

Um modelo de previsão da potência elétrica extraída de uma turbina eólica *A prediction model of the electric power extracted from a wind turbine*

Bernardino Joaquim Quintas¹, William Vasconcelos Ferreira Lima² Wanderley Cardoso Celeste^{3*}, Hélder Roberto de Oliveira Rocha⁴, Daniel José Custódio Coura³

¹Aluno do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES

²Aluno de Graduação em Engenharia de Computação, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES

³Professor do Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES

⁴Professor do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus Goiabeiras, ES

*Autor para correspondência, E-mail: wanderley.celeste@ufes.br

Article history

Received: 23 April 2017

Accepted: 07 June 2017

Available online: 25 June 2017

Resumo: A crescente demanda por energia tem exigido o desenvolvimento tecnológico para explorar novas fontes de energia renováveis. Nesse cenário, a energia eólica tem sido uma das mais utilizadas. Conhecer a dinâmica de funcionamento de sistemas/dispositivos que permitam a conversão de um tipo de energia para a energia elétrica é de fundamental importância para o desenvolvimento de tecnologias que tornem a exploração de tais fontes viável. Logo, este trabalho é dedicado ao levantamento experimental da curva de potência de um aerogerador de pequeno porte imerso em um túnel de vento. Tal plataforma foi projetada originalmente para demonstrações didáticas, porém foi convertida, neste trabalho, em uma plataforma experimental, agregando-lhe um módulo de aquisição de dados de entrada e de saída, os quais são medidos por sensores específicos. Técnicas de pré-processamento de sinais e de identificação de sistemas foram aplicadas, a fim de obter um modelo preciso da curva de potência do sistema em função da velocidade do fluxo de vento incidente. Os resultados mostram que um modelo baseado em regressão linear para 12 intervalos é suficiente para uma boa previsão da potência extraída do aerogerador na faixa de 0 a 12 m/s.

Palavras chave: Turbina eólica, identificação de sistemas, regressão linear, curva de potência elétrica, túnel de vento.

Abstract: The growing demand for energy has required technological development to explore new renewable energy sources. In this scenario, wind energy has been one of the most used. Knowing the dynamics of systems/devices that allow the conversion from a kind of energy to the electric power is very important to the development of technologies that make the use of such sources viable. Therefore, this work is dedicated to experimental lifting of the power curve of a small sized wind turbine driven by a wind tunnel. Such a platform is originally designed for teaching demonstrations, but it was converted, in this work, into an experimental platform after adding a module for acquisition of input and output data measured by specific sensors. Techniques for preprocessing of signals and system identification are applied in order to obtain an accurate model of the power curve of the system based on the speed of the incident wind flow. The results show that a piecewise linear approximation with 12 sections is enough for a good prediction of the electric power extracted from the wind turbine in the range from 0 to 12 m/s.

Keywords: Wind turbine, system identification, piecewise linear approximation, electric power curve, wind tunnel.

1. Introdução

Atualmente, para satisfazer a crescente demanda de energia elétrica, têm sido utilizadas turbinas eólicas capazes de gerar até dezenas de megawatts de potência elétrica e com pontos de operação de máxima potência nominal com altos valores de coeficiente de potência (índice que mede a quantidade de potência mecânica do vento que é convertida em potência elétrica) durante a operação (Bourlis, 2011).

Conhecer os fatores que influenciam na geração de máxima potência é o requisito mínimo para que se possa avançar na tecnologia de grandes aerogeradores. Tais fatores podem ser estudados em pequenos

aerogeradores (capazes de gerar em baixa potência), os quais são muito mais baratos e de fácil manobra, de modo que os resultados de tais estudos podem ser empregados inclusive em grandes aerogeradores.

