

ANÁLISE COMPARATIVA DO GANHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM SEGUIDORES DE SOL E CONCENTRADOR SOLAR EM RELAÇÃO A SISTEMAS FIXOS

Érico Correia de Alcântara – ericoalcantara@gmail.com
Rafael Amaral Shayani – shayani@ene.unb.br
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira – mago@unb.br
Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. O cálculo de desempenho de um sistema fotovoltaico é um estudo complexo que envolve muitas variáveis, a maioria de natureza estocástica. Este trabalho utiliza o modelo da Sandia disponibilizado pelo PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC) para realização dos cálculos de desempenho de sistemas com diferentes inclinações, com seguidor de sol e com a utilização de concentradores de sol. O cálculo é realizado para 4 sistemas em 20 cidades diferentes, e o ganho relativo de cada sistema em relação à solução clássica (painéis de silício inclinados no ângulo da latitude) é apresentado. Conclui-se, a partir dos dados gerados, haver correlação entre os ganhos dos sistemas com seguidor e a relação da irradiação direta normal e irradiação global horizontal.

Palavras-chave: Cálculo de desempenho, Concentrador de sol, Seguidor de sol

1. INTRODUÇÃO

A Chamada de P&D Estratégica 013/2011 da ANEEL sobre Energia Solar Fotovoltaica aprovou o Projeto Jaíba Solar, visando a instalação de uma usina solar fotovoltaica de 3 megawatts (MW) no norte de Minas Gerais, com diversas tecnologias fotovoltaicas (silício monocristalino, silício policristalino (poli-Si) e com concentradores (CPV)), diversas estruturas de sustentação (fixas, com inclinação ajustável, com seguidores de Sol de 1 eixo e 2 eixos) e diversas potências de inversores. Esta usina é um projeto de pesquisa e desenvolvimento proposto por Furnas em parceria com empresas do setor elétrico com o objetivo de inserir a geração fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, e é a origem do tema deste trabalho.

O projeto inicialmente consistia na instalação de uma usina fotovoltaica (UFV) com potência de 3,05 megawatts-pico (MWp), distribuídos da seguinte maneira: 1,974 MWp de painéis de poli-Si montados em estrutura metálica fixa e ângulo de inclinação fixo (solução clássica, neste trabalho chamado de sistema 1); 470 kWp de painéis de poli-Si montados em estrutura metálica fixa, mas com ângulo de inclinação ajustável (sistema 2); 304,56 kWp de painéis de poli-Si montados em estrutura metálica móvel em 2 eixos com seguidor de sol (sistema 3); 302,4 kWp de CPV (multijunções e lentes para concentração de irradiação) montados em estrutura metálica móvel em 2 eixos com seguidor de sol (sistema 4).

O objetivo geral deste trabalho é utilizar um método para calcular o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes inclinações e tecnologias, de forma a estimar a energia convertida pelas diferentes topologias propostas na UFV Jaíba Solar. Como objetivo específico, busca-se estudar a vantagem comparativa de cada sistema em relação ao sistema fixo, com foco na instalação com CPV.

Para atingir os objetivos propostos, foi necessário utilizar um método capaz de estimar a energia convertida por um sistema fotovoltaico, aplicável a sistemas com diferentes estruturas de suporte e inclinações, além de sistemas com concentrador. O método escolhido foi o desenvolvido pela Sandia *National Laboratories*, documentado e compilado em um conjunto de ferramentas para o Matlab pelo *PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC)*.

Este trabalho é de caráter conceitual, contando com uma simulação computacional. As estimativas apresentadas deverão ser validadas em trabalhos futuros, comparando com dados reais de produção.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

A previsão de desempenho de um sistema fotovoltaico é um estudo complexo que depende de muitas variáveis. A seguir, o método proposto capaz de calcular a energia convertida por arranjos com diversas inclinações, assim como sistemas com seguidor solar em dois eixos e com concentradores solares, é apresentado. As hipóteses adotadas e os materiais utilizados para a aplicação deste método também são apresentados. O método completo é apresentado em maiores detalhes no trabalho de Alcântara (2013).

