



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GAT/01
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - IV

GRUPO DE ESTUDO ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

IDENTIFICAÇÃO DE UM MODELO EQUIVALENTE REDUZIDO DE UMA PLANTA EÓLICA USANDO MEDIDAS DE PERTURBAÇÕES

Elmer P. T. Cari *
UTFPR

José N. Nabero
UTFPR

José L. Rueda
Duisburg-Essen University

Itsyan Erlich
Duisburg-Essen University

RESUMO

Este trabalho apresenta um procedimento para identificar um modelo equivalente de uma planta eólica. O processo foi dividido em 3 etapas. Na primeira etapa são amostradas as medidas do sistema após uma perturbação. Na segunda etapa, foi escolhido um modelo genérico de uma planta eólica. Na terceira etapa, foi desenvolvido um algoritmo de ajuste de parâmetros baseado no método de sensibilidade de trajetória. São apresentados o equacionamento do modelo e a obtenção das funções de sensibilidade, bem como os resultados da estimação. Além disso, é discutida a influência dos valores iniciais na convergência do processo de estimação.

PALAVRAS-CHAVE

Plantas Eólicas, Identificação, Sensibilidade de trajetória, Estimação de Parâmetros.

1.0 - INTRODUÇÃO

O presente projeto surge como uma necessidade do setor elétrico de ter um modelo adequado das plantas de geração eólica que são utilizadas nos programas computacionais especializados para prever o comportamento dinâmico do sistema de energia elétrica. Esta necessidade torna-se mais importante na medida em que se tenha maior inserção de plantas eólicas. A imprecisão desta informação afeta a confiabilidade das simulações e dos estudos que dependem dele (estabilidade, curto circuito, etc). No Brasil, o governo tem criado o Programa de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA) a fim de promover as tecnologias renováveis (eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) através de incentivos e subsídios. A expectativa é obter 10% da energia consumida anual por estas fontes nos próximos 15 anos. Assim, no sistema elétrico brasileiro, o problema do impacto dos geradores eólicos será um importante tema nos próximos anos. Entretanto, a representação adequada de uma planta eólica através de um modelo, não é uma tarefa trivial principalmente devido aos seguintes motivos: (i) Diversidade das impedâncias de linha da rede que conecta as turbinas eólicas. Algumas turbinas podem ficar distantes eletricamente do ponto de ligação. (ii) diferentes tipos de geradores eólicos e controladores em uma planta eólica que precisa ser modelada e (iii) grande quantidade de elementos a serem modelados. Além disso, os fabricantes não fornecem informação detalhadas dos modelos de geradores eólicos nem dos seus controladores por razões de ser confidencial.

A fim de contornar estes problemas, modelos genéricos tem sido propostos na comunidade científica. Alguns deles podem ser encontrado em (Muljadi, et al., 2008), (Ellis, et al., 2012), (Erlich, et al., 2007), (Erlich, et al., 2012), (Asmine, et al., 2011). Entretanto, a fim de que as saídas do modelo reproduza o comportamento real do sistema, os parâmetros deste modelo devem ser estimados.

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia de estimação de parâmetros para identificar os parâmetros de um modelo equivalente de uma planta eólica. O modelo proposto em (Erlich, et al., 2012) foi usado

como referência, o qual é válido para geradores de indução duplamente alimentado (DFIG) e geradores eólicos ligados à rede através de conversor.

A metodologia proposta utiliza um algoritmo de ajuste de parâmetros (lei de atualização de parâmetros) baseada no método de Newton-Raphson aplicado à otimização. Uma característica desta abordagem é que durante a atualização dos parâmetros devem ser calculadas as derivadas parciais das saídas em relação aos parâmetros conhecidas como funções de sensibilidade de trajetória e é por isso que, em alguns trabalhos, este método também é conhecido como método de sensibilidade de trajetória (Benchluch, et al., 1993). Esta metodologia de estimação foi aplicada em forma satisfatória em máquinas síncronas e em sistemas de excitação (Cari, E. P. T., 2009), (Benchluch, et al., 1993), (Cari, et al., 1993). Além disso, esta abordagem tem sido amplamente usada para quantificar a influência em muitas aplicações, tais como o gerador síncrono (Burth, et al., 1999) e um tipo de turbina eólica em (Rose, et al., 2008).

