

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
COMPUTAÇÃO**

RUDOLF FRANCESCO PALUMBO PATERNOST

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE ERROS DE
PARÂMETROS PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

**São Carlos
Novembro de 2016**

Rudolf Francesco Palumbo Paternost

**Análise da influência de erros de parâmetros para
estimação de estados em sistemas de distribuição de
energia elétrica**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo. Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos
Novembro de 2016

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

P295a

Paternost, Rudolf Francesco Palumbo

Análise da influência de erros de parâmetros para
estimação de estados em sistemas de distribuição de
energia elétrica / Rudolf Francesco Palumbo Paternost;
orientador Eduardo Nobuhiro Asada. São Carlos, 2016.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2016.

1. Estimação de estados. 2. Distribuição de
energia. 3. Parâmetros de circuito. 4. Controle. 5.
Monitoramento. 6. Programação. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Rudolf Francesco Palumbo Paternost

Título: “Análise da influência de erros de parâmetros para estimação de estados em sistemas de distribuição de energia elétrica”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 21/11/2016,

com NOTA 9,3 (nove, três), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Profa. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli - UNICAMP

*Dr. Eduardo Werley Silva dos Ângelos - (Pós-doutorado -
SEL/EESC/USP)*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

Dedico este trabalho a todos aqueles que utilizam a ciência e tecnologia para o progresso de nossa sociedade.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me colocar em situação privilegiada, possibilitando que eu esteja numa grande universidade, encerrando esta etapa de minha vida com êxito.

Aos meus pais, Rudolf e Giuliana, por todo apoio e incentivo que recebi durante toda minha vida.

Ao professor Eduardo, pela orientação e auxílio durante todo o período de realização deste trabalho.

À Universidade de São Paulo, por proporcionar uma excelente estrutura para trabalho e estudo durante os 5 anos em que lá estive.

A todos os meus colegas da USP, por todo o convívio diário e mútua cooperação.

Resumo

Uma modelagem em tempo real é uma representação matemática (computacional) das condições atuais de um sistema elétrico de potência. Este modelo é extraído das informações existentes do sistema elétrico, como os dados estáticos da rede, que é sua configuração topológica, e os dados dinâmicos do circuito, como correntes, tensões e potências. Estes são obtidos por medidas realizadas na rede de energia, tanto em tempo real, quanto originárias de dados históricos armazenados. A estimação de estados é o mecanismo principal para a obtenção deste modelo em tempo real da rede. Os sistemas de distribuição de energia elétrica são tradicionalmente não monitorados, portanto raramente são utilizados estimadores de estados. Os programas de cálculo de fluxo de carga são utilizados para a obtenção do estado do sistema elétrico, mas existe uma tendência para a utilização de monitoramento e controle em sistemas de distribuição, havendo assim a necessidade do estimador de estados com o objetivo de melhorar a operação do sistema. Existem vários modelos para estimação de estados em distribuição de energia e neste trabalho é utilizado um modelo baseado nas correntes dos alimentadores como variáveis de estado. Este trabalho de conclusão de curso tem como proposta analisar a influência da variação dos dados topológicos da rede nos resultados finais calculados pelo programa e avaliar a sensibilidade deste método de estimação de estados frente à variações topológicas da rede.

Palavras-chaves: Estimação de estados; distribuição de energia; parâmetros de circuito; controle; monitoramento; programação.

Abstract

A real-time modeling is a mathematical representation of the current conditions of an electric power system. This model is extracted from existing information of the power system such as static network data, which is the topological configuration, and circuit data such as currents, voltages and power injection and flow. The information is obtained by measurements taken from the power network, both in real time and also from historical data. State estimation is the main mechanism for obtaining the real time model of the power network. Electric power distribution systems are traditionally not monitored, so state estimation are rarely used. Power flow routines are generally used to obtain the electrical state of the system, but there is a tendency to use monitoring and control systems, so the state estimator is required in order to improve the operation of the system. There are several models for state estimation in power distribution systems and in this work a model in which the branch currents are the state variables is used. This study analyzes the influence of topological errors over the state estimation and examines the sensitivity to the state estimation method.

Keywords: State estimation; power distribution systems; circuit parameters; control; monitoring; programming.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Circuito equivalente de uma fase	36
Figura 2 – Diagrama que representa as injeções de potência numa barra	38
Figura 3 – Diagrama unifilar que representa a queda de tensão nos barramentos .	39
Figura 4 – Modelo do alimentador trifásico	41
Figura 5 – Representação das cargas	42
Figura 6 – Partes de um circuito de distribuição	44
Figura 7 – Sistema de distribuição	45
Figura 8 – Fluxograma do algoritmo realizado	48
Figura 9 – Sistema de teste IEEE 13 barras	49
Figura 10 – Sistema para simulação	53
Figura 11 – Medidas coletadas no circuito da fase A	55
Figura 12 – Medidas coletadas no circuito da fase B	56
Figura 13 – Medidas coletadas no circuito da fase C	56

Listas de tabelas

Tabela 1 – Configuração das cargas	50
Tabela 2 – Configuração das linhas	50
Tabela 3 – Fases presentes em cada configuração	51
Tabela 4 – Impedância em ohms por milha	51
Tabela 5 – Impedância em ohms por milha	51
Tabela 6 – Impedância em ohms por milha	51
Tabela 7 – Impedância em ohms por milha	52
Tabela 8 – Impedância em ohms por milha	52
Tabela 9 – Impedância em ohms por milha	52
Tabela 10 – Impedância em ohms por milha	52
Tabela 11 – Configuração das cargas para o circuito simplificado	53
Tabela 12 – Parâmetro das linhas para o circuito simplificado	54
Tabela 13 – Fluxos de potência	57
Tabela 14 – Fluxos de corrente	57
Tabela 15 – Injeções de potência	57
Tabela 16 – Magnitude de tensão	57
Tabela 17 – Fluxos de potência	58
Tabela 18 – Fluxos de corrente	58
Tabela 19 – Injeções de potência	58
Tabela 20 – Magnitudes de tensão	58
Tabela 21 – Fluxos de potência	59
Tabela 22 – Fluxos de corrente	59
Tabela 23 – Injeções de potência	59
Tabela 24 – Magnitudes de tensão	59
Tabela 25 – Dados de barramentos - Fase A	60
Tabela 26 – Dados de linhas - Fase A	60
Tabela 27 – Dados de barramentos - Fase B	61
Tabela 28 – Dados de linhas - Fase B	61
Tabela 29 – Dados de barramentos - Fase C	62
Tabela 30 – Dados de linhas - Fase C	62
Tabela 31 – Dados nos barramentos - Fase A	64
Tabela 32 – Dados nas linhas - Fase A	64
Tabela 33 – Erros relativos de corrente em %	64
Tabela 34 – Dados nos barramentos - Fase B	65
Tabela 35 – Dados nas linhas - Fase B	65
Tabela 36 – Erros relativos de corrente em %	65

Tabela 37 – Dados nos barramentos - Fase C	66
Tabela 38 – Dados nas linhas - Fase C	66
Tabela 39 – Erros relativos de corrente em %	66
Tabela 40 – Dados nos barramentos - Fase A	68
Tabela 41 – Dados nas linhas - Fase A	69
Tabela 42 – Erros relativos de corrente em %	69
Tabela 43 – Dados nos barramentos - Fase B	69
Tabela 44 – Dados nas linhas - Fase B	70
Tabela 45 – Erros relativos de corrente em %	70
Tabela 46 – Dados nos barramentos - Fase C	70
Tabela 47 – Dados nas linhas - Fase C	71
Tabela 48 – Erros relativos de corrente em %	71
Tabela 49 – Dados nos barramentos - Fase A	72
Tabela 50 – Dados nas linhas - Fase A	72
Tabela 51 – Erros relativos de corrente em %	72
Tabela 52 – Dados nos barramentos - Fase B	73
Tabela 53 – Dados nas linhas - Fase B	73
Tabela 54 – Erros relativos de corrente em %	73
Tabela 55 – Dados nos barramentos - Fase C	74
Tabela 56 – Dados nas linhas - Fase C	74
Tabela 57 – Erros relativos de corrente em %	74
Tabela 58 – Dados nos barramentos - Fase A	75
Tabela 59 – Dados nas linhas - Fase A	76
Tabela 60 – Erros relativos de corrente em %	76
Tabela 61 – Dados nos barramentos - Fase B	76
Tabela 62 – Dados nas linhas - Fase B	77
Tabela 63 – Erros relativos de corrente em %	77
Tabela 64 – Dados nos barramentos - Fase C	77
Tabela 65 – Dados nas linhas - Fase C	78
Tabela 66 – Erros relativos de corrente em %	78
Tabela 67 – Dados nos barramentos - Fase A	79
Tabela 68 – Dados nas linhas - Fase A	79
Tabela 69 – Erros relativos de corrente em %	79
Tabela 70 – Dados nos barramentos - Fase B	80
Tabela 71 – Dados nas linhas - Fase B	80
Tabela 72 – Erros relativos de corrente em %	80
Tabela 73 – Dados nos barramentos - Fase C	81
Tabela 74 – Dados nas linhas - Fase C	81
Tabela 75 – Erros relativos de corrente em %	81

Tabela 76 – Dados nos barramentos - Fase A	82
Tabela 77 – Dados nas linhas - Fase A	82
Tabela 78 – Erros relativos de corrente em %	82
Tabela 79 – Dados nos barramentos - Fase B	83
Tabela 80 – Dados nas linhas - Fase B	83
Tabela 81 – Erros relativos de corrente em %	83
Tabela 82 – Dados nos barramentos - Fase C	84
Tabela 83 – Dados nas linhas - Fase C	84
Tabela 84 – Erros relativos de corrente em %	84

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Estimação de estados em sistemas elétricos de potência	21
1.2	Objetivos	23
1.3	Estrutura do trabalho	23
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DO ESTIMADOR DE ESTADOS	25
2.1	Estimativa por máxima verossimilhança	25
2.2	Função densidade de probabilidade Gaussiana	25
2.3	A função de probabilidade	26
2.4	Modelo de medidas	27
2.5	Detectão e correção de erros	28
2.5.1	Propriedades dos resíduos de medidas	29
2.5.2	Teste do maior resíduo normalizado	31
3	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	33
3.1	Introdução	33
3.2	Cálculo de fluxo de carga para sistemas de distribuição de energia	34
3.3	Modelo ramo-corrente para estimação de estados em distribuição de energia	35
3.4	Modelo ramo-corrente em coordenadas polares para estimação de estados em distribuição de energia	36
3.5	Descrição do método de estimação de estados utilizado neste trabalho	41
3.6	Algoritmo programado	47
4	CIRCUITO EM ESTUDO	49
5	SIMULAÇÕES REALIZADAS E RESULTADOS OBTIDOS	55
5.1	Medições utilizadas nas simulações	55
5.2	Simulação com o fluxo de carga <i>backward-forward sweep</i>	60
5.3	Simulações realizadas com o estimador de estados	63
5.3.1	1ª Simulação: Estimador de estados ramo-corrente	63
5.4	Simulação do estimador de estados ramo-corrente com inserção de erros nos parâmetros	68
5.4.1	2ª Simulação: aumento percentual em todos os parâmetros	68
5.4.2	3ª Simulação: diminuição percentual em todos os parâmetros	71

5.4.3	4 ^a , 5 ^a e 6 ^a simulações: Multiplicação do comprimento de uma linha por um valor fixo	75
6	CONCLUSÃO	87
	REFERÊNCIAS	89

1 Introdução

1.1 Estimação de estados em sistemas elétricos de potência

Estimação de estados em sistemas de energia elétrica foi abordado pela primeira vez por Schweppe and Wildes [1] no final de 1960, e a estrutura básica do problema continua quase a mesma [2]. O estimador de estados processa um conjunto de medidas e fornece uma solução em tempo real do estado da rede elétrica em estudo, que é a base para análises de monitoramento, segurança e controle. O estimador de estados é fundamentado numa relação matemática que associa as variáveis de estado (que no caso clássico são as tensões nodais em magnitude e fase) e medidas, como injeções de potência nas barras, fluxos de potência e corrente nas linhas e tensões nodais.

Existem três tipos de dados que são utilizados na estimação de estados: (i) Os dados de medidas que são adquiridos em campo; (ii) Pseudo-medidas, que são adquiridas a partir de dados históricos e levantamentos estatísticos, e que são introduzidas para melhorar a observabilidade das redes; (iii) Medidas-virtuais, que são informações que não necessitam de medidas, como injeções nulas numa estação comutadora. Uma forma de se incorporar as pseudo-medidas e medidas-virtuais é tratar o primeiro como dados que possuem baixa precisão e o segundo como dados de maior precisão. A colocação de pesos causam problemas de convergência na implementação do estimador de estados em sistemas de grande escala e este problema é conhecido no termo inglês como *ill-conditioning* ou mau condicionamento numérico [3].

As grandezas medidas e utilizadas no estimador de estados possuem erros. Estes erros originam-se de, por exemplo: Transdutores indevidamente calibrados, efeito da conversão analógica para digital, ruídos nos canais de telecomunicação, fases desbalanceadas. Adicionalmente à solução do cálculo de fluxo de carga e determinação do estado da rede, o estimador de estados fornece funções como detecção de erros grosseiros de medidas e possíveis correções, objetivando a minimização de erros existentes nos dados [3].

Em [3] mostra-se um estudo básico de estimação de estados em sistemas de energia, pois apresenta um tutorial referente ao problema e seus métodos de resolução, como a solução clássica baseada no método dos mínimos quadrados, o tratamento de mau condicionamento numérico causado por medidas, aliviando suas influências, detecção e correção de erros grosseiros.

Dado um conjunto de medidas e suas localizações, é necessário determinar se uma solução única da rede é obtida com o estimador de estados. Para isto, é necessário fazer uma análise de observabilidade da rede que é realizada anteriormente ao processo de

estimação de estados, com o objetivo de identificar a melhor localização para a instalação de medidores. Se um sistema é não observável, medidores adicionais devem ser colocados em pontos estratégicos. Mudanças na topologia da rede ou erros de telecomunicação podem levar a casos em que o estado do sistema não pode ser estimado, portanto a rede conterá algumas ilhas observáveis isoladas, cada uma contendo sua própria referência angular. A análise de observabilidade da rede detecta esses casos e identifica as ilhas observáveis antes da execução do estimador de estados.

A estimação de estados é baseada em três classes de dados: medidas analógicas, condições das chaves (disjuntores e interruptores) e parâmetros de rede. Com esta base é realizada uma sequência de atividades:

- i) Assumindo que os estados das chaves estão corretos, é efetuado o processamento topológico da rede com o objetivo de obter seu diagrama unifilar.
- ii) Já obtido o diagrama unifilar, faz-se um estudo de observabilidade da rede para se identificar suas ilhas observáveis.
- iii) Partindo dos resultados anteriores, estima-se o estado de rede.
- iv) Faz-se o processamento de erros grosseiros.

No artigo [4] o autor propõe um tratamento generalizado para esses três tipos de dados, como um único conjunto de informações interagindo simultaneamente.

Erros de parâmetros em sistemas elétricos

Na análise dos sistemas elétricos de potência assume-se que os parâmetros do circuito elétrico são conhecidos e todas as simulações são realizadas em função desses dados. Portanto, um problema a ser considerado é quando os parâmetros do circuito são inseridos com erros na simulação computacional, podendo causar problemas como não convergência do processo iterativo ou obtenção de uma solução que não corresponde à realidade operacional do circuito.

