

MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAÇÃO DE IRRADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE

FELIPE ROQUE DE ALBUQUERQUE NETO¹, GABRIEL DA SILVA BELÉM², DINILTON PESSOA DE ALBUQUERQUE NETO³, GERONIMO BARBOSA ALEXANDRE⁴ e RAPHAEL DE MEDEIROS S. M. BALTAR⁵

¹Discente de Engenharia Elétrica, IFPE, Garanhuns-PE, roquefelipe1972@hotmail.com;

²Discente de Engenharia Elétrica, IFPE, Garanhuns-PE, gabrielsbgr@gmail.com;

³Discente de Engenharia Elétrica, IFPE, Garanhuns-PE, diniltonp@outlook.com;

⁴Mestre em Engenharia Elétrica, Prof. EBTT, IFPE, Garanhuns-PE, geronimo.alexandre@garanhuns.ifpe.edu.br;

⁵Mestre em Engenharia Elétrica, Professor EBTT, IFPE, Garanhuns-PE, raphael.baltar@garanhuns.ifpe.edu.br

Apresentado no
Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC
Palmas/TO – Brasil
17 a 19 de setembro de 2019

RESUMO: O objetivo do Trabalho é apresentar um modelo baseado em função de densidade de probabilidade gaussiana para estimar a irradiação solar incidente, conseqüentemente a produção de energia elétrica gerada por um painel solar 250W/ 24 V_{CC}. O modelo proposto foi validado com dados reais de irradiação solar medidos pela mini estação meteorológica instalada, apresentando coeficiente de determinação ajustado $R^2=0,97$. Com os valores estimados de irradiação solar foi possível a estimativa futura da produção de energia do painel solar, considerando um fator de depreciação de 0,9 por ano. A estimativa de produção futura pode ser utilizada como uma variável de decisão na compra do arranjo fotovoltaico. O modelo mostrou-se eficiente na estimativa com baixo processamento de dados, contudo para uma base de dados grande exige um computador com alto desempenho computacional e uma base maior de dados medidos.

PALAVRAS-CHAVE: Modelo matemático, irradiação solar, medição, produção de energia.

MATHEMATICAL MODEL FOR ESTIMATING SOLAR IRRADIATION INCIDENT

ABSTRACT: The objective of the paper is to present a model based on Gaussian probability density to estimate the incident solar radiation, consequently the production of electric energy generated by a solar panel 250W / 24 VDC. The proposed model was validated with real data of solar irradiation measured by the mini meteorological station installed, presenting adjusted coefficient of determination $R^2 = 0.97$. With the estimated values of solar irradiation, it was possible to estimate the future energy production of the solar panel, considering a depreciation factor of 0.9 per year. The estimation of future production can be used as a decision variable in the purchase of the photovoltaic arrangement. The model proved to be efficient in estimation with low data processing; however, for a large database it requires a computer with high computational performance and a larger base of measured data.

KEYWORDS: Mathematical model, solar irradiation, measurement, energy production.

INTRODUÇÃO

A irradiação solar incidente sobre a superfície do painel solar é um fator de suma importância na produção da energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (FV), visto que a quantidade de incidência em determinado local é critério preponderante para instalação do arranjo e para produção de energia elétrica. Para calcular (estimar) a energia gerada pelo módulo solar ou pelo arranjo FV diário é necessário conhecer os dados de irradiação solar ou a velocidade do vento no caso de sistemas eólicos, logo para estimar a produção de energia ao longo do período de vida do projeto é necessário determinar os dados de irradiação nos anos futuros, ou ter um modelo matemático que consiga estimar os valores de irradiação / velocidade dos ventos a partir de dados passados.

O sistema de medição e armazenamento de dados de irradiação solar / velocidade dos ventos / temperatura das placas solares tem por objetivo fazer a leitura (instantânea) dos medidores e armazená-

lo, de modo a criar um histórico de perfis das variáveis de decisão (em estudo). Essas leituras são repassadas aos cliente ou proprietário para tomada de decisão.

O objetivo do Trabalho é construir um modelo matemático capaz de estimar com precisão dados de irradiação solar a partir de medições passadas. Com os valores de irradiação estimados é possível prever a produção de energia do arranjo solar futura.

