

CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM DE PAINÉIS E ARRANJOS FOTOVOLTAICOS SOB SOMBREAMENTOS

Daniel Santos Soares – daniel-soares@ufmg.br

Dr. prof. Selênio Rocha Silva – selenios@dee.ufmg.br

Dr. prof. Eduardo Nohme Cardoso - nohme@cpdee.ufmg.br

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais

Bruno Marcelino Lopes - bruno.lopes@cemig.com.br

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais S.A.

Resumo. O presente artigo analisa os efeitos dos sombreamentos locais sobre a potência gerada por arranjos fotovoltaicos. Para isso foi desenvolvido um modelo computacional capaz de reproduzir os fenômenos de geração fotovoltaica. Para validação foram realizados ensaios experimentais com diferentes painéis e montada uma estrutura experimental de 1,4kWp. É objetivo deste trabalho demonstrar como modelos computacionais podem ser viáveis e úteis para o estudo de fenômenos de geração fotovoltaica. Em especial, reproduzir o efeito do sombreamento na geração e como este pode ser desproporcional à perda de potência. As curvas de corrente e de potência por tensão são apresentadas sobre diferentes condições de irradiância e temperatura medidas e comparadas aos modelos. Os resultados permitem aplicar esta abordagem a simulação de grandes usinas fotovoltaicas sob sombreamentos locais e provocados por nuvens.

Palavras-chave: Curvas, Modelos computacionais, Painéis fotovoltaicos, Sombreamentos

1. INTRODUÇÃO

Segundo relatório da Empresa de Pesquisa Energética, a demanda de energia elétrica brasileira deverá crescer a uma taxa média de 4,8% ao ano, saindo de um patamar de consumo total de 456,5 mil GWh no ano de 2010 para 730,1 mil GWh até 2020 (EPE, 2011). Isso num cenário contraditório de pressão pelo crescimento econômico nacional e pressão internacional pela redução das emissões de carbono e tendência de alta dos custos das fontes fósseis. Neste contexto as energias alternativas têm ganhado destaque mundial. Em especial as fontes eólicas, solares e biocombustíveis.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL aprovou em 2012 a resolução normativa nº482/2012 com regras para reduzir barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte, que incluem a microgeração, com até 100 kW de potência, e a minigeração, de 100 kW a 1 MW (ANEEL, 2012). A resolução cria o Sistema de Compensação de Energia, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A resolução é aplicável a geradores que utilizem fontes incentivadas de energia, sendo a solar uma das mais aplicáveis aos meios urbanos.

Neste contexto de expansão do setor, cabem várias discussões e necessidades de estudar a capacidade de geração dos sistemas fotovoltaicos sob condições diversas de temperatura, sombreamentos e configurações elétricas. A limitação mais expressiva é sem dúvida a redução da irradiação solar incidente causada por sombras locais e sombras pela passagem de nuvens, portanto é vital quantificar como estes sombreamentos diversos impactam na geração esperada e nos indicadores de qualidade de energia. Na Fig. 1 é exibido um centro urbano com várias regiões sombreadas e que seriam portanto impactadas no caso de adoção da geração fotovoltaica distribuída.

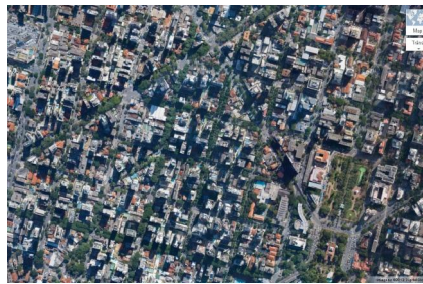


Figura 1- Imagem aérea de uma região central em Belo Horizonte, Minas Gerais onde se observa a grande quantidade de regiões sombreadas. [Fonte: Google Maps]

Neste trabalho foi desenvolvido um modelo computacional que incorpora as características reais de painéis fotovoltaicos e efeitos de sombreamentos diversos nas curvas características. O modelo foi validado por ensaios experimentais com diferentes modelos de painéis e diferentes configurações.

2. METODOLOGIA

Para reproduzir os fenômenos físicos de geração em um modelo computacional utilizou-se os parâmetros fornecidos pelos fabricantes nos manuais (*datasheets*) dos módulos. Outros autores já apresentaram trabalhos sobre modelos tendo como referência prévia os manuais de fabricantes (Sera, Teodorescu, Rodriguez, 2007). Outros valores importantes para a qualidade do modelo, mas não fornecidos nos manuais, foram levantadas na literatura em função do tipo de tecnologia semicondutora de fabricação dos painéis em estudo (ex: *band gap*). Para encontrar estes valores para o modelo e validá-lo com dados experimentais foram feitas definições centrais sob as quais o modelo foi construído. A metodologia foi dividida em uma parte sobre o desenvolvimento do modelo computacional e a seguinte sobre a validação com a construção da bancada experimental para medições.

