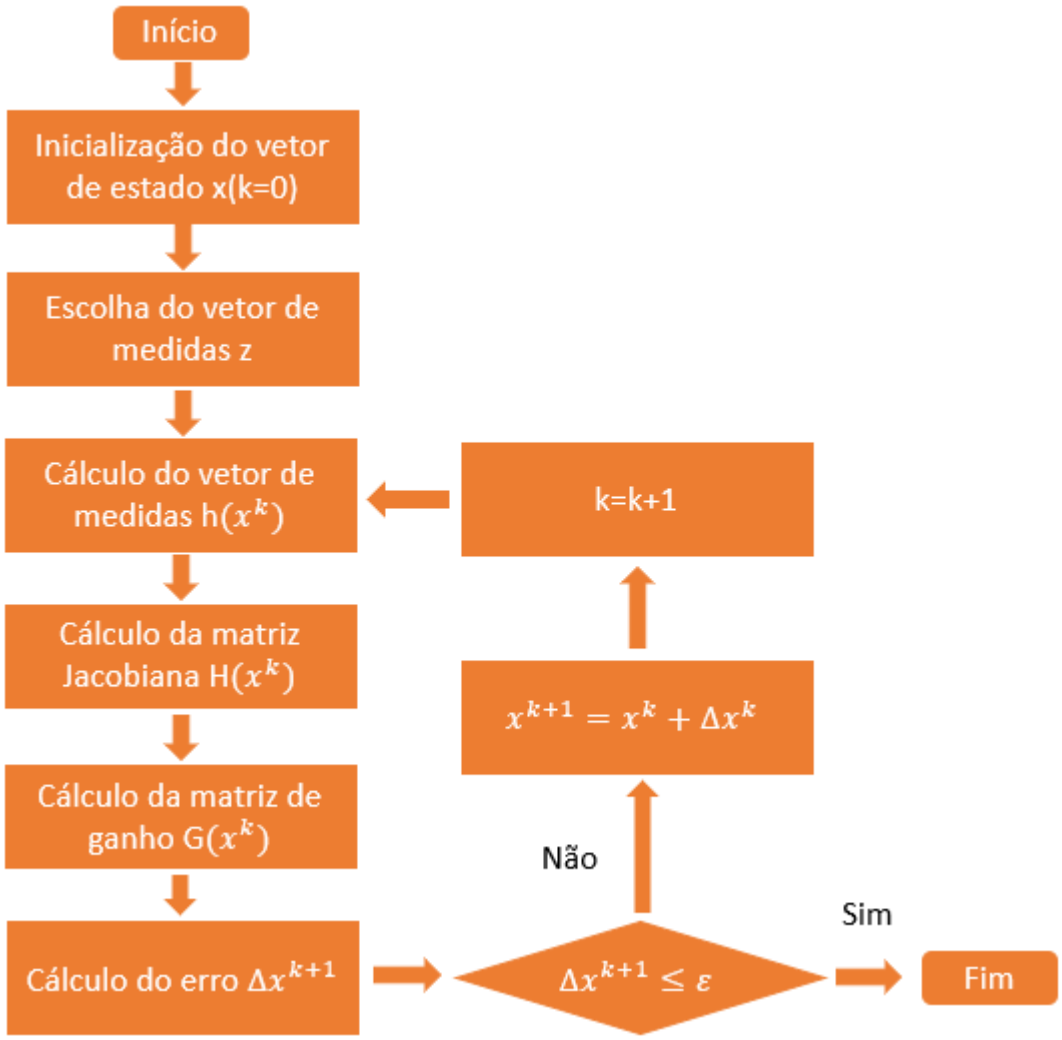
normalização de resíduos para resolver esses problemas. Tal método calcula a matriz de covariância de resíduos, definida pela Equação (2.9) e aplica o resíduo normalizado da medida, Equação (2.10), sendo r_i o resíduo da medida i e $\sigma_{r_i} = \sqrt{\Omega_{ii}^{-1}}$ o desvio padrão do resíduo desta medida. Logo após, é realizada uma verificação em busca do maior valor dentro do r_i^N , sendo que, caso o valor encontrado seja superior a um padrão especificado, deve-se dar início a um novo processo para o EE (TECCHIO, 2011).

$$\Omega_r = \mathbf{W}^{-1} - \mathbf{H}(\mathbf{H}^T\mathbf{W}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^T \tag{2.9}$$

$$r_i^N = \frac{r_i}{\sigma_{r_i}} \tag{2.10}$$

Em termos gerais, o processo para resolução do método WLS pode ser descrito pela Figura 2.4.

Figura 2.4 - Fluxograma para o método WLS



Fonte: Figura adaptada de (PAIVA, 2010, p. 23).

2.3.2 Método dos Mínimos Valores Absolutos Ponderados

O método WLS, na ocorrência de EG simples, ou seja, possuindo uma medida com erro significativo ou com múltiplos erros não interativos, apresenta eficiência satisfatória. Porém, com a presença de erros interativos, isto é, medidas redundantes entre si, possuem resíduos que são descritos por combinações lineares dos erros nas medições (NANNI, 2009).

Perante este problema, foi elaborado o método dos Mínimos Valores Absolutos Ponderados, proposto por Irving, Owen e Sterling (1978) e desenvolvido por Kotiuga e Vidyasagar (1982). Este método surgiu na tentativa de solucionar problemas relativos a medições portadoras de EG iterativos, os quais possuem magnitude maior que três desvios padrões. O método WLAV, mostra-se mais robusto que o WLS, porém o mesmo falha na ocorrência de EG que resultem em pontos de alavancamento, definidos por medidas redundantes altamente influentes, os quais influenciam no processo de convergência do EE (NETO, 2011).

2.3.3 Método da Mínima Mediana do Resíduo ao Quadrado

Em termos de robustez, o primeiro método estatístico desenvolvido, para aplicação do EE no SEP, foi o WLMS, o qual teve a capacidade de filtrar EG em mais de um ponto de alavancamento, ou seja, medidas redundantes que afetam o processo de convergência. Este método foi proposto por Mili, Phaniraj e Rousseeuw (1991) para aplicação dentro da estimação de estados.

> O estimador WLMS trabalha da seguinte forma: dentre as *m* medidas disponíveis, ele sorteia uma série de amostras com *N* medidas, sendo *N* o número de variáveis de estado a serem estimadas, de modo que o SEP seja observável. A função objetivo a ser minimizada é a mediana do conjunto dos quadrados dos resíduos ponderados, correspondentes a cada conjunto de medidas selecionado. Assim, para cada amostra, calculam-se as variáveis de estado e computam-se os resíduos ponderados. Ao final do processo, as variáveis de estado, consideradas validas, são aquelas obtidas a partir da amostra que torna mínima a função *objetivo* (NANNI, 2009).

Por conseguinte, esta abordagem necessita de um grande conjunto de medições, os quais devem garantir a observabilidade do SEP. Em um contexto geral, possuindo-se uma quantidade de medidas aceitável para o processo de estimação de estados, pode-se afirmar que o sistema é observável, sendo que será não observável para um conjunto insuficiente de variáveis de estado.

2.4 ESTIMADOR DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme salientado no início do capítulo, o foco principal deste trabalho fica restringido ao âmbito de SDEE. Mediante os aspectos gerais e estudo da arte, apresentados nas seções anteriores, ficou fundamentado a origem do EE dentro dos sistemas de transmissão. Porém, observou-se que dentro da literatura, há uma grande gama de pesquisas que visam adaptar as metodologias de estimação de estados para o setor de distribuição, levando-se em consideração suas peculiaridades e configurações.

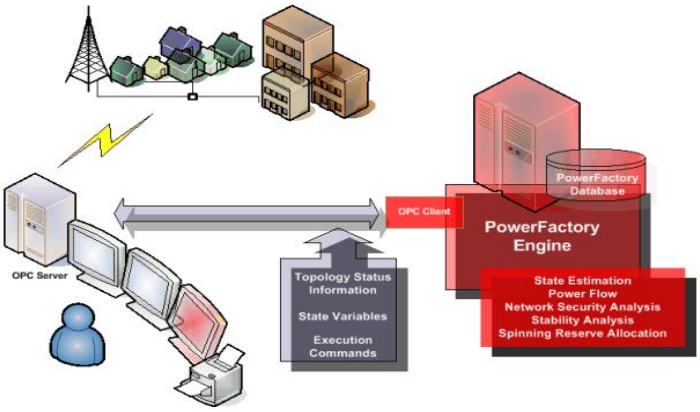
Como salientado anteriormente, os métodos clássicos são amplamente aplicados em sistemas de transmissão. Porém, deve-se observar que quando os métodos são empregados em SDEE, os quais possuem estrutura radial, pode vir a ocorrer problemas de convergência (MILBRADT, 2015). Dentre as características da rede de distribuição, as quais atribuem grandes desafios a implementação dos métodos apresentados, destacam-se:

- Grande número de barras;
- Esparsidade da matriz de admitância causada pela estrutura radial do sistema;
- Equipamentos com baixa impedância (chaves e outros dispositivos de manobra);
- Relação entre reatância e resistência dos condutores;
- Trechos com alta impedância;
- Incerteza no modelo de rede devido a desatualização de alguns trechos.

Perante estes fatores, verifica-se que há um grande número de impactos provindos de diferentes fontes de incerteza, as quais provocam o mal condicionamento das matrizes utilizadas para o cálculo do fluxo de potência. Em relação a esses possíveis acontecimentos, exige-se um número maior de iterações, as quais podem nem atingir a convergência. Desse modo, a precisão das informações fornecidas pelos medidores, tornam-se fundamentais para o conhecimento do comportamento da rede, principalmente no âmbito de medidas remotas.

Em um contexto geral, mesmo com a apresentação das dificuldades encontradas para consolidação do EE na área de distribuição, a estimação de estados se tornou, não só mais um desafio ao SDEE, como também uma grande aliada aos quesitos de operação, observabilidade, manutenção, identificação e detecção de problemas na rede. A Figura 2.5 demostra uma possível alocação do EE dentro da rede elétrica de distribuição.

Figura 2.5 - Posicionamento do EE dentro da rede elétrica

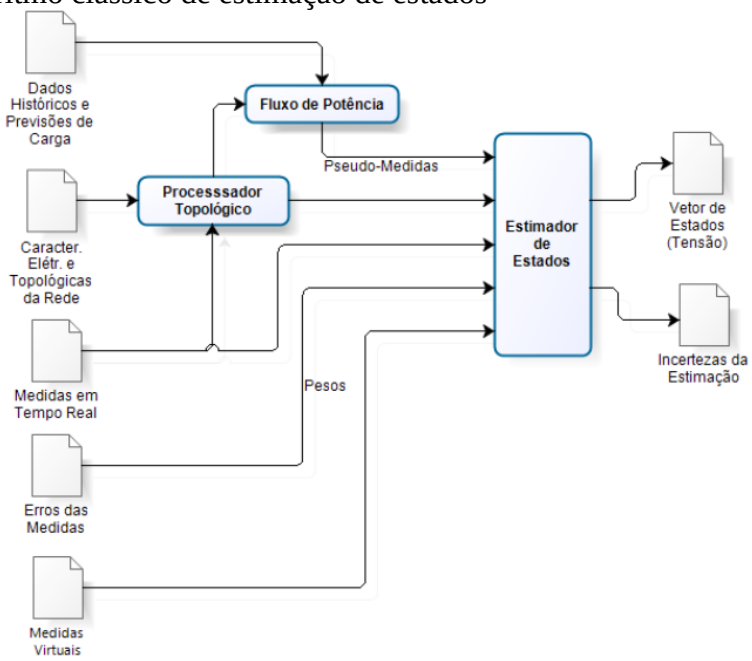


Fonte: (DIGSILENT, [s.d.]).

Conforme Paiva (2010), a estimação de estado básica atua em barramentos e linhas que efetuam o fluxo de potência. Em termos gerais, o EE é composto, resumidamente, pela análise topológica, análise de observabilidade, solução da estimação de estados e detecção dos erros.

O algoritmo do EE clássico é apresentado na Figura 2.6, o qual possui, em primeiro momento, uma etapa de criação de variáveis e matrizes envolvidas, com a leitura das informações provindas dos medidores na rede, pseudo-medidas, medidas virtuais e todos os pesos associados. Logo após esta fase, procura-se resolver o problema de estimação que envolve a resolução da matriz jacobiana $H(x)$, com o objetivo de encontrar a matriz de ganho $G(x)$ (MILBRADT, 2015). Deve-se salientar que o processador topológico, tem como função reunir dados dos estados dos disjuntores e chaves ao longo do SDEE, com o intuito de verificar, alterar e configurar o diagrama de linha da rede.

Figura 2.6 - Algoritmo clássico de estimação de estados



Fonte: Figura adaptada de (MILBRADT, 2015, p. 76).

Diante da grande complexidade dos SDEE e da evolução dos meios de informação, as medidas remotas provindas da rede em tempo real e o uso de medidores inteligentes nos pontos de consumo, trazem uma nova abordagem no campo de manipulação, armazenamento e análise coerente destas. Em suma, as informações remotas permitirão o desenvolvimento de uma nova ótica no setor de distribuição, que tem como objetivo aperfeiçoar os meios de operação. Logo, métodos implementados no campo da estatística, possuem, como suporte, o auxílio de informações reais com origem em medidas remotas em determinados pontos da rede (MILBRADT, 2015).