MATERIAL E MÉTODOS

A energia produzida pode ser estimada utilizando de técnicas de MPPT (do inglês, Maximum Power Point Tracking) onde durante todo o tempo o módulo funciona em seu ponto de máxima potência. Conforme Villalva *et al*, 2012, a energia produzida pode ser calculada por,

$$E_P = R_a A_m \eta \quad (1)$$

onde, E_P é a Energia produzida pelo módulo diariamente [kWh]; R_a é a irradiação global diária [kWh/m²/dia]; A_m é a área da superfície do módulo [m²] e η é a eficiência do módulo.

Conhecido os níveis de insolação, a energia produzida por hora pelo sistema fotovoltaico pode ser calculada usando a expressão (2) (Villalva, *et al*, 2012),

$$E_G = \eta_{\text{modulo}} N_m R_a A_m \eta_{\text{inversor}} (1 - \text{perdas}) \quad (2)$$

Onde, E_G em [Wh] é a energia gerada; η_{modulo} é o rendimento do módulo; N_m é o número de módulos FV; A_m é a área da superfície do módulo [m²]; R_a é a irradiação global diária [Wh/m²]; η_{inversor} é o rendimento do inversor.

O termo denominado de perdas é o valor atribuído a perdas diversas na instalação. O rendimento do modelo de inversor escolhido é de 98% (Fronius Eco 25.0-3-S).

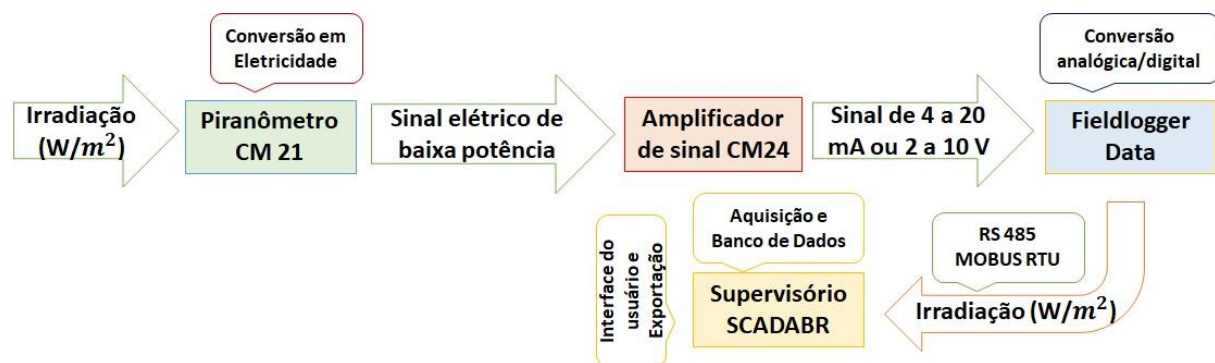
A equação (2) só é válida se o arranjo FV, for composto por N_m módulos iguais (certificados), pois basta analisar um módulo solar e multiplicar N_m vezes, caso contrário (os módulos que compõe o arranjo FV não estejam certificados), a equação (3.12) pode ser reescrita como:

$$E_G = E_{P_1} + E_{P_2} + \dots + E_{P_n}, \text{ onde } E_{P_n} = \eta_{\text{modulo}_n} R_a A_{m_n} \eta_{\text{inversor}_n} (1 - \text{perdas}_n) \quad (3)$$

Sendo n o número de módulos solares que compõe o arranjo FV da unidade de geração.

O sistema de aquisição de dados e monitoramento *on-line* da produção de energia consiste em três componentes: Módulos solares, *Datalogger* e Sistema de Monitoramento Solar. Além do monitoramento em tempo real da energia gerada, foi instalada uma miniestação meteorológica para registro e armazenamento de dados de irradiação solar (Figura 1). As medições realizadas pelo piranômetro são armazenadas no *datalogger* e enviadas para um servidor *web* para monitoramento remoto e criação de um histórico de irradiação solar.

Figura 1. Arquitetura do sistema de aquisição e registro de irradiação solar.



O sistema de monitoramento e armazenamento de irradiação solar é dividido em duas partes: *hardware* e *software*. A primeira se refere ao piranômetro (elemento sensor de medição de irradiação solar) e ao Fieldlogger NOVUS, a segunda se refere ao ScadaBR, *software* que processa as informações recebidas do *hardware* de armazenamento de dados (local) e ao *software* MySQL, que é um sistema gerenciador de banco de dados, onde são armazenados os dados coletados (remoto).