2.1 Fatores de influência no desempenho de módulos fotovoltaicos

A quantidade de energia solar que um módulo fotovoltaico é capaz de converter em energia elétrica ao longo de um ano depende não só da irradiação incidente, mas também de diversos outros fatores, como a temperatura da célula e a velocidade do vento (o vento atua na refrigeração das células). Portanto, pode-se traçar alguns fatores de influência importantes:

- Localização geográfica e posição relativa do Sol no céu;
- Intensidade das componentes direta e difusa da irradiância no local da instalação;
- Temperatura ambiente e velocidade do vento;
- Ângulo de incidência da irradiância direta normal no plano dos painéis.

Todos esses fatores devem ser levados em consideração para o cálculo da produção energética de um painel fotovoltaico. Dentre esses fatores, o de maior influência é a intensidade da irradiância. São dados de natureza estocástica que devem ser obtidos de bases de dados confiáveis.

Irradiância incidente nos painéis. A potência irradiada pelo Sol que incide em um painel fotovoltaico é uma combinação das componentes direta normal (DNI), difusa horizontal (DHI) e refletida da irradiância solar, como ilustrado na Fig. (1). Com os valores da potência incidente dos raios de Sol para um local, é possível calcular de maneira simples qual a porção da componente DNI é absorvida por um coletor. Já para as componentes difusa e refletidas, o cálculo é mais complicado. No entanto, considerando que estas duas componentes têm influência reduzida na produção de energia de um painel fotovoltaico, modelos simples podem ser adotados com resultados razoáveis (Masters, 2004).

A radiação solar que atinge uma superfície pode ser matematicamente decomposta em uma componente perpendicular e outra paralela ao plano da superfície. A parcela convertida em energia elétrica é apenas a componente perpendicular (Shayani, 2006). A intensidade da irradiância direta normal que é absorvida por um coletor solar (E_b) é uma função do ângulo de incidência θ entre uma linha normal ao plano do coletor e a direção dos raios solares, como ilustrado na Fig 2. A Eq. (1) calcula E_b (Masters, 2004).

$$E_b = DNI * \cos(\theta) \quad [W/m^2] \quad (1)$$

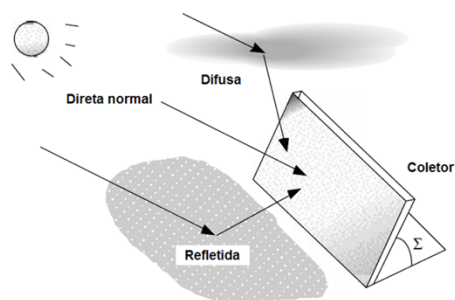


Figura 1 - Componentes da irradiância solar incidentes em uma superfície coletora.

Fonte: MASTERS, Gilbert M. Renewable and efficient electric power systems. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado).

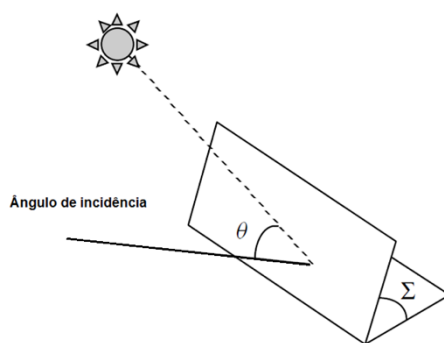


Figura 2 - Ângulo de incidência da irradiância em um coletor solar plano.

Fonte: MASTERS, Gilbert M. Renewable and efficient electric power systems. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado).

O ângulo de incidência depende da orientação do painel fotovoltaico e da posição do Sol em cada momento. A orientação do painel fotovoltaico pode ser descrita a partir do ângulo de inclinação Σ e do azimute ϕ_C . O azimute do coletor é convencionado como positivo a leste e negativo a oeste. Para o Hemisfério Sul, considera-se ϕ_C igual a zero quando apontado para o norte. Estes ângulos estão ilustrados na Fig. (3). O ângulo de incidência θ pode ser calculado pela Eq. (2) (Masters, 2004):

Para os sistemas com seguidor de sol, considera-se idealmente que o ângulo de incidência é nulo.