2.1 Desenvolvimento do modelo computacional

O modelo foi desenvolvido com foco em escalabilidade e versatilidade para ser utilizado em sistemas de grande porte como centenas ou até milhares de módulos conectados. Neste nível, a simulação buscará evoluir para simular usinas fotovoltaicas inteiras sob condições diversas. Assim, os seguintes critérios de projeto foram definidos:

- Todo o modelo é desenvolvido em código Matlab© e todas as equações implementadas a partir dos modelos fundamentais do circuito equivalente elétrico da célula fotovoltaica.
- Os principais valores sendo sempre obtidos a partir dos *datasheets* dos fabricantes para iniciar os modelos. Já que para simular grandes sistemas de geração é preciso versatilidade do modelo em relação aos módulos.
- Os efeitos de temperatura sobre as células foram incorporados.
- Os coeficientes de variação da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito foram incorporados ao modelo para que os efeitos de temperatura fossem considerados.
- A quantidade de células utilizadas para se construir o módulo (por exemplo, 24, 36, 72 células) foi parametrizada como entrada do modelo. Uma vez que todo o modelo foi construído baseado no modelo elétrico de uma única célula. Com isso foi possível incorporar ao modelo efeitos de sombreamentos parciais dos módulos. Para tal, saber a configuração dos diodos de *bypass* por cada modelo de módulo também é vital.
- A tensão de *band gap* da equação de corrente reversa do diodo, ver Eq. (2), foi parametrizada como entrada do modelo, sendo no silício policristalino igual a 1,12 eV a 25°C (Masters, 2004). Ela é alterada em função do tipo de tecnologia semicondutora.
- A constante de idealidade do diodo n é definida como entre 1 e 2 (Masters, 2004) e foi usada como 1,2 em todos os testes com silício policristalino neste trabalho. Entretanto há na literatura sugestões de ajuste de n em relação ao dados reais medidos em ensaio (Villalva, 2010).
- O modelo foi escrito integralmente em códigos e na forma das equações fundamentais do modelo elétrico da célula fotovoltaica. Isso porque é desejável desempenho rápido mesmo com grandes arranjos fotovoltaicos sendo simulados. Melhorando a escalabilidade da solução.
- Geração das curvas características por iterações, fazendo incrementos sucessivos na corrente do circuito equivalente desde a tensão de circuito aberto até a tensão zero e a corrente atingindo o curto-circuito.

Descrição do modelo.

A célula solar é usualmente representada por quatro modelos de equivalentes elétricos largamente discutidos na literatura. Para este trabalho, foi selecionado o mais tradicional e comumente usado modelo elétrico de células fotovoltaicas. As equações aqui apresentadas são largamente conhecidas e encontradas em riqueza de detalhes em (Masters, 2004), (Tsai, Tu e Su, 2008), (Villalva, M., Gazoli, E., Ruppert F, 2009) e (Soto et al, 2006), sendo feita apenas a contextualização delas para este modelo.

O modelo é formado por dois procedimentos, um primeiro onde as configurações do arranjo são definidas (número de módulos em série, número em paralelo, existência ou não de diodos de bloqueio e *bypass*) e um segundo onde o módulo tem seus parâmetros elétricos inicializados e as equações são executadas. O procedimento dos arranjos carrega os vetores de irradiância e temperaturas medidas. Um *loop* de tensão é iniciado onde a corrente é sucessivamente incrementada de zero até que a tensão chegue em zero e a corrente vá até a corrente de curto-circuito na temperatura do módulo. Este *loop* é o gerador das curvas IV para cada irradiância e temperatura do módulo.

Os vetores de entrada são: uma série de irradiâncias G por strings de um único módulo ou por módulos inteiros e uma série de temperatura de operação T medida na parte posterior dos módulos.

É fundamental ter em mente que os parâmetros foram coletados de *datasheets* de módulos com um dado número de células, mas as equações utilizadas foram baseadas em uma célula, portanto dividiu-se pelo número de células estes parâmetros. Por exemplo, para configurações em série o V_{oc} foi dividido pelo número de células conforme o *datasheet*, mas I_{sc} não foi dividida.

A corrente foto-gerada é simulada no modelo fazendo com que a corrente de curto-circuito na temperatura de referência T_r (25°C) seja multiplicada pela irradiância medida G e dividida pela irradiância nominal (igual a $1000\text{W}/\text{m}^2$) conforme Eq (1).

$$I_L = I_{sc(T_r)} \cdot \frac{G}{G_{nom}} \quad (1)$$

Os valores de tensão de circuito-aberto e corrente de curto-circuito tiveram os efeitos de variação de temperatura incorporado ao modelo usando as equações Eq. (2) e (3). Nas equações Eq. (2) e (3), α e β são, respectivamente, os coeficientes de variação de V_{oc} e de I_{sc} com a temperatura e são fornecido no *datasheet* do módulo.

$$V_{oc(T)} = V_{oc(T_r)} \cdot [1 - (T - T_r) \cdot \alpha] \quad (2)$$

$$I_{sc(T)} = I_{sc(T_r)} \cdot [1 - (T - T_r) \cdot \beta] \quad (3)$$

Como dito, neste trabalho foi adotado o equivalente elétrico da célula com diodo simples (G. Masters, 2004) apresentado na Fig. 2.