Na Figura 1 pode-se observar a arquitetura de *hardware* e *software* utilizada. A fonte primária de energia é o Sol, cuja irradiação será medida, no piranômetro há a conversão de energia térmica

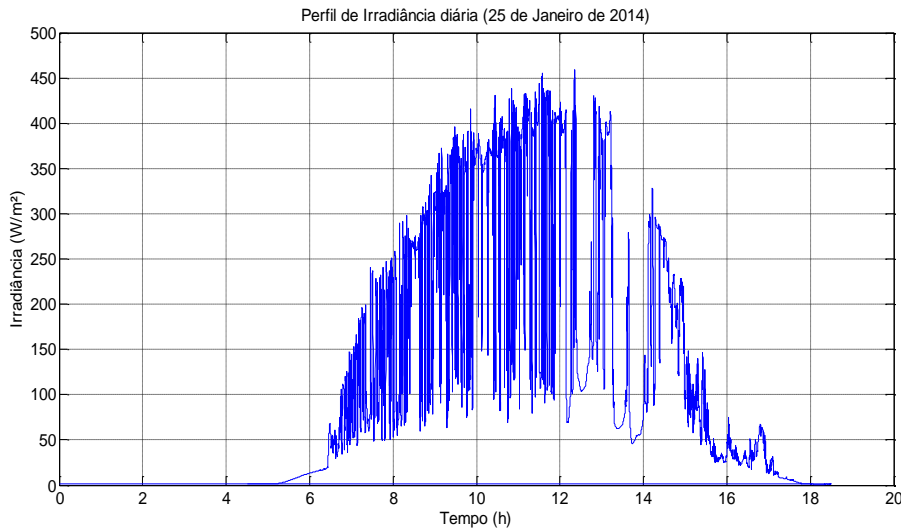
(proporcional à irradiância) para elétrica. O sinal elétrico, após passar por um amplificador de sinal, é convertido de analógico para digital pelo conversor analógico/digital (A/D) do *datalogger*. O computador recebe o sinal digital através de uma porta USB, para então ser processado pelo ScadaBR em conjunto com o banco de dados. Por fim, as informações são exportadas em formas de planilhas e/ou gráficos para que seja repassada ao usuário via *e-mail*.

A Figura 2 ilustra o perfil de irradiação solar (W/m^2) incidente sobre os painéis solares instalados na Fazenda Barbosa, medida no dia 25/01/2014 (durante todo o dia, das 04h30min da manhã às 18h30min da noite) na mini estação meteorológica instalada na Fazenda Barbosa localizada no município de Serra Grande - PB, cuja temperatura média na superfície do painel solar é de $30^\circ C$ (latitude + 7°). Esses dados foram coletados com auxílio de um piranômetro instalado na miniestação meteorológica, cuja medição ocorre de segundo em segundo totalizando 57600 amostras diárias de radiação solar, percebe-se que a irradiação solar pode ser descrita por um modelo estocástico, semelhante ao modelo de distribuição gaussiano ou normal contínuo, dado como:

$$R_a(t|\sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (4)$$

Onde, μ é média dos dados medidos, t é tempo em dias e σ é o desvio padrão das leituras, vale ressaltar que a variância dos dados é igual ao desvio padrão ao quadrado, ou seja, $\sigma = \sqrt[2]{\text{variância}}$.

Figura 2. Perfil de irradiação medido no 25/01/14.



RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com os dados de radiação solar incidente no plano inclinado dos painéis é possível observar que o perfil de radiação solar medido (gráfico de radiação solar no tempo, diário) apresenta um comportamento análogo a uma função de densidade de probabilidade normal (gaussiana), conforme ilustrado na Figura 3 para o dia 19/01/14, cujo modelo estatístico é dado pela equação (4).

O modelo construído apresenta confiabilidade de 97%, como um erro médio quadrado de $R^2 = 0,001$. As medições de radiação feitas pela miniestação são para um ano de observação, cujas estatísticas para o ano de 2014 são: média anual de $0,3765 \text{ kW}/m^2$, mediana de $0,27 \text{ kW}/m^2$ e desvio padrão das leituras de $0,56 \text{ kW}/m^2$.