O trabalho está organizado como segue. O método de sensibilidade de trajetória para estimar parâmetros de sistemas dinâmicos não-lineares é apresentado na seção 2, Na seção 3, apresenta-se a modelagem de um gerador eólico que será utilizado para representar a planta eólica. Na seção 4 é apresentado o processo de estimação dos parâmetros da planta eólica e na seção 5, é apresentado as conclusões deste trabalho.

2.0 - MÉTODO DE SENSIBILIDADE DE TRAJETÓRIA PARA ESTIMAR PARÂMETROS DE SISTEMAS DINÂMICOS NÃO LINEARES

Nesta seção é desenvolvido o método de sensibilidade de trajetória para estimar parâmetros de sistemas dinâmicos não lineares. O método precisa de medidas amostras em curtos intervalos de tempo (1-2 s.) para realizar a estimação.

Considere o sistema dinâmico não-linear modelado por:

$$\begin{aligned}\frac{d}{dt}x(t) &= f(x(t), p, u(t)) \\ y(t) &= g(x(t), p, u(t))\end{aligned}\quad (1)$$

onde x , R^n é o vetor de estado, y , R^m é o vetor de saída, u , R^l é o vetor de entrada e p , R^k é o vetor de parâmetros. Seja p_i a i -ésima componente de p . Admite-se que as funções f e g são diferenciáveis em relação a cada componente p_i , $i = 1, \dots, k$, of p . As equações de sensibilidade podem ser calculadas derivando (1) em relação a cada parâmetro p_i , isto é:

$$\begin{aligned}\frac{d}{dt} \frac{\partial x}{\partial p_i} &= \frac{\partial f(x(t), p, u)}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial p_i} + \frac{\partial f(x(t), p, u)}{\partial p_i} \\ \frac{\partial y(t)}{\partial p_i} &= \frac{\partial g(x(t), p, u(t))}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial p_i} + \frac{\partial g(x(t), p, u(t))}{\partial p_i}\end{aligned}\quad (2)$$

A solução de (2) são as funções de sensibilidade $\partial x(t)/\partial p_i$ e $\partial y(t)/\partial p_i$ do estado $x(t)$ e da saída $y(t)$ respectivamente. Estas funções quantificam a variação da trajetória em relação a variação do parâmetro. Esta quantificação é usada para atualizar os parâmetros do modelo a fim de minimizar uma função custo que mede a proximidade entre a saída do "Sistema Real" (obtida das medidas amostradas) e o "Modelo Matemático" (obtido de (1) por simulação).

2.1 Algoritmo de Ajuste de Parâmetros

O algoritmo é formulado como um problema de otimização, o qual minimiza o funcional $J(p)$

$$J(p) = \int_0^{T_o} (y_r - y)^T (y_r - y) dt \quad (3)$$

onde y_r é a saída do "Sistema Real" e y é a saída do modelo matemático. Aplicando a primeira condição de otimalidade $\partial J(p)/\partial p = 0$ para minimizar este funcional, tem-se

$$G(p) := \frac{\partial J(p)}{\partial p} = - \int_0^{T_o} \left(\frac{\partial y}{\partial p} \right)^T (y_r - y) dt = 0 \quad (4)$$

O problema de minimizar $J(p)$ (3) foi transformado em encontrar as raízes da equação não-linear " $G(p) = 0$ " (4) que pode ser resolvido usando o método de Newton-Raphson. Começando de uma estimativa inicial $p = p_0$, o ajuste dos parâmetros na k -ésima iteração é dado por

$$p^{(k+1)} = p^{(k)} - h_{opt} \Gamma^{-1} G(p) \Big|_{p=p^{(k)}} \quad (5)$$

Onde h_{opt} é tamanho de passo ótimo que pode ser calculado por ajuste quadrático (Luenberger, 1972); Γ é a matriz Jacobiana de $G(p)$ a qual pode ser aproximada desprezando os termos de segunda ordem por

$$\Gamma \approx \int_0^{T_o} \left(\frac{\partial y}{\partial p} \right)^T \left(\frac{\partial y}{\partial p} \right) dt \Big|_{p=p^{(k)}} \quad (7)$$

Onde $\partial y / \partial p$ é conhecida como matriz de sensibilidade, cuja i -ésima coluna descreve a sensibilidade da saída y em relação ao parâmetro p_i .