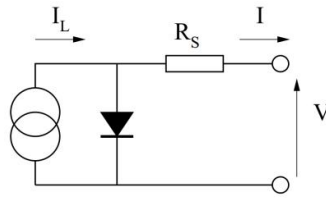


Figura 2 - Modelo elétrico com um diodo da célula fotovoltaica

Pela lei de *Kirchoff*, o circuito equivalente elétrico leva a Eq. (4) onde,

$$I = I_L - I_o \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad (4)$$

I é a corrente da célula, I_L é a corrente foto-gerada, I_o é a corrente saturação do diodo, q é a carga elementar de um elétron, k é a constante de *Boltzman*, T temperatura da célula em Kelvin, V é a tensão da célula, n é o Fator de qualidade do diodo, R_s é a resistência em série do circuito equivalente. A Eq. (4) não é aplicada diretamente ao modelo, mas sim as derivações dela em Eq (5) e Eq (9).

A equação da corrente de saturação reversa nominal I_n é função dos parâmetros encontrados no *datasheet* e das constantes físicas de material semiconductor, como observa-se na Eq. (5).

$$I_n = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{qV_{oc}}{nkT}\right) - 1} \quad (5)$$

onde V_{oc} Tensão de circuito-aberto e I_{sc} corrente de curto-circuito já corrigidos em temperatura pelas Eq. (2) e (3).

A corrente de saturação reversa do diodo é influenciada pela temperatura do painel e portanto foi incorporada ao modelo seguindo a Eq. (6).

$$I_o = I_n \cdot \left(\frac{T}{T_r}\right)^{\frac{3}{n}} \cdot \exp\left[\frac{qV_g}{n \cdot k} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_r}\right)\right] \quad (6)$$

onde, além dos parâmetros já mencionados, tem-se na Eq. (6), V_g Tensão de *band gap* do semiconductor da célula.

Como já mencionado, procura-se retirar todos os parâmetros a partir de dados do *datasheet* do fabricante e portanto a resistência série é obtida pela reta tangente a curva IV dos *datasheets* em relação a dois pontos da curva cujos valores no eixo de tensão e corrente são acessíveis. Os valores da resistência série é definido conforme as equações (6) e (7). Mais detalhes podem ser encontrados em (Walker, G., 2001).

$$R_s = -\frac{\Delta V}{\Delta I_{V_{oc}}} - \frac{1}{x_v} \quad (7)$$

$$x_v = I_o \cdot \left(\frac{q}{nkT}\right) \cdot \exp\left[-\frac{qV_{oc}}{nkT}\right] \quad (8)$$

A saída do procedimento que simula um módulo será a tensão para o cada valor de corrente da iteração e cada irradiância G e temperatura T . Sendo que as compensações de temperatura mencionadas já foram aplicadas neste ponto.

$$V = \frac{nkT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I - I_{sc}(T)}{I_0} + 1 \right) - I \cdot R_s \quad (9)$$

O objetivo da implementação das equações mencionadas foi colocar a corrente foto-gerada como efeito expresso da irradiância e incorporar as variações temperatura.

O modelo permite configurações tanto com um único módulo dividido em strings de células ou um arranjo inteiro formado por módulos, tanto em série quando em paralelo assim, ao final de cada iteração as correntes e tensões totais obtidas são somadas condicionalmente a estas configurações e seguindo a teoria de circuitos elétricos convencional. Para o caso da tensão de um módulo, V_m , multiplica-se a cada iteração o número de células do módulo, N_s . Supondo que, neste exemplo, elas estão em série e sob mesma irradiância. O modelo elétrico passa a ser descrito como na Eq. (10).

$$V_m = N_s \cdot V \quad (10)$$

Iteratividade do modelo.

A corrente elétrica I gerada pelo modelo não é obtida por Eq (4), como mencionado, mas gerada através de iterações incrementais de 0,001A a cada iteração e então sendo aplicada a Eq. (9) que deriva da Eq (4). O valor de 0,001 A deve-se meramente a busca de precisão do modelo, valores menores, por exemplo 0,01A, fazem aproximações mais grosseiras. Diferentes irradiâncias geram em cada final de iteração, curvas IV que somadas mostraram os efeitos dos sombreamentos em cada conjunto de strings separadas pelos diodos de *bypass* ou para cada módulo, considerando um arranjo inteiro.

O modelo permite aplicar diferentes irradiâncias e temperaturas por strings de células ou strings de módulos e de combiná-los em série e em paralelo e permite obter saídas estáticas na forma de curvas IV e PV e saídas dinâmicas na forma de séries temporais de corrente, tensão e potência. Estas possibilidades agregaram uma versatilidade muito útil ao modelo para estudos de grandes sistemas fotovoltaicos, mas teve como desvantagem neste trabalho o alto custo computacional em processamento do modelo.

Restrições do modelo de simulação atual.

O modelo é aplicável a um único tipo de painel por vez, embora não se tenha limitações quantitativas ou de configurações em série ou em paralelo.

