

Estimación dos Parâmetros de Linhas de Transmissão e Transformadores Utilizando Dados de Medição Fasorial Sincronizada

Mohamad Salem Ismail Neto, André Pagani Tochetto, Carlos Roberto Mendonça da Rocha

UNIOESTE / ITAIPU / UNIOESTE

Brasil

RESUMO

Os parâmetros de linhas de transmissão e transformadores são dados de entrada para diversos aplicativos de simulação dos sistemas elétricos de potência, portanto a exatidão de seus valores é importante para garantir uma operação segura e econômica do sistema.

A tecnologia dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) surgiu nos últimos anos como uma ferramenta para a melhoria dos sistemas de monitoramento, proteção e controle dos equipamentos e dos sistemas elétricos. Os SMFS fornecem medições de grandezas elétricas em diferentes regiões, sincronizadas no tempo e na forma de fasores. Essas medidas fasoriais podem ser utilizadas para realizar o monitoramento de equipamentos como transformadores e linhas de transmissão e realizar a estimação dos seus parâmetros.

Neste trabalho propõe-se a implementação de um método de estimação de parâmetros de linhas de transmissão e transformadores através de uma modificação no algoritmo de estimação de estado clássico. Este método utiliza um conjunto de medições fasoriais sincronizadas referente a ambos os terminais do elemento analisado para realizar a estimação simultânea do estado e dos parâmetros da linha de transmissão ou do transformador.

Para avaliar o desempenho do algoritmo, foram utilizadas simulações com o software *Alternative Transients Program* (ATP) com base no modelo do sistema elétrico associado à usina de Itaipu 50Hz, incluindo a linha de transmissão em 500kV entre as subestações da Margem Direita e de Villa Hayes (LI 500kV MD-VHA). Utilizou-se de Unidades de Medição Fasorial (PMU - *Phasor Measurement Unit*) modeladas no ATP para calcular os fasores de tensão e corrente em ambos os terminais da LI 500kV MD-VHA e fornecê-los ao algoritmo para estimação dos parâmetros. Para simular os erros de medição, foi adicionado um ruído gaussiano aos dados de entrada do algoritmo de estimação de parâmetros. Realizou-se, ainda, a estimação dos parâmetros da linha a partir de fasores reais de tensão e corrente de PMU instaladas nos terminais da LI 500kV MD-VHA. Por falta de dados reais de medição, a estimação dos parâmetros de um transformador regulador foi realizada apenas através de dados de simulações.

PALAVRAS CHAVES

Medição Fasorial Sincronizada, PMU, estimação de parâmetros, linhas de transmissão e transformadores.

1. INTRODUCCIÓN

As tentativas iniciais para a obtenção do estado de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) em tempo real foram realizadas através de um fluxo de carga utilizando medidas em vários pontos do sistema. Entretanto foram constatados vários problemas neste método devido a perdas de medidas ou medidas inconsistentes [1]. Para tratar destes problemas, foi proposto o conceito de estimação de estado, cujo objetivo é estimar os fasores de tensão em cada barra de um SEP, sendo o conjunto destes fasores de tensão definidos como o estado do sistema. Esta estimação é realizada a partir de medidas de potência ativa e reativa em algumas linhas de transmissão e do módulo de tensões em algumas barras do sistema, junto com informações referentes ao estado das chaves, disjuntores, e taps dos transformadores presentes no SEP.

O processo de estimação é realizado baseado no conjunto de medições disponíveis e em um modelo do sistema, ou seja, o estimador assume que todos os parâmetros do sistema são conhecidos e os utiliza iterativamente para estimar o estado do mesmo.

Na prática, os parâmetros dos transformadores presentes no sistema são obtidos através de ensaios de fábrica, já os parâmetros de linhas de transmissão são calculados a partir de modelos teóricos e, segundo [2], como estes parâmetros raramente são medidos, é comum que apresentem erros. Segundo consta em [3], os valores encontrados para estes parâmetros nos bancos de dados de aplicativos apresentam erros de até 30% em relação aos valores exatos.

Os parâmetros elétricos de linhas de transmissão e transformadores são muito utilizados em diversos estudos, como os de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade, etc. Portanto, a qualidade dos parâmetros utilizados nos modelos tem efeitos significativos na operação segura e econômica do sistema [5].