Grandes aerogeradores podem ser encontrados em usinas localizadas em terra e no mar, as quais são respectivamente conhecidas como parques eólicos *onshore* e *offshore*. A grande vantagem dos parques eólicos *offshore* sobre os *onshore* é a presença de ventos com escoamento mais uniforme (com baixa turbulência). Em contrapartida, os desafios encontrados na sustentação das estruturas *offshore* (Carswella *et. al.*, 2015) são maiores do que os encontrados nas estruturas em terra (Curriea *et. al.*, 2015). Porém, os princípios de funcionamento das máquinas elétricas usadas em ambos os tipos de parques eólicos são exatamente os mesmos.

Segundo Schlechtingen, Santos e Achiche (2013), o modelo da curva de potência da turbina é uma maneira prevista para estimar a potência disponível em determinada central geradora, pois oferece uma relação direta entre o fluxo de vento e a potência do gerador. Isto permite que sejam, por exemplo, investigadas as razões da diminuição de potência, de modo que o erro observado pode ser uma indicação de anormalidade (Rajeevan, Shouri e Nair, 2013).

Neste sentido, o trabalho apresentado neste artigo tem como objetivo a obtenção de um modelo do comportamento dinâmico de um pequeno aerogerador que possa permitir a previsão da transformação da potência mecânica do vento em potência elétrica, conforme ilustrado na Fig. 1.



Figura 1. Sistema de transformação de potência mecânica do vento em potência elétrica.

Os aerogeradores são máquinas complexas as quais se dividem basicamente em turbina e gerador elétrico. Em geral, os modelos de aerogerador são analíticos, isto é, são baseados em equações diferenciais complexas que levam em consideração inúmeros parâmetros, tanto da turbina quanto do gerador elétrico. Por vezes, tais componentes de transformação do aerogerador variam consideravelmente entre um fabricante e outro. Além disso, detalhes da dinâmica de funcionamento acabam sendo negligenciado devido a inúmeras simplificações no processo de modelagem tradicional, o que pode provocar imprecisões em algumas situações de funcionamento da máquina de conversão. Sendo assim, este trabalho apresenta uma forma de modelagem baseada no método da “caixa preta”, onde o objetivo é representador fielmente o que está dentro da caixa por meio de um modelo matemático, sem a necessidade de nenhum conhecimento prévio do que está dentro da caixa. Tal metodologia é largamente aplicada na identificação de sistemas diversos, porém, até onde se pode observar, não foi ainda aplicada para a obtenção de modelos de aerogerados.

Na sequência, o artigo apresenta na Seção 2 o aparato experimental utilizado, na Seção 3 a metodologia adotada, na Seção 4 o resultado obtido e na Seção 5 a conclusão do trabalho com as discussões finais.

2. Detalhes da unidade experimental

2.1 Sistema de geração de energia eólica

A Fig. 2 mostra um sistema de geração eólica de baixa potência baseado em túnel de vento. Tal sistema é comercializado na forma de kit didático, porém, neste trabalho, é adicionado um módulo de aquisição de dados (seção 2.2) que permite utilizá-lo como plataforma experimental.

A área de fluxo de vento do sistema consiste de uma estrutura metálica horizontal de extremidades abertas com comprimento de 1,48 m, cuja seção transversal tem a forma de um octógono regular de diagonal igual a 60 cm e centro posicionado a uma altura de 75 cm do chão, contendo: um ventilador para geração de fluxo de vento no interior do túnel; um sistema de colmeia, localizado na entrada do túnel de vento e logo após o ventilador, para a retificação do fluxo de vento, minimizando a turbulência provocada pelas pás do ventilador; um anemômetro digital localizado no centro do túnel para a medição da velocidade do fluxo de vento e um aerogerador de baixa potência (vide Fig. 3), localizado na extremidade de saída do túnel de vento, para o qual se deseja levantar a curva de potência. A Tabela 1 apresenta as principais características eletromecânicas da turbina utilizada.