Quando um parâmetro de uma linha de distribuição é inserido com algum tipo de erro, espera-se que esse possa ser detectado como um erro grosso de medida, através de algum método de detecção de erros de medidas.

Neste trabalho, serão feitas simulações inserindo erros nos parâmetros do circuito para avaliar sua influência nos resultados finais obtidos pelo algoritmo de estimação de estados programado e também a capacidade de detecção desses erros pelo método do maior resíduo normalizado de detecção de erros de medidas, que será estudado brevemente.

1.2 Objetivos

Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo o estudo de um método de estimação de estados para sistemas de distribuição de energia elétrica baseado no modelo ramo-corrente, ou do inglês *branch-current*, em que as variáveis de estado do problema são as correntes nas linhas de distribuição, ao invés das tensões nos barramento, como é feito no estimador de estados convencional utilizado em sistemas de transmissão de energia elétrica. O estudo deste método envolve simulações de estimação de estados em uma determinada rede de distribuição de energia elétrica, analisando os resultados obtidos e verificando a influência que a presença de erros em parâmetros causam nos resultados obtidos pelo programa. Esses erros de parâmetros são detectados pela acusação de erros grosseiros em medidas por um algoritmo de identificação e correção de erros.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho será dividido em seis capítulos, em que no primeiro é apresentado uma introdução à estimação de estados em sistemas de energia elétrica e definido os objetivos deste trabalho de conclusão de curso.

No capítulo dois o problema do estimador de estados clássico é formulado e o método dos mínimos quadrados ponderados, utilizado em sua solução é apresentado. Também será descrito um método de detecção e correção de erros de medidas.

No capítulo três é apresentado o estimador de estados para sistemas de distribuição de energia, bem como métodos de solução baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, mas tomando como variáveis de estado as correntes nos alimentadores, divergindo do estimador clássico que utiliza a tensão nos barramentos. No final deste capítulo é descrito como o aluno programou seu algoritmo de estimação de estados utilizado para fazer todas as simulações presentes neste trabalho.

No capítulo quatro, o circuito utilizado para simulações neste trabalho é apresentado, bem como algumas adaptações nele feitas.

No capítulo cinco, os dados de todas as simulações feitas e os resultados obtidos são discutidos.

No sexto e último capítulo é apresentado uma conclusão sobre este trabalho.

2 Fundamentos teóricos do estimador de estados

Neste capítulo será apresentada a formulação do estimador de estados baseada no método dos mínimos quadrados ponderados *Weighted Least Square State Estimation (WLS)*, que é uma fundamentação matemática das mais utilizadas para resolver problemas em sistemas de transmissão e distribuição de energia, como é o caso deste trabalho. Esta teoria encontra-se em [5].

2.1 Estimativa por máxima verossimilhança

O objetivo do estimador de estados é a determinação do mais provável estado do sistema, baseado nos dados adquiridos por meio de medidas.

Assume-se que os erros de medidas possuem uma distribuição gaussiana e os parâmetros para esta distribuição são seu valor médio μ e sua variância σ^2 . O problema da estimativa por máxima verossimilhança é solucionado para esses dois parâmetros.

2.2 Função densidade de probabilidade Gaussiana

A função densidade de probabilidade para uma variável aleatória z é definida por:

$$f(z) = \frac{e^{-0,5(\frac{z-\mu}{\sigma})^2}}{\sqrt{2\pi}\sigma} \quad (2.1)$$

A função $f(z)$ terá sua forma alterada dependendo de seus parâmetros μ (média, ou valor esperado $E(z)$) e σ (desvio padrão), portanto sua forma pode ser padronizada fazendo uma mudança adequada de variáveis:

$$\alpha = \frac{z - \mu}{\sigma}$$

isto resulta em:

$$E(\alpha) = \frac{(E(z) - \mu)}{\sigma} = 0$$

$$Var(\alpha) = \frac{Var(z - \mu)}{\sigma^2} = \frac{\sigma^2}{\sigma^2} = 1,0$$

A função resultante é:

$$\varphi(\alpha) = \frac{e^{-\alpha^2/2}}{\sqrt{2\pi}} \quad (2.2)$$

2.3 A função de probabilidade

A função densidade de probabilidade conjunta representa a probabilidade de se medir m medidas independentes com a mesma p.d.f. Gaussiana. Esta função pode ser expressa pelo produto individual das p.d.f. de cada medida, se todos as medidas forem consideradas independentes umas das outras.

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2)\dots f(z_m)$$

O objetivo da estimativa por máxima verossimilhança é maximizar a função de probabilidade pela variação dos parâmetros assumidos da função densidade (μ e σ).

Com o objetivo de se simplificar o processo de otimização, a função é substituída por seu logaritmo, dada por:

$$I = \log(f_m(z)) = \sum_{i=1}^m \log(f(z_i)) = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 - \frac{m}{2} \log(2\pi) - \sum_{i=1}^m \log(\sigma_i) \quad (2.3)$$

A estimativa por máxima verossimilhança maximizará a função de probabilidade para um dado conjunto de medidas z_1, z_2, \dots, z_m , assim isso pode ser obtido pela solução do seguinte problema:

$$\text{minimizar : } \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 \quad (2.4)$$

O problema de minimização pode ser reescrito em termos do resíduo da medida i , que pode ser definido da forma:

$$r_i = z_i - \mu_i = z_i - E(z_i)$$

em que o valor médio μ_i , ou o valor esperado $E(z_i)$ da medida i , pode ser expressado por $h_i(x)$, uma função não linear relacionando as variáveis de estado do sistema com as medidas. O valor elevado ao quadrado do resíduo r_i^2 é ponderado por $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$. Portanto, o problema de minimização da equação (2.4) é equivalente a solução do problema de otimização do vetor de variáveis de estado x :

$$\text{minimizar } \sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2 \quad (2.5)$$

sujeito a: $z_i = h_i(x) + r_i$, $i = 1, \dots, m$.

A solução do problema de otimização acima chama-se estimação de x pelo método dos mínimos quadrados ponderados, ou do inglês *weighted least square state estimation* (WLS).

2.4 Modelo de medidas

Considere o modelo abaixo:

$$\vec{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Em que:

\vec{z} é o vetor de medidas.

$\vec{h}^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$.

$\vec{x}^T = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ é o vetor de variáveis de estado.

$h_i(x)$ é uma função não linear que relaciona a medida da i -ésima posição com o vetor de variáveis de estado \vec{x} .

$\vec{e}^T = [e_1, e_2, \dots, e_n]$ é o vetor de erros nas medidas.

Assumem-se as seguintes propriedades estatísticas:

- $E(e_i) = 0$, $i = 1, \dots, m$.
- Os erros são independentes, $E[e_i e_j] = 0$, portanto $Cov(e) = E[e \cdot e^T] = R = diag[\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2]$.

O desvio padrão σ_i de cada medida é calculado para aumentar a influência de dados com boa precisão e diminuir os que possuem baixa acurácia.

O estimador de estados WLS visa minimizar a seguinte função objetiva:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (2.7)$$

As condições de primeira ordem de otimização devem ser satisfeitas, e isto é expressado da forma abaixo:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (2.8)$$

em que

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

Expandindo a função não linear $g(x)$ em sua série de Taylor ao redor do vetor de estados x^k , resulta:

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0$$

Rejeitando os termos de ordens superiores e isolando o vetor a ser estimado:

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

em que

k é o índice que corresponde à iteração

x^k é o vetor solução na iteração k

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k)R^{-1}H(x^k)$$

$$g(x^k) = -H^T(x^k)R^{-1}(z - h(x^k))$$

$G(x)$ é chamada de matriz ganho, sendo esparsa, positiva e simétrica desde que o sistema seja totalmente observável. O problema é então solucionado resolvendo a seguinte equação:

$$G(x^k)\Delta x^{k+1} = H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)] \quad (2.9)$$

sendo $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$. O conjunto de equações originadas de (2.9) são denominadas de Equações Normais, ou do termo em inglês *Normal Equations*.

2.5 Detecção e correção de erros

O processamento de erros de medidas é uma parte essencial para o sucesso de qualquer estimador de estados, que possui a função de detectar, identificar, e remover dados ruins do conjunto de medidas. As medidas podem conter erros devido a várias razões, como medidores com desvios ou conexões erradas ou falhas no serviço de telecomunicação.

Espera-se que tais erros sejam filtrados pelo estimador de estados e este processamento depende da técnica implementada no programa.

Alguns erros são de fácil identificação, pois possuem ordens de grandezas discrepantes, mas infelizmente não são todos os tipos de medidas que possuem estas características e portanto métodos de identificação mais sofisticados são necessários.

Quando utilizado o método dos mínimos quadrados ponderados, a detecção de erros grosseiros geralmente é feita pelo processamento dos resíduos após o processo iterativo obter a convergência. A análise é baseada nas propriedades destes resíduos, incluindo sua distribuição de probabilidade esperada.

O teste de índice de desempenho do método dos mínimos quadrados ponderados (teste $J(x)$), é convencionalmente utilizado em estimação de estados em sistemas de energia [6], mas tem a capacidade reduzida de detecção de erros quando comparado ao método que é utilizado neste trabalho de conclusão de curso [7]. Este método, desenvolvido pelos mesmos autores do artigo referenciado anteriormente, utiliza os resíduos das medidas para detecção de erros e é denominado teste do maior resíduo normalizado, *Largest Normalized Residual* em inglês.

O teste dos resíduos normalizados é reconhecido por ter um desempenho melhor referente à exatidão na identificação de erros [6]. Depois da detecção de um erro grosso, o procedimento adotado é a exclusão da medida defeituosa e estima-se novamente o estado do sistema.

2.5.1 Propriedades dos resíduos de medidas

Considere a equação abaixo:

$$\Delta z = H\Delta x + e \quad (2.10)$$

em que $E(e) = 0$ e $cov(e) = R$, que é uma matriz diagonal baseada na assunção de que os erros não possuem correlação entre si. O vetor estimado das variáveis de estado é dado por:

$$\Delta \hat{x} = (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1} \Delta z \quad (2.11)$$

$$(H^T R^{-1} H)^{-1} \Delta \hat{x} = H^T R^{-1} \Delta z \quad (2.12)$$

Então, o valor estimado de Δz é:

$$\Delta \hat{z} = H \Delta \hat{x} = K \Delta z \quad (2.13)$$

em que $K = HG^{-1}H^T R^{-1}$. Esta possui as seguintes propriedades:

$$K * K * K \dots K = K \quad (2.14)$$

$$K * H = H \quad (2.15)$$

$$(I - K) * H = 0 \quad (2.16)$$

Portanto, os resíduos de medidas podem ser dados por:

$$r = \Delta z - \Delta \hat{z}$$

$$r = (I - K)\Delta \hat{z}$$

$$r = (I - K)(H\Delta x + e)$$

$$r = (I - K)e \text{ (substituindo em (2.16))}$$

$$r = Se \quad (2.17)$$

A matriz S é denominada matriz de sensibilidade do resíduo e representa a sensibilidade dos resíduos de medidas para os erros de medida.

No estimador de estados baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, assume-se que os erros de medidas possuem uma distribuição Gaussiana, dada abaixo:

$$e_i \sim N(0, R_{ii})$$

O valor médio, a covariância e portanto a distribuição de probabilidade dos resíduos das medidas podem ser obtidos do seguinte modo:

$$E(r) = E(S \cdot e) = S \cdot E(e) = 0 \quad (2.18)$$

$$Cov(r) = \Omega = E(rr^T)$$

$$\begin{aligned}
&= S \cdot E(ee^T) \cdot S^T \\
&= S \cdot R \cdot S^T \\
&= S \cdot R
\end{aligned} \tag{2.19}$$

Portanto:

$$r \sim N(0, \Omega)$$

2.5.2 Teste do maior resíduo normalizado

Abaixo estão os passos básicos deste algoritmo, sintetizados na referência [8].

1) Executa-se um programa de estimação de estados baseado no método dos mínimos quadrado e obtém-se o vetor de resíduos r :

$$r = z - h(x) \tag{2.20}$$

2) Calcula-se o resíduo normalizado (r^N):

$$r^N = \frac{|r|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \tag{2.21}$$

em que

$$\Omega_{ii} = \text{diag}(\Omega)$$

$$\Omega = \text{Cov}(r)$$

Observa-se que a matriz de covariância dos resíduos deve ser previamente calculada.

3) Acha-se o maior resíduo normalizado (r_{max}^N).

4) Se $r_{max}^N > c$, então a correspondente medida possui erros. Aqui, c é um parâmetro de teste escolhido que para as simulações deste trabalho é adotado igual a 3.0.

5) Se algum dado ruim é detectado, a medida faltosa é eliminada do conjunto de medidas e o processo retorna à etapa 1.

Os elementos faltosos são eliminados um por um e depois de cada eliminação o estimador de estados é repetido. Uma observação a ser feita é que a eliminação das medidas não pode tornar o sistema não observável e a medida que se retirada do sistema deixa-o com esta característica é denominada medida crítica.

3 Estimação de estados em sistemas de distribuição de energia elétrica

3.1 Introdução

Sistemas de distribuição de energia elétrica são tradicionalmente não monitorados, portanto não há uso de estimação de estados. Nessas condições, programas de fluxo de carga para distribuição são utilizados para a obtenção de uma solução da rede partindo somente dos dados das cargas nos barramentos e da topologia do circuito. Atualmente a tecnologia de automação, monitoramento e controle (instalação de sistemas SCADA - Supervisory Control and Data Aquisition) em sistemas de distribuição são uma tendência e portanto a necessidade de um estimador de estados é justificada, resultando numa melhor operação do sistema e melhoramento da qualidade do fornecimento do produto aos consumidores.

Dois tipos de dados são requeridos para a estimação de estados, estes são os dados topológicos da rede elétrica, e os dados de medidas. Em um sistema totalmente automatizado, as medidas são suficientes para a realização da estimação de estados, mas na atual situação dos sistemas de distribuição, o número de medidores instalados é pequeno e insuficiente para promover a técnica, ou seja, o sistema não é completamente observável. Para contornar este problema, técnicas foram desenvolvidas para promover dados adicionais de medidas (denominados pseudo-medidas). Estes dados originam-se de dados históricos dos alimentadores e portanto não são fiéis aos valores reais de operação de um sistema, mas são úteis para incrementar a redundância dos dados utilizados na estimação de estados. Se esta abordagem é utilizada, pesos devem ser adotados para os vários tipos de medidas.

Segundo [9], a implementação de um estimador de estados para sistemas de distribuição é algo desafiador, pois este tipo de rede possui características diferentes dos sistemas de transmissão de energia elétrica, no qual o uso da estimação de estados é amplamente utilizado. Dessas características pode-se destacar:

i) A topologia: Sistemas de distribuição de energia elétrica são compostos por vários alimentadores e possuem topologia radial ou levemente malhada. Os alimentadores podem possuir ramificações de somente uma fase ou duas alimentando as cargas, que podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Isto torna o sistema naturalmente desbalanceado. Os alimentadores também não possuem transposição e tem uma alta taxa $\frac{r}{x}$.

ii) Aquisição de dados reais: os dados mais comuns de medidas se encontram em subestações e portanto, poucos alimentadores são monitorados em tempo real; a medida

mais comumente utilizada é a magnitude da corrente nos ramos, pois medidas de potência são somente disponíveis na subestação.