A estimação da posição dos tap dos transformadores também é uma informação útil, já que ela pode não fazer parte do sistema supervisorio [6], ou pode estar sendo medida de maneira inconsistente, como aconteceu com um transformador regulador em Itaipu no ano de 2013, quando a medida do tap apresentada no sistema supervisorio era diferente da posição real. De acordo com [2], conhecer a posição do tap do transformador é de grande importância do ponto de vista de operação.

Desde o surgimento da Unidade de Medição Fasorial (PMU – *Phasor Measurement Unit*), sua relevância para a estimação de estado foi reconhecida [7]. Segundo [8], a exatidão de uma estimação pode ser melhorada se medidas fasoriais sincronizadas são adicionadas ao tradicional fluxo de potência na linha. Como consequência, surge uma nova técnica de obtenção dos parâmetros de um elemento do SEP, que realiza a estimação destes valores a partir de medições fasoriais sincronizadas de tensão e corrente em ambos os terminais do elemento em questão.

Na literatura técnica é possível encontrar diversas técnicas propostas para lidar com o problema da estimação de parâmetros. Neste trabalho, será abordado o método que realiza uma modificação do processo de estimação de estado de modo a se obter a estimação dos parâmetros desejados a partir de dados de medição fasorial sincronizada. Este método pode ser utilizado tanto para a estimação dos parâmetros de linhas de transmissão quanto dos parâmetros de transformadores, incluindo a posição do tap.

2. ESTIMAÇÃO SIMULTÂNEA DE ESTADO E PARÂMETROS

Será realizada uma modificação no processo de estimação de estado de modo a se obter a estimação dos parâmetros desejados a partir de dados de medição fasorial sincronizada. O método será exposto com base nos trabalhos de [1], [2], [9] e [10]. Serão apresentados apenas os tópicos de interesse para a estimação de estado em aplicações de estimação de parâmetros de elementos de um SEP.

Seja o vetor z formado por um conjunto de medidas que pode ser representado em função do estado do sistema da seguinte forma:

$$z = h(x, p) + \epsilon \quad (1)$$

Onde:

- $x = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T$ é o vetor de estado do sistema;
- $p = [p_1 \ p_2 \ \dots \ p_l]^T$ é o vetor de parâmetros do sistema;
- $\epsilon = [\epsilon_1 \ \epsilon_2 \ \dots \ \epsilon_m]^T$ é o vetor de erros (resíduos) das medidas;
- $h_i(x, p)$ é uma função não linear que relaciona uma medida i com o vetor de estado x e o vetor de parâmetros p .

O vetor de estado x , o vetor de parâmetros p , tal como o vetor de medidas z e as funções $h_i(x)$ são tipicamente construídos em suas formas expandidas, ou seja, são usadas suas coordenadas cartesianas para representar cada variável por suas duas componentes (real e imaginária).

Pode-se, ainda, definir um vetor v , denominado vetor de estado e parâmetros, tal que $v = [p \ x]^T$, e reescrever (1) isolando-se o vetor de resíduos:

$$\epsilon = z - h(v) \quad (2)$$

Dado um conjunto de medidas realizadas no sistema, a solução em v de (2) é aquela que minimiza o vetor de erros ϵ [9]. Este problema pode ser resolvido através do método dos mínimos quadrados ponderados.

Considerando que as medidas podem ter sido obtidas por instrumentos de medição diferentes e, portanto, com precisões distintas, é interessante ponderar o processo de ajuste dos resíduos com um peso correspondente à qualidade da medida [9]. Um bom indicador da qualidade da medida é sua variância, dada por σ^2 , que é menor quanto melhor for a qualidade da medida. Sendo assim, aplica-se um peso que é dado pelo inverso da variância, denotado por $W_{ii} = \sigma^{-2}$.

Assim, a estimativa x escolhida é aquela que minimiza a soma ponderada dos quadrados dos resíduos utilizando como peso o inverso da variância de cada medida. A estimação pode ser realizada seguindo o processo iterativo abaixo:

- i. Inicializar o vetor de estado e parâmetros $v = v_0$ com um perfil de tensão plano ($V = 1\angle 0^\circ \text{pu}$) e com os parâmetros contidos em base de dados, e inicializar o contador de iterações em $k = 0$;
- ii. Calcular as medidas residuais $\Delta z_k = z - h(v_k)$;
- iii. Encontrar a Jacobiana $J = \left. \frac{\partial h(v)}{\partial (v)} \right|_{v=v_k}$ e $G = J^T W J$;
- iv. Resolver $\Delta v_k = G^{-1} J^T W \Delta z_k$;
- v. Atualizar o vetor de estado e parâmetros $v_{k+1} = v_k + \Delta v_k$ e o contador de iterações $k = k + 1$;
- vi. Se algum elemento de Δv_k excede a tolerância especificada, então voltar ao passo ii. Caso contrário, finalizar o processo iterativo.