Sabe-se que a radiação solar medida apresenta um comportamento de distribuição normal, pergunta-se qual é o modelo matemático para representar as medições de radiação solar mensal ou anual? Será que pode ser uma soma de funções gaussianas deslocadas no tempo, conforme descrito na equação (5),

$$R_{ano}(t = 1,2 \dots 365) = R_{jan}(t = 1,2 \dots 31) + R_{fev}(t = 32,33 \dots 59) + \dots R_{dez}(t = 334,335 \dots 365), \quad (5)$$

Onde: $R_{jan}(t = 1,2 \dots 31) = \frac{1}{\sigma_{jan}\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu_{jan})^2}{2\sigma_{jan}^2}}$, $R_{fev}(t = 32,33 \dots 59) = \frac{1}{\sigma_{fev}\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu_{fev})^2}{2\sigma_{fev}^2}}$,
 $R_{dez}(t = 334,335 \dots 365|\sigma_{dez}, \mu_{dez}) = \frac{1}{\sigma_{dez}\sqrt{2\pi\sigma_{dez}}} e^{-\frac{1(t-\mu_{dez})^2}{2\sigma_{dez}^2}}$ e t é o tempo em dias.

Figura 3. Radiação solar medida × Radiação solar estimada.

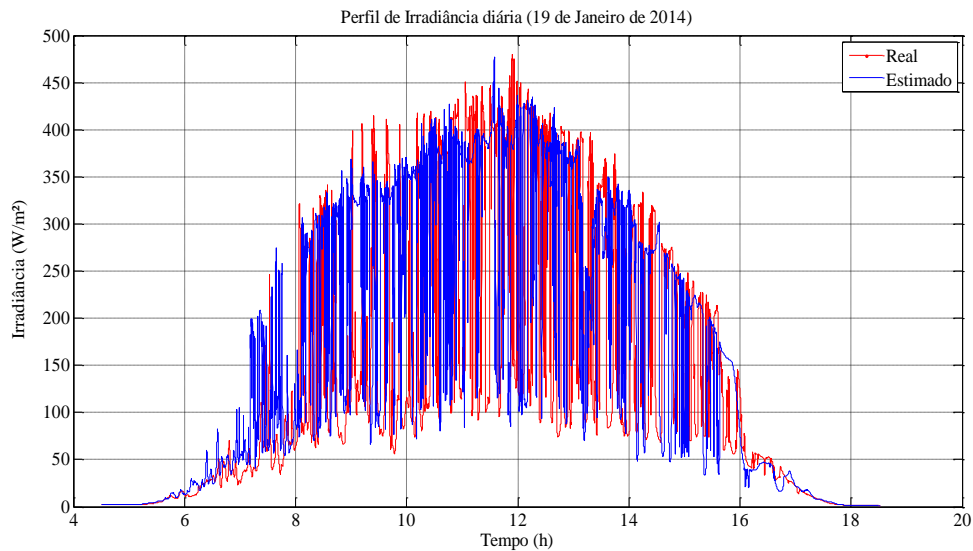
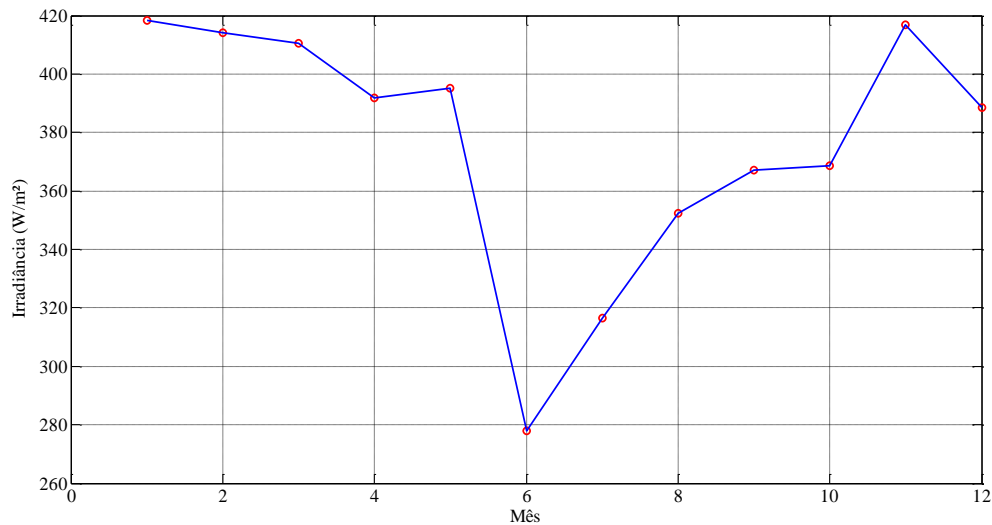


Figura 4. Valores médios mensais de irradiação solar na Cidade de Serra Grande – PB.