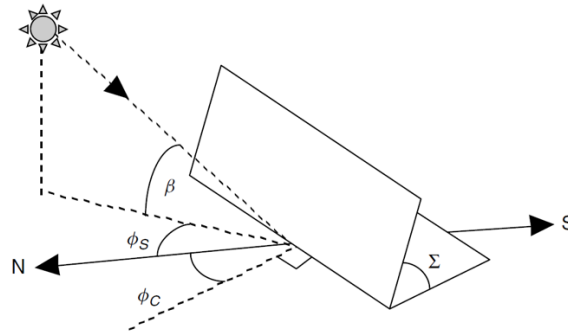


Figura 3 - Azimute do coletor solar ϕ_c e ângulo de inclinação Σ , junto com o azimute e altitude solares ϕ_s e β .
 Fonte: MASTERS, Gilbert M. Renewable and efficient electric power systems. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado).

$$\cos(\theta) = \cos(\beta) \cos(\phi_s - \phi_c) \sin(\Sigma) + \sin(\beta) \cos(\Sigma) \quad (2)$$

Estimar com precisão a porção da irradiância difusa absorvida por um coletor (E_{dif}) é uma tarefa mais complicada do que para a direta normal pela própria natureza dessa componente solar. A radiação vinda do Sol pode ser dispersada por partículas atmosféricas, pode ser refletida por nuvens ou pelo solo e novamente dispersada pela atmosfera, como ilustra a Fig. (4).

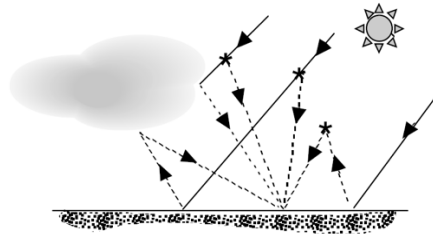


Figura 4 - Irradiância difusa dispersa por partículas, umidade e nuvens.
 Fonte: MASTERS, Gilbert M. Renewable and efficient electric power systems. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado).

Os modelos mais simples de irradiância difusa consideram que esta componente atinge uma superfície com intensidade igual vinda de todas as direções, ou seja, o céu é considerado isotrópico. Nestas condições, uma superfície horizontal recebe irradiância difusa do céu por inteiro. Se esta superfície for inclinada, a intensidade da componente difusa incidente será proporcional à parte do céu para qual a superfície está apontada, como ilustra a Fig. (5) (Masters, 2004).

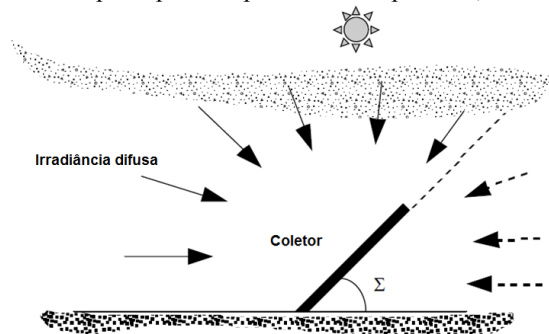


Figura 5 - Fração da irradiância difusa incidente em uma superfície coletora inclinada.
 Fonte: MASTERS, Gilbert M. Renewable and efficient electric power systems. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado).

Na prática, no entanto, o céu é mais claro nas proximidades do Sol. Para levar em consideração esta diferença, pode-se utilizar um modelo empírico, desenvolvido por David King nos laboratórios da Sandia e representado na Eq. (3). Nesta equação, o primeiro termo é o modelo isotrópico, enquanto o segundo é uma correção derivada experimentalmente que calcula a maior intensidade da irradiância difusa nas proximidades do disco solar a partir da irradiância global horizontal (GHI).

$$E_{dif} = DHI \left(\frac{1 + \cos(\Sigma)}{2} \right) + GHI \left\{ \frac{[0,12 * (90 - \beta) + 0,04] * [1 - \cos(\Sigma)]}{2} \right\} \quad [W/m^2] \quad (3)$$

A componente da irradiância solar refletida do solo é um fator de influência significativa na produção de energia elétrica em dias claros em locais com neve. No entanto, para a maioria das localidades do Brasil, esta componente tende a ser muito baixa em comparação às outras duas mencionadas (Masters, 2004). Portanto, para o problema em apreço, a componente refletida do solo será considerada desprezível.

Para calcular a irradiância total incidente em um painel fotovoltaico com inclinação fixa, soma-se o resultado das Eqs. (2) e (3).

$$E_T = E_b + E_{dif} \quad [\text{W/m}^2] \quad (4)$$

Para um sistema fotovoltaico que utiliza seguidores de Sol, o cálculo da irradiância incidente pode ser realizado considerando que o azimute do coletor é igual ao azimute solar e a inclinação é igual ao complemento da altitude solar, denominado zênite solar.

$$\phi_c = \phi_s, \Sigma = 90^\circ - \beta \quad (5)$$

Com essas duas considerações, o ângulo de incidência θ calculado a partir da Eq. (2) é anulado.