Sendo a Jacobiana J organizada da seguinte forma:

$$J = \begin{bmatrix} J_{p_1} & J_{s_1} & 0 & \dots & 0 \\ J_{p_2} & 0 & J_{s_2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ J_{p_q} & 0 & 0 & \dots & J_{s_q} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Em que cada linha contém as submatrizes correspondentes a um determinado conjunto de medidas, sendo as submatrizes J_p correspondentes às derivadas parciais de $h(v)$ em respeito aos parâmetros g , b e y_s , e as submatrizes J_s correspondentes às derivadas parciais de $h(v)$ em relação às variáveis de estado e_R , e_S e f_S .

2.1 Linhas de Transmissão

Assumindo que há PMUs conectadas em ambas as extremidades da linha de transmissão, ou seja, que há medições fasoriais sincronizadas de tensões nas barras e correntes de linha disponíveis, pode-se realizar a estimação dos parâmetros da linha de transmissão.

Seja o modelo π da linha de transmissão ilustrado na Figura 1.

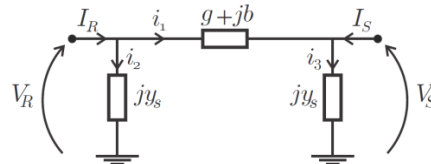


Figura 1: Modelo π da linha de transmissão

Para simplificar o modelo matemático, utilizou-se da admitância série da linha no lugar de sua impedância, sendo g e b a condutância e a susceptância série, respectivamente, e y_s a susceptância *shunt* do modelo π da linha de transmissão. A susceptância total da linha será dada por $Y = 2y_s$.

Define-se um SEP artificial composto por q cópias idênticas da linha cujos parâmetros se desejam obter, como ilustrado na Figura 2, de modo que medições sucessivas na mesma linha podem ser tratadas como se fossem localizadas em diferentes linhas deste sistema artificial. O ângulo de fase da tensão em todos os nós R é tido como nulo. Esta consideração é possível pois apenas interessam as diferenças angulares entre os nós R e S para a realização da estimação dos parâmetros da linha e, assim, simplifica-se o processo, que irá possuir uma equação de estado a menos.

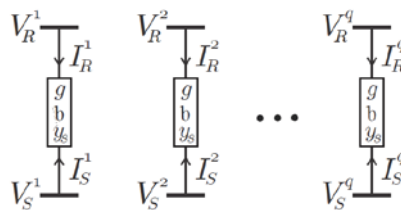


Figura 2: SEP artificial

Em coordenadas retangulares, aplicando a 1ª Lei de Kirchoff no modelo de linha apresentado na Figura 1, tem-se que:

$$I_R = i_1 + i_2 = (V_R - V_S)(g + jb) + V_R(jy_s) \quad (4)$$

$$I_S = i_3 - i_1 = (V_S - V_R)(g + jb) + V_S(jy_s) \quad (5)$$

Definindo as relações $V_R = e_R$ e $V_S = (e_S + jf_S)$, e separando (4) e (5) em suas partes real e imaginária, pode-se obter o conjunto de equações para todas as linhas de transmissão, ou seja, o vetor $h(v)$:

$$h(v) = \begin{bmatrix} Re(I_R) \\ Im(I_R) \\ Re(I_S) \\ Im(I_S) \\ e_R \\ e_S \\ f_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (e_R - e_S)g + f_S b \\ (e_R - e_S)b - f_S g + e_R y_S \\ (e_S - e_R)g - f_S b - f_S y_S \\ (e_S - e_R)b + f_S g + e_S y_S \\ e_R \\ e_S \\ f_S \end{bmatrix} \quad (6)$$

Observa-se em (6) que as medidas relativas às tensões são dadas por relações identidade. Com as informações obtidas até aqui, é possível realizar a estimação dos parâmetros da linha de transmissão a partir de um ou mais conjuntos de dados utilizando o processo iterativo descrito anteriormente.