Na Figura 4 é ilustrado o perfil médio mensal da radiação solar incidente no arranjo fotovoltaico instalado na Fazenda Barbosa localizada no município de Serra Grande-PB mensurado pelo sistema de aquisição e registro de irradiação solar instalado (Figura 1). O comportamento da radiação solar inclinada média para o ano de 2018 pode ser entendido como somas de funções de distribuição deslocada no tempo, não apenas uma soma das médias diárias e das variâncias diárias medidas.

Modelos baseados em séries temporais ou modelos usando redes neurais (análise de padrão) podem ser usados para estimar a irradiação solar para os próximos 25 anos de vida do empreendimento solar, com os dados de irradiação solar é possível estimar a energia produzida pelo arranjo FV (considerando a depreciação do arranjo FV e as trocas de equipamentos que compõe o arranjo). Com a estimativa de produção de energia é construído os fluxos de caixa anuais e a partir deles pode-se determinar a data para o retorno do investimento inicial (retorno do investimento em anos).

A Tabela 1 ilustra as estatísticas básicas (média, mediana, desvio padrão, variância e a função de densidade de probabilidade - FDP) observadas para os dados medidos para cada mês do ano de 2018.

Tabela 1. Estatísticas de irradiação solar inclinada medida (W/m²) nos painéis no ano de 2018.

Estatísticas	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho
Média	$\mu_{jan} = 418,31$	$\mu_{fev} = 414,18$	$\mu_{mar} = 410,47$	$\mu_{abr} = 391,76$	$\mu_{mai} = 395,23$	$\mu_{jun} = 277,86$
Mediana	$M_{jan} = 298,67$	$M_{fev} = 293,72$	$M_{mar} = 290,14$	$M_{abr} = 274,76$	$M_{mai} = 276,43$	$M_{jun} = 202,2$
Desvio padrão	$\sigma_{jan} = 386,66$	$\sigma_{fev} = 384,25$	$\sigma_{mar} = 385,05$	$\sigma_{abr} = 376,404$	$\sigma_{mai} = 373,32$	$\sigma_{jun} = 271,91$
Variância	$v_{jan} = 1,52 * 10^5$	$v_{fev} = 1,45 * 10^5$	$v_{mar} = 1,53 * 10^5$	$v_{abr} = 1,44 * 10^5$	$v_{mai} = 1,44 * 10^5$	$v_{jun} = 0,77 * 10^5$
FDP	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$
Estatísticas	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Média	316,39	352,31	367,23	368,7	417	389
Mediana	224,93	267,56	272,97	244,61	295,5	292,2
Desvio padrão	307,34	332,04	344,59	371,99	390,84	359,88
Variância	$0,99 * 10^5$	$1,13 * 10^5$	$1,25 * 10^5$	$1,4 * 10^5$	$1,56 * 10^5$	$1,31 * 10^5$
FDP	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$	$R_a(t \sigma, \mu) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}$

O perfil de produção do arranjo fotovoltaico formada por dois painéis de 250 W/24Vcc, um controlador de carga, fusíveis e um inversor 24Vcc/220Vca, foi estimada considerando os dados da Tabela 1 para os meses dos anos de 2019 e 2020 (uso da equação 2). Os gráficos de produção de energia elétrica estimados não foram inseridos neste artigo devido as limitações de folhas para o documento.

CONCLUSÃO

Diante dos resultados e conforme as condições climáticas do município de Serra Grande -PB, o emprego do modelo de função de densidade de probabilidade proposto para as estimativas da irradiação solar global incidente diária é inviável, uma vez que os valores estatísticos foram muito baixos, independente do coeficiente de ajuste empregado no método. Utilizando-se de dados de dias com céu aberto, constatou-se que, no verão, o modelo foi preciso para estimar a irradiação solar na superfície da placa solar.

Como trabalhos futuros sugere-se: (a) Construção da supervisão remota dos dados medidos; (b) Ampliação das variáveis medidas na estação meteorológica; (c) Validação do modelo com uma base de dados de 30 anos de mediações conforme prescrição do World Meteorological Organization.

AGRADECIMENTOS

Ao Instituto Federal do Pernambuco (IFPE Campus Garanhuns).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Supervisório ScadaBR. Download em: <http://www.scadabr.com.br/>

Villalva, Marcelo Gradella; Gazoli, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: conceito e aplicações. 1ª Edição, São Paulo: Érica, 2012. 224 p.