O modelo não incorpora efeitos dos ventos sobre a temperatura de arranjos de painéis, o que certamente afetará as saídas de tensão e consequentemente de potência.

O modelo possui ainda uma forma complexa de entrada de dados, baseada em entrada matricial, onde cada elemento da matriz é uma estrutura de dados contendo temperatura, irradiância etc. Isso é uma limitação importante quando se pensa em sistemas de geração fotovoltaicos em larga escala com centenas de módulos.

O modelo ainda não incorporou efeitos de inclinação dos painéis em relação a inclinação dos sensores de irradiação. Assim, o sensor de irradiação foi posicionado com o mesmo ângulo de inclinação dos painéis para os testes experimentais.

O modelo não incorpora ainda efeitos das impedâncias dos cabos elétricos usados nas conexões série e paralelo entre os painéis dos arranjos, o que afeta a precisão da curva IV em relação a tangente ao ponto de tensão de circuito aberto.

2.2 Bancada experimental

Painéis solares.

Foram montados no teto do Centro de Pesquisas de Recursos Hídricos – CPH da UFMG um arranjo de 12 painéis fotovoltaicos de 120Wp cada modelo MSX120 Solarex, Fig. 3. Estes foram interligados por um painel elétrico para que pudessem ser alternados entre configurações 12 em série ou dois strings em paralelo. Foram montados em estruturas metálicas que permitissem alterar o ângulo de inclinação (*tilt*), para este trabalho foi adotado um valor fixo de 15° para não influenciar nos resultados dos sombreamentos.

Os painéis são constituídos de 72 células solares do tipo policristalino montadas em conjuntos de 4 strings de 18 células em série. Entre cada string de 18 células há um diodo de *bypass* localizados na caixa de junção do painel. Na Tab. 1 são exibidas as características elétricas destes painéis.



Figura 3 – Imagem dos doze painéis montados no teto do prédio do Centro de Pesquisas Hidráulicas da UFMG

Tabela 1 - Especificações elétricas do módulo MSX120 Solarex e KD140SX-UFBS Kyocera para as condições de irradiância 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5.

| CARACTERÍSTICA | MSX 120 Solarex | KD140SX-UFBS KYOCERA |
|-----------------------------|--------------------|-------------------------|
| Máxima Potência | 120 W | 140 W |
| Tensão de Máxima Potência | 34,2 V | 17,7 V |
| Corrente de Máxima Potência | 3,5 A | 7,91 A |
| Tensão de Circuito Aberto | 42,6 V | 22,1 V |
| Corrente de Curto-Circuito | 3,8 A | 8,68 A |
| Coeficiente α | 6,5 mA/°C | 5,21 mA/°C |
| Coeficiente β | -160 mV/°C | -80 mV/°C |

Há ainda para testes, dois painéis Kyocera, modelo KD140SX-UFBS com características apresentadas na Tab. 1. Este painel foi utilizado para validação do modelo computacional como apresentado na seção de resultados.

Instrumentação.

Visando obter medições dos impactos dos sombreamentos sobre as curvas corrente - tensão e potência - tensão dos arranjos foram utilizados sensores de irradiação e temperatura e um traçador solar.

O traçador solar utilizado foi o modelo PV600 Solmetric acompanhado dos sensores de irradiação solar e de temperatura termopar tipo K. Ainda a bancada conta com um sensor de irradiação do tipo LICOR200 e termistores em cada painel.

Para medição dos valores de corrente e tensão na saída do arranjo fotovoltaico, foram desenvolvidos medidores baseados em Efeito Hall usando os componentes LA 55-P e LV25-P respectivamente. Isso porque não há ainda um conversor ou inversor conectado ao sistema. Este está em fase de desenvolvimento pela equipe de pesquisa e integrará a bancada. Ainda para medição de temperatura de superfície dos painéis foi utilizado um termômetro infravermelho modelo MT-360 Mimpa.

2.3 Simulações experimentais

Coleta de dados experimentais.

Foi utilizado o painel KD140SX, feito de 36 células em série com dois diodos de *bypass*. Os resultados estão em Teste 1. Foi utilizando o arranjo de 12 painéis MSX120, feitos de 72 células em série com quatro diodos de *bypass* cada. Os resultados estão em Teste 2. O traçador foi usado para se levantar as curvas IV e PV para as condições sem sombras sombreamento parcial e total. Os valores de temperatura de superfície foram coletados via medidor infravermelho para identificar efeitos de *hotspot* nas células sombreadas. Estes valores foram então anotados como um mapa de distribuição térmica. Os painéis KD140SX foram ensaiados sob o sol mas em um ambiente com parede nas quadros direções para que os ventos que atingissem os painéis não alterassem os efeitos da temperatura sobre a tensão. Foram observadas as atuações dos diodos de *bypass* nas configurações em série de dois grupos de 18 células configuradas pelo fabricante. É possível ainda alterar esta configuração para um máximo de 4 células em série por diodo para este modelo de painel. Para os painéis MSX120 montados no arranjo apresentado, as temperaturas de cada painel foram medidas por termistores afixados atrás dos painéis e também medidor infravermelho de superfície.