2.4.1 Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estados

Milbradt (2015), determinou um índice denominado de Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estados (IAPEE), o qual se baseou na média de todas as incertezas das medidas empregadas na estimação, além de serem ponderadas pelo seu peso. O objetivo do desenvolvimento deste índice, encontra-se na instalação precisa de um medidor em um ponto dentro da rede, de forma a obter medidas remotas para melhoria da solução do estimador naquele ponto. Deste modo, para consolidação do objetivo em questão, o impacto da incerteza de uma medida e de outras pseudo-medidas do sistema deve ser positivo, concluindo-se que haverá benefícios na instalação de um medidor no ponto em análise (MILBRADT, 2015). O IAPEE pode ser obtido, conforme a Equação (2.11).

$$\text{IAPEE} = \frac{\sum_{i=0}^{n} \delta_i W_i}{\sum_{i=0}^{n} W_i} \tag{2.11}$$

Sendo as variáveis definidas por:

δ_i : percentual de incerteza associado à medida i.

W_i : peso associado à medida i.

Deve-se salientar que não há um estudo matemático/vetorial que comprove a equação (2.11), entretanto a equação será considerada da mesma forma para unidades obtidas dos medidores de forma individual. Além disso, a aplicação do mesmo será utilizada para obter possíveis soluções para melhoria do estimador de estados, visto que quanto menor for o valor calculado para o índice, melhor é a estimação de estados, pois o número de erros e incertezas é menor. Da mesma forma, quanto maior é o IAPEE, maior é o número de incertezas na rede ou erros de medidas, abrindo espaço para identificação de pontos mais precisos para alocação e/ou inserção de dispositivos de medição.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, procurou-se realizar uma revisão bibliográfica geral sobre a estimação de estados, assim como a descrição de metodologias e pesquisas efetuadas por autores consolidados no assunto. Verificou-se a origem do tema, contida nos sistemas de transmissão, assim como os métodos clássicos encontrados na literatura com ênfase na abordagem estatística.

Além disso, buscou-se salientar sobre o emprego do EE no setor de distribuição, o qual apresenta vários desafios a implementação deste método. Entretanto, mesmo com as dificuldades impostas pelas características encontradas nesta área, evidenciou-se que a estimação de estados é uma ferramenta incontestável em torno da evolução dos meios de informação.

Por fim, apresentou-se uma metodologia matemática definida pelo IAPEE que possui como objetivo aumentar a precisão do EE e identificar possíveis pontos de alocação de medidores. Assim, procurou-se limitar este trabalho aos SDEE, sendo que o índice abordado neste capítulo será empregado no Capítulo 4 em um cenário de uma rede de distribuição, fornecida pelo *software DIgSILENT PowerFactory 2017*. Com isso, aplica-se um dos critérios de peso a definir para consolidação dos resultados dentre a mudança na disposição dos medidores e variação no número dos mesmos.

3 MEDIDAS REMOTAS PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

Os SDEE, assim como os sistemas de transmissão, são compostos por vários dispositivos que tem a capacidade de apresentar e alterar a configuração topológica da rede. Porém, a área de distribuição possui um número elevado de equipamentos, os quais contém uma grande importância para definição do real estado da rede.

Nos últimos anos devido a redução do preço de vários equipamentos, do aperfeiçoamento dos meios de comunicação, assim como o surgimento de conceitos associados as REI, os sistemas de distribuição veem modernizando-se gradativamente. Dessa forma, a base desta atualização vem sendo formada pela instalação de medidores na rede de Média Tensão (MT), medidores inteligentes nos consumidores, bancos de capacitores, reguladores de tensão, religadores e chaves telecomandadas. Esses componentes, são aliados a sistemas supervisórios que recebem as grandezas elétricas ás quais estão submetidos (MILBRADT, 2015).

Em suma, procura-se neste capítulo apresentar alguns dispositivos encontrados no setor de distribuição que compõem a modelagem da rede. Além disso, apresenta-se o tipo de informação fornecida pelos mesmos, visto que é de grande utilidade para a aquisição de dados para o EE.

3.1 MEDIDORES INTELIGENTES

O componente fundamental para a implantação das REI (Figura 3.1), tanto no quesito do ambiente residencial como no de distribuição, são os medidores inteligentes. Os mesmos possuem várias funções, as quais têm sido aperfeiçoadas e testadas em pequenas regiões para posterior utilização em ambientes mais decisivos. Dentre as utilidades desenvolvidas no ambiente dos *smart meters*, destacam-se:

- Monitoramento em tempo real;
- Monitoramento de demanda instantânea ao consumidor;
- Avisos de interrupções no fornecimento de energia;
- Determinação dos níveis de tensão;
- Alerta de sobrecarga;
- Localização de falhas em pontos específicos na rede;
- Tomada de decisões sem o comprometimento do cliente;
- Comunicação a longa distância;

- Aquisição e gerenciamento de dados centralizado;
- Integração com GD em larga escala.

Figura 3.1 - Representação estrutural de uma REI

Fonte: (EPRI, 2009).

Além dos fatores citados acima, a inclusão de GD no ambiente de distribuição vem trazendo novas oportunidades de pesquisa. A rede do futuro será interativa e com um tempo de resposta instantâneo, sendo que a mesma possuirá um fluxo de dados altamente dinâmico. Portanto, em vista das novas tecnologias de medidores inteligentes, o fornecimento de medidas remotas trará informações para o controle de energia, antes somente efetuado pelas concessionárias, como também pelos consumidores.

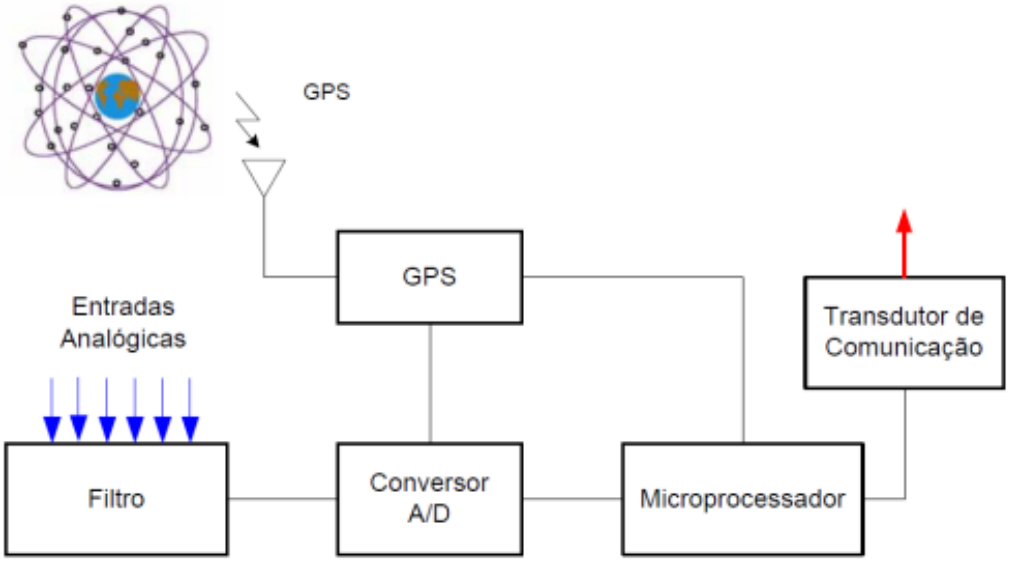
3.2 UNIDADE DE MEDIÇÃO FASORIAL

Dentre os modelos de medidores encontrados, destaca-se a unidade de medição fasorial, do inglês *Phasor Measurement Unit* (PMU). Este dispositivo, é capaz de medir os fasores de tensão e corrente sincronizados no tempo em um SEP. A sincronicidade entre as unidades de medição é alcançada pela mesma amostra de tensão e corrente obtidas, mediante a sincronização efetuada por um *Global Positioning Satellite* (GPS) (NUQUI, 2001). Desse modo, a capacidade de calcular fasores sincronizados torna o PMU um dos dispositivos de

medição mais importantes no futuro do monitoramento e controle do sistema de energia (PHADKE, 1993).

Na Figura 3.2, observa-se a estrutura da PMU de modo simplificado, demostrando-se os componentes auxiliares.

Figura 3.2 - Configuração básica de uma PMU



Fonte: (EHRENSPERGER, 2004, p. 11).

O dispositivo é composto por um sistema de aquisição, a que pertencem os filtros *anti-aliasing*, o circuito oscilador (*phase-locked oscillator*) e o módulo de conversão analógica/digital; e por um microprocessador que realiza o tratamento matemático das amostras. Cada PMU deve estar acoplada a um equipamento receptor de sinal GPS. Esta estrutura proposta tem se mantido ao longo dos anos e sido utilizada em desenvolvimentos da tecnologia fasorial (EHRENSPERGER, 2004).

3.3 BANCO DE CAPACITORES

Os bancos de capacitores são empregados com a finalidade de manter o Fator de Potência (FP) o mais próximo possível da unidade, sendo que devem atender os requisitos especificados por norma. Dentre os tipos de bancos de capacitores, encontra-se os fixos, automáticos e programáveis. O motivo da atuação destes dispositivos se encontra nas cargas indutivas como máquinas de solda, transformadores, lâmpadas de descarga, motores dentre outros equipamentos com bobinas, os quais produzem potência reativa com a corrente elétrica atrasada em relação à tensão. Perante este problema que compromete o SEP, aplica-se o banco

de capacitores com o intuito de produzir potência reativa com corrente adiantada em relação à tensão, resultando na compensação entre corrente e tensão. Dentre os problemas encontrados, para a utilização do banco de capacitores, destacam-se:

- Quantidade elevada de motores de baixa potência;
- Falta de reatores de FP elevado em lâmpadas de descarga fluorescentes, vapor de sódio e mercúrio;
- Níveis de tensão acima da nominal;
- Superdimensionamento de transformadores e motores.

Embora, a compensação de reativos seja de grande utilidade para redução das perdas no SEP, é necessário que exista alguma forma de controle em horários de demanda reduzida, visto que esse dispositivo pode causar problemas de sobretensão. A forma de controle utilizada, consiste em ligá-los ou desligá-los da rede mediante parâmetros definidos pelo período do dia, tensão, corrente e FP. Logo, é possível que algoritmos de fluxo de potência, com base nas variáveis de estado e parâmetros de controle, determinem o estado de operação do banco de capacitores (MILBRADT, 2015).

3.4 REGULADOR DE TENSÃO

Os reguladores de tensão, são equipamentos responsáveis por manter constante a magnitude da tensão em um determinado alimentador, ou seja, efetuam o controle automático da tensão. Estes dispositivos são definidos como auto-transformadores com tapes em seus enrolamentos e um mecanismo eletromecânico que realiza o chaveamento dos tapes. Dentre as formas de controle básicas, define-se:

- A tensão de referência adotada;
- O número de tapes;
- O tipo de ligação;
- Impedância a jusante do transformador.

Possuindo-se todos estes parâmetros e as características de funcionamento do equipamento, pode-se determinar o tap atual do regulador. Logo, assim como nos bancos de

capacitores, e com o auxílio de sistemas supervisórios, procura-se obter uma melhor precisão dentro do algoritmo de fluxo de potência, visto que o mesmo influenciará diretamente nas informações para a estimação de estado da rede (MILBRADT, 2015).

3.5 RELIGADOR

O religador é considerado um dispositivo de proteção automático contra sobrecorrentes, o qual executa a função de abrir e fechar seus contatos várias vezes com o intuito de proteger os circuitos aéreos associados a ele. O mesmo abre seus contatos na ocorrência de curto-circuito, interrompendo a circulação de corrente e a possível danificação dos componentes encontrados na parte protegida por ele dentro da rede. Os religadores podem ser classificados quanto ao:

- Número de fases;
- Tipo de controle;
- Meio de interrupção.

Por conseguinte, em um contexto geral, os religadores realizam a proteção e manobra que podem seccionar ou religar um trecho da rede, conforme ajuste de curvas de tempo em função da corrente. Este equipamento é responsável pelo restabelecimento do fornecimento de energia, durante faltas temporárias de forma automática (KONDO, 2015).

3.6 CHAVE TELECOMANDADA

Dispositivos de telecomando, possuem a função de operar e supervisionar o estado de um equipamento de proteção ou manobra mediante a associação com tecnologias de comunicação. Sendo a chave telecomandada um dispositivo de manobra, a mesma permite alterar a topologia da rede via comunicação, conforme o estado aberto ou fechado de operação, possibilitando a interrupção do fluxo de energia ou a energização de trechos da rede (KONDO, 2015).

Além disso, elas podem atuar como seccionadoras, isolando faltas a jusante e a montante de maneira rápida e eficiente. Logo, são de grande importância para o EE, visto que podem modelar trechos da rede, nos quais se encontram medidores, transformadores e outros elementos que contém dados do estado de operação dos SDEE.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante dos dispositivos apresentados neste capítulo, evidenciou-se sobre a importância do conhecimento dos equipamentos, pois a modelagem da rede estará sempre associada a funcionalidade dos mesmos. Funções como proteção, manobra, isolamento, redução de perdas, controle dos níveis de tensão e outras formas de atuação dos componentes nos SDEE, demonstram que a rede possui um dinamismo no que diz respeito ao fluxo de informações e aquisição de medidas remotas.

Por conseguinte, dispositivos que possuem a função de telecomando associada a sistemas supervisórios e de monitoramento, possuem uma grande importância perante a evolução dos meios de comunicação, processamento de dados e automação. Por fim, a breve abordagem estabelecida neste capitulo, em torno de alguns componentes estruturais da rede, procurou salientar sobre as possíveis fontes de medidas e pseudo-medidas, as quais são de suma importância para o EE.