Sistemas que utilizam concentradores de Sol necessitam que os raios solares cheguem à superfície coletora perpendicularmente para que possam convergir para a célula fotovoltaica e, portanto, só utilizam a componente direta normal da irradiância solar para gerar energia elétrica, não absorvendo a componente difusa. No entanto, esta atua de forma negativa no módulo, aumentando a temperatura da célula.

Para o sistema 1, foi escolhido o ângulo de inclinação dos módulos com valor igual ao da latitude local, voltado para o equador. Isto faz com que o painel fique perpendicular aos raios do Sol nos equinócios. Esta é uma posição favorável para desempenho do sistema ao longo do ano. No entanto, se for preferível ter um desempenho melhor no verão, quando há demanda maior para uso de aparelho de ar condicionado, ou no inverno, quando cargas para aquecimento são mais utilizadas, outras posições são mais aconselháveis. De fato, para algumas localidades a inclinação que garante maior desempenho ao longo do ano nem sempre é o ângulo da latitude, mas optou-se por este por permitir fácil configuração para qualquer local.

Para o sistema 2, que possui inclinação ajustável no eixo norte-sul, no estilo cadeira de praia, uma análise semelhante à do parágrafo anterior pode ser feita. Dividindo o ano em duas partes, do equinócio de outono ao equinócio de primavera e vice-versa, inclinando os painéis de forma que fiquem apontados para as latitudes $11,75^\circ \text{ N}$ e $11,75^\circ \text{ S}$, respectivamente, garante-se que os mesmos estarão perpendiculares aos raios do Sol em dois dias desse período. Para inclinar os painéis voltados para as latitudes $\pm 11,725^\circ$, basta subtrair este ângulo da latitude de onde estão instalados. Caso o módulo da latitude local seja menor do que $11,725^\circ$, no período de primavera a outono os módulos deverão ser orientados para os polos, em vez do Equador.

2.2 Modelo matemático do painel

De posse dos dados empíricos de irradiância, dos cálculos de posição do sol e irradiância incidente nos painéis, é necessário um modelo que seja capaz de calcular a energia convertida por painéis diferentes, que utilizam diferentes tecnologias.

Um dos fatores de maior complexidade no cálculo do desempenho de sistemas fotovoltaicos é justamente a modelagem matemática do painel. É comum em estudos de projetos mais simples que a previsão da energia convertida pelo painel seja calculada considerando o rendimento do mesmo constante em relação à irradiação global horizontal local. Este método, embora forneça resultados de forma rápida para fins de tomadas de decisão, é muito simplista e desconsidera diversos fatores de influência no rendimento do sistema, como a temperatura ambiente, o ângulo de incidência da irradiância direta normal no painel e a intensidade de cada componente da irradiância solar.

Dentre os diversos modelos semelhantes presentes na literatura, para o problema em apreço utilizar-se-á o da Sandia National Laboratories. Este modelo foi escolhido por ter sido elaborado para utilizar dados horários de Sol, levando em consideração as características elétrica, térmica e óptica dos painéis fotovoltaicos. Outro motivo para a adoção deste método é a sua comprovada precisão tanto para painéis planos de silício quanto para módulos que utilizam concentrador solar (King, Boyson, Kratochvil, 2004).

O modelo da Sandia foi elaborado empiricamente ao longo de vários anos de pesquisa do laboratório e consiste em uma série de equações desenvolvidas para calcular cinco pontos característicos da curva da corrente em função da tensão (ou curva $I \times V$) de um painel fotovoltaico. Estes pontos estão ilustrados na Fig 6.

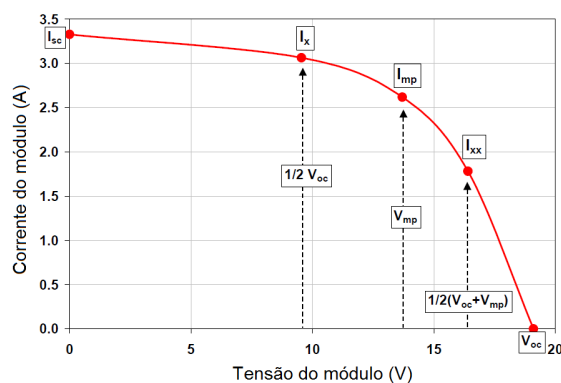


Figura 6 - Curva I x V com os cinco pontos característicos calculados pelo modelo da Sandia.