O estimador de estado convencional utiliza a tensão nos barramentos em coordenadas polares como variáveis de estado, $\vec{x} = [\vec{\theta} \vec{V}]$, em que $\vec{\theta}$ e \vec{V} são vetores que contêm a fase e magnitude, respectivamente, das tensões nas barras. Este método foi estendido para um modelo trifásico e isto será abordado futuramente neste trabalho. O acoplamento entre as fases, aumenta a dimensão da matriz G e diminui sua esparsidade, resultando num maior esforço computacional. Apesar disso, o método convencional tem a vantagem de ser mais abrangente pois engloba qualquer modelo de rede, radial ou malhada. Como para sistemas de distribuição a topologia da rede é predominantemente radial, um modelo específico para este tipo de rede pode ser utilizado.

Pesquisas em estimação de estados para sistemas de distribuição de energia iniciaram-se por volta de vinte anos atrás e alguns trabalhos foram publicados durante este tempo. Inicialmente foram propostos métodos convencionais de estimação de estados em distribuição de energia que utilizam a tensão, em magnitude e fase (coordenadas polares), como variáveis de estado. No artigo [10] foi desenvolvido um modelo trifásico de estimação de estados, baseado no clássico método dos mínimos quadrados ponderados. Como pseudo-medidas foram utilizadas previsões de cargas de dados históricos. No artigo [11] os autores propõem um estimador trifásico em que as medidas de potência, corrente e tensão são convertidas em correntes equivalentes, tornando a jacobiana uma matriz constante. No artigo [12] é proposto um estimador em coordenadas polares desacoplado rápido baseado em correntes. Neste é realizado o desacoplamento da matriz ganho em outras duas sub-matrizes idênticas, melhorando a utilização de memória computacional e tornando a solução mais rápida. Em [13] é proposto um método de estimação de estados desacoplado rápido, trifásico e com restrições de igualdade. Multiplicadores de Lagrange são utilizados para lidar com injeções nulas (medidas-virtuais). Este método é baseado no modelo equivalente de medidas de corrente e são utilizadas coordenadas retangulares.

3.2 Cálculo de fluxo de carga para sistemas de distribuição de energia

Como as redes de distribuição de energia possuem em sua maioria topologia radial, o desempenho dos métodos de fluxo de carga utilizados em sistemas de transmissão, geralmente pioram quando utilizados para distribuição.

Nesta seção será apresentado um método de cálculo de fluxo de carga exclusivo para redes radiais, denominado *backward-forward sweep*, sintetizado na referência [14].

Considere uma rede elétrica com N barramentos. Para iniciar o algoritmo proposto,

arbitraria tensões nodais E_k iguais à 1p.u. a todas as barras do sistema. As etapas abaixo descrevem o algoritmo:

i) Calcule as correntes nodais I_k , $k = 1, \dots, N$, levando em consideração que as potências S_k nos barramentos são conhecidas.

$$I_k = \left(\frac{S_k}{E_k}\right)^*$$

ii) Etapa denominada *back sweep*: O objetivo é calcular a corrente de todos os alimentadores. Começando pelos ramos terminais e caminhando em direção à subestação, calcule as correntes nos ramos que conectam os nós k e m :

$$I_{km} = I_m + \sum_{j \in F_m} I_{mj}$$

em que F_m é o conjunto das barras alimentadas pela barra m .

iii) Etapa *forward-sweep*: depois de calculadas todas as correntes nos alimentadores, deve-se atualizar as tensões nodais começando pela subestação e indo em direção às barras terminais.

$$V_m = V_k - Z_{km} I_{km}$$

em que a barra k é a barra que alimenta m .

iv) Testa-se a convergência do processo: se $\max(\Delta V, k = 1, \dots, N) \leq \text{tolerância}$: solução obtida, senão volta à etapa (ii).

3.3 Modelo ramo-corrente para estimação de estados em distribuição de energia

Um modelo ramo-corrente trifásico e em coordenadas retangulares de estimação de estados foi proposto por Baran e Kelley no artigo [15], fundamentado no clássico método dos mínimos quadrados ponderados. As funções de medidas de uma única fase podem ser expressas como uma função da corrente desta mesma fase e, então o problema pode ser decomposto em três, um para cada fase. São também utilizadas medidas de magnitudes de correntes. Este método também é adaptado para circuitos que possuem alimentadores levemente malhados.

No artigo [16] os autores aprimoraram o algoritmo proposto em [15], propondo uma decomposição das partes reais e imaginárias das medidas de magnitude de correntes,

resultando numa matriz jacobiana constante, já que em [15], utilizando magnitudes de correntes como medidas, a matriz jacobiana deve ser avaliada a cada nova iteração.

Neste trabalho de conclusão de curso, o algoritmo implementado para a realização das simulações de estimação de estados em sistemas de distribuição de energia é o proposto por Baran e Kelley [15] com o acréscimo da utilização das magnitudes de tensão como medidas, algo que não foi tratado neste artigo. Para utilizar este tipo de medida foi utilizado o método proposto na referência [17].

A escolha de tal método desenvolvido no artigo [15] é devido a possibilidade de desacoplamento entre as fases, facilitando a programação e identificação de erros de algoritmos durante a elaboração do programa.

A seguir, um método bastante interessante de estimação de estados ramo-corrente em coordenadas polares será apresentado [18]. Neste método é incluído todos os tipo de medidas: fluxos de potências e correntes nas linhas, injeções de potências nas barras e magnitudes de tensões. Ele também possui grande similaridade com o estimador de estados convencional para sistemas de transmissão em que se utilizam coordenadas polares e portanto é de fácil entendimento, sendo bom para um primeiro estudo e compreensão do estimador de estados ramo-corrente.

3.4 Modelo ramo-corrente em coordenadas polares para estimação de estados em distribuição de energia

Quando uma linha é relativamente longa, o efeito da capacitância *shunt* causa uma modificação em sua corrente, portanto as linhas serão representadas por um circuito equivalente π , como mostrado na figura (1). Observa-se que neste circuito existem três diferentes correntes e para este modelo de estimação de estados a corrente na barra de saída I_{km} é escolhida como variável de estado.

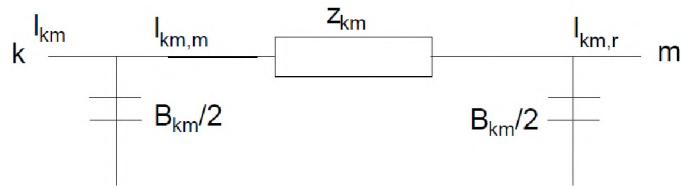


Figura 1: Circuito equivalente de uma fase

Componentes da matriz jacobiana

Neste algoritmo as medidas incorporadas no problema são: fluxo de potência ativa e reativa nos ramos, magnitude das correntes nos ramos, injeção de potência nas barras e

magnitude da tensão nas barras.

A matriz jacobiana é composta pelas derivadas das equações de medidas pelas variáveis de estado, que serão abordadas a seguir. Para sistemas de distribuição será utilizado um modelo trifásico.

Medições de potência nos ramos

A potência complexa da fase p que flui da barra k para a m é modelada por:

$$P_{km}^p + jQ_{km}^p = V_k^p (I_{km}^p)^* = V_k^p I_{km}^p [\cos(\theta_k^p - \alpha_{km}^p)] + j \sin[\theta_k^p - \alpha_{km}^p] \quad (3.1)$$

i) Quando as medidas e as variáveis de estado estão no mesmo segmento de linha:

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial I_{km}} = V_k \cos(\theta_k - \alpha_{km}) \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \alpha_{km}} = V_k I_{km} \sin(\theta_k - \alpha_{km}) \quad (3.3)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial I_{km}} = V_k \sin(\theta_k - \alpha_{km}) \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\partial \alpha_{km}} = -V_k I_{km} \cos(\theta_k - \alpha_{km}) \quad (3.5)$$

ii) Quando as medidas e as variáveis de estado não estão no mesmo segmento de linha, todas as entradas na jacobiana são zeros.

Medição de magnitude de corrente

As correspondentes entradas na jacobiana, são:

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial I_{st}} = \begin{cases} 1 & , se km = st \text{ e } p = q \\ 0 & , caso contrário \end{cases} \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial \alpha_{km}} = 0 \quad (3.7)$$

em que s e t também são barras do sistema e q uma fase.

Medições de injeção de potência

Suponha uma injeção de potência na barra k , e existem n barras conectadas à esta barra. Os fluxos fluem das barras $(1 \dots m)$ para a barra k e deste barramento para $(m+1 \dots n)$, como mostrado na figura (2). Define-se barras acima como sendo as $(1 \dots m)$, e barras abaixo como $(m+1 \dots n)$. A injeção de potência na barra k da fase p é:

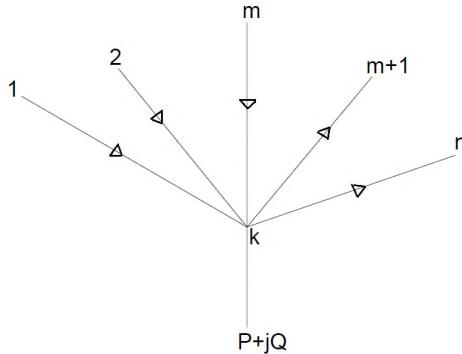


Figura 2: Diagrama que representa as injeções de potência numa barra

$$P_k^p + jQ_k^p = V_k^p \left(\sum_{i=1}^m I_{ik}^p - \sum_{i=m+1}^n I_{ki}^p \right) \quad (3.8)$$

As entradas na matriz Jacobiana são divididas em duas categorias:

i) Quando o segmento de linha está conectado à barra cuja potência é injetada e a variável de estado relacionada está a montante da medida, há duas condições:

a) A medida e a variável de estado estão na mesma fase:

$$\frac{\partial P_k}{\partial I_{ik}} = V_k \cos(\theta_k - \alpha_{ik}) \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{ik}} = V_k I_{ik} \sin(\theta_k - \alpha_{ik}) \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial I_{ik}} = V_k \sin(\theta_k - \alpha_{ik}) \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{ik}} = -V_k I_{ik} \cos(\theta_k - \alpha_{ik}) \quad (3.12)$$

b) As medidas e as variáveis de estado não estão na mesma fase, portanto suas respectivas entradas são zero.

ii) Quando o segmento de linha está conectado à barra cuja potência é injetada e a variável de estado relacionada está a jusante da medida, há duas condições:

a) A medida e a variável de estado estão na mesma fase:

$$\frac{\partial P_k}{\partial I_{ik}} = -V_k \cos(\theta_k - \alpha_{ik}) \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \alpha_{ik}} = -V_k I_{ik} \sin(\theta_k - \alpha_{ik}) \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial I_{ik}} = -V_k \sin(\theta_k - \alpha_{ik}) \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{ik}} = V_k I_{ik} \cos(\theta_k - \alpha_{ik}) \quad (3.16)$$

b) As medidas e as variáveis de estado não estão na mesma fase, portanto suas respectivas entradas são zero.

Medições de tensão

Suponha que exista uma tensão sendo medida na barra k e existem n ramos conectando a barra k ao barramento da subestação 0 e todas as correntes nos ramos fluem em uma dada direção, como mostra a figura (3).

$$V_i = V_l - \sum_{l \in \Omega_i} B_l Z_l \quad (3.17)$$

Sendo B_l a corrente no ramo l .



Figura 3: Diagrama unifilar que representa a queda de tensão nos barramentos

Os componentes da matriz jacobiana são divididos em três categorias:

- a) quando o segmento de linha está no caminho entre o barramento em que a tensão é medida e o barramento da subestação.

$$\frac{\partial V_{n+1}^p}{\partial I_{i-1,1}^q} = -\cos(\theta_{n+1}^p) Z_{i-1,i}^{pq} \cos(\alpha_{i-1,i}^q + \delta_{i-1}^{pq}) - \sin(\theta_{n+1}^p) Z_{i-1,i}^{pq} \sin(\alpha_{i-1,i}^q + \delta_{i-1}^{pq}) \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial V_{n+1}^p}{\partial \theta_{i-1,1}^q} = \cos(\theta_{n+1}^p) I_{i-1,i}^q Z_{i-1,1}^{pq} \sin(\alpha_{i-1,i}^q + \delta_{i-1}^{pq}) - \sin(\theta_{n+1}^p) I_{i-1,1}^q Z_{i-1,i}^{pq} \cos(\alpha_{i-1,i}^q + \delta_{i-1,i}^{pq}) \quad (3.19)$$

- b) quando o segmento de linha não está no caminho entre o barramento em que a tensão é medida e o barramento da subestação, os respectivos valores numéricos são zero.

Percebe-se que muitos valores numéricos entre medidas e variáveis de estado em diferentes fases são nulos, exceto para medidas de magnitude de tensão. As entradas referentes às equações (3.18) e (3.19) podem ser aproximadas para zero porque a impedância entre fases diferentes é muito pequena, bem menor que a impedância própria da fase, portanto:

$$\frac{\partial V_{n+1}^p}{\partial I_{i-1,1}^q} \approx 0 \text{ (quando } p \neq q) \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial V_{n+1}^p}{\partial \alpha_{i-1,i}^q} \approx 0 \text{ (quando } p \neq q) \quad (3.21)$$

Etapas do algoritmo

O algoritmo de estimação de estados ramo-corrente em coordenadas polares pode ser implementado como mostrado abaixo:

- i) Primeiramente deve-se estimar as correntes nos ramos utilizando o algoritmo de fluxo de carga de varredura, neste caso somente a etapa *backward*. Para esta etapa, inicie a magnitude das tensões como sendo 1p.u.. Após obtidas as correntes nos ramos, utilize a etapa *forward* para estimar o valor das tensões nos barramentos.
- ii) Calcule as correções das variáveis de estado do sistema utilizando a equação normal (2.9) para as três fases separadamente.
- iii) Atualize o novo estado do sistema a partir das correções calculadas no passo anterior.
- iv) Verifique se Δx^k é menor que uma tolerância como utilização do critério de convergência.

3.5 Descrição do método de estimação de estados utilizado neste trabalho

Nesta seção, o método de estimação de estados utilizado neste trabalho é descrito. Primeiramente será apresentado o modelo das linhas de distribuição e a metodologia de inserção de medidas de potências, correntes e tensões, posteriormente a formulação do estimador de estados é apresentada.

Modelo de alimentador

Em sistemas de distribuição as cargas podem ser trifásicas, bifásicas e monofásicas, os alimentadores são radiais e não possuem transposição. Portanto é desejável a utilização de um modelo trifásico, pois permite a análise de todas as três fases do sistema e leva em consideração o acoplamento mútuo das fases.