4 USO DO *SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY* PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O emprego de programas computacionais para simulação de ambientes como os SDEE, tornou-se de grande importância perante a modernização e aumento da velocidade de processamento de dados. Diante disso, procura-se apresentar neste capítulo, em um contexto geral, o *software DIgSILENT PowerFactory* 2017, o qual dará suporte as simulações e a geração dos resultados a serem apresentados no Capítulo 5.

Em suma, busca-se definir o critério de peso a ser adotado para cálculo do IAPEE, apresentado no Capítulo 2. Desse modo, apresenta-se a rede de distribuição a ser analisada e as modificações impostas para posterior simulação.

4.1 CONCEITOS GERAIS DO SOFTWARE

O programa de cálculo *DIgSILENT PowerFactory*, é uma ferramenta computacional desenvolvida para aplicações em engenharia como a análise de sistemas de transmissão, distribuição e industrial. O mesmo foi concebido como um pacote avançado de *software* integrado e interativo, dedicando-se ao sistema de energia elétrica e análise de controle, com vista ao planejamento e otimização no âmbito de operação. Deve-se salientar que o *PowerFactory,* foi projetado e desenvolvido por engenheiros e programadores qualificados, com uma vasta experiência em análise de SEP. A precisão e a validade dos resultados foi confirmada em um grande número de implementações, envolvendo organizações contidas nas áreas de planejamento e operação de sistemas de energia em todo o mundo (DIGSILENT GMBH, 2017).

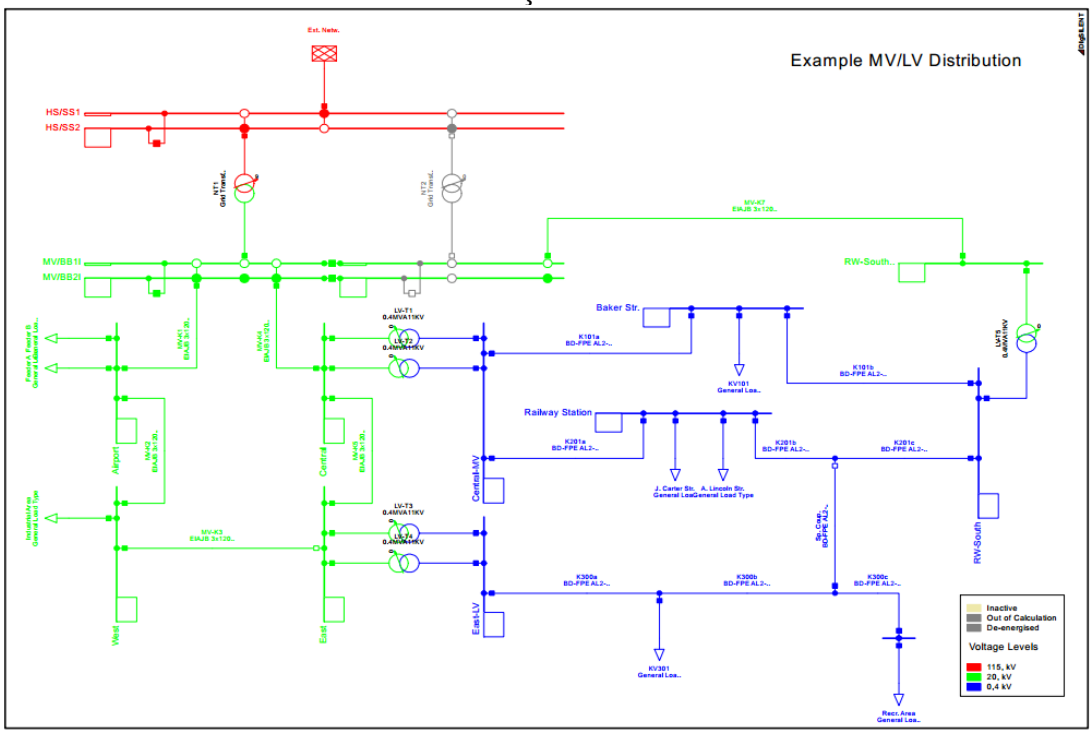
4.2 ANÁLISE DOS MEDIDORES PELO MÉTODO DE ESTIMAÇÃO

O *software DIgSILENT PowerFactory* fornece em seu banco de dados, exemplos baseados em três estudos de casos para o EE, os quais são definidos por medidas sem distúrbios, medidas com distúrbios e não-observabilidade da rede. O primeiro caso equivaleria, no sistema real, a uma rede com medições sem erros em todos os pontos de interesse. No segundo caso, as medições de corrente, potência ativa e reativa são obtidas, mas os valores possuem distúrbios e desvios, refletindo na precisão dos resultados. Já no terceiro estudo de caso, encontra-se um

cenário de não-observabilidade da rede, visto que várias medições foram retiradas dos modelos de configuração onde a convergência não é completada para os pontos de medição.

Deve-se salientar que os três estudos de caso fornecidos pelo *software* são avaliados dentro de um mesmo cenário de simulação, definido por um modelo de rede que representa um pequeno sistema de distribuição de MT e BT, conforme é apresentado pela Figura 4.1. O sistema é suprido por uma subestação com dois transformadores em paralelo que fazem a ligação de AT/MT (um dos transformadores está em modo *standby*, ou seja, em modo de espera). Além disso, o SEP do exemplo é dividido em 3 níveis de tensão: AT de 115 kV (barramento da Subestação – cor vermelha), MT de 20 kV (área industrial e subtransmissão – cor verde) e BT de 400 V (demais cargas – cor azul), sendo que opera em frequência nominal de 50Hz.

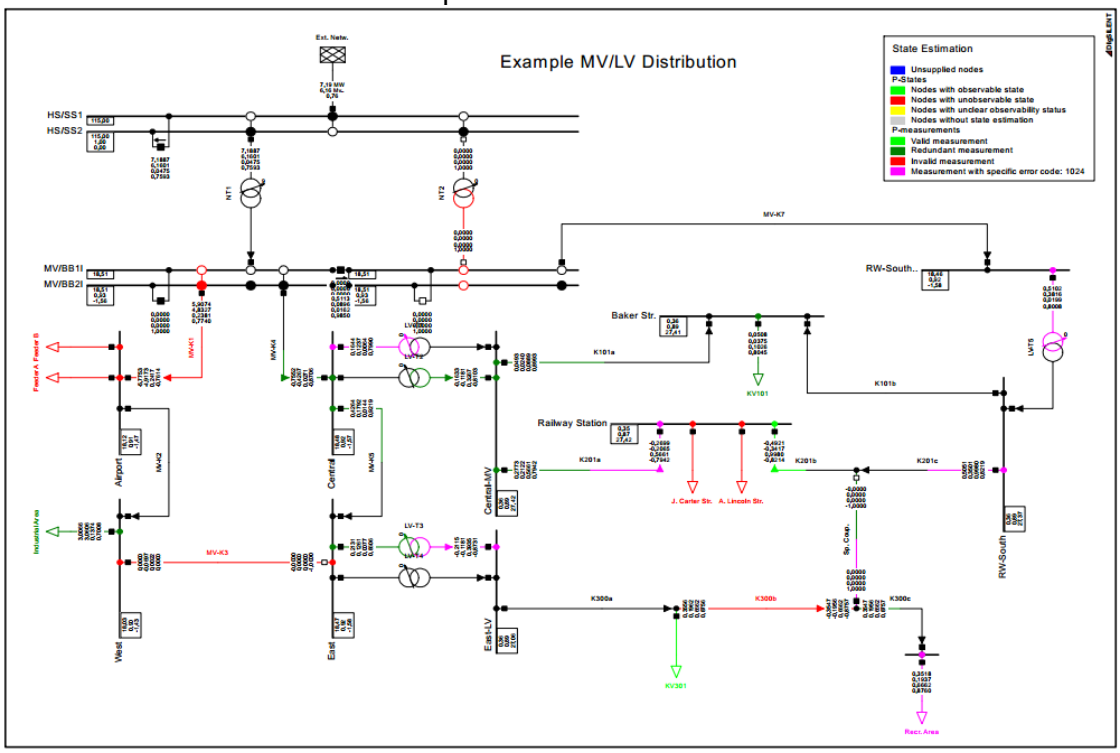
Figura 4.1 - Cenário base da rede de distribuição de MT/BT



Fonte: Figura retirada do *software DIgSILENT PowerFactory* 2017.

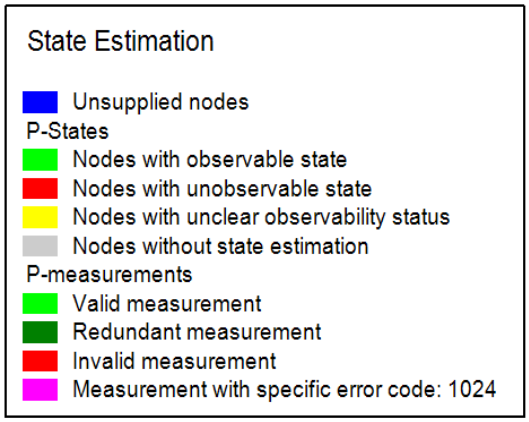
Neste trabalho, será levado em consideração o segundo estudo de caso fornecido pelo *DIgSILENT PowerFactory 2017*, definido por medidas com distúrbios, visto que este caso se aproxima de um modelo mais próximo do real por considerar imperfeições nas medidas obtidas. Deste modo, busca-se tomar como informações iniciais, os resultados obtidos para o ambiente de medidas com distúrbios fornecido pelo programa, sendo o cenário base de simulação modificado para este segundo estudo de caso, apresentado pela Figura 4.2.

Figura 4.2 - Cenário base modificado para medidas com distúrbios



Fonte: Figura retirada do *software DIgSILENT PowerFactory* 2017.

Figura 4.3 - Legenda para o ambiente modificado com distúrbios



Fonte: Figura retirada do *software DIgSILENT PowerFactory* 2017.

Conforme o ambiente de simulação apresentado pela Figura 4.2, deve-se salientar que houve 16 medições irregulares dentro dos 25 medidores utilizados, sendo 7 medições de $\boldsymbol{P}$, 7 medições de $\boldsymbol{Q}$ e 2 medições de $\boldsymbol{I}$, conforme ilustrado pela Figura 4.4. Além disso, pode-se observar todos os resultados para a rede em análise, perante a Tabela 4.1.

Figura 4.4 - Medidas irregulares encontradas na rede

```
'Distribution Power System\MV\Cub 1\Cub 1\Qmea  (MV-K1; BB2l).StaExtqmea'
'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 2\Imea  (K300c; Term. Strip 2).StaExtimea'
'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 3\Pmea  (Sp. Coup.; Term. Strip 2).StaExtpmea'
'Distribution Power System\Central\Cub 6\Pmea  (LV-T1; Central).StaExtpmea'
'Distribution Power System\Central\Cub 6\Qmea  (LV-T1; Central).StaExtqmea'
'Distribution Power System\East\Cub 2\Qmea  (LV-T3; East).StaExtqmea'
'Distribution Power System\East-LV\Cub 1\Pmea  (LV-T3; East-LV).StaExtpmea'
'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Imea  (K201bc; RW-South).StaExtimea'
'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Pmea  (K201bc; RW-South).StaExtpmea'
'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Qmea  (K201bc; RW-South).StaExtqmea'
'Distribution Power System\RW-South MV\Cub 4\Pmea  (LV-T5; RW-South MV).StaExtpmea'
'Distribution Power System\RW-South MV\Cub 4\Qmea  (LV-T5; RW-South MV).StaExtqmea'
'Distribution Power System\Railway Station\Cub 2\Pmea  (K201a; Railway Station).StaExtpmea'
'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Imea  (K201bc; Railway Station).StaExtimea'
'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Qmea  (K201bc; Railway Station).StaExtqmea'
'Distribution Power System\Recrat.\Cub 1\Pmea  (Recr. Area; Recrat.).StaExtpmea'
'Distribution Power System\Recrat.\Cub 1\Qmea  (Recr. Area; Recrat.).StaExtqmea'
```

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

TABELA 4.1 - Resultados para o cenário base de medidas com distúrbios

Ponto de Análise	***P* (MW) Medido**	***P* (MW) Calculado**	**Desvio (MW)**	**Erro (%)**
Industrial Área → West	3,0075	3,0066	0,0009	0,0290
K101a → Central-MV	0,0822	0,0493	0,0329	39,9788
K201a → Central-MV	0,3053	0,2773	0,0280	9,1685
K201a → Railway Station	0,1989	0,2699	0,0710	35,6883
K201bc → RW-South	0,5973	0,5051	0,0922	15,4367
K201bc → Railway Station	0,5411	0,4921	0,0490	9,0549
K300b → Term. Strip 1	0,3237	0,3556	0,0318	9,8305
K300b → Term. Strip 2	0,4529	0,3547	0,0982	21,6803
K300c → Term. Strip 2	0,4004	0,3547	0,0457	11,4102
KV101 → Baker Str.	0,0525	0,0508	0,0017	3,2355
LV-T1 → Central	0,0909	0,1644	0,0735	80,8195
LV-T2 → Central-MV	0,1800	0,1633	0,0167	9,2637
LV-T3 → East	0,2077	0,2131	0,0054	2,6033
LV-T3 → East-LV	0,2737	0,2115	0,0622	22,7324
LV-T5 → RW-South MV	0,6057	0,5102	0,0955	15,7706
MV-K1 → Airport	6,0160	5,7753	0,2407	4,0004
MV-K1 → BB2l	6,2204	5,9074	0,3130	5,0323
MV-K3 → East	0,0900	0,0000	0,0900	100,0000
MV-K3 → West	0,0700	0,0000	0,0700	99,9984
MV-K4 → Central	0,7424	0,7552	0,0128	1,7244
MV-K5 → Central	0,4656	0,4264	0,0392	8,4135
NT2 → BB1r	0,0950	0,0000	0,0950	100,0000
Recr. Área → Recrat.	0,5050	0,3518	0,1532	30,3377
Sp. Coup. → Term. Strip 2	0,0500	0,0000	0,0500	100,0000
Sp. Coup. → Term. Strip 3	0,0200	0,0000	0,0200	100,0000

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

4.2.1 Determinação do peso das medições

Levando-se em consideração as medidas da Tabela 4.1, obtidas para o segundo estudo de caso modificado com 25 medidores, procura-se determinar um critério de peso para ser aplicado ao IAPEE. Logo, serão avaliados dois critérios de peso, mediante a aplicação do IAPEE para cada um deles, a fim de selecionar o mais conciso para ser empregado posteriormente na análise da rede.