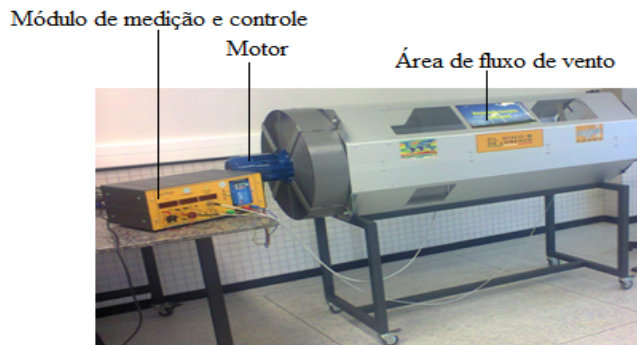


Figura 2. Sistema de geração de energia eólica DLB Wind BT.

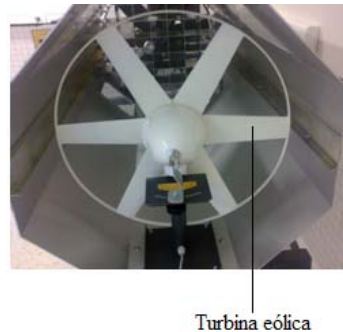


Figura 3. Turbina eólica de 6 pás.

Tabela 1. Características eletromecânicas da turbina.

Descrição da característica	Característica
Tipo de velocidade	Variável
Largura máxima da pá (m)	0,069
Raio do rotor (m)	0,213
Número de pás	6
V_{in} (m/s)	3
V_n (m/s)	12
Tipo de ligação com o rotor	Direta (sem multiplicador de velocidade)
Tipo de tensão	Contínua
Potência nominal (W)	60

O ventilador é composto basicamente por uma hélice acionada por um motor trifásico, o qual é controlado por um inversor de frequência localizado no módulo de medição e controle do sistema, permitindo ajustes na velocidade do fluxo de vento no interior do túnel de 0 a 12 m/s. O módulo de medição e controle é, ainda, capaz de exibir a velocidade do fluxo de vento no interior do túnel, e de medir e exibir a corrente e a tensão geradas pelo aerogerador. O módulo possui um conjunto de cargas resistivas (Tabela 2) que podem ser utilizadas para dissipar a tensão elétrica gerada.

Tabela 2. Valores das cargas que compõem o sistema.

Identificação da posição	Valor em ohm
1	100
2	50
3	33,3
4	25
5	16,5
6	12,3
Fixa	43,5

Sinais elétricos equivalentes à velocidade do vento incidente, e à tensão e à corrente geradas são ainda disponibilizados em três terminais de saída analógica do módulo, havendo a necessidade de implementação de um módulo adicional para digitalização e posterior disponibilização dos dados medidos para um computador, a fim de permitir os processamentos e as análises necessárias.

2.2 Unidade de aquisição de dados

A Unidade de Aquisição de Dados (UAD) implementada divide-se em um hardware baseado no kit de desenvolvimento rápido Arduino, modelo UNO R3, e um software que pode ser executado em computadores que utilizem o sistema operacional Windows. A utilização do kit de desenvolvimento Arduino é justificada aqui por proporcionar uma grande velocidade no desenvolvimento de sistemas baseados em microcontroladores.

Dentre os recursos do kit utilizado, citam-se: as portas analógicas para a entrada dos sinais relativos às medições de velocidade do vento, tensão e corrente elétricas, todas disponibilizadas no módulo de medição e controle do sistema apresentado na seção anterior; o conversor A/D para digitalização de tais sinais; e o módulo de comunicação USART, o qual permite a comunicação bidirecional entre UAD e o computador.