O algoritmo pode ser resumido como:

- Selecione a estrutura do modelo e os parâmetros a serem estimados
- Escolha uma estimativa inicial para o vetor de parâmetros $p^{(0)} = p^o$ e faça $k=0$.
- Use as medidas selecionadas como entrada para resolver o sistema do modelo (1).
- Compare as saídas do "Sistema Real" e do modelo para calcular $J(p^{(k)})$ de acordo com a equação (3).
- Pare se a função $J(p^{(k)})$ é menor que um tolerância predeterminada. Caso contrário, ir ao passo f.
- Determinar a matriz de sensibilidade $\partial y / \partial p$ resolvendo (2).
- Calcule a matriz $\Gamma(p^{(k)})$ e $G(p^{(k)})$.
- Ajuste os parâmetros usando (5) e faça $k=k+1$ e vá ao passo c.

3.0 - MODELAGEM DO GERADOR EÓLICO

Um modelo genérico, simplificado, o qual é válido para geradores de indução duplamente alimentado (DFIG) e geradores eólicos ligados à rede através de conversor proposto por um dos autores em (Erlich, et al., 20012) foi escolhido para representar o equivalente da planta eólica. O modelo foi obtido usando um Thevenin equivalente, onde a fonte de tensão de Thevenin leva em consideração os efeitos de todos os componentes do gerador eólico (Figura 1).

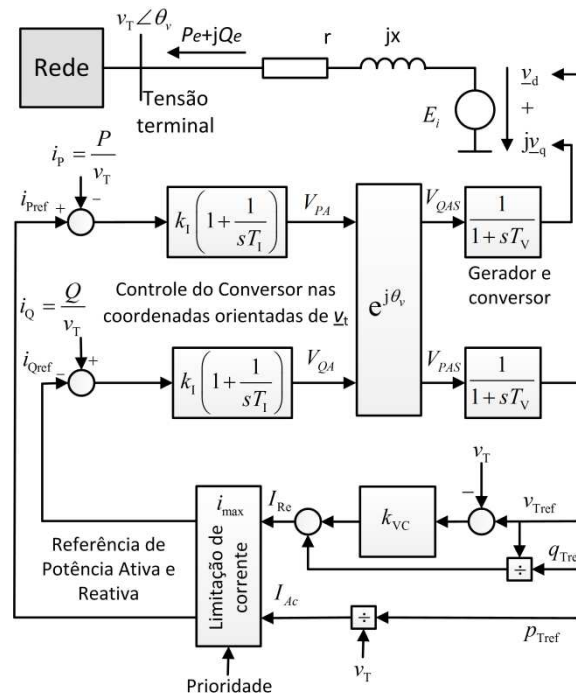


FIGURA 1 – Equivalente de uma planta Eólica

Nesta representação, a tensão terminal é escolhida como referência no qual a corrente terminal é dividida em duas componentes, uma na direção a tensão terminal denominada de componente ativa (I_{AC}) e a outra a 90° atrasado chamado componente reativa (I_{RE}). O bloco de limitação de corrente fornece a prioridade das duas componentes das correntes. Durante uma perturbação, a tensão terminal é baixa, então a fim de manter a tensão, a componente reativa da corrente tem prioridade. Depois da liberação da falta, a componente ativa da corrente tem prioridade. O bloco integral-proporcional realiza o controle da corrente ativa e reativa. O bloco de defasagem é utilizado para passar da referência da tensão terminal para a referência da rede externa (referência síncrona). Finalmente, os dois blocos de atraso representam os atrasos da máquina elétrica e/ou do conversor.