4.2.1.1 Peso igualitário

Neste critério, buscou-se atribuir um peso igualitário W_i a todas as medidas encontradas na rede, ou seja, definido *por unidade* equivalente a 1 pu. Dessa forma, aplica-se o IAPEE para as medidas obtidas na Tabela 4.1, levando-se em consideração o percentual de incerteza δ_i de cada medida.

$$\text{IAPEE} = \frac{\sum_{i=0}^{n} \delta_i W_i}{\sum_{i=0}^{n} W_i} = 33{,}4484\%$$

4.2.1.2 Peso definido pela potência nos medidores

Além do critério igualitário, procurou-se levar em consideração o cálculo do IAPEE em relação a potência ativa medida nos medidores da rede. Para isso, o peso final da medida será uma linearização *por unidade*, tendo-se como base o maior valor absoluto encontrado entre as medidas adquiridas somente pelos medidores. Desta maneira, pode-se observar os valores encontrados na Tabela 4.2.

TABELA 4.2 - Análise das medidas pelo critério de potência nos medidores

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
Industrial Área → West	3,0075	0,4835	3,0066	0,0009	0,0290
K101a → Central-MV	0,0822	0,0132	0,0493	0,0329	39,9788
K201a → Central-MV	0,3053	0,0491	0,2773	0,0280	9,1685
K201a → Railway Station	0,1989	0,0320	0,2699	0,0710	35,6883
K201bc → RW-South	0,5973	0,0960	0,5051	0,0922	15,4367
K201bc → Railway Station	0,5411	0,0870	0,4921	0,0490	9,0549
K300b → Term. Strip 1	0,3237	0,0520	0,3556	0,0318	9,8305
K300b → Term. Strip 2	0,4529	0,0728	0,3547	0,0982	21,6803
K300c → Term. Strip 2	0,4004	0,0644	0,3547	0,0457	11,4102

TABELA 4.2 - Análise das medidas pelo critério da potência nos medidores

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
KV101 → Baker Str.	0,0525	0,0084	0,0508	0,0017	3,2355
LV-T1 → Central	0,0909	0,0146	0,1644	0,0735	80,8195
LV-T2 → Central-MV	0,1800	0,0289	0,1633	0,0167	9,2637
LV-T3 → East	0,2077	0,0334	0,2131	0,0054	2,6033
LV-T3 → East-LV	0,2737	0,0440	0,2115	0,0622	22,7324
LV-T5 → RW-South MV	0,6057	0,0974	0,5102	0,0955	15,7706
MV-K1 → Airport	6,0160	0,9671	5,7753	0,2407	4,0004
MV-K1 → BB2l	6,2204	1,0000	5,9074	0,3130	5,0323
MV-K3 → East	0,0900	0,0145	0,0000	0,0900	100,0000
MV-K3 → West	0,0700	0,0113	0,0000	0,0700	99,9984
MV-K4 → Central	0,7424	0,1193	0,7552	0,0128	1,7244
MV-K5 → Central	0,4656	0,0748	0,4264	0,0392	8,4135
NT2 → BB1r	0,0950	0,0153	0,0000	0,0950	100,0000
Recr. Área → Recrat.	0,5050	0,0812	0,3518	0,1532	30,3377
Sp. Coup. → Term. Strip 2	0,0500	0,0080	0,0000	0,0500	100,0000
Sp. Coup. → Term. Strip 3	0,0200	0,0032	0,0000	0,0200	100,0000

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Diante das medidas remotas normalizadas em pu, como critério de peso, efetua-se o cálculo do IAPEE. Pode-se observar que este indicador é mais representativo, visto que leva em consideração a proximidade aos centros de carga.

$$\text{IAPEE} = \frac{\sum_{i=0}^{n} \delta_i W_i}{\sum_{i=0}^{n} W_i} = 8{,}2822\%$$

Logo, obtém-se o IAPEE para os dois critérios de pesos avaliados, sendo o resultado dos mesmos comparado na Tabela 4.3.

TABELA 4.3 - Comparação dos resultados para os critérios de peso conforme o IAPEE

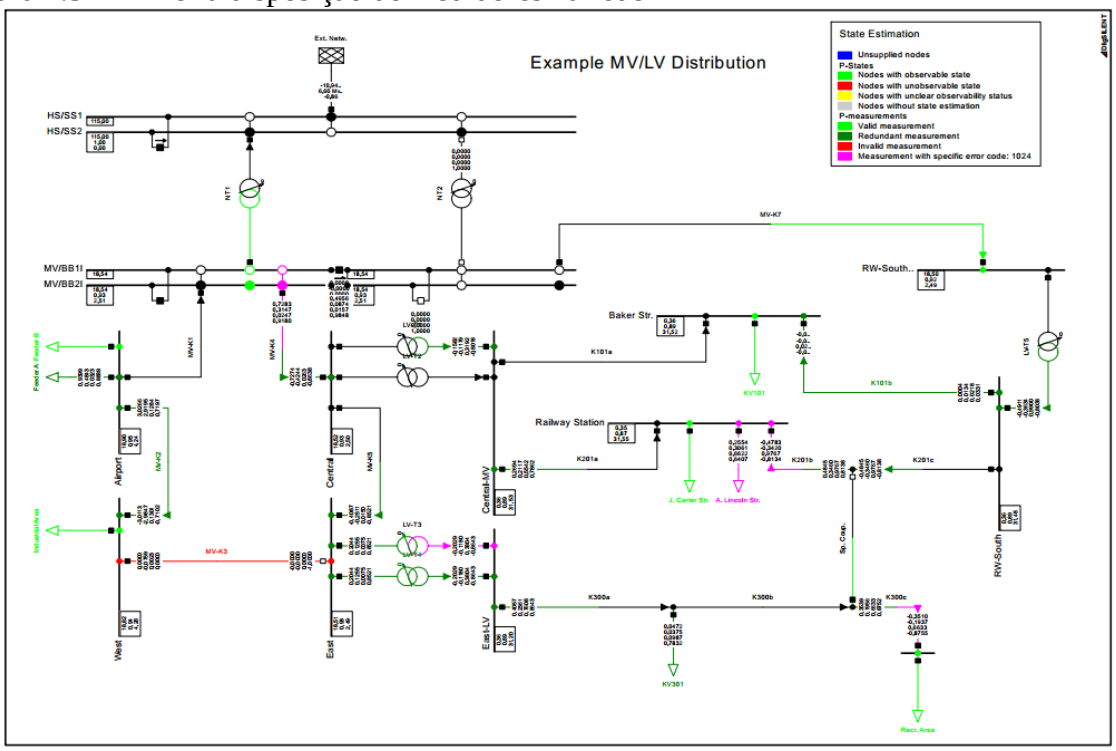
Critério de peso	IAPEE (%)
Igualitário	33,4484
Pela potência no medidor	8,2822

4.2.2 Alteração da localização dos medidores

Neste subitem, tem-se como objetivo modificar a localização dos 25 medidores avaliados no cenário base, visando-se estabelecer duas disposições diferentes para o mesmo cenário, com o intuito de apresentar os resultados no Capítulo 5. Além disso, a disposição dos medidores neste estudo foi escolhida de maneira aleatória, sem nenhum critério de alocação.

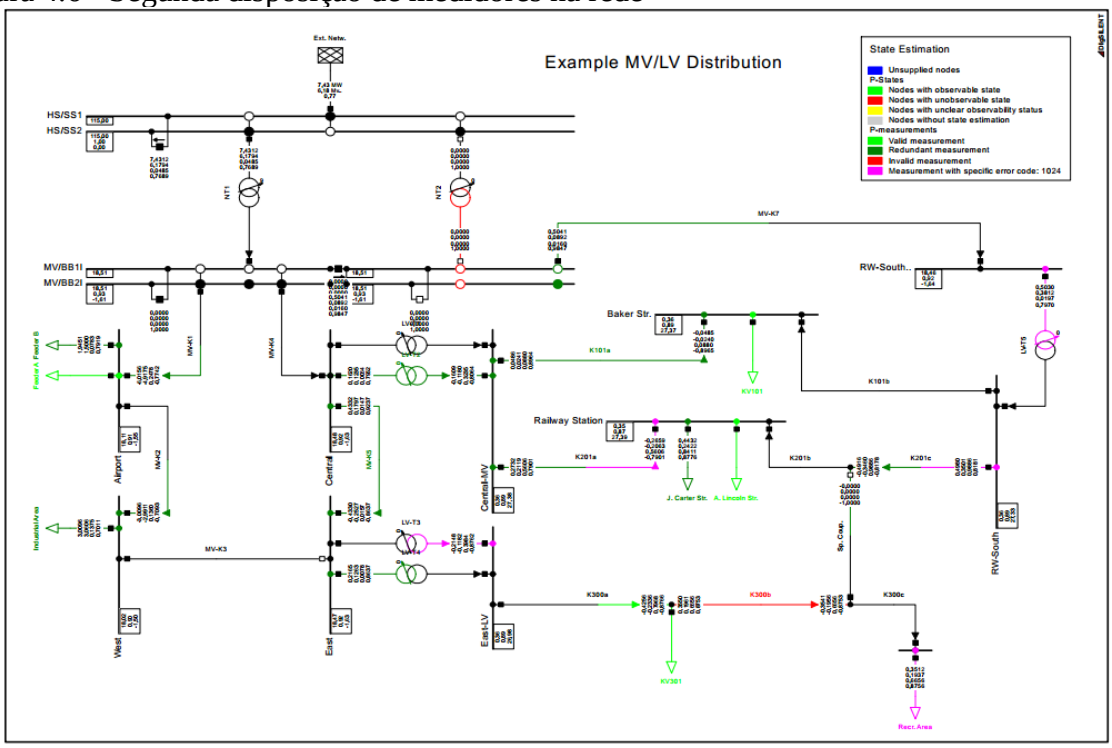
Abaixo é apresentado a configuração de dois modelos de disposição de medidores, conforme é salientado nas Figuras 4.5 e 4.6.

Figura 4.5 - Primeira disposição de medidores na rede



Fonte: Figura retirada do software *DIgSILENT PowerFactory* 2017.

Figura 4.6 - Segunda disposição de medidores na rede



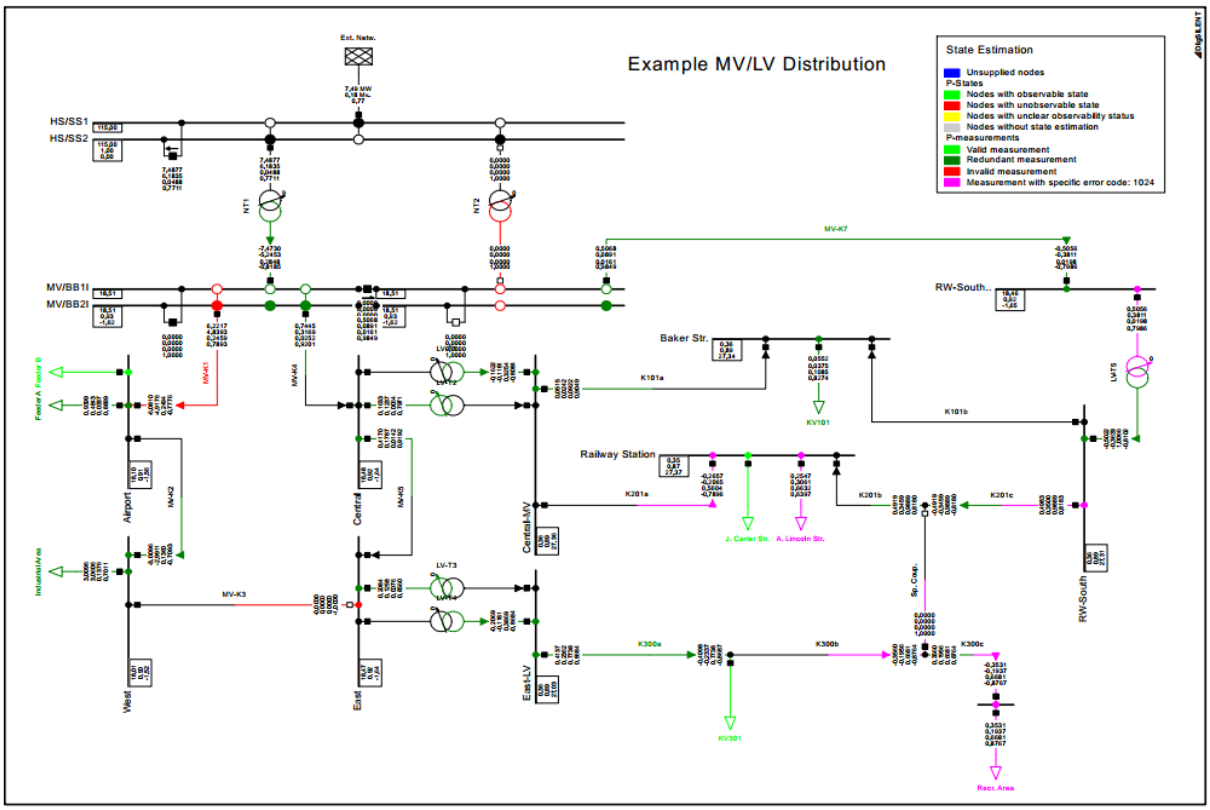
Fonte: Figura retirada do software *DIgSILENT PowerFactory* 2017.