Em termos de hardware, a Fig. 4 mostra como a UAD se conecta ao módulo de medição e controle. Em termos de *software* implementado para a UAD, tem-se na Fig. 5 a interface gráfica para a aquisição dos dados adquiridos, onde é fixado o número de amostras e o tempo de aquisição. A interface permite ainda salvar os dados em arquivo digital, além de exibir os valores instantâneos amostrados de tensão U , corrente I , potência P e velocidade do vento, sendo a potência obtida indiretamente aplicando a Eq. (1).

$$P = U.I, \tag{1}$$

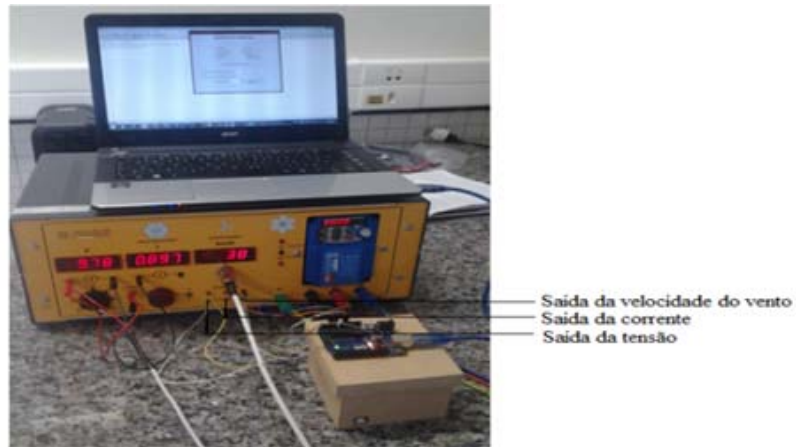


Figura 4. Sistema de aquisição de dados.



Figura 5. Interface do sistema de aquisição de dados.

3. Metodologia

Neste trabalho, usou-se uma metodologia de identificação de sistemas baseado em “caixa preta”, isto é, considerou-se a não existência de qualquer informação com relação ao sistema de geração eólica. Logo,

foi necessário injetar excitação no sistema e verificar sua resposta a tal excitação. A excitação consistiu em aplicar um fluxo de vento com velocidade sendo ajustada a um valor entre 0 e 12 m/s, em intervalos uniformes de 1m/s. A resposta da excitação do sistema anotada foi a potência elétrica instantânea aplicada sobre uma carga resistiva de 12,5Ω.

Os dados de entrada e saída do sistema foram submetidos a uma etapa de pré-processamento, onde se aplicou o método dos bins (Queval, Joulain e Casillas, 2014), obtendo-se a curva de potência mostrada na Fig. 6.

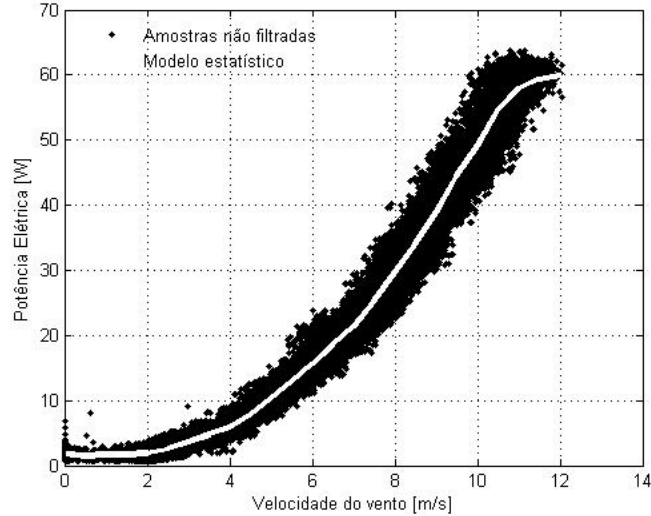


Figura 6. Dados adquiridos.

Em seguida, aplicou-se o modelo de regressão linear (*piecewise approximation*) baseado em um erro quadrático médio máximo entre o modelo proposto e a curva de potência mostrada na Fig. 7.