Fonte: King, D. L.; Boyson, W. E.; Kratochvil, J.A. Photovoltaic array performance model. Sandia National Laboratories. Albuquerque, New Mexico, dezembro de 2004.

Três dos pontos notáveis que o modelo em estudo calcula são a tensão de circuito aberto (V_{OC} , 0), a corrente de curto-circuito (0, I_{SC}) e o ponto de máxima potência (V_{MP} , I_{MP}). Os outros dois pontos são a corrente na metade da tensão de circuito aberto ($1/2 V_{OC}$, I_X) e a corrente na tensão que fica entre a tensão de máxima potência e a de circuito aberto ($1/2 (V_{OC} + V_{MP})$, I_{XX}). Os três primeiros pontos mencionados são comumente encontrados em *datasheets* de painéis fotovoltaicos para condições padrão de teste. No entanto, o modelo leva em consideração a produção em quaisquer condições de irradiância e temperatura.

O cálculo dos pontos descritos envolve muitos coeficientes empíricos e várias equações. O método é bem documentado e pode ser estudado no trabalho de King, Boyson e Kratochvil. A exposição completa do método, no entanto, está fora do escopo deste texto.

A partir do ponto de máxima potência desta curva, é possível obter uma estimativa razoavelmente precisa da energia gerada em corrente contínua do referido painel em um determinado período de tempo, bastando para isso ter em mãos os dados ambientais locais, como irradiância, temperatura e velocidade do vento.

Um complicador das equações apresentadas nesta seção é o grande número de coeficientes empíricos necessários para o cálculo. Embora existam métodos de teste para obtenção de todos estes coeficientes, este é um complicador quando não há possibilidade de teste em campo com os painéis a serem utilizados, ou até mesmo quando os equipamentos necessários não estão disponíveis.

Este problema é minimizado pela própria Sandia, pois o laboratório mantém um banco de dados com parâmetros de desempenho fornecidos por grandes fabricantes de painéis fotovoltaicos, e também coeficientes obtidos a partir de testes em campo. Apesar de não possuir todos os módulos existentes no mercado, há mais de 500 modelos diferentes para utilização. Desta forma, se o painel a ser utilizado no sistema fotovoltaico não constar no banco de dados, um modelo similar pode ser utilizado sem grandes prejuízos.

2.3 Hipóteses adotadas

O método apresentado para calcular a energia convertida anualmente por um sistema fotovoltaico adota as seguintes hipóteses:

I. Considera-se o céu não isotrópico e utiliza-se um modelo empírico para o cálculo da irradiância difusa incidente no painel;

II. Considera-se a influência da irradiância refletida do solo desprezível;

III. Utiliza-se um modelo térmico desenvolvido pela Sandia para o cálculo da temperatura da célula fotovoltaica;

IV. Calcula-se apenas a energia convertida em corrente contínua pelos painéis, antes de sofrer perdas na conversão para corrente alternada;

V. As perdas por sombreamento e acúmulo de poeira são consideradas constantes ao longo do ano, reduzindo em 2% o total da energia gerada;

VI. Considera-se que os inversores são providos de dispositivo de controlador de carga com *maximum power point tracker* (MPPT). Desta forma, a energia convertida pelos painéis é sempre a máxima, desconsiderando perdas por operação fora da tensão de máxima potência;

VII. Nos sistemas com seguidor de Sol, este não possui limites para o ângulo ϕC (é capaz de acompanhar o azimute solar em todas as direções), mas possui um limite para o ângulo Σ de 80° , a partir do qual, o equipamento para de acompanhar a trajetória do Sol. Caso o ângulo de altitude solar seja maior do que 10° , o seguidor de Sol acompanha a trajetória solar perfeitamente;

VIII. O consumo do dispositivo seguidor de Sol é considerado constante, no valor de 0,15 kWh/dia para um arranjo de até 7kWp ;

IX. O dispositivo seguidor de Sol não é afetado por vento intenso, não interrompendo sua movimentação por conta deste .

2.4 Dados de irradiância e clima

Para o método proposto neste trabalho, optou-se por utilizar dados climáticos disponíveis na forma de planilhas eletrônicas no formato Energy Plus (formato .epw). Este tipo de arquivo contém informações dispostas em 35 colunas, cada uma contendo 8760 valores (um para cada hora do ano). Dentre as informações importantes para o método, encontram-se dados de irradiação direta normal, global horizontal e difusa horizontal¹, temperatura ambiente, velocidade do vento a 10 metros de altura, além dos dados de latitude, longitude e altitude do local onde os dados foram medidos.