2.2 Transformadores

É possível realizar a estimação dos parâmetros de transformadores utilizando a mesma abordagem descrita para linhas de transmissão, utilizando do esquema de SEP artificial para representar diferentes conjuntos de medidas para um mesmo transformador, cujo modelo se encontra ilustrado na Figura 3.



Figura 3: Modelo do transformador

A admitância série do transformador é representada por $y_t = g + jb$, e a variação do tap é representada por um transformador ideal com uma relação de transformação complexa α . Sendo assim, o modelo matemático que representa o transformador exposto na Figura 3 é dado por:

$$\begin{bmatrix} I_R \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_t & -\alpha y_t \\ -\alpha^* y_t & |\alpha|^2 y_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ V_S \end{bmatrix} \quad (8)$$

Neste trabalho, será assumido que α é um valor real, ou seja, considerar-se-á que está se tratando apenas de transformadores reguladores, e não defasadores. Sendo assim, expandindo o modelo matemático dado em (8) em suas partes real e imaginária, pode-se representar o modelo matemático utilizado na estimação dos parâmetros do transformador, ou seja, o vetor $h(v)$, como dado em (9) e, sendo assim, é possível realizar a estimação dos parâmetros do transformador a partir de um ou mais conjuntos de dados utilizando o processo iterativo descrito anteriormente.

$$h(v) = \begin{bmatrix} Re(I_R) \\ Im(I_R) \\ Re(I_S) \\ Im(I_S) \\ e_R \\ e_S \\ f_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} ge_R - \alpha ge_S + abf_S \\ be_R - \alpha gf_S - abe_S \\ -\alpha ge_R + \alpha^2 ge_S - \alpha^2 bf_S \\ -abe_R + \alpha^2 gf_S + \alpha^2 be_S \\ e_R \\ e_S \\ f_S \end{bmatrix} \quad (9)$$

3. RESULTADOS

O algoritmo de estimação de parâmetros foi implementado no ambiente de simulação Matlab e testado utilizando tanto dados de simulações como dados registrados por PMU reais.

3.1 Linha de Transmissão

O setor de 50Hz da usina de Itaipu está conectado ao Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN-BR) através do Elo de Corrente Contínua de $\pm 600\text{kV}$ de Furnas e conectado ao Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN-PY) através de uma linha de 500kV e quatro linhas de 220kV , da ANDE, que saem da Subestação Margem Direita (SE-MD). A Figura 4 mostra o diagrama unifilar simplificado da usina de Itaipu 50Hz e dos sistemas de transmissão associados.

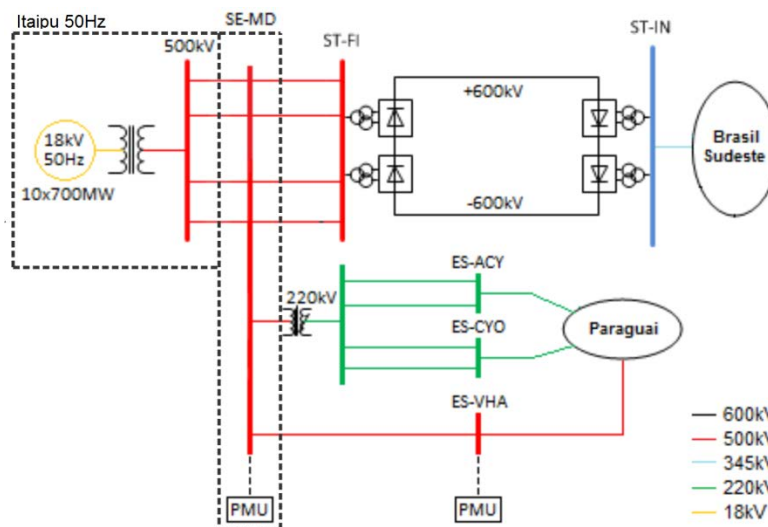


Figura 4: Sistema Elétrico Itaipu 50Hz

A linha de transmissão entre as subestações da Margem Direita e de Villa Hayes (LI 500kV MD-VHA) entrou em operação em outubro de 2013 e possui instalados em seus terminais registradores de perturbação com função de PMU, apesar de ainda não haver instalado um concentrador de dados fasoriais para realizar o monitoramento. O algoritmo desenvolvido foi testado para estimar os parâmetros da LI 500kV MD-VHA, primeiramente com dados de simulações feitas com o software ATP (*Alternative Transients Program*) e depois com os dados das PMUs.