4.2.3 Alteração da quantidade de medidas remotas

Visando-se estabelecer uma avaliação mais abrangente do impacto das medidas remotas na rede de distribuição em análise, busca-se, além da modificação da localização dos medidores ao longo do SEP em estudo, aumentar a quantidade de medidores no mesmo. Logo, procura-se simular o cenário para 32, 40 e 50 medidores, buscando aplicar o IAPEE e obter os resultados a serem apresentados no Capítulo 5 para cada uma das quantidades.

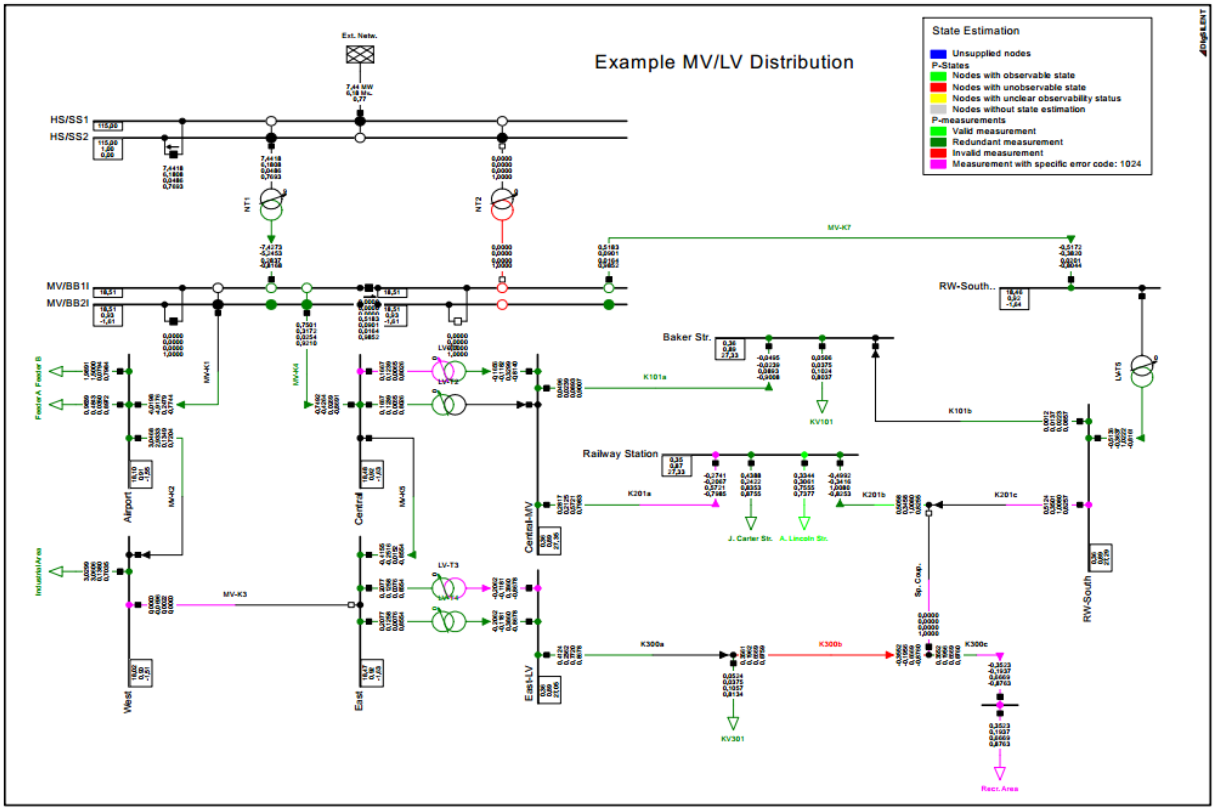
Por conseguinte, com o intuito de observar a evolução do indicador de aumento de precisão, é fornecido pelas Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 o cenário base com o acréscimo de medidores. Deve-se salientar que o acréscimo dos medidores foi escolhido de maneira aleatória, sem nenhum critério de alocação.

Figura 4.7 - Rede de distribuição com 32 medidores



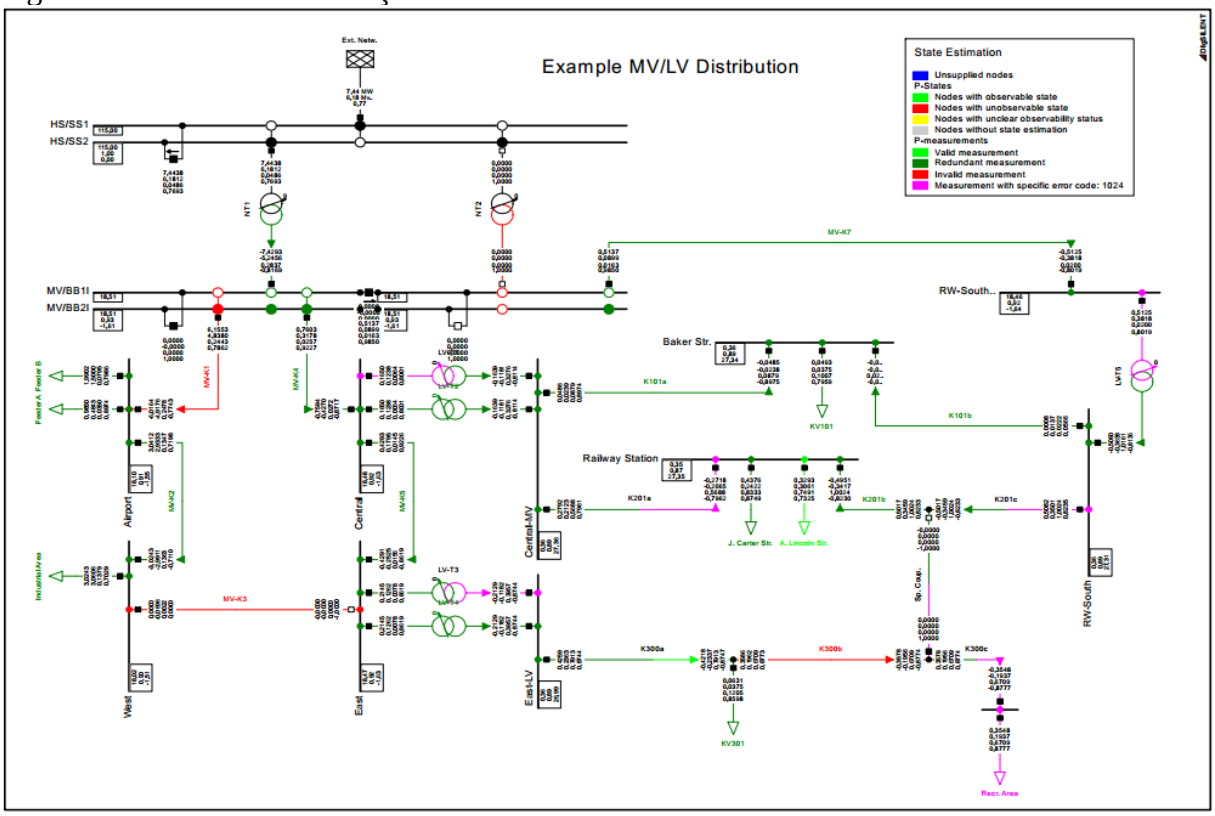
Fonte: Figura retirada do software *DIgSILENT PowerFactory* 2017.

Figura 4.8 - Rede de distribuição com 40 medidores



Fonte: Figura retirada do *software DIgSILENT PowerFactory* 2017.

Figura 4.9 - Rede de distribuição com 50 medidores



Fonte: Figura retirada do *software DIgSILENT PowerFactory* 2017.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentou-se o *software DIgSILENT PowerFactory* 2017 em um contexto geral. Além disso, estabeleceu-se o cenário de análise do trabalho, constituído por um pequeno sistema de distribuição que é um exemplo fornecido pelo próprio programa, o qual foi modificado para as simulações. Dessa forma, tomou-se como estudo de caso, o cenário modificado de medidas com distúrbios, visto que se aproxima do estado real de uma rede, pois apresenta pontos com e sem medidores, além de erros inseridos nas medidas e nos próprios dispositivos.

Diante disso, formulou-se dois critérios de peso, os quais tiveram como variável de análise o IAPEE. Desta forma, em frente aos resultados apresentados pela Tabela 4.3, define-se para este trabalho o critério de peso pela potência nos medidores, pois o mesmo mostrou-se mais representativo para avaliação.

Por conseguinte, procura-se aplicar o critério de peso pela potência medida nos medidores, aos resultados alcançados dentro dos ambientes de variação da disposição e quantidade de medidores, implementados neste capítulo. Logo, visa-se aplicar o indicador definido pelo IAPEE aos resultados das simulações a serem apresentados no Capítulo 5.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo, apresentam-se os resultados das simulações para cada situação implementada no Capítulo 4. Conforme a disposição e quantidade de medidores na rede, fornece-se os dados gerados pelo *software DIgSILENT*, incluindo as medidas irregulares para cada simulação em estudo, pois o cenário é definido por medidas com distúrbios.

5.1 MUDANÇA NA DISPOSIÇÃO DOS MEDIDORES NA REDE

Conforme a localização aleatória dos 25 medidores, indicada pela Figura 4.5, estabeleceu-se a primeira disposição de medidores na rede. Esta estrutura, procura fornecer os resultados para uma diferente configuração da rede básica em análise.

TABELA 5.1 - Resultados para a primeira disposição de medidores

Ponto de Análise	***P* (MW) Medido**	**Normalizado (pu)**	***P* (MW) Calculado**	**Desvio (MW)**	**Erro (%)**
A. Lincoln Str. → Railway Station	0,3500	0,1157	0,2548	0,0952	27,1880
Feeder A → Airport	0,9400	0,3106	0,9399	0,0001	0,0139
K101b → Baker Str.	0,0146	0,0048	0,0017	0,0163	111,4472
K101b → RW-South	0,0029	0,0010	0,0017	0,0012	42,1828
K201a → Central-MV	0,3053	0,1009	0,2693	0,0360	11,7781
K201b → Term. Strip 3	0,4867	0,1608	0,4848	0,0018	0,3796
K201bc → Railway Station	0,5411	0,1788	0,4786	0,0625	11,5515
K201c → Term. Strip 3	0,5292	0,1749	0,4848	0,0443	8,3804
K300 → East-LV	0,4349	0,1437	0,4052	0,0298	6,8439
K300 → Recrat.	0,4200	0,1388	0,3505	0,0695	16,5519
K300c → Term. Strip 2	0,4004	0,1323	0,3534	0,0470	11,7430
KV301 → Term. Strip 1	0,0425	0,0140	0,0472	0,0047	11,0067
LV-T1 → Central-MV	0,1675	0,0553	0,1589	0,0086	5,1215
LV-T3 → East	0,2077	0,0686	0,2041	0,0036	1,7364
LV-T3 → East-LV	0,2737	0,0905	0,2026	0,0711	25,9881
LV-T4 → East	0,2402	0,0794	0,2041	0,0361	15,0328
LV-T4 → East-LV	0,1837	0,0607	0,2026	0,0189	10,2692
LV-T5 → RW-South	0,5102	0,1686	0,4928	0,0174	3,4138
MV-K2 → Airport	3,0260	1,0000	3,0271	0,0012	0,0386
MV-K2 → West	3,0125	0,9955	3,0104	0,0021	0,0713
MV-K3 → East	0,0900	0,0297	0,0000	0,0900	100,0000
MV-K3 → West	0,0700	0,0231	0,0000	0,0700	99,9984
MV-K4 → BB2l	0,7932	0,2621	0,7292	0,0641	8,0763
MV-K4 → Central	0,7424	0,2453	0,7283	0,0141	1,9026
MV-K5 → East	0,4004	0,1323	0,4082	0,0078	1,9452

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Deve-se salientar que, entre os dados fornecidos pela Tabela 5.1, há 12 medições irregulares. Dentre estas, existem 5 medições de ***P*** , 6 medições de ***Q*** e 1 medição de ***I***, conforme ilustrado pela Figura 5.1.