3. RESULTADOS

A seguir são apresentados os resultados comparativos entre os dados medidos com o traçador solar e o modelo computacional. Para melhor discussão os resultados foram divididos em testes com e sem sombreamento local e em

modelos de painéis diferentes. Foram calculados os fatores de forma (FF) para cada ensaio para os modelos e para os dados experimentais e tabelados. As proximidades dos resultados mostram numericamente os potenciais desta metodologia de modelagem.

3.1 Teste 1 - Sombreamento local parcial (obstáculo) de um módulo.

Foi ensaiada a condição de redução da irradiância sob um painel sombreado parcialmente, gerando queda de irradiância. São apresentados os resultados onde mediu-se a irradiância e a temperatura para ver o comportamento do modelo em relação aos dados experimentais. Assim, desejava-se ver se o modelo conseguiria incorporar a queda da irradiância parcial na corrente e a queda da tensão de Voc sob temperatura ainda elevada.

Tabela 2 - Condições e resultados experimentais para módulo KD140SX-UFBS KYOCERA

| CARACTERÍSTICA | VALOR |
|-----------------------------|--|
| Painel KD140SX-UFBS KYOCERA | 140 W |
| Irradiâncias | 686 W/m ² / 150 W/m ² |
| Temperaturas de módulo | 56,4°C / 42,8°C |
| Sombreamento parcial local | 50% |
| Temperatura ambiente | 32,4°C |

O objetivo era ver o comportamento do painel em uma situação típica com o sombreado gerado por um obstáculo arquitetônico local no caso da microgeração residencial ou a sombra de nuvens de baixa altitude no caso de uma grande usina fotovoltaica.

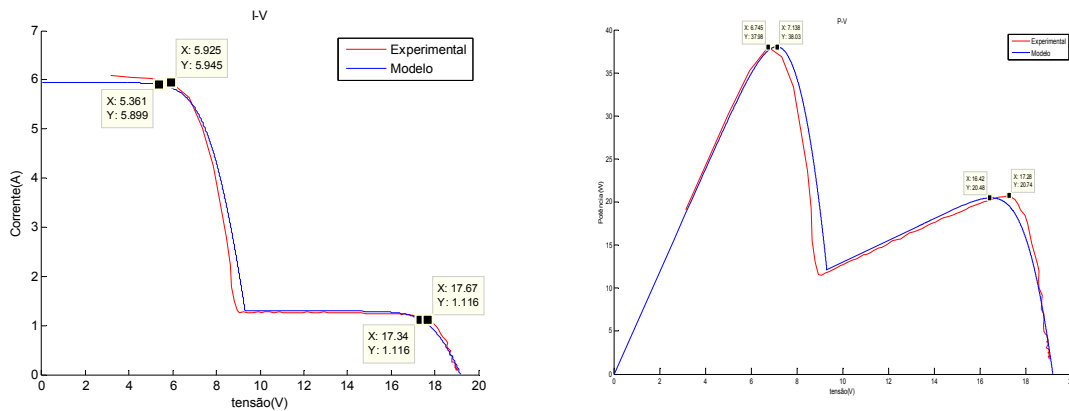


Figura 4 - Gráficos de IV e PV de valores experimentais e do modelo computacional nas condições da Tab. 2

Nota-se que sob efeitos de sombreamentos atmosféricos, topográficos ou arquitetônicos há ocorrência de vários máximos locais nas curvas PV. Com isso, os algoritmos de máxima potência (MPPT) baseados em Perturbe e Observe (P&O) dos conversores estáticos não terão bom desempenho por convergirem para máximos locais subótimos. Isso é algo realmente impactante quando se avalia a eficiência de conversão.

Tabela 3 - Valores comparativos entre o modelo e os resultados experimentais

| PARÂMETROS | MODELO | EXPERIMENTAL |
|------------|---------|--------------|
| Pmax | 37,77W | 37,97W |
| FF | 34,0% | 33,81% |
| Isc | 5,83 A | 6,08 A |
| Voc | 19,03 V | 19,03 V |
| Imp | 5,33 A | 5,63 A |
| Vmp | 7,09 V | 6,74 V |

Para o caso de sombreado parcial, nota-se a ação dos diodos de *bypass* para evitar perdas maiores como exposto anteriormente na seção de metodologia. Em (Sera e Baghzouz, 2008) encontram-se testes experimentais com sombreamentos de painéis onde a degradação do geração de potência é relacionada a área sombreada, a configuração das células ou dos painéis e ao uso dos diodos de *bypass*.

Foram traçadas várias curvas sob a mesma condição de irradiância e temperatura e seus resultados comparados entre si, isso para garantir que o modelo fosse comparado a dados experimentais estaticamente consistentes. Observou-se que o gradiente de temperatura na superfície dos módulos é o principal gerador de erros entre o modelo e os ensaios. Os painéis foram ensaiados sob o sol, mas isolados do regime de ventos e mantidos ao nível do solo pelo mesmo motivo. Os ventos tangenciais aos painéis alteram o gradiente de temperatura de forma difícil de ser incorporada ao modelo. Os painéis foram limpos previamente aos ensaios para que particulados sobre os painéis não aumentassem a discrepância entre o modelo e o ensaio.