As equações do modelo representado na Figura 1 são desenvolvidas na sequencia:

Na entrada do bloco limitador de corrente:

$$I_{AC} = \frac{P_{Tref}}{V_T} \quad (8)$$

$$I_{Re} = K_{VC}(V_{Tref} - V_T) + \frac{Q_{Tref}}{V_{Tref}} \quad (9)$$

Na saída do bloco limitador de corrente:

Se $\sqrt{I_{Ac}^2 + I_{Re}^2} < I_{max}$ então:

$$I_{Pref} = I_{Ac} \quad (10)$$

$$I_{Qref} = I_{Re} \quad (11)$$

Caso contrario,

$$\text{Se: } V_T \geq V_{Tmin} \begin{cases} I_{Pref} = \min(I_{Ac}, I_{max}) \\ I_{Qref} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{Pref}^2} \end{cases} \quad (12)$$

$$I_{Qref} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{Pref}^2} \quad (13)$$

$$\text{Caso contrario: } \begin{cases} I_{Qref} = \min(I_{Re}, I_{max}) \\ I_{Pref} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{Qref}^2} \end{cases} \quad (14)$$

$$I_{Pref} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{Qref}^2} \quad (15)$$

Na saída do bloco proporcional-integral

$$V_{PA} = K_I \left(I_{Pref} - \frac{P}{V_T} \right) + \frac{K_I}{T_I} \int_0^t \left(I_{Pref} - \frac{P}{V_T} \right) dt \quad (16)$$

$$V_{QA} = K_I \left(\frac{Q}{V_T} - I_{Qref} \right) + \frac{K_I}{T_I} \int_0^t \left(\frac{Q}{V_T} - I_{Qref} \right) dt \quad (17)$$

Na saída do bloco de defasagem

$$V_{PAS} = -V_{PA} \cos(\theta_v) - V_{QA} \sin(\theta_v) \quad (18)$$

$$V_{QAS} = V_{PA} \sin(\theta_v) - V_{QA} \cos(\theta_v) \quad (19)$$

Na saída dos blocos de atrasos do DFIG e/ou conversor

$$\dot{V}_d = \frac{1}{T_v} (V_{PAS} - V_d) \quad (20)$$

$$\dot{V}_q = \frac{1}{T_v} (V_{QAS} - V_q) \quad (21)$$

As equações de saída na barra terminal são:

$$P_e = \frac{r(V_{Td}V_d + V_{Tq}V_q - V_T^2) + X(V_{Td}V_q - V_{Tq}V_d)}{r^2 + x^2} \quad (22)$$

$$Q_e = \frac{x(V_{Td}V_d + V_{Tq}V_q - V_T^2) - r(V_{Td}V_q - V_{Tq}V_d)}{r^2 + x^2} \quad (23)$$

Os variáveis de estados e as saídas deste modelo são $x = [V_d, V_q]^T$ e $y = [P_e, Q_e]^T$, respectivamente. I_{Pref} , I_{Qref} , V_{PAS} e V_{QAS} são variáveis intermediárias. O Vetor de parâmetros do modelo é $p = [R, X, K_I, T_I, T_v, K_{VC}]^T$ e o vetor de entrada medida é $u = [V_T, \theta_v, P, Q]^T$

3.1 Funções de sensibilidade

Derivando as equações do modelo (8)-(23) em relação ao vetor de parâmetros são obtidas equações diferenciais através das quais podem ser obtidas as funções de sensibilidade. Por exemplo, para o parâmetro T_v , as equações de sensibilidade são:

$$\dot{\lambda}_{V_d}^{T_v} = -\frac{1}{T_v^2} (V_{PAS} - V_d) - \frac{1}{T_v} \lambda_{V_d}^{T_v} \quad (24)$$

$$\dot{\lambda}_{V_q}^{T_v} = -\frac{1}{T_v^2} (V_{QAS} - V_q) - \frac{1}{T_v} \lambda_{V_q}^{T_v} \quad (25)$$

$$\lambda_{P_e}^{T_v} = \frac{r(V_{Td} \lambda_{V_d}^{T_v} + V_{Tq} \lambda_{V_q}^{T_v}) + X(V_{Td} \lambda_{V_q}^{T_v} - V_{Tq} \lambda_{V_d}^{T_v})}{r^2 + x^2} \quad (26)$$

$$\lambda_{Q_e}^{T_v} = \frac{x(V_{Td} \lambda_{V_d}^{T_v} + V_{Tq} \lambda_{V_q}^{T_v}) - r(V_{Td} \lambda_{V_q}^{T_v} - V_{Tq} \lambda_{V_d}^{T_v})}{r^2 + x^2} \quad (27)$$