3.1.1 Sistema Elétrico Simulado

Neste caso, foram utilizados dados de um sistema simulado no ATP, que inclui o modelo de Itaipu 50Hz e dos sistemas de transmissão associados, com o elo de corrente contínua modelado como uma carga equivalente e o SIN-PY modelado até o nível 220kV . A LI 500kV MD-VHA foi modelada com um modelo PI utilizando os dados de projeto.

Foram utilizadas PMUs modeladas no ATP para calcular os fasores de tensão e corrente em ambos os terminais da LI 500kV MD-VHA e fornecê-los ao algoritmo para estimação dos parâmetros. Essas PMUs foram implementadas com base na transformada discreta de Fourier (*DFT – Discrete Fourier Transform*) e seus resultados foram testados conforme a norma IEEE C37.118.1 [12].

Foi adicionado ainda um erro normalmente distribuído ao redor de 5% dos valores dos dados de entrada do algoritmo com o objetivo de avaliar seu desempenho. Primeiramente, foi realizada a estimação dos parâmetros da linha utilizando apenas um conjunto de dados ($q=1$), ou seja, uma amostra de cada PMU por estimação. Em seguida, a simulação foi realizada utilizando 25 conjuntos de dados ($q=25$), ou seja, 25

amostras de cada PMU por estimación, con o objetivo de aprimorar as estimativas. Os resultados de um total de 100 estimaciones são mostrados na Figura 5 e na Tabela I.

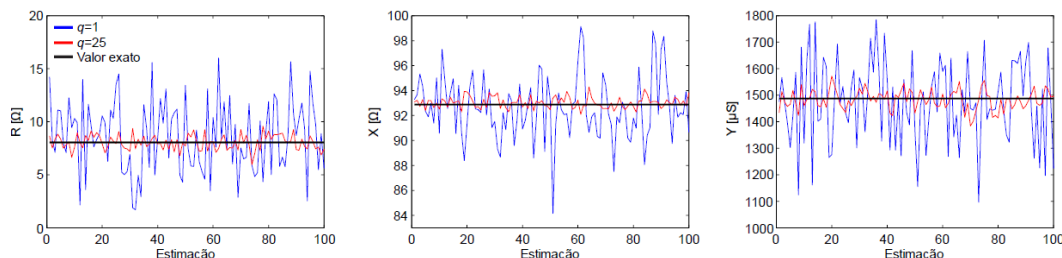


Figura 5: Estimación dos Parâmetros da Linha de Transmissão – Dados de Simulação

Tabela I: Resultados – Linha de Transmissão: dados de simulação.

R [Ω]				X [Ω]				Y [μS]			
Projeto	Estimado	Erro (%)	Projeto	Estimado	Erro (%)	Projeto	Estimado	Erro (%)			
8,0544	q=1	8,1547	1,2453	92,8789	q=1	93,1007	0,2388	1487,9	q=1	1499,5	0,7796
	q=25	8,0353	0,2371		q=25	93,0036	0,1343		q=25	1482,2	0,3831

É possível constatar que a utilização de um número maior de conjuntos de dados resultou na melhora da estimación dos parâmetros, com os valores médios dos parâmetros mais próximos do valor de projeto. Os baixos valores de erros apresentados mostram a eficácia do método, que para o caso de $q=25$ apresentou um erro máximo de apenas 0,3831% para a estimativa da susceptância.

3.1.2 Dados reais

A estimación dos parâmetros da LI 500kV MD-VHA também foi feita com os dados fasoriais provenientes dos registradores de perturbação instalados nos terminais da linha. Como ainda não existe um concentrador de dados fasoriais, existem apenas alguns registros de quando ocorreram eventos na linha, e ainda com número reduzido de amostras.

Os parâmetros foram estimados da mesma forma, primeiro com apenas uma amostra de cada PMU ($q=1$) por estimación, e depois com um conjunto de 25 amostras de cada PMU ($q=25$) por estimación. Os resultados para um total de 100 estimaciones são mostrados na Figura 6 e na Tabela II.