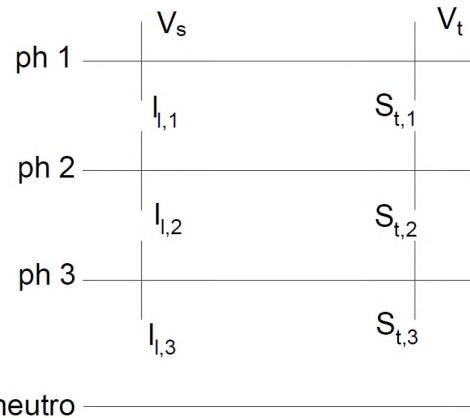


Figura 4: Modelo do alimentador trifásico

A figura (4) mostra a representação dos alimentadores trifásicos. A equação (3.22) descreve as tensões nos terminais das linhas como função das correntes dos alimentadores:

$$\begin{bmatrix} V_{t,1} \\ V_{t,2} \\ V_{t,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{s,1} \\ V_{s,2} \\ V_{s,3} \end{bmatrix} - g_l \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & z_{13} \\ z_{21} & z_{22} & z_{23} \\ z_{31} & z_{32} & z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{l,1} \\ I_{l,2} \\ I_{l,3} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

em que Z é a matriz impedância e g_l é o comprimento da linha. A equação ainda pode ser escrita na forma vetorial:

$$\vec{V}_t = \vec{V}_s - Z_l \vec{I}_l \quad (3.23)$$

sendo $\vec{Z}_l = g_l \vec{Z}$.

O modelo da linha leva em consideração o acoplamento magnético entre os condutores fases, mas desconsidera o efeito capacitivo, pois a linha é curta.

As cargas dos alimentadores são modeladas assumindo que todas são aterradas, independentemente se forem monofásicas, bifásicas ou trifásicas. Como consequência as cargas são representadas num modelo por fase, mostrado em figura (5). A relação entre a potência de carga e corrente é: $S_{l,\phi} = V_\phi I_\phi^*$.

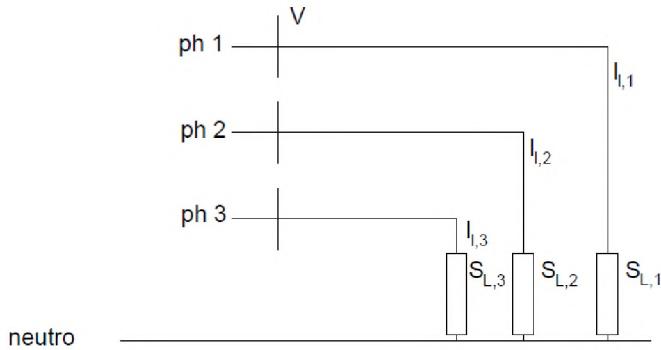


Figura 5: Representação das cargas

Adaptações para o modelo ramo-corrente

Considere um alimentador radial que possui a corrente:

$$I_{l,\phi} = I_{rl,\phi} + jI_{xl,\phi} \quad (3.24)$$

em que $\phi = a, b, c$ e $l = 1, \dots, N$, sendo N o número de alimentadores da rede.

O vetor que representa as variáveis de estado é dado abaixo:

$$\vec{x}_\phi = [I_{r,\phi}, I_{x,\phi}] \quad (3.25)$$

Observe que a corrente dos ramos define o estado do sistema, pois se estas são conhecidas, as tensões nos barramento podem ser calculadas. Isto deve ser feito utilizando o procedimento *forward sweep*, já descrito anteriormente.

Para utilizar as correntes dos ramos como variáveis de estado, é preciso determinar a função de medida, $h_i(x)$ para cada medida z_i . Se todas as medidas fossem correntes complexas nos ramos ou injeções de correntes complexas nas barras, então a função de medidas seria algo linear, indicado pela equação (3.24). Isto é possível fazendo uma conversão das medidas em equivalentes de correntes, como proposto a seguir com medidas de potência e magnitude de correntes.

Medições de potência

Considere os fluxos de potência medidos (P_l^m, Q_l^m), fluindo pela linha l e passando pelo barramento s . Estas medidas de potência são convertidas em suas equivalentes correntes de medidas, que serão calculadas em cada nova iteração utilizando o mais novo estado estimado da rede.

$$I_{rl}^m + jI_{xl}^m \equiv \left(\frac{P_l^m + jQ_l^m}{V_s^k} \right) * \quad (3.26)$$

em que V_s^k é o valor disponível da tensão na barra s durante a k -ésima iteração do processo. Desta maneira tem-se que a função de medida para a equivalente corrente de medida assume a forma:

$$h_{rl}(I_r) + jh_{xl}(I_x) = I_{rl} + jI_{xl} \quad (3.27)$$

É importante ressaltar que correntes equivalentes de medidas resultam numa aproximação da função objetiva $J(x)$, como pode ser explicado em [15]. Este método de estimação de estados proposto usa esta função objetiva aproximada ao invés de realizar a linearização por série de Taylor, como o estimador convencional faz.

Medições de magnitude de corrente nos ramos

Dada a corrente $I_{l,\phi} = I_{rl,\phi} + jI_{xl,\phi}$, sua magnitude é calculada pela expressão abaixo. Observe que é uma função não linear das correntes nos ramos.

$$h_{cl}(I_{l,\phi}) = \sqrt{I_{rl}^2 + I_{xl}^2} \quad (3.28)$$

Medições de tensão nas barras

Nesta seção será apresentada uma formulação, baseada no artigo [17] para que se possa integrar as medidas de tensão na formulação original do estimador de estados.

Observa-se pela figura (6) que a tensão em sistemas de distribuição podem ser expressas em função da impedância da linha a sua respectiva corrente.

$$V_i = V_h - Z_{hi}B_{hi} \quad (3.29)$$

$$V_j = V_i - Z_{ij}B_{ij} \quad (3.30)$$

$$V_k = V_i - Z_{ik}B_{ik} \quad (3.31)$$

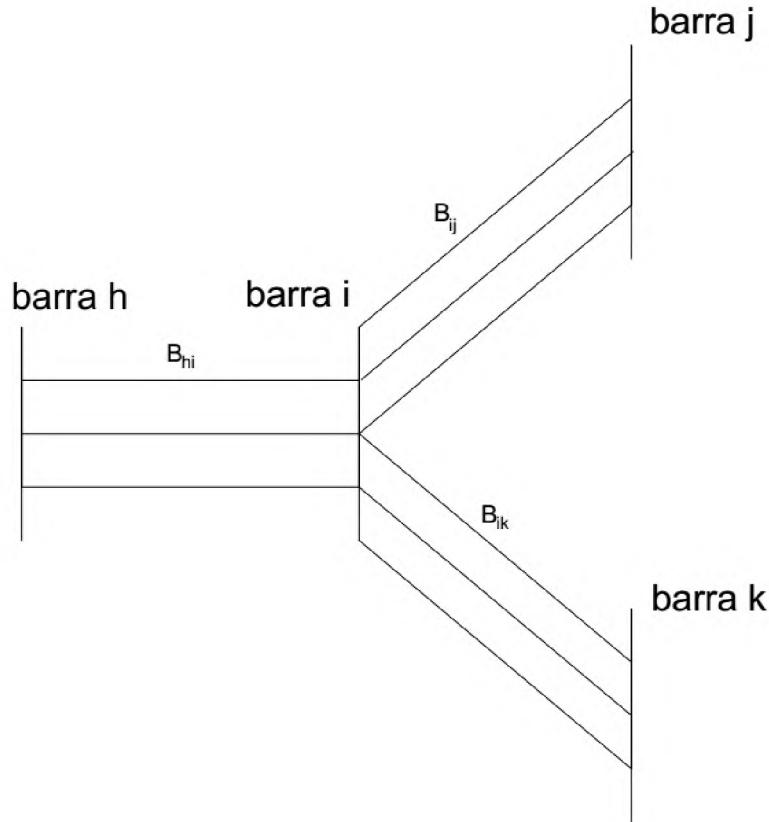


Figura 6: Partes de um circuito de distribuição

E a tensão em k pode ser escrita como:

$$V_k = V_h - Z_{ik}B_{ik} - Z_{hi}B_{hi} \quad (3.32)$$

Esta mostra que uma tensão de barramento pode ser expressada como função dos dois parâmetros das linhas, correntes e a tensão da subestação. Portanto, um algoritmo monofásico que relaciona as tensões nas barras e correntes nos ramos pode ser desenvolvido, sendo que a equação (3.33) tem sua formação baseada na figura (7).

- a) para um sistema com m ramos e n barramentos, a matriz deve ter $n-1$ linhas e m colunas (não se inclui a tensão da subestação).
- b) se uma linha se localiza entre a barra i e j , copie a linha da i -ésima barra da matriz para a linha da j -ésima barra e preencha a impedância de linha Z_{ij} na posição da j -ésima linha da barra e na i -ésima coluna do ramo.
- c) repita o passo b ate todas os ramos sejam incluídos na matriz.

$$\begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Este algoritmo pode ser facilmente expandido para linhas trifásicas. Por exemplo, se é este o caso do ramo entre i e j , a correspondente corrente de ramo B_l será um vetor 3x1 e a impedância Z_{ij} será uma matriz de impedância 3x3.

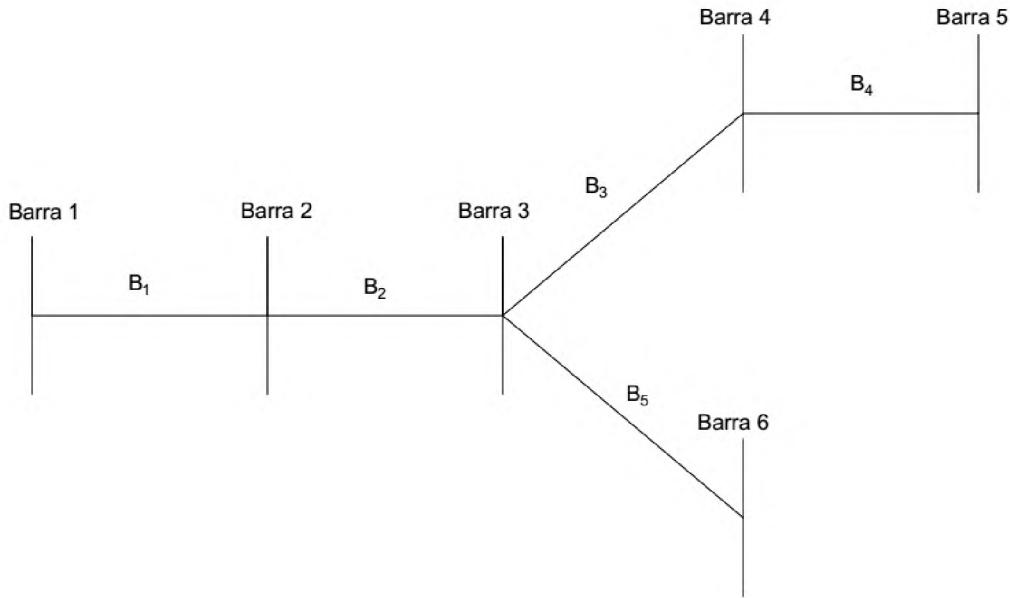


Figura 7: Sistema de distribuição

A forma geral que a tensão da barra fica escrita em função das correntes nos ramos é:

$$V_i = V_l - \sum_{l \in \Omega_l} B_l Z_l \quad (3.34)$$

em que Ω_l é o conjunto de ramos que vêm da subestação até a barra i , \mathbf{B} e \mathbf{Z} são o vetor de corrente nos ramos e a matriz de impedância, respectivamente.

A parte real e imaginária de (3.34), considerando as fases, pode ser escrita como:

$$V_{i,\phi}^r = V_{l,\phi}^r - \sum_{l \in \Omega_l} (R_{l,\phi} B_{l,\phi}^r - X_{l,\phi} B_{l,\phi}^i) \quad (3.35)$$

$$V_{i,\phi}^i = V_{l,\phi}^i - \sum_{l \in \Omega_l} (R_{l,\phi} B_{l,\phi}^i - X_{l,\phi} B_{l,\phi}^r) \quad (3.36)$$

Observa-se que a tensão na barra pode ser expressa em termos das correntes das linhas, portanto a submatriz Jacobiana pode ser derivada.

Estimador de estados baseado no modelo ramo-corrente

Tendo as correntes equivalentes de medidas, o problema de estimação de estados precisa ser solucionado para se calcular todas as correntes dos ramos. Se todas as funções de medidas em uma dada fase relacionam-se com as correntes dos ramos desta mesma fase, o problema pode ser decomposto em três subproblemas, um para cada fase. A formulação é dada por:

$$\min J(I) = \sum_{i=1}^{pm} R^{-1} [(I_{ri}^m - h_{ri}(I_r))^2 + (I_{xi}^m - h_{xi}(I_x))^2] + \sum_{i=1}^{cm} R^{-1} (I_i^m - h_{ci}(I))^2 \quad (3.37)$$

Os dois termos somatórios são para as medidas de potência e corrente, respectivamente.

Observe que para o primeiro somatório a função de medidas é linear, que corresponde a medidas de potência, então o problema é decomposto em parte real e imaginária:

$$h_r(I_r) = AI_r \quad (3.38)$$

$$h_x(I_x) = AI_x \quad (3.39)$$

A matriz A é uma matriz constante composta por 1 e -1. A solução para o caso particular em que só possuem medidas de potência, pode ser obtido diretamente da condição de otimização:

$$\frac{\partial J(I)}{\partial I_r} = 0 \implies GI_r = A^T WI_r^m \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial J(I)}{\partial I_x} = 0 \implies GI_x = A^T WI_x^m \quad (3.41)$$

em que $G = A^T WA$ é a matriz ganho constante. Observa-se que as equações (3.40) e (3.41) são desacopladas em sua parte real e imaginária e sua solução resulta no vetor de estados estimados $\hat{x} = [I_r I_x]$ para uma fase ϕ .

As medidas de magnitude de corrente introduzem componentes acoplados entre as partes reais e imaginárias da equação normal, representada por (3.40) e (3.41), pois pela equação (3.28) observa-se a não linearidade entre as componentes da corrente. Com a introdução de uma medida de corrente I_l na formulação do estimador, a sua contribuição na matriz jacobiana é:

$$\frac{\partial h_{cl}}{\partial I_{rl}} = \cos(\phi_l) \quad (3.42)$$

$$\frac{\partial h_{cl}}{\partial I_{xl}} = \sin(\phi_l) \quad (3.43)$$

sendo $\phi_l = \tan^{-1}(\frac{I_{xl}}{I_{rl}})$ o ângulo de fase da corrente no ramo.

Desta maneira a equação normal torna-se não linear e as componentes reais e imaginárias acopladas. O problema deve ser resolvido usando (2.7).

3.6 Algoritmo programado

O programa elaborado neste trabalho foi totalmente programado pelo aluno durante seu trabalho de conclusão de curso e desenvolvido no *software* MATLAB, uma ferramenta muito útil para solução de problemas que envolvam cálculo numérico.

No algoritmo programado, primeiramente devem ser inseridos todos os dados de medidas desejados para a simulação, podendo ser de fluxos de potência ou correntes, injeções de potência ou magnitudes de tensões. Vale ressaltar que para a obtenção de uma solução é necessário que no mínimo o número de medidas sejam iguais aos números de variáveis de estados. Os parâmetros do circuito também devem ser inseridos, assim como os dados de potências de carga nos barramentos e as tensões devem ser iniciadas com 1p.u.

Tendo todos os dados do circuito, a matriz de covariância é calculada e os ruídos gaussianos são incrementados nas medidas.