$$\frac{\partial y}{\partial T_v} = (\lambda_{P_e}^{T_v}, \lambda_{Q_e}^{T_v})^T \quad (28)$$

onde $\dot{\lambda}_{V_d}^{T_v} = \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial V_d}{\partial T_v} \right)$, $\dot{\lambda}_{V_q}^{T_v} = \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial V_q}{\partial T_v} \right)$, $\lambda_{P_e}^{T_v} = \frac{\partial P_e}{\partial T_v}$ e $\lambda_{Q_e}^{T_v} = \frac{\partial Q_e}{\partial T_v}$

4.0 - PROCESSO DE IDENTIFICAÇÃO DO MODELO EQUIVALENTE DA PLANTA EÓLICA

Nesta seção é apresentado o processo de identificação do modelo da planta eólica. O processo de identificação é dividido basicamente em 3 fases: obtenção dos dados ou medidas, escolha da estrutura do modelo, estimação de parâmetros.

4.1 Obtenção das medidas

Neste trabalho as medidas necessárias para realizar a identificação foram obtidas do sistema representado na Figura 2.

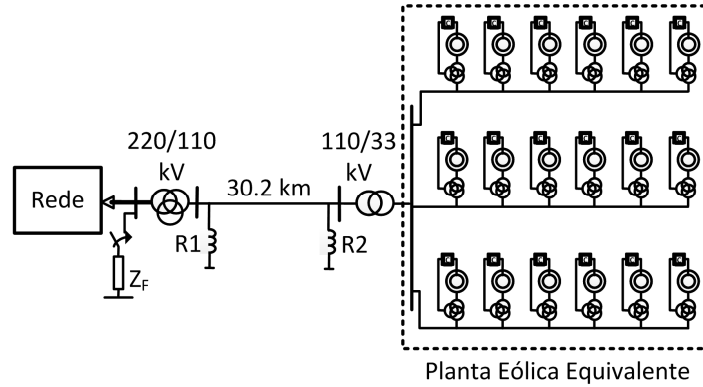


FIGURA 2 – Sistema de potência para obtenção das medidas

Este sistema composto por 18 turbinas eólicas com controle de velocidade de 5 MW de potência nominal foi obtido de (Erlich, et al., 2012). Os dados de perturbação foram obtidos simulando o sistema da Figura 2 no software Digisilent 14.0 para diferentes tipos de faltas (monofásicas, bifásicas, etc). Para cada tipo de falta a única diferença está na impedância de falta (Z_F). A falta é aplicada em uma das barras do sistema da figura 2 em $t=0,1s$ e é liberada em $t=0,3s$. Foram amostradas as grandezas de sequência positiva durante 1 s. A tensão terminal $V_T(t)$, a potência ativa $P(t)$, a potência reativa $Q(t)$ e o ângulo da tensão terminal $\theta_v(t)$ foram registrados com uma frequência de amostragem de 1 KHz. Além disso, foi adicionado ruído gaussiano de média zero e desvio padrão de 0,1% de seu valor nominal em todas as medidas para tentar reproduzir um caso real.

4.2 Obtenção da estrutura do modelo

A planta eólica completa da Figura 2 foi representada pelas equações (8)-(23) do modelo equivalente apresentado na seção 3. O conjunto de equações do modelo será denominado “modelo matemático” para fins de identificação.

4.3 Estimação de parâmetros

A metodologia de sensibilidade de trajetória apresentada na seção 2 é utilizada para ajustar os parâmetros do modelo matemático a fim de aproximar com as saídas do sistema real como pode ser observado na Figura 3.