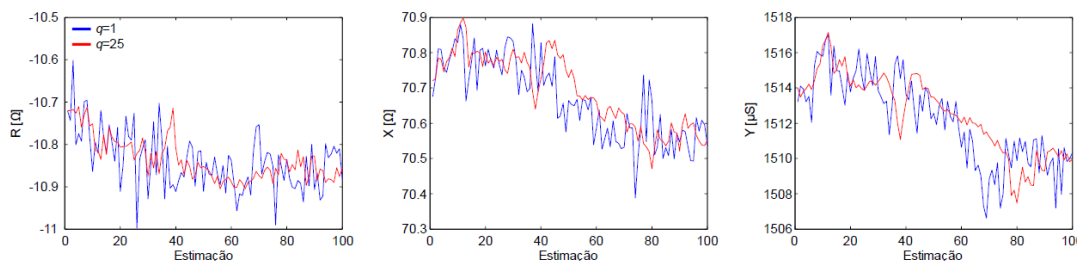


Figura 6: Estimación dos Parâmetros da Linha de Transmissão – Dados Reais

Tabela II: Resultados – Linha de Transmissão: dados reais.

R [Ω]				X [Ω]				Y [μS]			
Projeto	Estimado		Dif. (%)	Projeto	Estimado		Dif. (%)	Projeto	Estimado		Dif. (%)
8,0544	q=1	-10,838	234,5650	92,8789	q=1	70,6679	23,9139	1487,9	q=1	1512,2	1,6332
	q=25	-10,835	234,5277		q=25	70,6907	23,8894		q=25	1512,5	1,6533

É possível observar que os resultados apresentaram desvios na faixa de 1,6% para a susceptância, 23% para a reatância e 234% para a resistência, que inclusive foi calculada com um valor negativo. Desconsiderando o valor da resistência estimada, os valores estimados da reatância e da susceptância foram utilizados em substituição aos valores de projeto para a solução de um caso de fluxo de potência. Foi possível observar que houve uma piora do resultado, ou seja, os parâmetros estimados não refletem as características da linha.

Resultados semelhantes foram encontrados em outros trabalhos, como o de [11], que identificou a existência de erros na exatidão da medição fasorial sincronizada devido à erros na cadeia de medição, que compreende os Transformadores de Potencial (TPs), Transformadores de Corrente (TCs) e cabos de controle. Foi constatado também a ocorrência de erros significativos na medição fasorial dependendo do nível de carregamento da linha de transmissão, sendo o caso de baixo carregamento o mais crítico.

Como os TPs e TCs conectados às PMUs consideradas foram construídos para serviços de proteção, apresentam maiores erros de medição na faixa de operação em regime permanente, prejudicando a exatidão das medições fasoriais. A utilização de instrumentos destinados à medição para supervisão ou faturamento é uma possível solução para reduzir os erros na medição dos fasores [11]. Além disso, a LI 500kV MD-VHA tem operado com carga bem abaixo da sua capacidade nominal, o que resulta em correntes mais baixas nos TCs e maiores erros de medição.

Desta forma, há a necessidade de, a partir de uma análise dos erros inseridos pela cadeia de medição, realizar uma correção de módulo e ângulo das medidas fasoriais durante o processamento digital de modo a compensar a influência destes erros, melhorando a qualidade da estimação dos parâmetros.

3.3 Transformador

Não há dados reais de PMUs disponíveis em terminais de transformadores reguladores. Sendo assim, a estimação dos parâmetros do transformador foi realizada apenas através de um sistema simulado. Novamente, adicionou-se um erro normalmente distribuído ao redor de 5% dos valores dos dados de entrada do algoritmo. A Figura 7 e a Tabela III mostra o resultado da estimação para as duas situações propostas: $q=1$ e $q=25$.

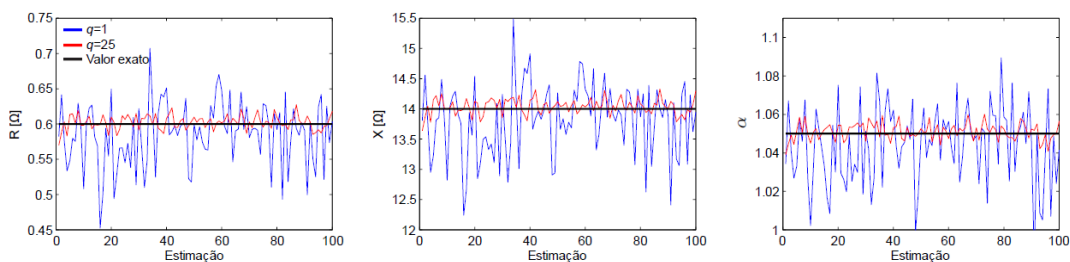


Figura 7: Estimação dos Parâmetros de um Transformador – Dados de Simulação

Similarmente aos resultados obtidos para a linha de transmissão simulada, houve uma melhora significativa na estimação dos parâmetros do transformador com o aumento do número de conjuntos de dados utilizados

por estimación, diminuindo a variância e aproximando os valores médios dos valores exatos dos parâmetros. O erro máximo apresentado no caso de $q=25$ foi de apenas 0,3947%.