Uma série de planilhas com arquivos no formato .epw para 20 cidades brasileiras, com dados provenientes do INPE coletados no contexto do projeto SWERA, encontra-se disponível no site da Energy Plus.

2.5 Ambiente computacional

Para implementar o método apresentado, utilizou-se o Matlab da Mathworks em conjunto com o pacote de funções denominado PV_LIB Toolbox, criado pelo PVPIC e disponível gratuitamente no *website* do mesmo.

3. RESULTADOS

Os resultados obtidos da simulação são apresentados a seguir. A Tab. 1 apresenta a produção anual do sistema 1 em kWh/ano/Wp, bem como os ganhos comparativos dos sistemas 2, 3 e 4 em relação ao sistema 1. Também apresenta uma coluna com a relação DNI/GHI anual para o local.

Tabela 1 - Ganho dos sistemas 2, 3 e 4 em relação ao sistema 1.

Cidade	DNI/GHI	Sistema 1 (kWh/ano/Wp)	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4
Belém	0,6110	1,5787	2,10%	15,96%	-25,57%
Jacareacanga	0,6360	1,4818	2,37%	19,04%	-22,63%
Manaus	0,6563	1,4297	2,22%	18,82%	-22,07%
Porto Velho	0,6751	1,5421	2,43%	18,69%	-18,91%
Boa Vista	0,6839	1,6016	2,14%	18,34%	-17,53%
São Paulo	0,7597	1,5249	3,06%	20,68%	-12,89%
Guararapes	0,7677	1,6361	2,69%	22,92%	-5,49%
Cuiabá	0,7901	1,6666	3,09%	23,13%	-6,73%
Fortaleza	0,7930	1,6552	3,03%	28,40%	-1,59%
Curitiba	0,8043	1,3672	3,31%	23,73%	-9,55%
Santa Maria	0,8621	1,4763	3,20%	25,81%	-4,27%
Florianópolis	0,8649	1,5077	3,38%	24,66%	-3,20%
Salvador	0,8721	1,5869	3,15%	28,65%	4,39%
Rio de Janeiro	0,8726	1,6279	3,40%	25,83%	1,04%
Petrolina	0,8833	1,7188	3,21%	29,37%	6,73%
Brasília	0,8851	1,7312	3,40%	25,27%	2,33%
Porto Nacional	0,8994	1,7398	3,48%	25,58%	6,92%
Campo Grande	0,9260	1,7237	3,49%	26,26%	5,11%
Belo Horizonte	0,9688	1,732	3,76%	28,67%	8,46%
Bom Jesus da Lapa	1,0258	1,8608	3,78%	29,68%	19,05%
Média	0,8119	1,6095	3,03%	23,97%	-4,82%

Observa-se que o sistema 2 apresenta ganho médio de 3,03% em relação ao sistema 1 para as cidades analisadas. Este é um benefício relativamente pequeno, e sua vantagem competitiva em relação ao sistema 1 dependeria do custo extra (caso haja), considerando que será necessário que uma pessoa altere a inclinação do sistema manualmente duas vezes ao ano. No entanto, o ganho na produção anual, se for considerado a vida útil prolongada do sistema, é interessante do ponto de vista de uma usina fotovoltaica.

Observa-se que o sistema 3 apresenta uma média de 23,97% no aumento da produção em relação ao sistema com inclinação fixa. Este é de fato um aumento significativo. Embora o ganho apresentado por utilizar dispositivo seguidor de Sol seja considerável, há de se avaliar se o uso deste sistema é realmente uma boa escolha, considerando custos extras com equipamentos e levando em consideração que o mesmo recurso poderia ser utilizado para adquirir mais painéis para o sistema 1. Quando da realização desta pesquisa, foi avaliado que seria mais vantajoso instalar, com o mesmo recurso financeiro inicial, o máximo possível do sistema 1.