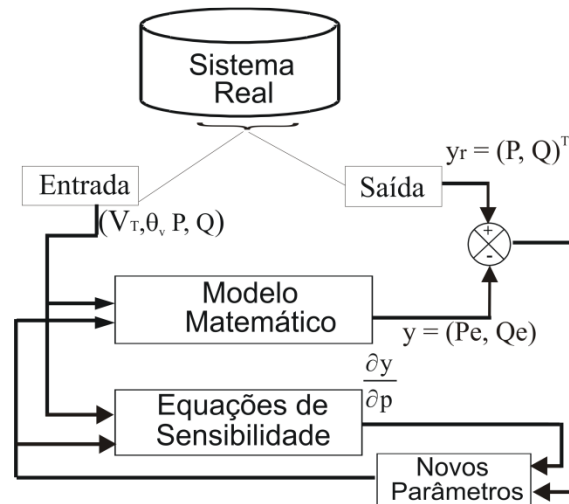


FIGURA 3 – Diagrama de blocos da aplicação da metodologia no processo de identificação

O bloco “Equações de Sensibilidade” contém as equações diferenciais necessárias para obter as funções de sensibilidade obtidas derivando as equações do modelo em relação ao vetor de parâmetros (equações (24)-(28) para o parâmetro T_V). O bloco “Novos Parâmetros” contém a lei de atualização da equação (7).

O modelo matemático e as equações de sensibilidade devem ser resolvidas por integração numérica para obter as saídas do modelo (y) e a matriz de sensibilidade ($\partial y / \partial p$), respectivamente. Após isto, a lei de atualização de parâmetros ajusta os parâmetros das equações do modelo e das sensibilidade. Este processo é realizado sucessivamente até a convergência dos parâmetros ou a função custo ($J(p)$) seja menor que uma tolerância que usualmente é considerado como $1e-3$.

4.4 Resultados da Identificação

Para estimar os parâmetros do modelo usando a metodologia de sensibilidade de trajetória da seção 2, é necessária uma estimativa inicial do vetor de parâmetros no começo do processo. Segundo a experiência adquirida, se não tiver uma estimativa inicial boa, isto pode comprometer o processo de estimação. Foram realizados muitos testes computacionais verificando a correta estimação para diferentes valores iniciais do vetor de parâmetros, entretanto, apenas um caso é mostrado na Tabela 1 por limitação de espaço.

Tabela 1 – Resultados da estimação dos parâmetros

Parâmetro	Estimativa Inicial	Valor Final	Valor Verdadeiro	Erro (%)
T_V	0,511	0,3891	0,3930	-0,992
T_I	0,026	0,0379	0,0380	-0,329
K_I	12,62	10,398	10,516	-1,116
K_{VC}	2,04	1,999	2,000	-0,005
R	0,026	0,0332	0,0332	-0,036
X	0,237	0,1973	0,1972	0,035

A coluna 2 da Tabela 1 fornece os valores iniciais dos parâmetros (obtido considerando uma incerteza) e, na coluna 3, mostra-se os valores dos parâmetros convergidos estimados pela metodologia. Os valores dos parâmetros fornecidos de (Erlich, et al., 2012) foram considerados como valores verdadeiros e estão colocados na coluna 4. Na coluna 5, mostra-se o erro do parâmetro estimação em relação ao valor verdadeiro em porcentagem. Os parâmetros convergiram a seus valores verdadeiros com um erro de estimação em torno de 1-2% em todos os casos. O algoritmo de ajuste de parâmetros consegue estimar os parâmetros com até 60% de incerteza no valor inicial dos parâmetros. Nas Figuras 4-5 são comparadas uma das saídas do sistema real com a saída do modelo matemático antes e após a aplicação da metodologia.