3.2 Teste 2 - Sombreamento local parcial (obstáculo) de um arranjo.

O último teste apresentado consiste em validar a capacidade do modelo de simular outros módulos, mudando exclusivamente os parâmetros fornecidos pelos fabricantes e características semicondutoras e informando as condições ambientes. Ainda usando um maior número de módulos (12) e configurados em série. Este arranjo é o apresentado na seção sobre a Bancada experimental vista na Fig 1. Foram medidos três diferentes valores de irradiância com o uso de materiais brancos com algum nível de transparência que permitissem a passagem de irradiação parcial. Assim, obteve-se 1005 W/m², 900 W/m² e 210 W/m² como listado na Tab. 4.

Uma menção importante é a de que não há neste arranjo de 12 módulos (painéis), diodos de *bypass* para cada módulo inteiro e portanto, no caso de um sombreamento de um módulo completo, toda a string de módulos seria perdida. Para usar este arranjo para testar o modelo usou-se o artifício de considerar cada módulos como um conjunto de três strings separadas por diodos de *bypass* internos dos módulos MSX120. Assim, o arranjo foi visto pelo modelo como um conjunto em série de 36 strings de 24 células em série e não 12 módulos de 72 células cada. Isso permitiu que os sombreamentos feitos experimentalmente pudessem ser reproduzidos em detalhes no modelo.

Para este experimento, 12 strings foram sombreadas a 210W/m², 4 strings foram sombreadas a 900W/m² e as 20 strings restantes ficaram sob radiação global de aproximadamente 1005 W/m² expostas ao sol.

Tabela 4 - Condições e resultados experimentais para o arranjo de geração 1,4kWp

| CARACTERÍSTICA | VALOR |
|----------------------------|--|
| 12 módulos MSX120 | 120 W / unidade |
| Irradiâncias | 1005 W/m ² / 900W/m ² / 210 W/m ² |
| Temperaturas de módulo | 32°C / 28°C/ |
| Sombreamento parcial local | 44,44% |
| Temperatura ambiente | 26°C |

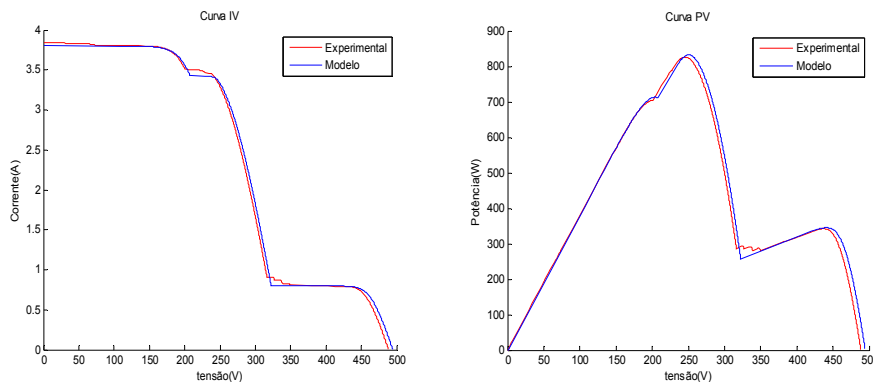


Figura 5 - Gráficos de IV e PV de valores experimentais e do modelo computacional nas condições da Tab. 4

Tabela 5 - Valores comparativos entre o modelo e os resultados experimentais

| PARÂMETROS | MODELO | EXPERIMENTAL |
|------------|---------|--------------|
| Pmax | 833,3 W | 826 W |
| FF | 44,3% | 44,04% |
| Isc | 3,8 A | 3,38 A |
| Voc | 494,5 V | 488,4 V |
| Imp | 3,3 A | 3,30 A |
| Vmp | 249 V | 244,5 V |

Nas medições experimentais, notou-se que quando a irradiância era levada a zero como sombreamentos artificiais, nenhum valor era medido pelo traçador solar na faixa tensão de irradiância zero e portanto não se mostrariam os efeitos de sombreamentos sobre as curvas IV e PV. Assim, usou-se um material esponjoso branco para que as células não fossem completamente sombreadas em intensidade, permitindo que as curvas apresentassem as inflexões que caracterizam os sombreamentos, com se observa na figura 6.

O modelo demonstrou uma ótima similaridade aos dados experimentais. As discrepâncias em relação as duas curvas IV devem-se a dificuldade de se medir corretamente cada string de cada módulo com uma temperatura individual. Como dito, o modelo não incorporou as resistências série dos cabos elétricos entre os módulos do arranjo e deste até o ponto de medição do traçador. Assim, já era esperado que o modelo apresenta-se uma curva com menor resistência R_s . Adicionalmente, este arranjo fica no topo de um prédio onde os ventos são constantes e tendem a reduzir a temperatura nas superfícies dos módulos. Medindo-se a temperatura da superfície dos módulos com o medidor infravermelho, obteve-se valores menores que os medidos pelos termistores. Ainda, com relação aos efeitos de temperatura, nota-se na Tab. 1 que o coeficiente β do módulo Solarex é o dobro do módulo Kyocera e portanto, ajuda a explicar parte da discrepância na curva IV do arranjo de painéis MSX120 da Solarex.