O primeiro cálculo de rede a ser feito é uma única iteração do fluxo de carga *backward-forward sweep* para que seja feita uma estimativa inicial das correntes em todas as linhas do circuito e das tensões em todas as barras.

Sabendo todas as informações iniciais, um processo iterativo é iniciado:

- 1: Primeiramente as medidas de fluxos e injeções de potências são convertidas em seus equivalentes de correntes e as medidas de magnitude de tensões são convertidas em suas equivalentes complexas.
- 2: Uma matriz jacobiana é construída para cada fase.
- 3: As matrizes restantes são obtidas, como a matriz ganho (G) e os resíduos.

4: Resolve-se o sistema linear, para obtenção das correções das variáveis de estados (Δx) em suas partes reais e imaginárias.

5: As variáveis de estados (correntes do circuito) são corrigidas e uma nova etapa *forward* é realizada afim de se atualizar as tensões do circuito.

O processo iterativo acima é finalizado com a obtenção da correção das variáveis de estado menores que a tolerância desejada. Posteriormente à convergência, o processo de detecção de erros se inicia e quando um erro grosseiro é detectado no sistema, a medida é excluída, resultando na alteração da dimensão de suas matrizes correspondentes. O processo iterativo se inicia novamente até a convergência e novamente o algoritmo de detecção de erros é executado até que não seja mais detectado nenhum erro grosseiro. A figura (8) representa o fluxograma do algoritmo descrito acima.

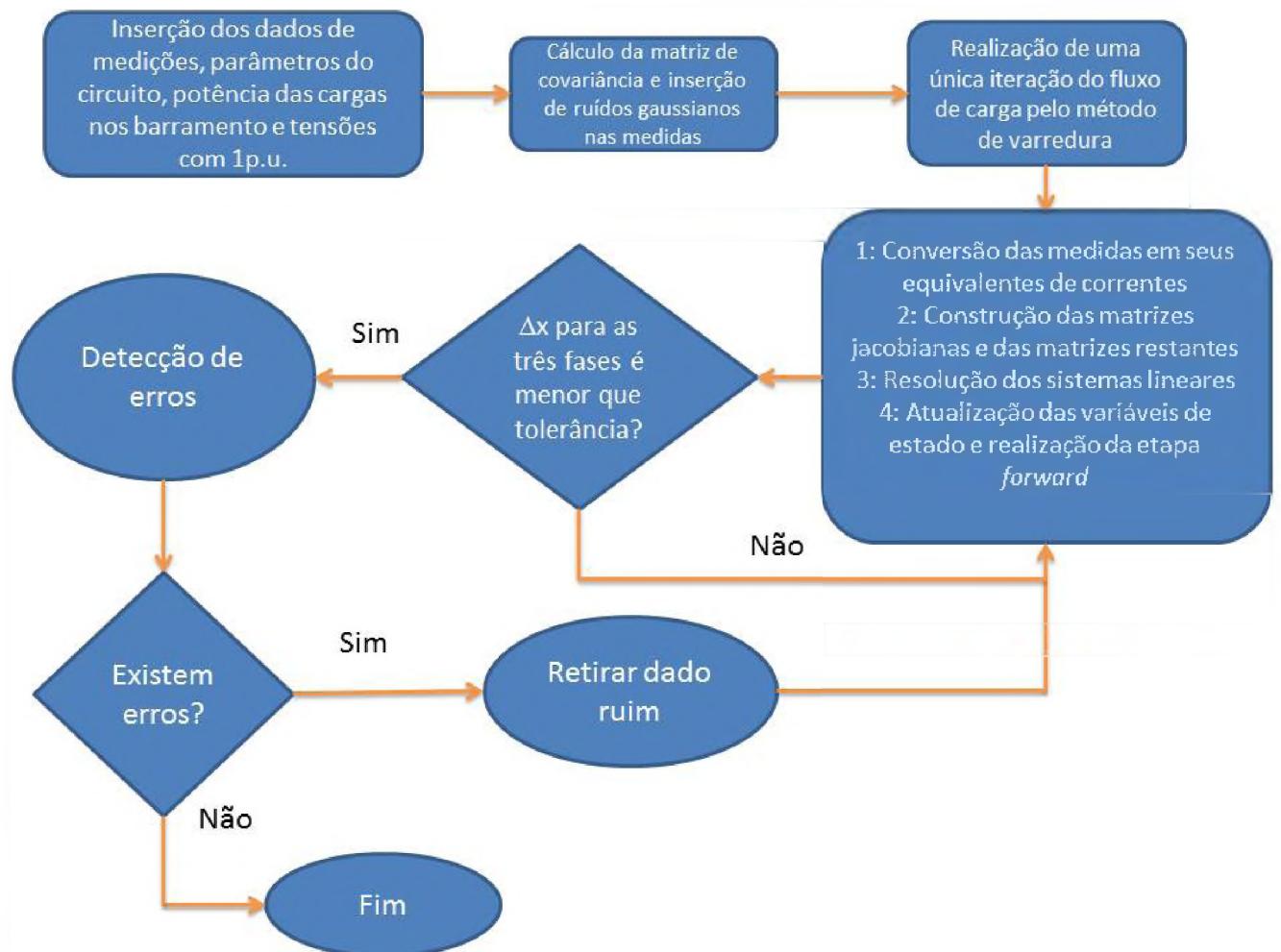


Figura 8: Fluxograma do algoritmo realizado

4 Circuito em estudo

Para realização das simulações foi utilizado o circuito de teste IEEE 13, mostrado na figura (9), cujos dados foram obtidos da referência [19].

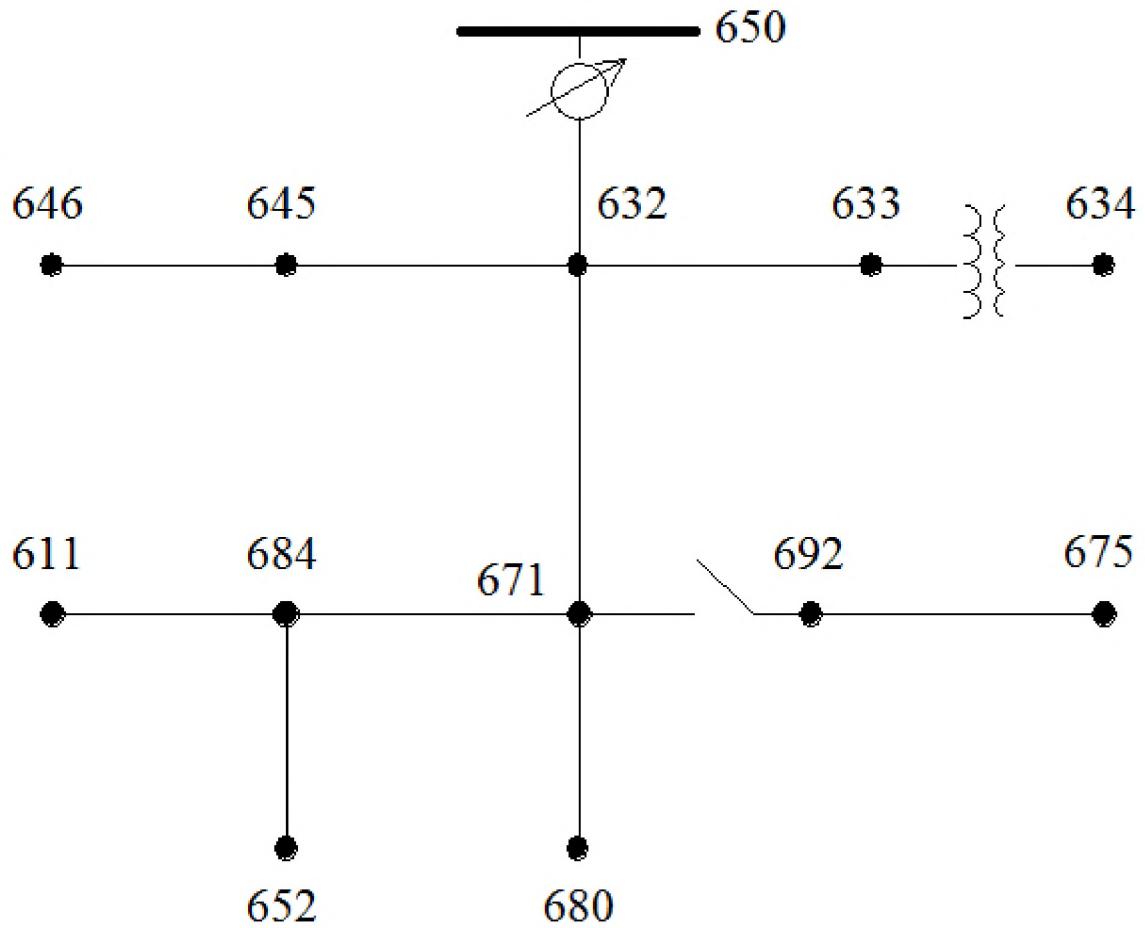


Figura 9: Sistema de teste IEEE 13 barras

Abaixo encontram-se os dados das cargas nos barramentos, os parâmetros das linhas e suas configurações.

Configuração das cargas

Tabela 1: Configuração das cargas

Barra	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	160	110	120	90	120	90
645	0	0	170	125	0	0
646	0	0	230	132	0	0
652	128	86	0	0	0	0
671	385	220	385	220	385	220
675	485	190	68	60	290	212
692	0	0	0	0	170	151
611	0	0	0	0	170	80
TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Configuração das linhas

Tabela 2: Configuração das linhas

Barra A	Barra B	Comprimento(ft)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	Trafo
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Tabela 3: Fases presentes em cada configuração

Config.	Fases
601	B A C N
602	C A B N
603	C B N
604	A C N
605	C N
606	A B C N
607	A N

Segue abaixo as matrizes de impedâncias mútuas e próprias de cada configuração, em ohms por milha.

Configuração 601:

Tabela 4: Impedância em ohms por milha

0.3465	1.0179	0.1560	0.5017	0.1580	0.4236
		0.3375	1.0478	0.1535	0.3849
				0.3414	1.0348

Configuração 602:

Tabela 5: Impedância em ohms por milha

0.7526	1.1814	0.1580	0.4236	0.1560	0.5017
		0.7475	1.1983	0.1535	0.3849
				0.7436	1.2112

Configuração 603:

Tabela 6: Impedância em ohms por milha

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		1.3294	1.3471	0.2066	0.4591
				1.3238	1.3569

Configuração 604:

Tabela 7: Impedância em ohms por milha

1.3238	1.3569	0.0000	0.0000	0.2066	0.4591
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				1.3294	1.3471

Configuração 605:

Tabela 8: Impedância em ohms por milha

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				1.3292	1.3475

Configuração 606:

Tabela 9: Impedância em ohms por milha

0.7982	0.4463	0.3192	0.0328	0.2849	-0.0143
		0.7891	0.4041	0.3192	0.0328
				0.7982	0.4463

Configuração 607:

Tabela 10: Impedância em ohms por milha

1.3425	0.5124	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

Para a simulação do estimador de estados foram feitas algumas adaptações neste circuito. A primeira delas refere-se à barra 680 que não apresenta carga, sendo portanto retirada do circuito. Outra alteração refere-se à chave na barra 692 que para efeitos de simulação permanecerá fechada e portanto a carga nela apresentada irá compor a carga da barra 671. Por último, a carga da barra 634 que apresenta-se após o transformador passará a ser representada pela barra 633, e portanto a 634 é excluída do sistema.

Após feitas as simplificações, o circuito utilizado para cálculo é mostrado na figura (10):

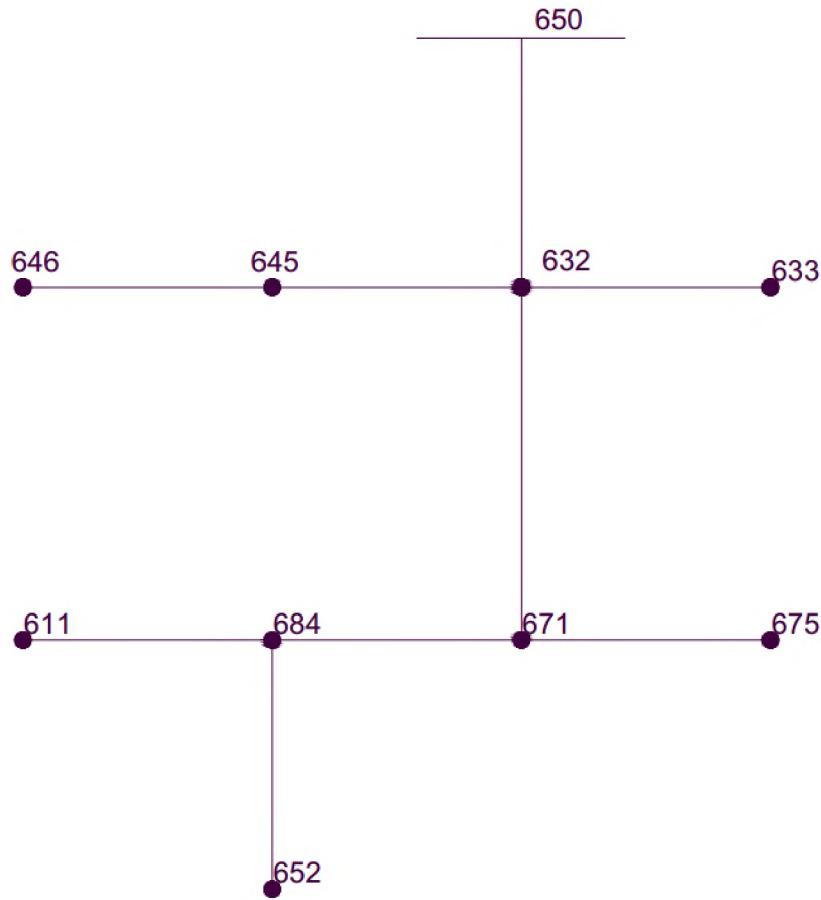


Figura 10: Sistema para simulação

As cargas deste novo circuito e a configuração de suas linhas são dadas abaixo:

Tabela 11: Configuração das cargas para o circuito simplificado

Node	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
633	160	110	120	90	120	90
645	0	0	170	125	0	0
646	0	0	230	132	0	0
652	128	86	0	0	0	0
671	385	220	385	220	555	371
675	485	190	68	60	290	212
611	0	0	0	0	170	80
TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Tabela 12: Parâmetro das linhas para o circuito simplificado

Barra A	Barra B	Comprimento(ft)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
684	611	300	605
671	675	500	606

5 Simulações realizadas e resultados obtidos

5.1 Medidas utilizadas nas simulações

Nas tabelas abaixo estão os dados de fluxo de carga utilizados como medidas para a simulação do estimador de estados programado neste trabalho. Esses são os dados originais de fluxo de carga, sem inserção de ruídos. Para facilitar a visualização de onde as medidas foram coletadas do circuito, as figuras (11, 12, 13) mostram a localização em cada circuito, A, B e C em que cada medida foi extraída, sendo que as flechas vermelhas representam fluxos de potência, flechas amarelas mostram os fluxos de corrente, pontos vermelhos as injeções de potência e as letras V, medições de tensão.