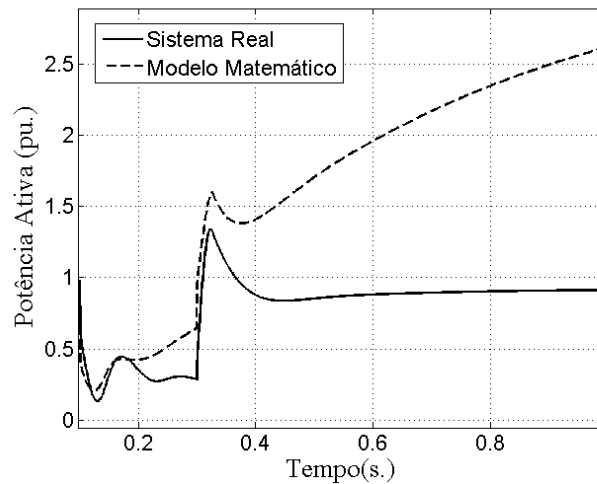


FIGURA 4 – Potência ativa no início do processo de identificação

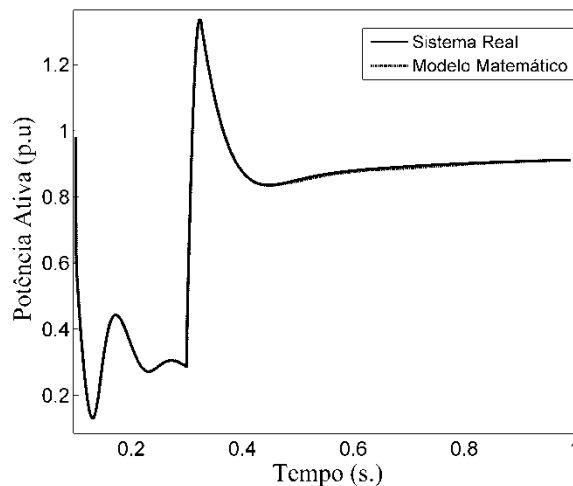


FIGURA 5 – Potência ativa no final do processo de identificação

Como pode ser observado, existe um casamento em ambas saídas após a convergência dos parâmetros. O tempo de processamento médio foi em torno de 4 s. em um computador de 2Ghz de memória. O único parâmetro que apresentou problemas para ser estimado foi o parâmetro K_{VC} . A estimação deste parâmetro só é garantida se este estiver muito próximo de seu valor nominal ($\pm 2,5\%$). Isto é justificado pelo fato que este parâmetro apenas é observável quando a variável I_{Re} tem resposta dinâmica (vide figura 1) que acontece durante o intervalo de falta. Após a liberação da falta, a diferença entre a tensão terminal e a tensão de referência é muito pequena que torna o parâmetro K_{VC} praticamente não observável. O problema é que o intervalo de falta é muito pequena fazendo que K_{VC} seja não observável na maior parte do intervalo de amostragem. Um problema similar foi relatado em (Rose, et al., 2008). Um estudo mais aprofundado para contornar problemas de estimação de parâmetros observáveis em curtos intervalos de tempo em futuros trabalhos.

5.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado as fases para identificar um modelo equivalente de uma planta eólica. Para este objetivo, um modelo equivalente de turbina eólica genérico foi utilizado como a estrutura do modelo. As equações deste modelo foram desenvolvidas e foram encontradas as funções de sensibilidade de trajetória. Baseado nesta informação, um algoritmo de ajuste baseado no método de Newton-Raphson foi implementado a fim de estimar os parâmetros do modelo que permitam um casamento entre as saídas do modelo com do sistema real. As medidas foram obtidas por simulação e consideradas como medidas reais nas quais foram adicionadas ruído gaussiano com média zero e desvio padrão de 0,1% para aplicação da metodologia. O algoritmo de ajuste de parâmetros conseguiu estimar os parâmetros do modelo até com incerteza nos valores iniciais dos parâmetros de 60% com exceção do parâmetro K_{VC} que permitiu incertezas de $\pm 2,5\%$.

Os parâmetros foram estimados em média em 4 s. em menos de 10 iterações. Trabalhos adicionais estão sendo realizados para garantir a estimação do modelo para maiores incertezas no parâmetro K_{VC} e, além disso, validar a