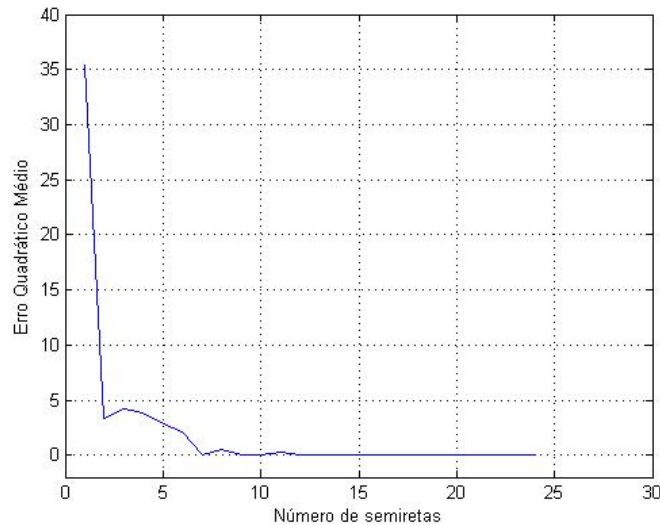


Figura 7. Erro quadrático médio entre a potência medida e a estimada.

A linearização é o procedimento no qual se procura encontrar duas variáveis que satisfaçam a equação de uma reta. A linearização da curva de potência da turbina eólica obtida por polinômio linear envolve a aproximação de várias seções lineares ao longo da curva. Esta aproximação por partes, cujo termo em inglês é *piecewise approximation*, tem a sua representação na forma

$$y = (mx + b) + \xi, \tag{2}$$

em que y representa o conjunto de dados de saída, x o conjunto de dados de entrada, ξ o erro quadrático médio das medidas, e b e m os coeficientes característicos de uma equação de semirreta que determinam o ponto de origem da semirreta e sua inclinação, respectivamente.

O ajuste de pontos de certo intervalo de uma determinada curva que relaciona entrada(s) e saída(s) de um sistema pode ser aproximado por uma função linear com uma margem de erro aceitável. A determinação dos coeficientes que compõem a função linear é comumente encontrada pelo método dos mínimos quadrados. Tal método procura determinar a função que proporciona o melhor ajuste a um conjunto de dados, de modo que os desvios entre as funções sejam mínimos (Helene, 2006).

A estimativa dos coeficientes no procedimento de linearização pelo método dos mínimos quadrados oferece a possibilidade de ajustar um conjunto de pontos discretos de um intervalo. Sendo a função que representa a curva de ajuste linear a que melhor representa os dados tabelados, de modo que o erro é minimizado pela diferença entre a saída real do sistema e a saída dada pela curva linear quando submetidos a uma mesma entrada. A Eq. (3) representa o cálculo do erro quadrático médio das medidas (Kazemi, 2012), isto é

$$\xi = \sum_{i=1}^N (y_i - y)^2, \quad (3)$$

onde N é o número de medidas, $e(x_i, y_i)$ é o i -ésimo conjunto de amostra de entrada e saída adquirida.

Levando em conta as Eqs. (2) e (3), e considerando que para o problema específico x_i representa uma amostra da velocidade do vento incidente no aerogerador e y_i representa a amostra equivalente da potência elétrica gerada por tal aerogerador, pode-se, então, escrever a função objetivo de maximização da potência gerada, isto é

$$y_i = \sum_{i=1}^N (b + mx_i + \xi_i), \quad (4)$$

sujeito à minimização do erro dado por

$$\xi_i = \sum_{i=1}^N (y_i - b - mx_i), \quad (5)$$

onde

$$m = \frac{\sum_{i=1}^N x_i (y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^N x_i (y_i - \bar{x})}, \quad (6)$$

e

$$b = \bar{y} - m\bar{x}, \quad (7)$$

sendo m o coeficiente angular, b o coeficiente linear, \bar{x} a velocidade média do fluxo de vento e \bar{y} a potência elétrica média gerada.

4. Resultados

4.1 Determinação do modelo

A Fig.7 mostra a relação entre o erro médio quadrático e o número de semirretas consideradas no modelo. Nota-se que à medida que é aumentado o número de semirretas, o erro médio quadrático vai diminuindo, sendo que a partir de doze semirretas o erro se mantém praticamente constante e muito próximo de zero.