¹ Os dados utilizados apresentam medidas de irradiância obtidas a partir de um modelo que leva em consideração parâmetros atmosféricos que afetariam as componentes direta e difusa, como gases e aerossóis, como pode ser visto no artigo de Pereira *et al* (2005).

De volta à Tab. 1, observa-se que a geração anual média do sistema 4 é 4,82% menor do que a do sistema 1. No entanto, observando individualmente a geração de cada cidade, percebe-se a grande variação deste comportamento. O sistema 4 gerou 25,57% menos que o sistema 1, em Belém. Já em Bom Jesus da Lapa, o ganho de produção foi de 19,05%. Esta grande diferença é consequência do fato de a tecnologia CPV não converter a componente DHI em energia elétrica.

É possível observar uma aparente correlação entre o ganho dos sistemas com seguidor de sol e a relação da irradiação direta normal anual com a irradiação global horizontal para o local. Na Fig. (7) observa-se o ganho dos sistemas 3 e 4 em relação ao sistema 1, tal como já apresentado na Tab. 1, em função da relação DNI/GHI.

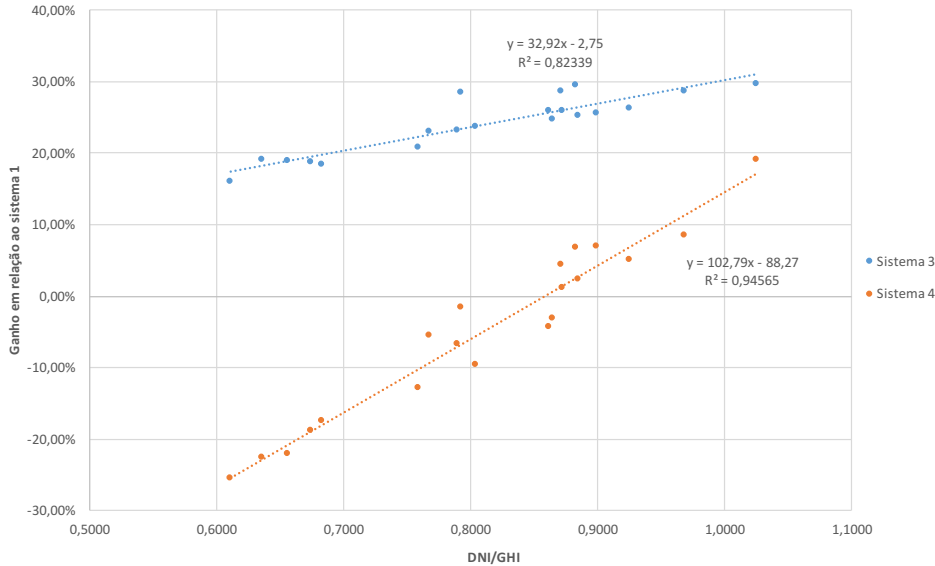


Figura 7 - Ganho dos sistemas 3 e 4 em relação ao sistema 1 em função da relação DNI/GHI.

Observa-se que, quando a relação DNI/GHI é maior do que 0,87, o sistema 4 produz mais energia que o sistema 1, embora só apresente ganhos realmente expressivos quando a relação é maior do que 1. Esta relação pode ser obtida diretamente em atlas solares, para definir locais adequados para o uso de CPV, ou seja, caso a irradiação direta normal anual seja maior do que a global horizontal, o sistema 4 pode ser empregado com ganhos significativos.

Foram obtidas, por meio de regressão, relações lineares entre o ganho dos sistemas 3 e 4 e a relação DNI/GHI anual. As Eqs. (6) e (7) permitem calcular, com uma correlação significativa ($R^2=0,82339$ e $R^2=0,94565$, respectivamente), o ganho que os sistemas com seguidor apresentariam em relação ao sistema 1 se instalado em determinada localidade, bastando para isso ter em mãos um atlas solarimétrico.

$$\text{Ganho} = 32,92 \frac{\text{DNI}}{\text{GHI}} - 2,75 \quad [\%] \quad (6)$$

$$\text{Ganho} = 102,79 \frac{\text{DNI}}{\text{GHI}} - 88,27 \quad [\%] \quad (7)$$

É importante notar que as Eqs. (6) e (7) são válidas somente para os módulos específicos utilizados na simulação, o SunPower SPR-230-WHT (módulo plano de silício) e o SolFocus SF-1100S-CPV-28 330W (CPV com concentração solar de 650 vezes).