metodologia com medidas reais obtidas no campo.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Muljadi, E., Ellis, A., Validation of wind power plant models. In Power and Energy Society General Meeting, IEEE 2008, pag 1-7, Julho 2008.
- (2) Ellis, A., Muljadi, E., Sanchez-Gasca, J., Kazachkov, Y.. Generic models for simulation of wind power plants in bulk system planning studies. In Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, pag 1 –8, Julho 2011.
- (3) Erlich, I., Kretschmann, J., Fortmann, J., Mueller-Engelhardt, S., Wrede, H. Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies. Power Systems, IEEE Transactions on, 22(3):909 –919, Agosto 2007.
- (4) Erlich, I., Shewarega, F., Feltes, C., Koch, F., Fortmann, J. Determination of dynamic wind farm equivalents using heuristic optimization. In Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, pag 1 –8, Julho 2012.
- (5) Asmine, M., Brochu, J., Fortmann, J., Gagnon, R., Kazachkov, Y., Langlois, C.-E., Larose, C., Muljadi, E., MacDowell, J., Pourbeik, P., Seman, S.A., Wiens, K., Model validation for wind turbine generator models. Power Systems, IEEE Transactions on, 26(3):1769 –1782, Agosto. 2011.
- (6) Cari, E. P. T.. Metodologia de estimação de parâmetros de sistemas dinâmicos não-lineares com aplicação em geradores síncronos. Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, Escola de engenharia de São Carlos, <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-06052009-101122/pt-br.php>, 2009.
- (7) Benchluch, S.M., Chow, J. H., A trajectory sensitivity method for the identification of nonlinear excitation system models. IEEE Transaction on Energy Conversion, 8:159–164, Junho 1993.
- (8) Cari, E.P.T., Alberto, L.F.C., Parameter estimation of synchronous generators from different types of disturbances. In Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, pages 1 –7, Julho 2011.
- (9) Burth, M., Verghese, G. C., Velez, R. M., Subset selection for improved parameter estimation in on-line identification of a synchronous generator. IEEE Transaction on Power and Systems, 14(1):218–225, Fevereiro 1999.
- (10) Rose J., Hiskens, I.A., Estimating wind turbine parameters and quantifying their effects on dynamic behavior. In Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, pages 1 –7, Julho 2008.
- (11) Luenberger, D. G. Introduction to Linear and Nonlinear Programming. Addison Wesley, 1972.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Elmer Pablo Tito Cari (Perú, 1978) Possui graduação em engenharia elétrica pela "Universidad Nacional de San Agustin de Arequipa, Perú" (1999), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2005, 2009). Realizou estágio de pesquisa (Postdoc de curta duração Jan-Fev 2012 e em Agosto de 2012) no instituto de sistemas de potência de "Duisburg-Essen University", Alemanha. Atualmente é professor adjunto da Universidade Tecnológica Federal de Paraná (UTFPR). Seus interesses de pesquisa estão relacionados com estimação de parâmetros em Sistemas Elétricos de Potência tais como geradores síncronos, sistemas de excitação, modelos de carga, modelos de plantas eólicas e outros sistemas dinâmicos tais como sistemas caóticos.



Jose Antonio Nabero Neto (Brasil, 1989) Possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Fez estágio na Escola Técnica de Eletrônica, Ipaussu, SP, Brasil. Atualmente é estagiário de engenharia elétrica na Usina São Luis, Ourinhos, SP, Brasil. Seus interesses estão relacionados com estimação de parâmetros de modelos de plantas eólicas e acionamento de motores de indução trifásico.



José Luis Rueda (Equador, 1980) Possui graduação em engenharia elétrica pela "Universidad Nacional de Quito", Ecuador (2004) e doutorado pela Universidad de San Juan - Argentina (2009). Trabalhou na área de sistemas de controle na indústria e no planejamento e redes de distribuição. Atualmente é pesquisador associado do instituto de sistemas de potência de Duisburg-Essen University, Alemanha. Seus interesses de pesquisa estão relacionados com estabilidade, controle e planejamento de sistemas elétricos de potência, identificação de sistemas, métodos de inteligência artificial e probabilísticos, smart grids, otimização heurística e uso de dispositivos FACTs em geração eólica.



Istvan Erlich (Hungria, 1953) Possui graduação (1976) e Doutorado (1983) em engenharia elétrica pela "University of Dresden", Alemanha. Atualmente é diretor do instituto de sistemas de potência da "Duisburg-Essen University", Alemanha. O Prof. Erlich tem sido convidado em muitas sessões do IEEE PES General Meeting devido à experiência no código elétrico da rede de geradores eólicos no sistema de energia elétrica na Alemanha. Ele é encarregado do comitê técnico do IFAC (International Federation of Automatic Control) em sistemas de potência e energia; e tem formado parte de vários subcomitês e task force do IEEE PES. Além disso, tem tido importantes contribuições em modelagem e controle de turbinas eólicas e na definição do código elétrico do sistema elétrico Alemão. Outras áreas de interesse são estabilidade e controle da operação do sistema de potência da Alemanha.



7.1 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Fundação Araucária pelo apoio financeiro na presente pesquisa.