Tabela III: Resultados – Transformador: dados de simulação.

$R[\Omega]$			$X[\Omega]$			α		
Projeto	Estimado	Erro (%)	Projeto	Estimado	Erro (%)	Projeto	Estimado	Erro (%)
0,6	$q=1$	0,5853	14,0	$q=1$	13,8193	1,05	$q=1$	1,0439
	$q=25$	0,6024		$q=25$	14,0391		$q=25$	1,0510
		2,4473			1,2908			0,5812
		0,3947			0,2791			0,0996

4. CONCLUSÃO

A partir de uma modificação no algoritmo clássico de estimación de estado, realizou-se a estimación dos parâmetros de linhas de transmissão e transformadores com base em dados de PMUs. Constatou-se que as estimaciones realizadas com base em dados de simulação, mesmo adicionando-se um erro gaussiano de 5% nos dados de entrada, apresentaram um bom desempenho, sendo que a performance do algoritmo pôde ser melhorada aumentando-se o número q de conjuntos de dados utilizados por estimación.

Já as estimaciones baseadas em dados reais não apresentaram resultados aceitáveis. Este fato se deve principalmente aos erros provenientes da cadeia de medição e do próprio processamento de dados das PMUs. Uma análise detalhada da influência da cadeia de medição está sendo realizada com o objetivo de realizar uma compensação dos erros presentes nas medições fasoriais.

Além disso, a pouca disponibilidade de informações fasoriais, em poucos pontos de operação, pode ter contribuído para o resultado ruim na estimación dos parâmetros. Está prevista a instalação de um concentrador de dados fasoriais, o permitirá o monitoramento contínuo dos fasores, e consequentemente, uma melhora no resultado da estimación.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. Gomez-Exposito, A. J. Conejo, C. Canizares, **Sistemas de Energia Elétrica: Análise e Operação**. 1ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.
- [2] A. Olarte, H. Diaz, “Transmission line’s parameter estimation using state estimation algorithms”, **IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, 2008, p.1-7.
- [3] G. Kusic, D. Garrison, “Measurement of transmission line parameters from SCADA data”, in: **Power Systems Conference and Exposition**, 2004, p.440-445, vol. 1.
- [4] J. T. Pineda, E. C. M. Costa, S. Kurowaka, “Estimación dos parâmetros elétricos de linhas de transmissão: Restrições e novas propostas”, in: **V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**, Foz do Iguaçu, 2014, p.1-5.
- [5] G. Kusic, G. Reed, “Parameters for three-phase transmission lines”, in: **Power Systems Conference and Exposition**, 2006, p.2221-2224.
- [6] F. Castrejon, A. Gomez-Exposito, “Modeling transformer taps in blocked-based state estimation”, in: **Power Tech Proceedings**, Porto, 2001, p. 1-5.
- [7] A. Phadke, “Synchronized phasor measurements: a historical overview”, in: **Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific**, 2002, p. 476-479.
- [8] M. Zhou, V. A. Centeno, J. S. Thorp, A. G. Phadke, “An alternative for including phasor measurements in state estimators”, **IEEE Transactions on Power Systems**, 2006, p. 1930-1937.

- [9] R. M. de Moraes, “Sincrofasores em sistemas de potência: aplicações na estimação de estado”, Tese de Doutorado, Instituto de Computação, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2009, p. 90-98.
- [10] C. Borda, A. Olarte, H. Diaz, “PMU-based line and transformer parameter estimation”, **Power Systems Conference and Exposition**, 2009, p. 1-8.
- [11] R. Lira, “Influência dos Canais de Instrumentação na Exatidão da Medição Fasorial Sincronizada”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2010, p. 37-59.
- [12] IEEE Std. C37.118.1-2011. **IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems**, 2011.