A Fig. 8 apresenta a comparação entre a potência elétrica medida e a estimada para com o modelo de 4 semirretas. Observe que, embora o modelo consiga acompanhar a curva de potência medida, existe uma diferença considerável quando se compara com o resultado usando o modelo de 12 semirretas mostrado na Fig. 9.

As Tabelas 3 e 4 mostram os valores dos parâmetros obtidos para os modelos de 4 e 12 semirretas, respectivamente.

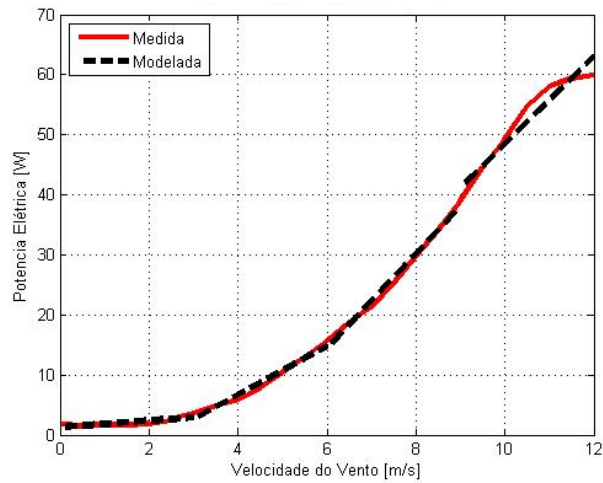


Figura 8. Comparação entre a curva de potência medida e a estima a partir do modelo de 4 semirretas

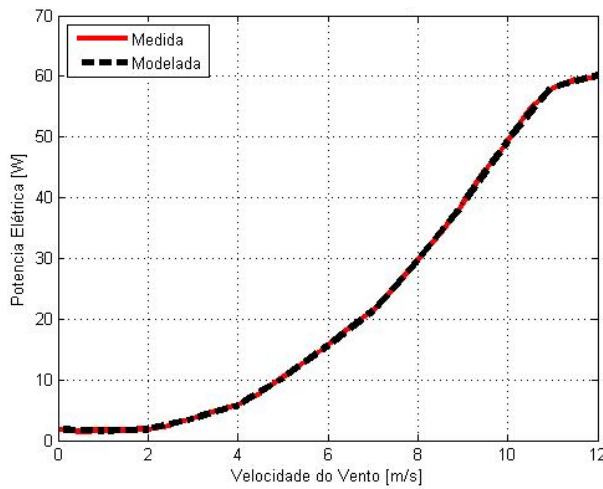


Figura 9. Comparação entre a curva de potência medida e a estima a partir do modelo de 12 semirretas

Tabela 3. Parâmetros obtidos para o modelo de 4 semirretas.

Semirreta	m	b
1	0,5329	1,2942
2	4,0535	-9,5494
3	7,8106	-32,3632
4	7,2798	-24,3239

Tabela 4. Parâmetros obtidos para o modelo de 12 semirretas.

Semirreta	m	b
1	-0,1868	1,7622
2	0,2032	1,4281
3	1,7462	-1,7132
4	2,2226	-3,0454
5	4,4969	-12,2532
6	5,2538	-15,9503
7	5,7281	-18,7283
8	8,4174	-37,6970
9	9,2023	-43,9789
10	10,2080	-52,7780
11	8,8924	-39,4031
12	1,9796	36,3873

4.2 Validação do modelo

Segundo Aguirre (2004), na modelagem por caixa preta, o modelo teórico é identificado comparando vários modelos ao modelo obtido por meio dos dados experimentais, sendo que será escolhido o modelo teórico que mais se aproxima do modelo experimental. Diante disso, usa-se aqui o erro quadrático médio dado na Eq. (3).