Figura 5.1 - Medidas irregulares para a primeira disposição de medidores

```
Total of 12 out of 75 measurement(s) are declared to be bad (P-meas.: 5(25); Q-meas.: 6(25); I-meas.: 1(25)
Detailed list of bad measurements:
 'Distribution Power System\MV\Cub 3\Cub 3\Pmea  (MV-K4; BB21).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\MV\Cub 3\Cub 3\Qmea  (MV-K4; BB21).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\K201bc\Term. Strip 3\Cub 2\Imea  (K201b; Term. Strip 3).StaExtimea'
 'Distribution Power System\Baker Str.\Cub 3\Qmea  (K101b; Baker Str.).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\East\Cub 2\Qmea  (LV-T3; East).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\East-LV\Cub 1\Pmea  (LV-T3; East-LV).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\East-LV\Cub 3\Imea  (K300; East-LV).StaExtimea'
 'Distribution Power System\RW-South\Cub 3\Qmea  (LV-T5; RW-South).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 4\Imea  (A. Lincoln Str.; Railway Station).StaExtimea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 4\Pmea  (A. Lincoln Str.; Railway Station).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Imea  (K201bc; Railway Station).StaExtimea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Pmea  (K201bc; Railway Station).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Qmea  (K201bc; Railway Station).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\Recrat.\Cub 2\Pmea  (K300; Recrat.).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Recrat.\Cub 2\Qmea  (K300; Recrat.).StaExtqmea'
```

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Com o objetivo de obter mais informações, em comparação aos dois ambientes anteriores, buscou-se uma segunda disposição de medidores na rede. A localização dos medidores ao longo da rede, para os resultados da Tabela 5.2, pode ser observada na Figura 4.6.

TABELA 5.2 - Resultados para a segunda disposição de medidores

Ponto de Análise	***P* (MW) Medido**	**Normalizado (pu)**	***P* (MW) Calculado**	**Desvio (MW)**	**Erro (%)**
Feeder B → Airport	1,9450	0,3233	1,9451	0,0001	0,0063
Industrial Área → West	3,0075	0,4999	3,0096	0,0021	0,0695
J. Carter Str. → Railway Station	0,4450	0,0740	0,4432	0,0018	0,4041
K101a → Baker Str.	0,0096	0,0016	0,0485	0,0389	405,3685
K101a → Central-MV	0,0822	0,0137	0,0486	0,0336	40,8395
K201a → Central-MV	0,3053	0,0507	0,2731	0,0322	10,5506
K201a → Railway Station	0,1989	0,0331	0,2658	0,0669	33,6417
K201bc → RW-South	0,5973	0,0993	0,4981	0,0992	16,6101
K201c → Term. Strip 3	0,5292	0,0880	0,4917	0,0375	7,0836
K300a → Term. Strip 1	0,4412	0,0733	0,4455	0,0043	0,9702
K300b → Term. Strip 1	0,3237	0,0538	0,3547	0,0310	9,5760
K300b → Term. Strip 2	0,4529	0,0753	0,3539	0,0990	21,8620
LV-T2 → Central	0,1334	0,0222	0,1619	0,0285	21,3597
LV-T2 → Central-MV	0,1800	0,0299	0,1608	0,0191	10,6324
LV-T3 → East-LV	0,2737	0,0455	0,2250	0,0487	17,8070
LV-T4 → East	0,2402	0,0399	0,2267	0,0134	5,5995
LV-T5 → RW-South MV	0,6057	0,1007	0,5033	0,1024	16,9136
MV-K1 → Airport	6,0160	1,0000	6,0156	0,0004	0,0061
MV-K2 → West	3,0125	0,5008	3,0096	0,0029	0,0966
MV-K5 → Central	0,4656	0,0774	0,4537	0,0119	2,5471
MV-K5 → East	0,4004	0,0666	0,4330	0,0326	8,1432

TABELA 5.2 - Resultados para a segunda disposição de medidores

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
MV-K7 → BB2r	0,5291	0,0880	0,5044	0,0248	4,6838
NT2 → BB1r	0,0950	0,0158	0,0000	0,0950	100,0000
Recr. Área → Recrat.	0,5050	0,0839	0,3510	0,1540	30,4999
Sp. Coup. → Term. Strip 3	0,0200	0,0033	0,0000	0,0200	100,0000

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Para esta simulação, dentre as medidas expostas na Tabela 5.2, obteve-se, também, 12 medições irregulares. As mesmas são compostas por 5 medições de $\boldsymbol{P}$, 5 medições de $\boldsymbol{Q}$ e 2 medições de $\boldsymbol{I}$, conforme apresentado pela Figura 5.2.

Figura 5.2 - Medidas irregulares para a segunda disposição de medidores

```
Total of 12 out of 76 measurement(s) are declared to be bad (P-meas.: 5(25); Q-meas.: 5(26); I-meas.: 2(25)
Detailed list of bad measurements:
 'Distribution Power System\MV\Cub 12\Cub 12\Qmea  (MV-K7; BB2r).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\K300\Term. Strip 1\Cub 1\Imea  (K300a; Term. Strip 1).StaExtimea'
 'Distribution Power System\East-LV\Cub 1\Pmea  (LV-T3; East-LV).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Imea  (K201bc; RW-South).StaExtimea'
 'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Pmea  (K201bc; RW-South).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Qmea  (K201bc; RW-South).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\RW-South MV\Cub 4\Pmea  (LV-T5; RW-South MV).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\RW-South MV\Cub 4\Qmea  (LV-T5; RW-South MV).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 2\Pmea  (K201a; Railway Station).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 3\Qmea  (J. Carter Str.; Railway Station).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\Recrat.\Cub 1\Pmea  (Recr. Area; Recrat.).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Recrat.\Cub 1\Qmea  (Recr. Area; Recrat.).StaExtqmea'
```

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Por conseguinte, perante os cenários de disposição, observa-se o segundo como o menos afetado por irregularidades, pois apresenta um IAPEE menor. Além disso, percebe-se a diferença dos valores em relação ao cenário base, conforme a Tabela 5.3.

TABELA 5.3 - Comparação do IAPEE para cada disposição de medidores na rede

Disposição dos medidores	IAPEE (%)
Cenário base	8,2822
Primeira disposição	5,7344
Segunda disposição	4,8064

Mediante os resultados alcançados para as duas modificações de localização, observa-se a segunda disposição como o melhor cenário. Este fato é observado mediante um IAPEE menor em relação a primeira disposição, sendo que embora o número de medidas irregulares das duas seja igual a 12, o primeiro apresenta medidas com desvios significativos, pesos menores em torno da proximidade aos centros de carga e possíveis irregularidades nos medidores. Quanto maior o desvio causado pelas incertezas e menor a potência medida nos dispositivos de medição, ou proximidade a um grande número de medidas incorretas por

problemas nos equipamentos, maior é o IAPEE para o caso analisado. Em meio as disposições especificadas, observa-se que as mesmas obtiveram precisões melhores em relação ao caso base estabelecido, o qual apresentou 16 medidas irregulares.

Além disso, para os valores de 8,2822% e 5,7344%, definidos para o cenário base e primeira disposição, respectivamente, o IAPEE indica que é preciso melhorias nos dois ambientes. O aumento na precisão do EE nesses cenários, pode ser alcançado perante uma melhor alocação e/ou instalação de medidores, dentre outros equipamentos de medição, e análise de outras possíveis fontes de EG.

5.2 VARIAÇÃO DA QUANTIDADE DE MEDIDORES

Além da mudança na disposição dos medidores no SEP, buscou-se acrescentar medidores na rede de forma aleatória. Assim, implementou-se os ambientes definidos pelas Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 para 32, 40 e 50 medidores, respectivamente. Logo, obtém-se os resultados, conforme as tabelas apresentas abaixo.

TABELA 5.4 - Resultados para 32 medidores na rede

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
A. Lincoln Str. → Railway Station	0,3500	0,0468	0,2547	0,0953	27,2167
Feeder A → Airport	0,9400	0,1257	0,9399	0,0001	0,0139
Industrial Area → West	3,0075	0,4023	3,0096	0,0021	0,0694
K101a → Central-MV	0,0822	0,0110	0,0515	0,0307	37,3695
K201a → Railway Station	0,1989	0,0266	0,2657	0,0668	33,5883
K201b → Term. Strip 3	0,4867	0,0651	0,4919	0,0052	1,0744
K201bc → RW-South	0,5973	0,0799	0,4983	0,0990	16,5739
K201c → Term. Strip 3	0,5292	0,0708	0,4919	0,0373	7,0432
K300 → East-LV	0,4349	0,0582	0,4137	0,0212	4,8787
K300 → Recrat.	0,4200	0,0562	0,3531	0,0669	15,9193
K300a → Term. Strip 1	0,4412	0,0590	0,4098	0,0314	7,1191
K300b → Term. Strip 2	0,4529	0,0606	0,3560	0,0968	21,3799
K300c → Term. Strip 2	0,4004	0,0536	0,3560	0,0443	11,0705
KV101 → Baker Str.	0,0525	0,0070	0,0552	0,0027	5,2294
LV-T1 → Central-MV	0,1675	0,0224	0,1622	0,0053	3,1424
LV-T2 → Central	0,1334	0,0178	0,1633	0,0299	22,3991
LV-T3 → East	0,2077	0,0278	0,2084	0,0007	0,3447
LV-T4 → East-LV	0,1837	0,0246	0,2069	0,0231	12,5954
LV-T5 → RW-South MV	0,6057	0,0810	0,5056	0,1000	16,5181
LV-T5 → RW-South	0,5102	0,0682	0,5022	0,0080	1,5689
MV-K1 → Airport	6,0160	0,8048	6,0810	0,0650	1,0801

TABELA 5.4 - Resultados para 32 medidores na rede

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
MV-K1 → BB2l	6,2204	0,8321	6,2217	0,0013	0,0211
MV-K2 → West	3,0125	0,4030	3,0096	0,0029	0,0967
MV-K3 → East	0,0900	0,0120	0,0000	0,0900	100,0000
MV-K4 → BB2l	0,7932	0,1061	0,7445	0,0487	6,1384
MV-K5 → Central	0,4656	0,0623	0,4170	0,0486	10,4302
MV-K7 → BB2r	0,5291	0,0708	0,5068	0,0224	4,2296
MV-K7 → RW-South MV	0,5157	0,0690	0,5056	0,0100	1,9487
NT1 → BB2l	7,4753	1,0000	7,4730	0,0023	0,0303
PNT2 → BB1r	0,0950	0,0127	0,0000	0,0950	100,0000
Recr. Area → Recrat.	0,5050	0,0676	0,3531	0,1519	30,0715
Sp. Coup. → Term. Strip 2	0,0500	0,0067	0,0000	0,0500	100,0000

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Neste ambiente implementado com 32 medidores, observa-se em meio as medidas adquiridas na Tabela 5.4, 17 medições irregulares. Dentre estas, existem 8 medições de ***P*** , 7 medições de ***Q*** e 2 medições de ***I***, conforme salientado pela Figura 5.3.

Figura 5.3 - Medidas irregulares para 32 medidores na rede

```
Total of 17 out of 96 measurement(s) are declared to be bad (P-meas.: 8(32); Q-meas.: 7(32); I-meas.: 2(32)
Detailed list of bad measurements:
 'Distribution Power System\MV\Cub 1\Cub 1\Qmea  (MV-K1; BB2l).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\MV\Cub 12\Cub 12\Qmea  (MV-K7; BB2r).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\MV\Cub 2\Cub 2\Qmea  (NT1; BB2l).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\MV\Cub 3\Cub 3\Qmea  (MV-K4; BB2l).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\K201bc\Term. Strip 3\Cub 2\Imea  (K201b; Term. Strip 3).StaExtimea'
 'Distribution Power System\K300\Term. Strip 1\Cub 1\Imea  (K300a; Term. Strip 1).StaExtimea'
 'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 1\Pmea  (K300b; Term. Strip 2).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 2\Imea  (K300c; Term. Strip 2).StaExtimea'
 'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 3\Pmea  (Sp. Coup.; Term. Strip 2).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\East\Cub 2\Qmea  (LV-T3; East).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\East-LV\Cub 3\Imea  (K300; East-LV).StaExtimea'
 'Distribution Power System\RW-South\Cub 3\Qmea  (LV-T5; RW-South).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Imea  (K201bc; RW-South).StaExtimea'
 'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Pmea  (K201bc; RW-South).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Qmea  (K201bc; RW-South).StaExtqmea'
 'Distribution Power System\RW-South MV\Cub 4\Pmea  (LV-T5; RW-South MV).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 2\Pmea  (K201a; Railway Station).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 4\Imea  (A. Lincoln Str.; Railway Station).StaExtimea'
 'Distribution Power System\Railway Station\Cub 4\Pmea  (A. Lincoln Str.; Railway Station).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Recrat.\Cub 1\Pmea  (Recr. Area; Recrat.).StaExtpmea'
 'Distribution Power System\Recrat.\Cub 2\Pmea  (K300; Recrat.).StaExtpmea'
```

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

TABELA 5.5 - Resultados para 40 medidores na rede

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
A. Lincoln Str. → Railway Station	0,3500	0,0468	0,3344	0,0156	4,4519
Feeder A → Airport	0,9400	0,1257	0,9839	0,0439	4,6683
Feeder B → Airport	1,9450	0,2602	1,9891	0,0441	2,2692
Industrial Area → West	3,0075	0,4023	3,0299	0,0224	0,7449
J. Carter Str. → Railway Station	0,4450	0,0595	0,4388	0,0062	1,3825
K101a → Baker Str.	0,0096	0,0013	0,0495	0,0399	415,3643
K101a → Central-MV	0,0822	0,0110	0,0496	0,0326	39,6680