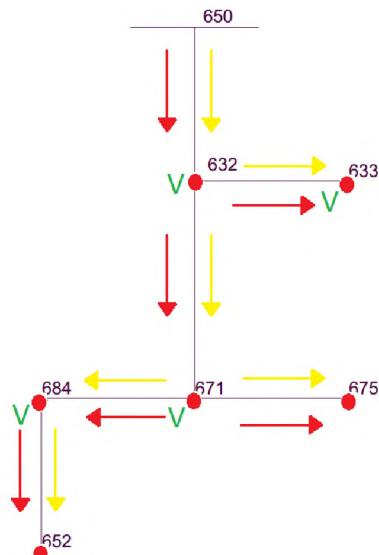


Figura 11: Medidas coletadas no circuito da fase A

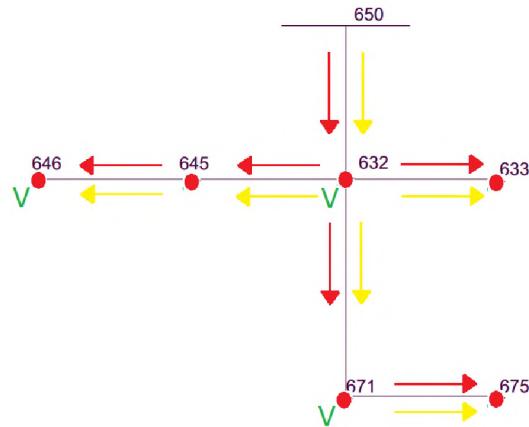


Figura 12: Medidas coletadas no circuito da fase B

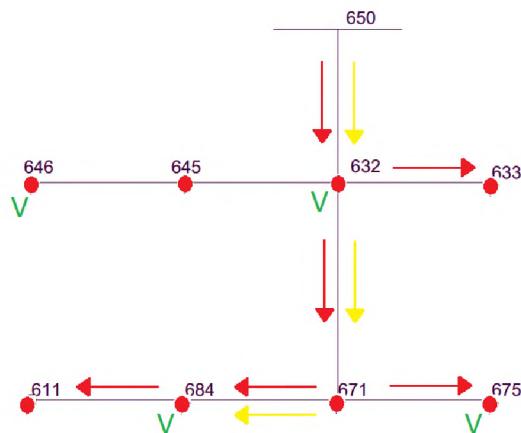


Figura 13: Medidas coletadas no circuito da fase C

Para o circuito da fase A foram utilizados todas as potências ativas e reativas de fluxos nas linhas e injeções nas barras, todas os fluxos de correntes e magnitude de tensões nas barras 632, 633, 671 e 684. Para a fase B todas as medidas de fluxos de potência, correntes e injeções foram usadas, assim como magnitude de tensões nas barras 632, 646, 671. No circuito da fase C, não foram utilizados a totalidade das medidas de fluxos de potência nem de corrente, enquanto que de tensões foram utilizadas as das barras 632, 646, 675, 684. Veja as tabelas abaixo com todas as informações:

Fase A

Tabela 13: Fluxos de potência

Barra A	Barra B	P_l (p.u.)	Q_l (p.u.)
650	632	5.81152	3.08389
632	633	0.80010	0.55018
632	671	4.99925	2.50152
671	675	2.42571	0.95026
671	684	0.64018	0.43012
684	652	0.64013	0.43005

Tabela 14: Fluxos de corrente

Barra A	Barra B	I_l (p.u.)
650	632	6.57947
632	633	0.97489
632	671	5.61253
671	675	2.62355
671	684	0.77669
684	652	0.77669

Tabela 15: Injeções de potência

Barra	P(p.u.)	Q(p.u.)
632	0.00000	0.00000
633	0.8	0.55
671	1.925	1.1
675	2.425	0.95
684	0.00000	0.00000
652	0.64	0.43

Tabela 16: Magnitude de tensão

Barra	V(p.u.)
632	0.996018
633	0.995833
671	0.992896
684	0.993004

Fase B

Tabela 17: Fluxos de potência

Barra A	Barra B	P_l (p.u.)	Q_l (p.u.)
650	632	4.8775	3.172618
632	633	0.6001	0.450121
632	645	2.0009	1.285913
632	671	2.2678	1.408578
645	646	1.1501	0.660144
671	675	0.3401	0.30003

Tabela 18: Fluxos de corrente

Barra A	Barra B	I_l (p.u.)
650	632	5.818523
632	633	0.753044
632	645	2.387741
632	671	2.680012
645	646	1.33188
671	675	0.456435

Tabela 19: Injeções de potência

Barra	P(p.u.)	Q(p.u.)
632	0.00000	0.00000
633	0.6	0.45
645	0.85	0.625
646	1.15	0.66
671	1.925	1.1
675	0.34	0.3

Tabela 20: Magnitudes de tensão

Barra	V(p.u.)
632	0.996119
646	0.995535
671	0.993588

Fase C

Tabela 21: Fluxos de potência

Barra A	Barra B	P_l (p.u.)	Q_l (p.u.)
650	632	5.69387	3.82269
632	633	0.60006	0.450127
632	671	5.08304	3.339202
671	675	1.45042	1.060173
671	684	0.85015	0.400163
684	611	0.85007	0.400072

Tabela 22: Fluxos de corrente

Barra A	Barra B	I_l (p.u.)
650	632	6.85807
632	671	6.10623
671	684	0.94641

Tabela 23: Injeções de potência

Barra	P(p.u.)	Q(p.u.)
632	0.00000	0.00000
633	0.6	0.45
645	0.00000	0.00000
646	0.00000	0.00000
671	2.775	1.855
675	1.45	1.06
684	0.00000	0.00000
611	0.85	0.4

Tabela 24: Magnitudes de tensão

Barra	V(p.u.)
632	0.99599
646	0.995857
675	0.992582
684	0.992705

Vale ressaltar que essas medidas foram escolhidas de maneira a garantir a observabilidade da rede, utilizando um número suficiente de redundâncias e também colocando uma quantidade de informações que possibilite encontrar erros no algoritmo e analisar os cálculos fornecidos por ele.

5.2 Simulação com o fluxo de carga *backward-forward sweep*

Para o circuito simplificado foi necessário adquirir uma solução de fluxo de carga para se saber os dados de potência, corrente e tensões deste circuito para posterior simulações do programa de estimador de estados e comparação com os resultados obtidos por ele.

Pelo método de fluxo de carga para redes radiais, o *backward-forward sweep* foram obtidos os seguintes valores para o circuito:

Dados do circuito fase A

Tabela 25: Dados de barramentos - Fase A

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74505018	0,000000	0,000000
633	13,74249156	160,000000	110,000000
645	13,8	0,000000	0,000000
646	13,8	0,000000	0,000000
671	13,70345545	385,000000	220,000000
675	13,69947926	485,000000	190,000000
684	13,70197076	0,000000	0,000000
611	13,8	0,000000	0,000000
652	13,69958286	128,000000	86,000000

Tabela 26: Dados de linhas - Fase A

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P _l (kW)	Q _l (kVAr)
650	632	95,354587	-27,950917	1162,393621	616,778934
632	633	14,128797	-34,710923	160,019362	110,035646
632	671	81,341018	-26,779356	999,850814	500,303600
671	675	38,022516	-21,745308	485,142361	190,051080
671	684	11,256376	-34,248863	128,036485	86,023861
684	652	11,256376	-34,248863	128,025773	86,009837

Dados do circuito fase B

Tabela 27: Dados de barramentos - Fase B

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,746439	0,000000	0,000000
633	13,744217	120,000000	90,000000
645	13,740386	170,000000	125,000000
646	13,738386	230,000000	132,000000
671	13,711518	385,000000	220,000000
675	13,709179	68,000000	60,000000
684	13,800000	0,000000	0,000000
611	13,800000	0,000000	0,000000
652	13,800000	0,000000	0,000000

Tabela 28: Dados de linhas - Fase B

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	84,326419	-33,042555	975,493776	634,523633
632	633	10,913681	-37,059339	120,012214	90,024133
632	645	34,604938	-32,912517	400,178143	257,182598
632	671	38,840755	-32,030625	453,551639	281,715645
645	646	19,302611	-30,045130	230,028025	132,028725
671	675	6,615004	-41,730780	68,015321	60,006022

Dados do circuito fase C

Tabela 29: Dados de barramentos - Fase C

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,744656	0,000000	0,000000
633	13,742372	120,000000	90,000000
645	13,743273	0,000000	0,000000
646	13,742826	0,000000	0,000000
671	13,700990	555,000000	371,000000
675	13,697636	290,000000	212,000000
684	13,699332	0,000000	0,000000
611	13,697947	170,000000	80,000000
652	13,800000	0,000000	0,000000

Tabela 30: Dados de linhas - Fase C

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	99,392286	-33,876214	1138,773597	764,538053
632	633	10,915146	-37,056867	120,012098	90,025421
632	645	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
632	671	88,496027	-33,484108	1016,607292	667,840361
645	646	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
671	675	26,225471	-36,496445	290,083618	212,034670
671	684	13,716138	-25,537850	170,030820	80,032510
684	611	13,716138	-25,537850	170,014208	80,014404

5.3 Simulações realizadas com o estimador de estados

As medidas adquiridas em campo possuem erros devido a falhas ou inadequada calibração nos instrumentos ou até mesmo por causa de falhas humanas. Neste trabalho não foram utilizadas medidas reais realizadas em campo, portanto as medidas inseridas no programa de estimação de estados são resultantes dos dados de fluxo de carga, acrescidos de ruídos gaussianos. Essas amostras foram obtidas pelo procedimento descrito abaixo, retirado da referência [20].

Primeiramente, o cálculo do desvio padrão utilizado para ponderar as medidas (colocados na matriz de covariância) foi feito conforme abaixo:

$$\sigma_i = \frac{|z_i^{fc}| * pr}{3} \quad (5.1)$$

Onde pr é a precisão do medidor, em que para estas simulações no caso de medidas de potência (tanto injeção quanto fluxo), $pr = 3\%$, para medidas de fluxo de corrente $pr = 2\%$ e para tensões $pr = 1\%$.

Na sequencia, são sorteados números aleatórios (N^a) com uma distribuição de probabilidade gaussiana, com média zero e desvio padrão um. Se este número aleatório for maior em módulo do que dois, outro número é sorteado e isso deve ser feito para que o ruido gaussiano não seja muito grande a ponto de ser comparável a um erro grosso.

Depois, este número aleatório é multiplicado pelo valor do desvio padrão de cada medida calculado anteriormente. O valor é chamado de α_i .

$$\alpha_i = N_i^a * \sigma_i \quad (5.2)$$

Esse valor encontrado α_i é acrescido do valor verdadeiro de cada medida:

$$Z_i^{ruído} = Z_i^{fc} + \alpha_i \quad (5.3)$$

sendo que:

$Z_i^{ruído}$: é o valor da medida com ruído gaussiano Z_i^{fc} : é o valor da medida obtida com o fluxo de carga, conforme as tabelas 13 a 18.

5.3.1 1ª Simulação: Estimador de estados ramo-corrente

Foi realizada uma simulação de estimação de estados pelo método programado com o objetivo de se avaliar os resultados fornecidos pelo programa e verificar se estes são satisfatórios. Foram inseridos ruídos gaussianos em todas as medidas e os resultados da

simulação é dado abaixo. Observa-se que foi utilizado uma tolerância de 10^{-9} no processo iterativo, que convergiu com 4 iterações.

Para comparar os resultados do estimador com os do fluxo de carga, foi calculado o erro relativo das medidas de correntes, em magnitude e fase.

Resultados da fase A

Tabela 31: Dados nos barramentos - Fase A

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74493643	0,0001011	0,0001008
633	13,74237773	161,44216	109,44405
645	13,8	0	0
646	13,8	0	0
671	13,70320645	384,46189	223,08301
675	13,69921554	486,36709	191,24117
684	13,7017269	0,0001003	9,965E-05
611	13,8	0	0
652	13,6993481	127,67273	85,244352

Tabela 32: Dados nas linhas - Fase A

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	95,58347	-28,02883	1164,34193	619,8433
632	633	14,19278	-34,33679	161,461679	109,47997
632	671	81,49153	-26,93237	1000,35381	503,89202
671	675	38,14924	-21,81784	486,510401	191,29277
671	684	11,20603	-34,08344	127,709023	85,268109
684	652	11,20602	-34,08343	127,698273	85,254101

Tabela 33: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.240032625	0.278750794
632	633	0.452820194	1.077857609
632	671	0.185041114	0.571384151
671	675	0.333297099	0.333535066
671	684	0.447224121	0.482993052
684	652	0.447314084	0.483022671

Resultados da fase B

Tabela 34: Dados nos barramentos - Fase B

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74645253	9,977E-05	0,0001001
633	13,74422626	120,37775	90,17651
645	13,74038894	170,94257	126,21696
646	13,7383948	229,87362	131,08293
671	13,7115742	384,90191	219,43533
675	13,7092336	68,426677	60,122761
684	13,8	0	0
611	13,8	0	0
652	13,8	0	0

Tabela 35: Dados nas linhas - Fase B

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	84,4208	-33,0038	977,015106	634,57307
632	633	10,94337	-37,0273	120,390025	90,200764
632	645	34,66669	-32,89031	400,994749	257,48292
632	671	38,84406	-31,97243	453,87905	281,27514
645	646	19,26147	-29,88707	229,901524	131,11154
671	675	6,644254	-41,61195	68,4420769	60,128794

Tabela 36: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.111927022	0.117298595
632	633	0.272023593	0.086451384
632	645	0.178459236	0.067486914
632	671	0.008516232	0.181686057
645	646	0.213150536	0.526086228
671	675	0.442181144	0.284756386

Resultados da fase C

Tabela 37: Dados nos barramentos - Fase C

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74475026	0,0001005	0,0001001
633	13,74246627	120,33504	89,409647
645	13,7433652	0,0001008	9,993E-05
646	13,74291986	0,0001018	9,949E-05
671	13,70118304	559,84198	368,11068
675	13,69783653	288,51061	211,18643
684	13,69953638	0,0001009	0,0001001
611	13,69816316	168,29573	79,676438
652	13,8	0	0

Tabela 38: Dados nas linhas - Fase C

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P _l (kW)	Q _l (kVAr)
650	632	99,3259	-33,66921	1140,76594	759,91083
632	633	10,90891	-36,80017	120,347197	89,435061
632	645	2,07E-05	-44,74428	0,00020254	0,0001995
632	671	88,43525	-33,28317	1018,25732	663,80865
645	646	1,04E-05	-44,53708	0,00010178	9,95E-05
671	675	26,10226	-36,53314	288,593662	211,22086
671	684	13,59334	-25,6721	168,32611	79,708505
684	611	13,59333	-25,67209	168,309681	79,690585

Tabela 39: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.066793009	0.61106887
632	633	0.057130524	0.692710847
632	645	0.002068174	4474.427682
632	671	0.068677799	0.600093206
645	646	0.001035655	4453.708227
671	675	0.469808523	0.100549438
671	684	0.895305612	0.525701367
684	611	0.895376935	0.525644423

Para se calcular o erro relativo desses valores, utiliza-se a equação:

$$\% \text{ erro} = \frac{100 * |valor \text{ exato} - valor \text{ calculado}|}{valor \text{ exato}}$$

Pelos dados pode-se observar que o erro relativo das magnitudes correntes obtidas pelos estimador de estados em relação aos valores obtidos pelo fluxo de carga estão abaixo de 0.9%. Já para os ângulo de fase dessas correntes, o erro relativo está abaixo de 1,07% e somente para as linhas 632-645 e 645-646 os valores dos ângulos de fase dessas correntes foram distintos em relação ao valor de fluxo de carga. Pode-se concluir que os resultados obtidos pelo estimador aproximam-se com boa precisão em relação aos dados reais.