A Eq. (7) é útil por comprovar que a instalação de um sistema CPV só é vantajosa de fato em regiões com alta incidência de irradiação direta normal, com relação DNI/GHI maior do que 1, como regiões áridas. De todas 20 cidades analisadas, apenas Bom Jesus da Lapa apresentou esta condição. Isto indica que, para a maioria dos locais, o sistema fixo seria uma escolha mais adequada.

4. CONCLUSÕES

É possível notar que o sistema 3 foi mais vantajoso do que o sistema 4 em todas as localidades. A Eq. (6) é importante para prever quanto de ganho pode-se esperar do sistema 3 em relação ao sistema 1 para determinada localidade, para fins de tomadas de decisão para projetos. Como este ganho é relacionado à relação DNI/GHI, observa-se que em locais com alta pluviosidade ou tempo predominantemente nublado, a vantagem obtida pela utilização do sistema 3 é menor do que em locais áridos com poucas nuvens. Isto é de se esperar, pois a real vantagem do sistema 3 é um maior aproveitamento da irradiação direta. Quando o dia está nublado, esta componente tende a ser muito baixa, de forma que os painéis utilizam basicamente a irradiação difusa. Assim, é possível concluir que os melhores locais para utilização do sistema 3, com ganhos mais acentuados, são os mesmos locais que o sistema 4, isto é, regiões áridas com pouca pluviosidade.

Pela tendência de crescimento das Eqs. (6) e (7), é de se esperar que o sistema 4 passe a ser mais vantajoso que o sistema 3 a partir de um determinado valor da relação DNI/GHI. Este valor é de 1,224, aproximadamente. Este valor é muito alto, mesmo para regiões desérticas, demonstrando a superioridade do sistema 3 para qualquer localidade prática.

A grande vantagem na utilização de CPV é o suposto custo inferior de espelhos e lentes em relação à célula fotovoltaica. No entanto, isto não é observado na prática. O preço de aquisição de painéis fotovoltaicos caiu drasticamente nos últimos anos, enquanto o preço dos componentes para construção de concentradores não apresentou grandes mudanças. Outro problema que afeta o custo de CPV é a dificuldade em atingir grande escala de mercado, por conta das restrições de local para adequada utilização. É necessário avaliar financeiramente se há vantagem na utilização do sistema 4 em relação aos sistemas 1 e 3. Quando esta simulação foi realizada, foi avaliado que, com o mesmo recurso inicial, o sistema 1 era mais vantajoso.

Como mencionado na introdução, por se tratar de um trabalho conceitual, os resultados obtidos deverão ser validados futuramente, a partir da comparação com dados reais de desempenho de sistemas similares.

REFERÊNCIAS

- Alcântara, E. C. (2013). Ferramenta para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes estruturas de inclinação e tecnologias – uma análise comparativa do ganho proveniente da utilização de seguidor de Sol e concentrador solar. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 120p.
- Masters, G. M. Renewable and efficient electric power systems. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p.
- King, D. L.; Boyson, W. E.; Kratochvil, J. A. Photovoltaic array performance model. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, EUA, 2004.
- Martins, F. R.; Pereira, E. B.; Abreu, S. L. Validation of DNI estimations in Brazil using Brazil-SR model. Solar World Congress 2005. Disponível em http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/eventos/ISES2005_FRMartins_EBPereira_SLAbreu.pdf

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE GAIN OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH SUN TRACKER AND CONCENTRATED PHOTOVOLTAICS IN RELATION TO SYSTEMS WITH FIXED INCLINATION

Abstract. *The performance calculation of a photovoltaic system is a complex study that involves many variables, most of them stochastic. This work uses the Sandia model as presented by the PV Performance Modeling Collaborative (PVP/MC) to calculate the performance of systems with different inclinations, with sun tracker and with concentrated photovoltaics (CPV) technology. The simulation is done for 4 system topologies in 20 different cities, and the relative gain of each system in relation to the classic solution (silicon panels inclined in the latitude angle) is presented. From the data generated, it's concluded to exist correlation between gains of the systems utilizing sun tracker and the ratio of direct normal irradiation and global horizontal irradiation.*

Key words: *Performance calculation, Concentrated Photovoltaics (CPV), Solar tracker*