Este resultado mostrou que usar a Eq. (10) para gerar as tensões por célula para cada loop incremental de corrente e então somar as curvas individuais por irradiância por strings (de módulos ou de células) mostrou-se uma estratégia excelente para se obter os efeitos de sombreamentos de arranjos, como o fora para módulos individuais. Observa-se que nos testes realizados foram medidos e reconhecidos pelas curvas valores bastante baixos de irradiância de até $10\text{W}/\text{m}^2$ gerando valores baixíssimos de corrente, mas ainda sim identificados nas curvas de IV e PV, mas não apresentados neste trabalho.



Figura 6 - Ilustração de duas strings de um módulo coberta para sombreamento

Uma última consideração sobre todos os testes feitos diz respeito o uso de índices de erro como RMSE (*root mean square error*) ou outros similares. Neste trabalho, não se adotou estes índices e sim a comparação de cada parâmetro notável de caracterização das curvas IV e PV como presentes nas tabelas apresentadas. Isso porque, a idéia original era que a partir dos dados fornecidos em *datasheets* e adequações matemáticas se chegasse a um modelo confiável para cada um dos parâmetros comparados nas tabelas e não uma análise global de erro do modelo que por se tratar de uma média, poderiam mascarar pontos críticos deste trabalho.

3.3 Simulação temporal da potência gerada a partir de dados medidos durante a passagem de nuvens

Como forma de demonstrar como o modelo pode ser útil para se estudar a geração fotovoltaica de arranjos inteiros sob sombreamento, um série temporal medida de irradiância e temperatura é aplicada ao modelo de arranjo dos painéis MSX120. Esta série temporal compreende aproximadamente 16 minutos da passagem de uma conjunto de nuvens cumulus, sendo medida pelo pirâmetro LI200 e termistores com amostragem de 1 segundo. Os 12 módulos foram simulados em série com as nuvens se deslocando longitudinalmente a linha do arranjo em série. As nuvens foram cobrindo os módulos a $1\text{m}/\text{s}$ e portanto a série temporal de irradiância varreu os 12 módulos não com todos recebendo a mesma irradiância ao mesmo tempo, mas um valor distinto de irradiância da série por módulo da série. Ou seja, a série temporal deslizou-se sobre o arranjo.

O modelo para as curvas dos módulos foi então aplicado após as validações, aqui exemplificadas pelo teste 2. Para se traçar a dinâmica da tensão, da corrente e da potência geradas durante a passagem das nuvens foi considerada a condição de que o algoritmo de Perturbe e Observe teria cem por cento de eficiência para encontrar o ponto de máximo de cada curva e que isso foi feito instantaneamente a cada amostragem. Como resultado disto, observa-se na fig. 7 os comportamentos dinâmicos da tensões, correntes e potências em função do tempo sob fortes variações de irradiância e temperatura devidas aos sombreamentos das nuvens. Observa-se que em 200 segundos há uma variação de 800W aproximadamente, que corresponde a $66,6\%$ da capacidade nominal do arranjo, num contexto de movimentação lenta ($1\text{m}/\text{s}$) das nuvens.

Esta observação abre várias discussões sobre a capacidade dos conversores de minimizar estas variações e injetar esta potência na rede. Lembrando ainda que uma significativa parcela destes sistemas de geração serão em microgeração

residencial e urbana e portanto conectados em pontos com baixa potência de curto-circuito para resistir a estas perturbações oriundas da geração.

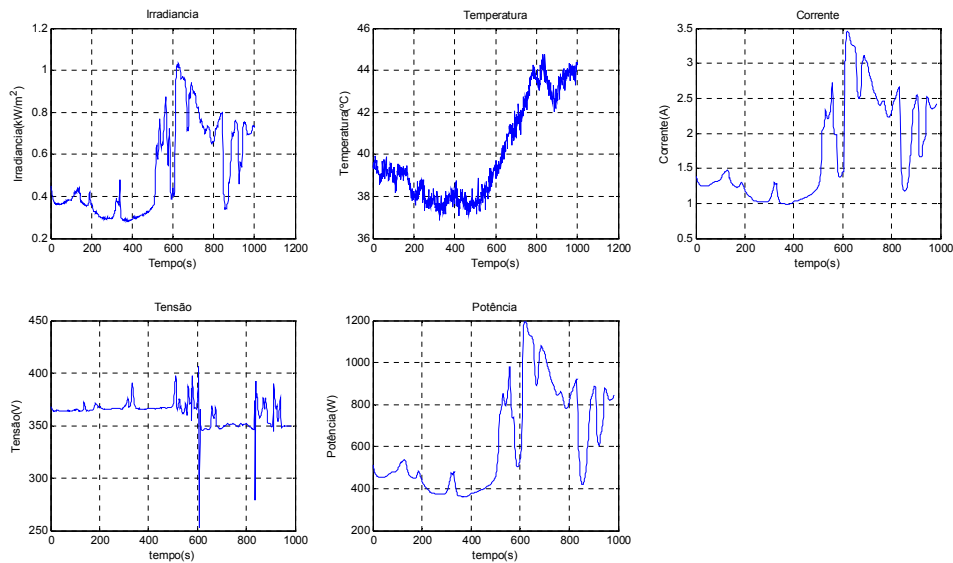


Figura 7 - Os gráficos de corrente, tensão e potência em função do tempo na banca experimental de painéis MSX120.

4. CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou uma metodologia e recomendações para a criação de modelos de painéis solares fotovoltaicos e procedimentos experimentais para sua validação. Foram apresentados resultados experimentais que mostram a severidade de um sombreamento local total ou parcial e a capacidade do modelo proposto de reproduzir estes efeitos. Compreender como os sombreamentos afetam a geração em um único painel e daí para uma multiplicidade deles, permite pesquisas mais amplas sobre a qualidade de energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos na presença de obstáculos locais e nuvens.

Recomenda-se esmerar na realização de procedimentos experimentais como os apresentados, pois pequenas variações nas medições podem fazer com que os resultados dos modelos pareçam distantes dos observados. Assim, utilizar mais de um medidor de temperatura, pirômetros na mesma posição e inclinação dos módulos e evitar ventos quando possível são cuidados notáveis. Observa-se como importante melhoria ao modelo e a instrumentação utilizada a adição de um ou mais anemômetros de superfície para medir os ventos sobre uma instalação de maior porte e incorporar paralelamente ao modelo os efeitos destes ventos sobre a distribuição de temperatura dos painéis.

Baseado no modelo matemático equivalente da célula solar exposta, este modelo simulou de forma extremamente satisfatória as mesmas condições de sombreamento e variação de temperatura sobre os painéis testados.

Evitou-se abordagens outras com uso de identificação por redes neurais ou outras que não se baseassem na física do fenômeno fotovoltaico e nas informações levantadas pelos *datasheets*. Isso porque há a intenção de evoluir o modelo para sistemas de geração de grande porte onde, então, incertezas estocásticas inerentes a estes modelos e problemas de convergência passariam a ter efeitos relevantes na confiabilidade dos resultados simulados. A abordagem determinística permite maior confiança na reaplicação do modelo de simulação em escala para se estudar o efeito conjunto de dezenas ou centenas de painéis como uma usina de geração sobre sombreamentos diversos. Os resultados obtidos com um arranjo de módulos sob sombreamentos, mostraram-se satisfatórios e motivadores para se evoluir o modelo para usinas de geração.

Com base nos resultados já alcançados, o objetivo central desta pesquisa é o desenvolvimento de um modelo computacional completo de um sistema fotovoltaico que possa simular impactos das variações de sombreamento sobre a rede básica recebendo dados reais medidos de condições atmosféricas.

Agradecimentos

Trabalho desenvolvido no âmbito da Chamada Estratégica 13 do Programa de P&D Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL. Agradecimentos à FAPEMIG e CNPq pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- EPE, 2011. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020, Empresa Brasileira de Pesquisa Energética - EPE.
- Alonso-Garcia, M.C., Ruiz, J.M, Hermann, W., 2006. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. *Renewable Energy* 31, 1986-1993.
- ANEEL, 2012. Resolução normativa nº 482, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
- Masters, Gilbert M., 2004. *Renewable and Efficient Electric Power Systems: 8 Photovoltaic Materials and Electrical Characteristics*, Wiley Interscience, Stanford University, p. 478-485.
- Sera, D. and Baghzouz, Y., 2008. On the Impact of Partial Shading on PV Output Power. WSEAS/IASME International Conference on Renewable Energy Sources.
- Sera, D., Teodorescu, R., Rodriguez. P., 2007. PV panel model based on *datasheet* values. In Proc. IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE.
- Soto, W., Klein, S., and Beckman, W., 2006. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1):78–88.
- Villalva, M., J.R. Gazoli and F.E. Ruppert, 2009. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays, IEEE Conference on Brazillian Journal of Power Electronics.
- Villalva, M., 2010. Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, Tese de Doutorado, Campinas: Unicamp, São Paulo.
- Walker, G., 2001. Evaluating MPPT converter topologies using a matlab PV model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering*, Austrália

CHARACTERIZATION AND MODELING OF PHOTOVOLTAIC PANELS AND ARRANGEMENTS UNDER SHADOWING

Abstract. *This article analyzes the effects of local shading on the power generated by photovoltaic arrays. A computational model capable to reproduce photovoltaic curve was developed and validated by a experimental facility with 1.4 kWp capacity. It is the aim of this study demonstrate how computational models could be feasible and useful for the study of phenomena the photovoltaic generation. In special interest, shading and how this can have disproportionate to the loss power generated effects. The current curves Voltage and power are shown on different settings of measured irradiance and temperature and compared to the models. The results allowed to apply this approach to a large photovoltaic plants under cloud cover and local shadowing.*

Key words: Curves, Computational models, photovoltaic panels, shadowing