De acordo com Rodrigues (2000), a validação do modelo é feita escolhendo o melhor dentre os modelos obtidos, isto é, aquele que oferece a maior precisão possível. Conforme em (Paez, 2009), a validação de modelos obtidos depende da precisão em relação aos resultados medidos do modelo que representa o sistema em causa. Com base em tais referências e na Fig. 7, que relaciona o erro quadrático médio (Eq. (3)) entre os dados reais e 24 modelos distintos obtidos a partir da metodologia apresentada na Seção 3, pode-se concluir que os modelos matemáticos são cada vez mais precisos a partir do momento que se aumentam a quantidade de semirretas usadas. Porém, a partir de 12 semirretas, até o limite de 24 semirretas, os modelos são similares em termos de precisão, podendo, com base em tal critério, optar por qualquer um desses. Por outro lado, quanto maior o número de semirretas usadas para constituir o modelo, maior será a complexidade computacional envolvida, o que, em geral, é indesejável. Assim, baseado neste critério, o modelo de 12 semirretas é, dentre os modelos validados, o que introduz uma menor complexidade computacional.

5. Conclusão

Neste artigo foi realizada a busca por um modelo matemático que permitisse a previsão da potência elétrica capaz de ser extraída de um aerogerador em função da velocidade instantânea do vento incidente. Para isso, usou-se um aerogerador de baixa potência instalado em um túnel de vento, criando-se um ambiente controlável, onde foi possível obter a resposta de potência elétrica do aerogerador para diversas condições de velocidade de vento incidente. De posse de tais dados, foi possível usar o método da “caixa preta” para obtenção do modelo matemático, o que permitiu eliminar a necessidade de se conhecer os detalhes da dinâmica de funcionamento do aerogerador. Além disso, o método de aproximação por semirretas foi adotado e permitiu a obtenção de um modelo preciso e de baixa complexidade, sendo o modelo de 12 semirretas o que apresenta a melhor relação entre precisão e complexidade

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq/Brasil (processo 443384/2014-2) e FAPES-ES/Brasil (Processo .67651259/14) pelo suporte financeiro a esta pesquisa.

Referências bibliográficas

- Aguirre, L.A. *Introdução a identificação de sistemas. Técnicas Lineares e Não-Lineares aplicadas a sistema reais*. Editora UFMG, 2004.
- Bourlis, D. *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power: Complete Control Scheme for Variable Speed Stall Regulated Wind Turbines*. InTech Open Access, 2011.
- Carswella, W.; Johanssonb, J.; Løvholtb, F.; Arwadea, S. R.; Madshusb, C.; DeGroota, D. J.; Myersc, A. T. *Foundation damping and the dynamics of offshore wind turbine monopiles*. *Renewable energy*, vol:80 pg: 724 -736, 2015.
- Curria, M.; Saafib, M.; Tachtatzisc, C.; Quaild, F. *Structural integrity monitoring of onshore wind turbine concrete foundations*. *Renewable energy*, vol:83 pg:1131 -1138, 2015.
- Helene, O. *Método dos Mínimos Quadrados com Formalismo Matricial*. Editora Física, 2006.
- Paez, T. L. *Introduction to model validation*. Proceedings of the IMAC-XXVII, February 9-12, 2009 Orlando, Florida USA, 2009.
- Queval, L.; Joulain, C.; Casillas, C. F. *Measuring the Power Curve of a Small-scale Wind Turbine: A Practical Example*. Proceedings of the 1st International e-Conference on Energies, March 14-31, 2014.

Rajeevan, A. K.; Shouri, P. V.; Nair, U. *A Reliability Based Model for Wind Turbine Selection*. *International Journal of Renewable Energy Development*, vol:2 iss:2 pg:69 -74, 2013.

Rodrigues, G. G. *Identificação de sistemas dinâmicos não-lineares utilizando modelos NARMAX polinomiais - Aplicação a sistemas reais*. Dissertação de Mestrado, UFMG, 2000.

Schlechtingen, M.; Santos, I. F.; Achiche, S. *Using data-mining approaches for wind turbine power curve monitoring: a comparative study*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol.4, No. 3; pp. 671 – 679, 2013.