TABELA 5.5 - Resultados para 40 medidores na rede

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
K101b → RW-South	0,0029	0,0004	0,0012	0,0017	59,5891
K201a → Central-MV	0,3053	0,0408	0,2817	0,0236	7,7391
K201a → Railway Station	0,1989	0,0266	0,2741	0,0752	37,8026
K201b → Term. Strip 3	0,4867	0,0651	0,5058	0,0191	3,9254
K201bc → RW-South	0,5973	0,0799	0,5124	0,0849	14,2091
K201bc → Railway Station	0,5411	0,0724	0,4992	0,0419	7,7483
K300 → East-LV	0,4349	0,0582	0,4124	0,0225	5,1761
K300 → Recrat.	0,4200	0,0562	0,3523	0,0677	16,1086
K300b → Term. Strip 1	0,3237	0,0433	0,3561	0,0324	10,0025
K300b → Term. Strip 2	0,4529	0,0606	0,3552	0,0976	21,5577
K300c → Term. Strip 2	0,4004	0,0536	0,3552	0,0451	11,2716
KV101 → Baker Str.	0,0525	0,0070	0,0506	0,0019	3,5330
KV301 → Term. Strip 1	0,0425	0,0057	0,0524	0,0099	23,3723
LV-T1 → Central	0,0909	0,0122	0,1667	0,0758	83,3833
LV-T1 → Central-MV	0,1675	0,0224	0,1656	0,0019	1,1127
LV-T2 → Central	0,1334	0,0178	0,1667	0,0333	24,9700
LV-T3 → East	0,2077	0,0278	0,2077	0,0001	0,0298
LV-T3 → East-LV	0,2737	0,0366	0,2062	0,0675	24,6630
LV-T4 → East	0,2402	0,0321	0,2077	0,0324	13,5056
LV-T4 → East-LV	0,1837	0,0246	0,2062	0,0225	12,2434
LV-T5 → RW-South	0,5102	0,0682	0,5136	0,0034	0,6668
MV-K1 → Airport	6,0160	0,8048	6,0198	0,0038	0,0639
MV-K2 → Airport	3,0260	0,4048	3,0468	0,0208	0,6882
MV-K3 → West	0,0700	0,0094	0,0000	0,0700	99,9984
MV-K4 → BB2l	0,7932	0,1061	0,7501	0,0431	5,4372
MV-K4 → Central	0,7424	0,0993	0,7492	0,0068	0,9115
MV-K5 → East	0,4004	0,0536	0,4155	0,0151	3,7775
MV-K7 → BB2r	0,5291	0,0708	0,5183	0,0108	2,0453
MV-K7 → RW-South MV	0,5157	0,0690	0,5172	0,0015	0,2841
NT1 → BB2l	7,4753	1,0000	7,4273	0,0481	0,6428
NT2 → BB1r	0,0950	0,0127	0,0000	0,0950	100,0000
Recr. Area → Recrat.	0,5050	0,0676	0,3523	0,1527	30,2289
Sp. Coup. → Term. Strip 2	0,0500	0,0067	0,0000	0,0500	100,0000

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Para a implementação com 40 medidores, obteve-se um total de 22 medidas irregulares, em meio aos valores expostos na Tabela 5.5. Logo, há 8 medições de $\boldsymbol{P}$, 10 medições de $\boldsymbol{Q}$ e 4 medições de $\boldsymbol{I}$, dentre as medidas incorretas, mediante observado na Figura 5.4.

Figura 5.4 - Medidas irregulares para 40 medidores na rede

```
Total of 22 out of 120 measurement(s) are declared to be bad (P-meas.: 8(40); Q-meas.: 10(40); I-meas.: 4(40)
Detailed list of bad measurements:
'Distribution Power System\MV\Cub 12\Cub 12\Qmea  (MV-K7; BB2r).StaExtqmea'
'Distribution Power System\MV\Cub 2\Cub 2\Qmea  (NT1; BB21).StaExtqmea'
'Distribution Power System\MV\Cub 3\Cub 3\Qmea  (MV-K4; BB21).StaExtqmea'
'Distribution Power System\K201bc\Term. Strip 3\Cub 2\Imea  (K201b; Term. Strip 3).StaExtimea'
'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 2\Imea  (K300c; Term. Strip 2).StaExtimea'
'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 3\Pmea  (Sp. Coup.; Term. Strip 2).StaExtpmea'
'Distribution Power System\Central\Cub 6\Pmea  (LV-T1; Central).StaExtpmea'
'Distribution Power System\Central\Cub 6\Qmea  (LV-T1; Central).StaExtqmea'
'Distribution Power System\East\Cub 2\Qmea  (LV-T3; East).StaExtqmea'
'Distribution Power System\East-LV\Cub 1\Pmea  (LV-T3; East-LV).StaExtpmea'
'Distribution Power System\East-LV\Cub 3\Imea  (K300; East-LV).StaExtimea'
'Distribution Power System\RW-South\Cub 3\Qmea  (LV-T5; RW-South).StaExtqmea'
'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Imea  (K201bc; RW-South).StaExtimea'
'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Pmea  (K201bc; RW-South).StaExtpmea'
'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Qmea  (K201bc; RW-South).StaExtqmea'
'Distribution Power System\RW-South MV\Cub 1\Qmea  (MV-K7; RW-South MV).StaExtqmea'
'Distribution Power System\Railway Station\Cub 2\Pmea  (K201a; Railway Station).StaExtpmea'
'Distribution Power System\Railway Station\Cub 3\Qmea  (J. Carter Str.; Railway Station).StaExtqmea'
'Distribution Power System\Railway Station\Cub 4\Imea  (A. Lincoln Str.; Railway Station).StaExtimea'
'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Imea  (K201bc; Railway Station).StaExtimea'
'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Qmea  (K201bc; Railway Station).StaExtqmea'
'Distribution Power System\Recrat.\Cub 1\Pmea  (Recr. Area; Recrat.).StaExtpmea'
'Distribution Power System\Recrat.\Cub 2\Pmea  (K300; Recrat.).StaExtpmea'
'Distribution Power System\West\Cub 2\Pmea  (MV-K3; West).StaExtpmea'
```

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

TABELA 5.6 - Resultados para 50 medidores na rede

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
A. Lincoln Str. → Railway Station	0,3500	0,0468	0,3293	0,0207	5,9057
Feeder A → Airport	0,9400	0,1257	0,9850	0,0450	4,7820
Feeder B → Airport	1,9450	0,2602	1,9902	0,0452	2,3241
Industrial Area → West	3,0075	0,4023	3,0243	0,0168	0,5598
J. Carter Str. → Railway Station	0,4450	0,0595	0,4376	0,0074	1,6702
K101a → Baker Str.	0,0096	0,0013	0,0485	0,0389	405,5776
K101a → Central-MV	0,0822	0,0110	0,0486	0,0335	40,8152
K101b → Baker Str.	0,0146	0,0020	0,0008	0,0154	105,2419
K101b → RW-South	0,0029	0,0004	0,0008	0,0021	73,3396
K201a → Central-MV	0,3053	0,0408	0,2792	0,0260	8,5285
K201a → Railway Station	0,1989	0,0266	0,2718	0,0729	36,6353
K201b → Term. Strip 3	0,4867	0,0651	0,5017	0,0150	3,0788
K201bc → RW-South	0,5973	0,0799	0,5082	0,0891	14,9113
K201bc → Railway Station	0,5411	0,0724	0,4951	0,0460	8,4961
K201c → Term. Strip 3	0,5292	0,0708	0,5017	0,0275	5,1997
K300 → East-LV	0,4349	0,0582	0,4259	0,0091	2,0867
K300 → Recrat.	0,4200	0,0562	0,3548	0,0652	15,5170
K300a → Term. Strip 1	0,4412	0,0590	0,4218	0,0194	4,4073
K300b → Term. Strip 1	0,3237	0,0433	0,3586	0,0349	10,7839
K300b → Term. Strip 2	0,4529	0,0606	0,3578	0,0951	21,0014
K300c → Term. Strip 2	0,4004	0,0536	0,3578	0,0426	10,6424
KV101 → Baker Str.	0,0525	0,0070	0,0493	0,0032	6,0841
KV301 → Term. Strip 1	0,0425	0,0057	0,0631	0,0206	48,5728
LV-T1 → Central	0,0909	0,0122	0,1650	0,0741	81,5223
LV-T1 → Central-MV	0,1675	0,0224	0,1639	0,0035	2,1136
LV-T2; → Central	0,1334	0,0178	0,1650	0,0316	23,7018
LV-T2 → Central-MV	0,1800	0,0241	0,1639	0,0160	8,9119

TABELA 5.6 - Resultados para 50 medidores na rede

Ponto de Análise	*P* (MW) Medido	Normalizado (pu)	*P* (MW) Calculado	Desvio (MW)	Erro (%)
LV-T3 → East	0,2077	0,0278	0,2145	0,0069	3,3021
LV-T3 → East-LV	0,2737	0,0366	0,2129	0,0608	22,2085
LV-T4 → East	0,2402	0,0321	0,2145	0,0256	10,6761
LV-T4 → East-LV	0,1837	0,0246	0,2129	0,0292	15,9003
LV-T5 → RW-South MV	0,6057	0,0810	0,5125	0,0932	15,3826
LV-T5 → RW-South	0,5102	0,0682	0,5090	0,0012	0,2337
MV-K1 → Airport	6,0160	0,8048	6,0164	0,0004	0,0063
MV-K1 → BB2l	6,2204	0,8321	6,1553	0,0652	1,0476
MV-K2 → Airport	3,0260	0,4048	3,0412	0,0152	0,5031
MV-K2 → West	3,0125	0,4030	3,0243	0,0118	0,3929
MV-K3 → East	0,0900	0,0120	0,0000	0,0900	100,0000
MV-K3 → West	0,0700	0,0094	0,0000	0,0700	99,9984
MV-K4 → BB2l	0,7932	0,1061	0,7603	0,0329	4,1463
MV-K4 → Central	0,7424	0,0993	0,7594	0,0170	2,2879
MV-K5 → Central	0,4656	0,0623	0,4293	0,0363	7,7895
MV-K5 → East	0,4004	0,0536	0,4291	0,0287	7,1725
MV-K7 → BB2r	0,5291	0,0708	0,5137	0,0155	2,9248
MV-K7 → RW-South MV	0,5157	0,0690	0,5125	0,0032	0,6150
NT1 → BB2l	7,4753	1,0000	7,4293	0,0460	0,6157
NT2 → BB1r	0,0950	0,0127	0,0000	0,0950	100,0000
Recr. Area → Recrat.	0,5050	0,0676	0,3548	0,1502	29,7369
Sp. Coup. → Term. Strip 2	0,0500	0,0067	0,0000	0,0500	100,0000
Sp. Coup. → Term. Strip 3	0,0200	0,0027	0,0000	0,0200	100,0000

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Mediante a inclusão de 50 medidores no SEP em estudo, obteve-se um total de 26 medições irregulares, incluídas em meio aos resultados da Tabela 5.6. Dentre o conjunto de medidas incorretas, encontram-se 8 medições de $\boldsymbol{P}$, 12 medições de $\boldsymbol{Q}$ e 6 medições de $\boldsymbol{I}$, como demonstrado na Figura 5.5.

Figura 5.5 - Medidas irregulares para 50 medidores na rede

```
Total of 26 out of 150 measurement(s) are declared to be bad (P-meas.: 8(50); Q-meas.: 12(50); I-meas.: 6(50)
Detailed list of bad measurements:
  'Distribution Power System\MV\Cub 1\Cub 1\Qmea  (MV-K1; BB21).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\MV\Cub 12\Cub 12\Qmea  (MV-K7; BB2r).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\MV\Cub 2\Cub 2\Qmea  (NT1; BB21).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\MV\Cub 3\Cub 3\Qmea  (MV-K4; BB21).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\K201bc\Term. Strip 3\Cub 2\Imea  (K201b; Term. Strip 3).StaExtimea'
  'Distribution Power System\K300\Term. Strip 1\Cub 1\Imea  (K300a; Term. Strip 1).StaExtimea'
  'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 2\Imea  (K300c; Term. Strip 2).StaExtimea'
  'Distribution Power System\K300\Term. Strip 2\Cub 3\Pmea  (Sp. Coup.; Term. Strip 2).StaExtpmea'
  'Distribution Power System\Airport\Cub 2\Qmea  (Feeder B; Airport).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\Baker Str.\Cub 3\Qmea  (K101b; Baker Str.).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\Central\Cub 6\Pmea  (LV-T1; Central).StaExtpmea'
  'Distribution Power System\Central\Cub 6\Qmea  (LV-T1; Central).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\East\Cub 2\Qmea  (LV-T3; East).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\East-LV\Cub 1\Pmea  (LV-T3; East-LV).StaExtpmea'
  'Distribution Power System\East-LV\Cub 3\Imea  (K300; East-LV).StaExtimea'
  'Distribution Power System\RW-South\Cub 3\Qmea  (LV-T5; RW-South).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Imea  (K201bc; RW-South).StaExtimea'
  'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Pmea  (K201bc; RW-South).StaExtpmea'
  'Distribution Power System\RW-South\Cub 6\Qmea  (K201bc; RW-South).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\RW-South MV\Cub 4\Pmea  (LV-T5; RW-South MV).StaExtpmea'
  'Distribution Power System\Railway Station\Cub 2\Pmea  (K201a; Railway Station).StaExtpmea'
  'Distribution Power System\Railway Station\Cub 3\Qmea  (J. Carter Str.; Railway Station).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\Railway Station\Cub 4\Imea  (A. Lincoln Str.; Railway Station).StaExtimea'
  'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Imea  (K201bc; Railway Station).StaExtimea'
  'Distribution Power System\Railway Station\Cub 5\Qmea  (K201bc; Railway Station).StaExtqmea'
  'Distribution Power System\Recrat.\Cub 1\Pmea  (Recr. Area; Recrat.).StaExtpmea'
  'Distribution Power System\Recrat.\Cub 2\Pmea  (K300; Recrat.).StaExtpmea'
```

Fonte: Dados retirados do exemplo modificado (DIgSILENT GmbH, 2017).