5.4 Simulação do estimador de estados ramo-corrente com inserção de erros nos parâmetros

Um tipo de problema que pode ocorrer em simulações computacionais de sistemas elétricos de potência é a colocação de erros nos parâmetros do circuito, ocasionando resultados indesejados nos resultados obtidos pelo programa ou pela falsa acusação de erros grosseiros em medidas. As simulações realizadas abaixo objetivam estudar o comportamento deste tipo de erro frente ao método de estimação de estados ramo-corrente em coordenadas retangulares.

5.4.1 2^a Simulação: aumento percentual em todos os parâmetros

Somente para observar a influência que a colocação de erros de parâmetros causa sobre os resultados e convergência no algoritmo de estimação de estados, todos os comprimentos das linhas de distribuição foram aumentas em 110%, ou seja, foram mais do que duplicadas, influenciando nas impedâncias próprias e mútuas de todas as linhas.

Esse aumento de 110% pode ser entendido conforme mostrado na expressão abaixo:

$$\text{Novo comprimento} = \text{comprimento antigo} + 1,1 * \text{comprimento antigo}$$

Observa-se que foi utilizado uma tolerância de 10^{-9} no processo iterativo, que convergiu com 4 iterações.

Abaixo encontram-se os resultados:

Resultados da fase A

Tabela 40: Dados nos barramentos - Fase A

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,68413839	0,0001003	9,677E-05
633	13,67876059	159,56418	109,13678
645	13,8	0	0
646	13,8	0	0
671	13,59665556	387,84318	216,15484
675	13,58830339	482,11345	186,80694
684	13,59354064	9,751E-05	9,633E-05
611	13,8	0	0
652	13,58854055	126,51619	85,260953

Tabela 41: Dados nas linhas - Fase A

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	95,65859	-28,01939	1165,35924	620,13836
632	633	14,13266	-34,79796	159,604944	109,2118
632	671	81,64175	-26,84863	1000,39963	497,32269
671	675	38,05036	-21,92647	482,412872	186,9138
671	684	11,22741	-34,72342	126,592515	85,310965
684	652	11,2274	-34,72341	126,570033	85,281504

Tabela 42: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.318812154	0.244961129
632	633	0.027334343	0.250738825
632	671	0.369722835	0.258676814
671	675	0.073235437	0.833095485
671	684	0.257311506	1.385612282
684	652	0.257399532	1.385584433

Resultados da fase B

Tabela 43: Dados nos barramentos - Fase B

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,68697781	9,899E-05	9,974E-05
633	13,68229678	119,97699	89,971092
645	13,67426453	168,10788	124,47692
646	13,67005245	229,75459	131,48729
671	13,61339969	383,83723	219,56372
675	13,60847863	67,96134	59,824792
684	13,8	0	0
611	13,8	0	0
652	13,8	0	0

Tabela 44: Dados nas linhas - Fase B

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	84,55554	-33,3351	974,882915	641,23374
632	633	10,96046	-37,26541	120,002801	90,022184
632	645	34,603	-33,15906	398,236918	256,34802
632	671	39,02334	-32,38812	452,958536	283,02609
645	646	19,36488	-30,18892	229,813819	131,54801
671	675	6,65331	-42,00568	67,9937837	59,837487

Tabela 45: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.271710962	0.885371301
632	633	0.428615421	0.556065234
632	645	0.005589784	0.749085313
632	671	0.470088276	1.116111188
645	646	0.322569819	0.478587761
671	675	0.57907852	0.658733955

Resultados da fase C

Tabela 46: Dados nos barramentos - Fase C

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,68317631	0,0001001	0,0001001
633	13,67836327	120,32815	89,867838
645	13,68027087	9,905E-05	9,981E-05
646	13,67932949	0,0001009	9,897E-05
671	13,59119896	556,4009	365,77797
675	13,58413899	287,16437	212,4626
684	13,58770479	0,0001	0,0001017
611	13,58478422	169,3174	79,744563
652	13,8	0	0

Tabela 47: Dados nas linhas - Fase C

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	$P_l(\text{kW})$	$Q_l(\text{kVAr})$
650	632	99,85193	-34,08788	1141,19469	772,29479
632	633	10,97964	-37,14876	120,353847	89,921745
632	645	2,06E-05	-45,23138	0,00019992	0,0001989
632	671	88,88986	-33,70997	1016,28254	668,24005
645	646	1,03E-05	-44,85342	0,00010086	9,898E-05
671	675	26,2966	-37,19123	287,340737	212,53636
671	684	13,77694	-25,93203	169,382772	79,813481
684	611	13,77693	-25,93202	169,347502	79,77508

Tabela 48: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.462455982	0.624813892
632	633	0.590882569	0.247967076
632	645	0.002060775	4523.137758
632	671	0.445026202	0.674537648
645	646	0.001032954	4485.34248
671	675	0.271214056	1.903702135
671	684	0.443249923	1.543519659
684	611	0.443178099	1.54346044

Nesta simulação, foi escolhido aumentar em 110% o comprimento das linhas do circuito pois este foi um valor em que o programa convergiu sem detectar erros grosseiros em medidas. Se o comprimento das linhas aumentassem mais do que 110%, erros grosseiros eram detectados durante a execução do programa, portanto pode-se dizer que este valor escolhido é o limiar para que erros grosseiros começassem a ser detectados.

Quando inserido um percentual maior do que 110% no comprimento das linhas, houve detecção de erros de medidas prioritariamente em magnitudes de tensões.

5.4.2 3ª Simulação: diminuição percentual em todos os parâmetros

Nesta seção, todos os comprimentos das linhas foram diminuídos em um percentual de 90% em relação ao seu valor original. Observa-se que foi utilizado uma tolerância de 10^{-9} no processo iterativo, que convergiu com 3 iterações.

Essa diminuição de 90% pode ser entendida conforme mostrado na expressão abaixo:

$$\text{Novo comprimento} = \text{comprimento antigo} - 0,9 * \text{comprimento antigo}$$

Abaixo estão os resultados:

Resultados da fase A

Tabela 49: Dados nos barramentos - Fase A

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,79452275	0,0001003	0,0001016
633	13,79426717	160,62743	110,55194
645	13,8	0	0
646	13,8	0	0
671	13,79036658	380,84822	222,47876
675	13,789967	493,05727	191,71834
684	13,79021833	0,0001019	0,0001004
611	13,8	0	0
652	13,78998014	128,32585	86,868353

Tabela 50: Dados nas linhas - Fase A

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	95,27409	-27,77515	1163,2974	612,69242
632	633	14,13592	-34,55791	160,629359	110,55551
632	671	81,25425	-26,59781	1002,4162	501,4948
671	675	38,36262	-21,28294	493,071694	191,72353
671	684	11,2374	-34,13058	128,329583	86,87083
684	652	11,23739	-34,13057	128,328415	86,869333

Tabela 51: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.08441981	0.628851513
632	633	0.050393216	0.440817272
632	671	0.106670252	0.677935429
671	675	0.894483121	2.126275892
671	684	0.168611548	0.345367592
684	652	0.168702186	0.345395695

Resultados da fase B

Tabela 52: Dados nos barramentos - Fase B

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,79466349	0,0001008	0,0001008
633	13,79444196	120,05108	89,953212
645	13,79406138	168,79859	125,09828
646	13,79386207	229,11316	133,07032
671	13,79117628	387,26902	221,2634
675	13,79094243	67,637851	60,528969
684	13,8	0	0
611	13,8	0	0
652	13,8	0	0

Tabela 53: Dados nas linhas - Fase B

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P _l (kW)	Q _l (kVAr)
650	632	84,02962	-32,94666	973,11734	630,6625
632	633	10,87487	-36,86278	120,052295	89,955612
632	645	34,3865	-32,99495	397,929355	258,18664
632	671	38,80132	-31,80706	454,96196	281,96343
645	646	19,2081	-30,1675	229,115938	133,07317
671	675	6,581633	-41,85586	67,63937	60,529579

Tabela 54: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.351961003	0.290224864
632	633	0.355585686	0.530400988
632	671	0.631233446	0.250470091
671	675	0.101536623	0.697977787
671	684	0.489634921	0.407292762
684	652	0.504464967	0.299723116

Resultados da fase C

Tabela 55: Dados nos barramentos - Fase C

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,79448852	0,0001012	0,0001006
633	13,79426085	120,50215	89,552707
645	13,79435071	0,000101	9,981E-05
646	13,79430605	0,0001009	0,0001003
671	13,79013021	557,66411	375,22226
675	13,78979637	288,54768	211,76459
684	13,78996505	9,97E-05	0,0001002
611	13,78982724	170,06203	80,448039
652	13,8	0	0

Tabela 56: Dados nas linhas - Fase C

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	99,03654	-33,69123	1137,15128	758,13424
632	633	10,88386	-36,637	120,503359	89,555235
632	645	2,06E-05	-44,76316	0,0002019	0,0002001
632	671	88,16881	-33,32775	1016,4334	667,91589
645	646	1,03E-05	-44,85374	0,00010087	0,0001003
671	675	25,95515	-36,30752	288,555916	211,768
671	684	13,64269	-25,35004	170,06518	80,451357
684	611	13,64268	-25,35002	170,063436	80,449464

Tabela 57: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.357920402	0.546050347
632	633	0.286639343	1.133033535
632	645	0.002060707	4476.315619
632	671	0.369755748	0.466961562
645	646	0.001031179	4485.373538
671	675	1.030769441	0.517644927
671	684	0.535479244	0.735436434
684	611	0.535549545	0.735493601

O valor de 90% foi escolhido, pois o programa convergiu sem detectar erros grosseiros em medidas. Se o comprimento das linhas diminuíssem em mais do que 90%, erros grosseiros eram detectados durante a execução do programa, portanto pode-se dizer que este valor escolhido é o limiar para que erros grosseiros começassem a ser detectados, assim como na simulação da seção anterior.

Quando uma diminuição maior do que 90% no comprimento das linhas foi inserido, houve detecção de erros de medidas prioritariamente em magnitudes de tensões.

5.4.3 4^a, 5^a e 6^a simulações: Multiplicação do comprimento de uma linha por um valor fixo

Nas próximas simulações o comprimento de uma linha foi alterado com o objetivo de se analisar a influência que o erro em somente um parâmetro ocasiona nos resultados obtidos pelo programa.

4^a simulação

Nesta simulação, o comprimento da linha 650-632, que é justamente a linha mais importante do sistema que alimenta todos os outros barramentos, é multiplicada por 2,5, um valor a partir do qual são detectados erros em medidas de tensão de todos os barramentos do circuito da fase C, neste caso nas barras 632, 646, 675, e 684.

Neste caso o valor 2,5 foi escolhido pois, em averso às duas simulações anteriores, é um valor para o qual a detecção de erros de medidas de tensão no circuito da fase C era frequente. Devido a detecção de erros grosseiros, o algoritmo de detecção baseado no método dos resíduos normalizados foi executado e as medidas que apresentaram defeitos foram excluídas do sistema. A convergência do processo se deu com 20 iterações, utilizando uma tolerância de 10^{-9} .

Segue abaixo os resultados:

Resultados da fase A

Tabela 58: Dados nos barramentos - Fase A

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,66188	0,0001006	0,000101
633	13,65929635	161,28582	110,09795
645	13,8	0	0
646	13,8	0	0
671	13,62020831	388,36621	217,94413
675	13,61621649	484,0011	188,0659
684	13,61872089	9,997E-05	9,819E-05
611	13,8	0	0
652	13,61632906	127,40217	85,693184

Tabela 59: Dados nas linhas - Fase A

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	95,99364	-28,02618	1169,36718	622,44907
632	633	14,29656	-34,8197	161,30569	110,13436
632	671	81,81492	-26,84175	1001,64531	496,04638
671	675	38,13505	-21,88758	484,144431	188,11733
671	684	11,2762	-34,57898	127,438887	85,717225
684	652	11,27619	-34,57897	127,428038	85,703055

Tabela 60: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.670183948	0.269264277
632	633	1.187414054	0.313372158
632	671	0.58261337	0.233006623
671	675	0.295966267	0.654263887
671	684	0.176133024	0.963863619
684	652	0.176043167	0.963835634

Resultados da fase B

Tabela 61: Dados nos barramentos - Fase B

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,66544674	9,796E-05	9,848E-05
633	13,66321334	118,84526	89,884406
645	13,65937182	169,55603	124,98568
646	13,65736603	228,56209	132,32881
671	13,63048183	380,40176	218,32141
675	13,62812987	67,935833	59,679848
684	13,8	0	0
611	13,8	0	0
652	13,8	0	0

Tabela 62: Dados nas linhas - Fase B

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	84,28149	-33,45366	970,398632	641,16466
632	633	10,90578	-37,56865	118,857455	89,908663
632	645	34,70686	-33,34585	398,297247	257,4981
632	671	38,70366	-32,39175	448,88459	279,71558
645	646	19,33793	-30,54066	228,590213	132,35764
671	675	6,635287	-41,88512	67,9512625	59,68593

Tabela 63: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.053282243	1.244155706
632	633	0.072350049	1.374301907
632	671	0.294518041	1.31661355
671	675	0.352966595	1.127451231
671	684	0.182966836	1.649297286
684	652	0.306626858	0.36983765

Resultados da fase C

Tabela 64: Dados nos barramentos - Fase C

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,66077044	0,0001009	0,0001002
633	13,65846101	120,7304	90,865
645	13,65938094	0,0001005	9,989E-05
646	13,65893168	0,0001001	0,0001016
671	13,6169612	552,77952	371,70421
675	13,61358557	291,36614	210,52553
684	13,61530035	0,0001002	9,985E-05
611	13,61391365	169,09884	79,769956
652	13,8	0	0

Tabela 65: Dados nas linhas - Fase C

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	99,93706	-34,17179	1141,03426	774,6252
632	633	11,063	-37,42834	120,742771	90,891044
632	645	2,08E-05	-45,57086	0,0002007	0,0002015
632	671	88,89411	-33,76672	1014,8614	666,88203
645	646	1,04E-05	-45,86689	0,00010015	0,0001016
671	675	26,40489	-36,45506	291,450798	210,56056
671	684	13,73373	-25,86851	169,129839	79,802651
684	611	13,73372	-25,8685	169,113083	79,784397

Tabela 66: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.54810157	0.87252941
632	633	1.354558639	1.002438513
632	645	0.002081892	4557.086005
632	671	0.449836884	0.844024591
645	646	0.001044308	4586.689418
671	675	0.684129901	0.113392725
671	684	0.128256569	1.294798756
684	611	0.128185223	1.294741715

5^a simulação

Na segunda simulação, o comprimento da linha 632-671, que também é uma linha importante para o sistema alimentado 5 barramentos, é multiplicada por 3,3, um valor a partir do qual são detectados erros em medidas de tensão de todos os barramentos do circuito da fase C, neste caso nas barras 632, 646, 675, e 684.