Por conseguinte, calcula-se o IAPEE, levando-se em consideração a quantidade de medidas em cada configuração, apresentando os resultados na Tabela 5.7. Dentre os quatro valores calculados para o índice, considerando-se o cenário base, tem-se o cenário de 32 medidores como o menos afetado por distúrbios.

TABELA 5.7 - Comparação do IAPEE para cada quantidade de medidores na rede

Quantidade de medidores	IAPEE (%)
25 (Cenário base)	8,2822
32	3,7669
40	4,4845
50	4,2138

Em meio aos valores calculados para o IAPEE nas Tabela 5.3 e 5.7, observa-se que o acréscimo de medidores resultou em melhorias na observabilidade da rede, pois o melhor índice alcançado para a disposição de medidores foi de 4,8064%, enquanto que para todas as quantidades incrementas de medidores, os valores calculados foram menores. Perante isto, verifica-se que o aumento de medidas remotas no SEP em análise, causou uma melhoria na estimação de estados.

Por conseguinte, diante das três quantidades de medidores acrescidas, apontou-se o caso de 32 medidores na rede com menores desvios e incertezas. Além disso, para 32 medidores determinou-se um total de 17 medidas irregulares, sendo que para 40 medidores há 22 medidas irregulares e para 50, obtiveram-se 26 irregularidades. Logo, deve-se observar que mesmo possuindo mais medidores na rede para os casos de 40 e 50 dispositivos de medição, o número

de irregularidades e desvios observados foi mais elevado do que a quantidade de 32 medidores. Como salientado anteriormente, para o caso de disposição de medidores, desvios elevados acarretam em maiores incertezas, assim como valores menores de potência medida e proximidade a várias medidas incorretas, resultam em um valor de IAPEE mais elevado.

Por conseguinte, além do indicador avaliar a rede com 32 medidores como melhor estimativa para aquisição das variáveis de estado nos pontos em análise, os valores de 4,4845% e 4,2138%, encontrados para 40 e 50 medidores no SEP pelo mesmo, respectivamente, indica os cenários que necessitam de melhorias. Assim, verifica-se que o aumento na quantidade de medidores na rede, ajudou na localização de pontos com distúrbios. Como foi salientado anteriormente, o aumento na precisão das medidas remotas adquiridas, pode ser definido pela inserção de novos dispositivos de medição, melhora na alocação dos mesmos, troca e/ou manutenção de equipamentos com defeitos.

6 CONCLUSÃO

Conforme a evolução dos meios de comunicação, processamento de dados e programas computacionais, a supervisão e manipulação das grandezas encontradas no SEP alcançou um patamar mais abrangente no quesito de informações. O cenário atual, contido dentro dos pilares da geração, transmissão e distribuição, tornou-se mais complexo perante o aumento da demanda por energia e acesso a múltiplos pontos de consumo, necessitando-se de mecanismos mais precisos de monitoramento. Dentro deste contexto, o setor de distribuição, por ser o mais crescente e afetado por perdas provindas de múltiplas fontes, vem buscando métodos que auxiliem na melhoria da observabilidade e operação em meio a um cenário, cada vez mais, direcionado as REI.

A estimação de estados foi criada, implementada e consolidada dentro do âmbito de transmissão de energia elétrica, tendo-se como base os parâmetros deste setor. Desta forma, com as necessidades impostas pela evolução das redes de distribuição, procurou-se adaptar o EE para os mesmos, visto que este método apresenta grande potencial para o monitoramento e tratamento de erros provindos de fontes como medidas, dispositivos de instrumentação, comunicação, dentre outras possibilidades. Porém, diante das características impostas pelo setor de distribuição, necessitou-se adaptar o EE conforme as variáveis oferecidas na área. Assim, emergiu-se um vasto conjunto de trabalhos na literatura concernente ao assunto, com o objetivo de abordar a resolução do problema perante diferentes formas de modelagem. Além disso, com a observação de irregularidades nas metodologias implementas, novos métodos foram apresentados com o intuito de sanar os pontos mal consolidados.

Neste trabalho, procurou-se abordar, além das informações provindas dos medidores, alguns equipamentos que podem fornecer dados definidos por medidas e pseudo-medidas. Por isso, foram apresentados alguns dispositivos como medidores inteligentes, PMUs, banco de capacitores, reguladores de tensão, religadores e chaves telecomandadas. Os mesmos, além da função de configuradores de topologia da rede, devido a funções como chaveamento e modelagem do SEP, podem ser empregados como fontes de informação para o EE, sendo de grande utilidade para obtenção do estado atual da rede.

Com o intuito de abordar o método de estimação de estados dentro dos sistemas de distribuição de energia, foi elaborado neste trabalho uma análise do impacto de medidas remotas na estimação de estados dentro de uma pequena rede de distribuição fornecida pelo *software DIgSILENT 2017*. Dentro desta rede, a qual é um exemplo do banco de dados do

programa, selecionou-se o estudo de caso de medidas com distúrbios, o qual foi modificado para as simulações e obtenção dos resultados.

Para efetuar a avaliação das medidas obtidas pelo EE, levou-se em consideração o Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estado (IAPEE), o qual foi empregado, primeiramente, na escolha de um critério de peso entre o quesito igualitário e pela potência medida nos medidores. Logo, o critério pela potência nos medidores, apresentou-se mais representativo para aplicação. Desta forma, o IAPEE foi utilizado como variável de avaliação para a mudança na disposição e quantidade de medidores na rede em análise.

O ambiente elaborado para a mudança na disposição de medidores na rede, apresentou a segunda disposição como cenário menos afetado por distúrbios. O IAPEE calculado variou em torno de 4,8064%, sendo observado 12 medidas com distúrbios na simulação. Deste modo, como o número de incertezas e desvios das mesmas é menor, além das medidas de potência estarem próximas as cargas mais elevadas, o índice é mais baixo, resultando em um ambiente de operação mais estável para as medições obtidas nos pontos onde há medidores.

Além dessa situação, o acréscimo de medidores na rede proporcionou uma melhoria considerável em comparação aos cenários anteriores, pois além de identificar pontos de medidas mais precisas, também indicou locais onde é necessário melhorias. O menor IAPEE alcançado, dentre todos os cenários de simulação, foi de 3,7669%, para a quantidade de 32 medidores na rede, com 17 medidas irregulares. Embora os ambientes configurados para 40 e 50 medidores apresentarem mais medidas dentro do mesmo cenário de análise, as mesmas possuem mais distúrbios e desvios. Logo, os valores de 4,4845% e 4,2138% de IAPEE, para 40 e 50 medidores, respectivamente, mostraram possíveis pontos para melhoria em frente aos desvios observados.

Por conseguinte, conclui-se que a disposição e quantidade de medidas remotas ao longo da rede de distribuição afeta diretamente a estimação de estados. Levando-se em consideração o IAPEE, para o critério de peso utilizado, observa-se que o mesmo piora perante um grande número de desvios elevados nas medidas, distanciamento dos centros de carga ou proximidade a grandes cargas com medições incorretas, medidores mal alocados, baixo número de informações da rede e erros provindos dos próprios medidores, dentre outras fontes. Em contrapartida, o índice melhora com a queda nos valores de desvio, proximidade a grandes centros de carga com medidas precisas, medidores bem alocados e calibrados, sem erros de instrumentação, além do aumento do número de medidas remotas.

Logo, verifica-se que as medidas remotas trazem uma influência direta na estimação de estados, principalmente em um contexto que inclua as *smart grids*. Dentro do âmbito de *smart*

meters, as medidas obtidas em tempo real serão direcionadas para os bancos de dados das concessionárias, as quais deveram obter um estado confiável e preciso de operação, com o intuito de reduzir as perdas no setor de distribuição e melhorar os indicadores de confiabilidade.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Com o objetivo de alcançar um número maior de dados dentro do âmbito de distribuição, deverá ser levado em consideração as informações provindas de outros dispositivos encontrados na rede. Além disso, deve-se procurar uma análise mais precisa e completa sobre a alocação dos medidores no SEP, com o intuito de reduzir os gastos e aumentar, de maneira concisa, a qualidade na aquisição de informações.

Em suma, a busca pela comprovação do índice aplicado neste trabalho, deve ser realizada, pois o mesmo não possui um estudo matemático/vetorial que comprove a equação. Logo, busca-se comprovar e aplicar o mesmo em outros cenários com diferentes parâmetros, topologias e associado a outros critérios de avaliação.

Por conseguinte, a análise do EE em ambientes maiores e mais complexos, os quais possuem um número de variáveis mais elevado, deve ser efetuada levando em consideração um estudo multicriterial. Diante disso, visa-se obter uma visibilidade mais abrangente do estado real de operação da rede de distribuição.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **A distribuição de energia**. Disponível em: <http://www.abradee.com.br>. Acesso em: 26 ago. 2017.

ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G. **Power system state estimation: theory and implementation**. 1. ed. New York – NY; USA: CRC Press – Marcel Dekker, 2004.

ALLEMONG, J.; RADU, L.; SASSON, A. A fast and reliable state estimation algorithm for AEP's new control center. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 4, p. 933–944, 1982.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 25 ago. 2017.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1601–1609, 1994.

COSTA, A. S. **Modelagem em Tempo Real de Sistemas Elétricos de Potência**. Disponível em: <http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/assp/assp.html>. Acesso em: 18 dez. 2017.

DIGSILENT. **DIgSILENT Power System Software & Engineering**. Disponível em: <https://www.digsilent.de/en/?p=Software/DIgSILENT_PowerFactory/InterfacingPowerFactory/&package=Basic>. Acesso em: 18 dez. 2017.

DIGSILENT GMBH. **User Manual version 2017**. Gomaringen, Germany: Heinrich-Hertz-Straße 9, 2017.

EHRENSPERGER, J. G. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC, 2004.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 25 ago. 2017.

EPRI. **EPRI | SmartGrid Resource Center**. Disponível em: <http://smartgrid.epri.com/>. Acesso em: 20 out. 2017.

FANG, X. et al. Smart Grid – The New and Improved Power Grid : **IEEE Communications Surveys and Tutorials**, v. 14, n. 4, p. 944–980, 2012.

IRVING, M. R. R.; OWEN, R. C. C.; STERLING, M. J. H. J. H. Power-system state estimation using linear programming. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 125, n. 9, p. 879–885, 1978.

KONDO, D. V. **Alocação de religadores automatizados em sistemas de distribuição**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, SP, 2015.

LARSON, R.; TINNEY, W.; PESCHON, J. State Estimation in Power Systems Part I: Theory

and Feasibility. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 3, p. 345–352, 1970.

LOPES, T. T. E. **Estimadores de Estado em Sistemas de Energia Elétrica Incluindo Restrições Fuzzy**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ, 2008.

MELIOPOULOS, A. P. S.; ZHANG, F. Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 11, n. 2, p. 939–946, 1996.

MILBRADT, R. G. **Novos Métodos de Estimação de Estado Multi-Área com potencial aplicação em Redes Elétricas Inteligentes**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, RS, 2015.

MILI, L.; PHANIRAJ, V.; ROUSSEEUW, P. J. LEAST MEDIAN OF SQUARES ESTIMATION IN POWER SYSTEMS. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 511–523, 1991.

MONTICELLI, A. **State Estimation in Electric Power Systems. A Generalized Approach.** 1. ed. New York, NY – USA: Springer, 1999.

NANNI, M. **Estimador de estado robusto baseado no método da mínima mediana**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, SP, 2009.

NETO, L. H. T. F. **Estimador de Estado Inteligente para Análise de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia.** [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, SP, 2011.

NUQUI, R. F. **State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia), Faculty of the Virginia, Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, 2001.

PAIVA, C. M. **Gestão de redes de distribuição em tempo real : Parte I - Estimação de estado**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) – Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, Portugal, 2010.

PEREIRA, I. S. **Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Baseada em Medições Fasoriais**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, MG, 2015.

PHADKE, A. G. Synchronized phasor measurements in power systems. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 6, n. 2, p. 10–15, 1993.

RANKOVIĆ, A.; MAKSIMOVIĆ, B. M.; SARIĆ, A. T. A three-phase state estimation in active distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 54, p. 154–162, 2014.

SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 1, p. 120–125, 1970.

SCHWEPPE, F. C. Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation. **IEEE**

Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-89, n. 1, p. 130–135, 1970.

SCHWEPPE, F. C.; ROM, D. B. Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 1, p. 125–130, 1970.

SILVA, É. R. DA. **Análises de Estimação de Estados em um Sistema de Distribuição Utilizando o Software Computacional Digsilent Powerfactory**. [s.l.] Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Santa Maria, UFSM. Santa Maria, RS, 2017.

TECCHIO, P. P. V. **Análise do Estimador de Estado por Mínimos Quadrados Ponderados, em Sistemas Elétricos de Potência, nas Regiões Próximas ao Limite de Máximo Carregamento**. [s.l.] Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, SP, 2011.

WILLY W. KOTIUGA ; M. VIDYASAGAR. Bad Data Rejection Properties of Weughted Least Absolute Value Techniques Applied to Static State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-101, n. 4, p. 844–853, 1982.