Neste caso o valor 3,3 foi escolhido pois, como já descrito na primeira simulação, é um valor para o qual a detecção de erros de medidas de tensão no circuito da fase C era frequente. Devido à detecção de erros grosseiros, o algoritmo de detecção baseado no método dos resíduos normalizados foi executado e as medidas que apresentaram defeitos foram excluídas do sistema. A convergência do processo se deu com 19 iterações, utilizando uma tolerância de 10^{-9} .

Resultados da fase A

Tabela 67: Dados nos barramentos - Fase A

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74485768	9,911E-05	0,0001005
633	13,74230859	160,44699	108,81357
645	13,8	0	0
646	13,8	0	0
671	13,60723805	381,58918	216,08974
675	13,60325284	482,53231	188,76248
684	13,60574767	9,776E-05	9,946E-05
611	13,8	0	0
652	13,60334775	127,84055	85,562283

Tabela 68: Dados nas linhas - Fase A

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P _l (kW)	Q _l (kVAr)
650	632	95,34532	-28,09984	1160,67384	619,73784
632	633	14,10716	-34,34654	160,46634	108,8491
632	671	81,3364	-27,01847	997,677821	504,44749
671	675	38,08939	-22,07637	482,67527	188,8137
671	684	11,30836	-34,50564	127,877468	85,586456
684	652	11,30835	-34,50563	127,866557	85,572211

Tabela 69: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.009714972	0.532787286
632	633	0.153128438	1.049767344
632	671	0.005681275	0.892914693
671	675	0.175891636	1.522448308
671	684	0.461829877	0.749742973
684	652	0.461740706	0.74971222

Resultados da fase B

Tabela 70: Dados nos barramentos - Fase B

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74625133	0,0001007	0,0001001
633	13,74403468	119,66643	90,07629
645	13,74019127	170,11914	125,34558
646	13,73818987	230,46895	131,78952
671	13,63060181	384,36092	218,69681
675	13,62825718	67,807515	59,428104
684	13,8	0	0
611	13,8	0	0
652	13,8	0	0

Tabela 71: Dados nas linhas - Fase B

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	84,45931	-33,11881	976,184308	636,82343
632	633	10,89776	-37,15879	119,678523	90,100391
632	645	34,64676	-32,88749	400,766661	257,31814
632	671	38,9472	-32,19507	453,973508	283,79164
645	646	19,32489	-29,95493	230,497037	131,81831
671	675	6,615964	-41,82857	67,8229017	59,434081

Tabela 72: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.157589009	0.230793309
632	633	0.145909826	0.268361953
632	671	0.120860862	0.076034238
671	675	0.27406135	0.513392437
671	684	0.115417411	0.30022751
684	652	0.014522972	0.23434373

Resultados da fase C

Tabela 73: Dados nos barramentos - Fase C

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74437478	9,951E-05	9,974E-05
633	13,74209773	120,67455	89,188742
645	13,74299054	9,98E-05	0,0001005
646	13,74254334	9,902E-05	0,0001001
671	13,59961397	548,85194	370,15866
675	13,59624378	289,36069	212,15637
684	13,59795119	9,978E-05	9,994E-05
611	13,59656294	169,30405	79,530268
652	13,8	0	0

Tabela 74: Dados nas linhas - Fase C

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	99,55788	-34,26993	1135,3816	773,63205
632	633	10,91948	-36,65367	120,686695	89,214144
632	645	2,06E-05	-45,45461	0,00019883	0,0002007
632	671	88,64898	-33,97639	1012,54754	677,72165
645	646	1,02E-05	-45,50908	9,9023E-05	0,0001002
671	675	26,3899	-36,92054	289,445196	212,19152
671	684	13,7574	-25,84225	169,335155	79,563082
684	611	13,75739	-25,84223	169,318342	79,544759

Tabela 75: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.166610231	1.162228137
632	633	0.03972137	1.088059937
632	645	0.002055628	4545.461259
632	671	0.172841265	1.470199746
645	646	0.001024806	4550.907882
671	675	0.626970028	1.162023017
671	684	0.300848704	1.191939493
684	611	0.300777499	1.191881889

6^a simulação

Neste caso o comprimento da linha 684-652, que é uma linha terminal alimentadora de somente um barramento, é multiplicada por 1500, um valor a partir do qual são detectados erros em medidas de injeções de potência na barra 675.

O valor 1500 foi escolhido pois, é um valor para o qual a detecção de erros de medidas de injeção na barra 675 era frequente. Devido a detecção do erro grosso, o algoritmo de detecção baseado no método dos resíduos normalizados foi executado e a medida que apresentou defeito foi excluída do sistema. A convergência do processo se deu com 15 iterações, utilizando uma tolerância de 10^{-9} .

Resultados da fase A

Tabela 76: Dados nos barramentos - Fase A

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74502274	0,0001011	0,0001031
633	13,74246449	159,29366	110,56496
645	13,8	0	0
646	13,8	0	0
671	13,70340761	381,37189	221,09932
675	13,69942785	485,58265	189,86561
684	13,7019191	0,0001004	0,0001011
611	13,8	0	0
652	10,14819029	89,298331	71,654066

Tabela 77: Dados nas linhas - Fase A

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	95,18741	-28,1015	1158,73357	618,74499
632	633	14,1099	-34,96597	159,312903	110,60055
632	671	81,19616	-26,91138	996,908355	501,72281
671	675	38,05869	-21,7069	485,725251	189,91683
671	684	11,28206	-34,36876	128,145446	86,491106
684	652	11,28205	-34,36875	128,134584	86,476931

Tabela 78: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.175321932	0.538726817
632	633	0.133735304	0.734762168
632	671	0.178090584	0.493018936
671	675	0.095135227	0.176605168
671	684	0.228137891	0.350084162
684	652	0.228047252	0.350054225

Resultados da fase B

Tabela 79: Dados nos barramentos - Fase B

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74640607	0,0001018	0,0001012
633	13,74418289	120,53863	89,82692
645	13,74035543	168,81763	124,90192
646	13,73835005	230,31314	132,656
671	13,71145908	383,29672	221,4636
675	13,70911977	67,50359	59,967169
684	13,8	0	0
611	13,8	0	0
652	13,8	0	0

Tabela 80: Dados nas linhas - Fase B

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	84,24341	-33,18521	972,952211	636,32348
632	633	10,93756	-36,88274	120,55094	89,851091
632	645	34,57382	-33,02509	399,308766	257,74038
632	671	38,7597	-32,28532	451,346656	283,1415
645	646	19,34622	-30,13346	230,341287	132,68486
671	675	6,586333	-41,92237	67,518821	59,973223

Tabela 81: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.098437081	0.43173578
632	633	0.218759392	0.476540834
632	671	0.089915198	0.34203312
671	675	0.208674194	0.795174684
671	684	0.225930789	0.293983438
684	652	0.433412124	0.459106725

Resultados da fase C

Tabela 82: Dados nos barramentos - Fase C

Barra	V(kV)	P(kW)	Q(kVAr)
632	13,74465674	0,0001011	0,0001006
633	13,74237583	119,55451	89,736417
645	13,74327326	9,95E-05	9,858E-05
646	13,74282456	9,878E-05	0,0001002
671	13,7009849	553,85857	371,29297
675	13,69762782	290,90919	211,2896
684	13,69932536	9,966E-05	0,0001009
611	13,69794033	169,6273	80,474203
652	13,8	0	0

Tabela 83: Dados nas linhas - Fase C

Barra A	Barra B	I(A)	A(graus)	P_l (kW)	Q_l (kVAr)
650	632	99,32024	-33,89265	1137,72892	764,31021
632	633	10,8777	-37,07801	119,566558	89,761701
632	645	2,04E-05	-45,25967	0,00019828	0,0001988
632	671	88,46138	-33,50115	1016,00515	667,88953
645	646	1,02E-05	-45,59662	9,8777E-05	0,0001002
671	675	26,24859	-36,31874	290,992946	211,32423
671	684	13,70634	-25,71636	169,65818	80,506781
684	611	13,70633	-25,71634	169,641489	80,488586

Tabela 84: Erros relativos de corrente em %

Barra A	Barra B	Corrente	Ângulo de fase
650	632	0.072489961	0.048512962
632	633	0.343045846	0.057046637
632	645	0.002042928	4525.966602
632	671	0.03915545	0.050904103
645	646	0.001023813	4559.661974
671	675	0.088147375	0.486912211
671	684	0.071406649	0.698989679
684	611	0.071477583	0.698931808

Observa-se a partir da 2ª simulação (aumento de 110% no comprimento de todas as linhas) que mesmo alterando significativamente os parâmetros dos circuitos, os resultados finais da simulação de estimativa de estados se aproximaram muito dos valores obtidos pelo fluxo de carga e isto pode ser explicado devido a grande influência que possuem as medidas inseridas no programa, que forçam a solução para se aproximarem de uma determinada solução.

Também é importante ressaltar que a localização do erro de parâmetro não possui uma relação trivial com as respectivas medidas identificadas com erros grosseiros, abrindo caminho para novas pesquisas que possibilitem encontrar uma correlação entre esses fatos.

6 Conclusão

Com este trabalho foi possível realizar simulações de estimação de estados para sistemas de energia elétrica por meio de um método não usualmente utilizado na prática. Para tal, foram feitas simulações em cenários diferentes, cada um contendo alterações que poderiam influenciar de alguma maneira os resultados obtidos pelo método de simulação.

A 1^a simulação foi a estimativa do estado da rede a partir dos dados de fluxo de carga colocados como medidas e para simular uma situação mais realística, erros gaussianos foram inseridos em todas as medidas (assim como em todas as outras simulações). Os resultados obtidos aproximam-se muito dos valores apresentados pelo programa de cálculo de fluxo de carga, com um erro relativo menor do que 0.9 % para todas as medidas e a pequena diferença existente pode ser associada aos diferentes métodos numéricos de solução que os programas de fluxo de carga e estimativa de estados possuem.

A 2^a e 3^a simulação foram realizadas para se observar a influência que a colocação de erros de parâmetros em todas as linhas do circuito causam sobre os resultados e a convergência do algoritmo de estimativa de estados. Observa-se que a partir de um percentual de alteração nestes parâmetros, são detectados erros nas medidas prioritariamente de medidas de tensão. Quando detectados esses erros, o método do maior resíduo normalizado foi utilizado e as medidas identificadas com erros grosseiros foram excluídas. O programa obteve convergência e os resultados obtidos foram bem próximos dos valores obtidos pelo fluxo de carga.

Na 4^a e 5^a simulação somente uma linha do circuito elétrico teve seu parâmetro alterado pela multiplicação de um valor fixo e houve detecção de erros de medidas de tensões nas mesmas barras 632, 646, 675, e 684. Com esta detecção, as medidas identificadas com erros grosseiros foram excluídas, o programa obteve convergência e os resultados obtidos foram bem próximos dos valores calculados pelo fluxo de carga.

A 6^a simulação teve a mesma intenção das simulações 4 e 5, mas foi escolhida uma linha terminal para a colocação do erro de parâmetros. Neste caso, uma alteração muito maior no comprimento da linha foi necessária para que houvesse a detecção de um erro grosso e desta vez o erro detectado foi de injeção de potência e não de magnitude de tensão, como nos casos anteriores.

Conclui-se que o método ramo-corrente de estimativa de estados em coordenadas retangulares possui boa eficiência para resolução de redes elétricas radiais, devido a sua simples implementação e bons resultados obtidos referentes à convergência e precisão. Por outro lado, observa-se que com relação à sensibilidade frente aos erros de parâmetros, este algoritmo não permite fácil identificação dos mesmos, pois como pode-se ver nas simulações,

mesmo com grande modificação nos parâmetros os resultados finais se aproximaram muito dos valores de simulação de fluxo de carga.

Também é importante destacar que quando um erro de parâmetro existe no sistema, não é fácil identificar sua localização pelo algoritmo de detecção de erros grosseiros, pois mesmo as medidas de tensão apresentando maior sensibilidade frente a isto, não é trivial a relação entre a localização da medida identificada com erro do local onde existe o parâmetro com defeito.

Partindo deste trabalho, é possível propor alguns temas para serem explorados em trabalhos futuros. Por exemplo, a de detecção de erros de parâmetros pelo algoritmo de detecção de erros em medidas pode ser estudada de maneira profunda, objetivando encontrar uma relação precisa entre a localização de um erro de medida e a verdadeira medida com erro, presente nos dados topológicos.

Referências

1. F. C. Schweppe and J. Wildes, "Power system static-state estimation, Part I, II, and III", IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, No.1, pp.120-135, January 1970.
2. M. Lavorato, M. J. Rider, A. V. Garcia, "Power System State Estimation: A New Method Based on Current Equations", Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, October 2007
3. Wu, F.F., Power System State Estimation: a Survey. Electrical Power and Energy Systems, April 1990, pp. 80-87.
4. O. Alsac, N. Vempati, B. Stott and A. Monticelli, "Generalized State Estimation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 3, pp 1069-1075, August 1998.
5. A. Abur and A.G. Expósito, Power System State Estimation: Theory and Implementation. New York: Marcel Dekker, Inc. 2004.
6. MONTICELLI, A.J.; State estimation in electric power systems: A generalized approach. Norwell, Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 1999.
7. A. Monticelli, A. Garcia, "RELIABLE BAD DATA PROCESSING FOR REAL-TIME STATE ESTIMATION"IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May 1983
8. A. Mutanen, A. Koto, A. Kulmala, P. Järventausta, "Development and Testing of a Branch Current Based Distribution System State Estimator"46th International Universities' Power Engineering Conference, 5-8th September 2011
9. M. E. Baran, "Challenges in State Estimation on Distribution Systems", Power Engineering Society Summer Meeting, July 2001
10. M.E. Baran, A. W. Kelley, "State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems," IEEE Trans. on Power Systems, Aug. 1994, pp. 1601-1608.
11. C. N. Lu, J. H. Teng, W. H. E. Liu, "Distribution System State Estimation," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, No. 1, Feb. 1995, pp. 229-240.
12. W. M. Lin and J. H. Teng, "Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing," Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist., vol. 143, no. 1, pp. 43-48, Jan. 1996.

13. W. M. Lin, J. H. Teng, "State estimation for distribution systems with zero-injection constraints," IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, pp. 518–524, Feb. 1996.
14. Capítulo 7: Fluxo de carga para redes de distribuição. Disponível em: <<http://www.dsee.fee.unicamp.br/ccastro/cursos/it601/cap7.pdf>>. Acesso em 11 dez. 2015.
15. M. E. Baran and A.W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems," IEEE Trans. Power Syst., vol. 10, pp. 483–491, Feb. 1995.
16. W. M. Lin, J. H. Teng, and S. J. Chen, "A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 16, pp. 433–439, July 2001.
17. J.H.Teng, 'Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems', IEE Proc.-Genw. Trunsni. Distrib., Vol. 149. No. 6, Nociember 2002
18. H. Wang, N. N. Schulz, "A Revised Branch Current-Based Distribution System State Estimation Algorithm and Meter Placement Impact", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 1, FEBRUARY 2004.
19. Distribution Test Feeders. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: 10 outubro. 2016
20. Vieira, C. S. Índice de Não-Detecção de Erros Grosseiros no Processo de Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência utilizando Medidas Fasoriais Sincronizadas. 2016. 100f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos. 2016