

POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM CONCENTRAÇÃO NO BRASIL

Trajano de Souza Viana – trajano@labeec.ufsc.br

Ricardo Rütther – ruther@mbox1.ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Fernando Ramos Martins – fernando.martins@cptec.inpe.br

Enio Bueno Pereira – enio.pereira@cptec.inpe.br

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos

3.5 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Resumo. Com a diminuição dos custos dos sistemas fotovoltaicos, sem concentrador e com concentrador, a geração de energia fotovoltaica em muitas regiões ensolaradas no Brasil acabará por se tornar competitiva com a geração convencional centralizada. O conhecimento detalhado do recurso da radiação solar local é um item crítico para a escolha da tecnologia mais adequada para a geração de eletricidade solar em larga escala. Ao avaliar e comparar o potencial de geração de energia de sistemas fotovoltaicos sem concentrador (SFV) versus sistemas com concentrador (SFVC), verifica-se que, em locais com altos níveis de radiação direta normal, a geração de eletricidade pode apresentar custos competitivos com a utilização de SFVC. Em países com grandes extensões territoriais, como o Brasil, onde os custos de transmissão e de infra-estrutura de distribuição e as perdas típicas da geração centralizada devem ser levados em conta, a natureza distribuída da radiação solar deve ser encarada como um bem valioso. Este trabalho tem como objetivo avaliar o potencial de geração de energia elétrica com SFVC no Brasil. A metodologia utilizada envolveu a análise de dados de irradiação direta normal, global e inclinada com resolução espacial de 10 km x 10 km, resultantes do projeto SWERA, e a estimativa do potencial de geração de SFVC, com base no desempenho de sistemas operando em outros locais. Os dados de irradiação foram analisados para identificar as regiões nas quais os SFVC podem apresentar vantagem, em termos de geração anual, sobre os SFV. Os resultados mostram uma fração considerável do território brasileiro onde o recurso de irradiação direta normal é até 20% superior ao de irradiação inclinada e compreende regiões com o maior desenvolvimento industrial do país, nas quais a instalação de SFVC conectados à rede pode ser uma boa escolha de tecnologia para geração de energia solar no futuro próximo.

Palavras-chave: Energia Solar, Irradiação Direta Normal, Sistema Fotovoltaico com Concentrador (SFVC), Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

1. INTRODUÇÃO

A geração solar fotovoltaica conectada à rede tem apresentado considerável redução de custos, ano após ano, principalmente devido ao grande aumento de produção resultante dos efeitos de programas de incentivo promovidos por vários países desenvolvidos, dentre os quais se destaca a Alemanha com o modelo de tarifa-prêmio. Existe a expectativa de que, em muitos desses países, ainda nesta década, a energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos terá custo competitivo com outras formas tradicionais de geração e a escolha da tecnologia fotovoltaica mais adequada, dentre as diversas disponíveis, é um dos principais pontos a ser considerado para definição do investimento. Os sistemas fotovoltaicos com concentrador, especialmente os de alto fator de concentração, apresentam diversas vantagens quando instalados em locais com altos níveis de irradiação direta normal.

Os sistemas fotovoltaicos com concentrador (SFVC) são estudados desde 1980, mas apenas nos últimos anos passaram da fase de protótipos para a produção industrial e instalação em larga escala (Lerchenmüller *et al.*, 2006), (Lerchenmüller *et al.*, 2007), (Perpiñan, 2008), (Bett *et al.*, 2009). Atualmente cerca de 80% do mercado fotovoltaico mundial é constituído por sistemas que utilizam módulos planos de silício cristalino, sem concentração (SFV).

Os SFVC representam pequena fatia nesse mercado mundial, mas apresentam a vantagem, quando comparados aos SFV, da substituição de células fotovoltaicas de grande área e custo elevado, por lentes e espelhos de custo mais baixo, capazes de concentrar a radiação solar sobre células de pequena área e alta eficiência. Como consequência, espera-se que os SFVC, se produzidos em larga escala, apresentem custos de instalação menores do que os SFV (Luther *et al.*, 2006). Resultados da operação do sistema FLATCON desenvolvido pela empresa CONCENTRIX, apresentados por Lerchenmüller *et al.* (2006), mostram que com custo de instalação de €2,5/W_N esta tecnologia pode competir com vantagem com os SFV em locais com nível de irradiação direta normal maior do que 1.400 kWh/m²/ano. Além desse fato, em plantas de grande potência instalada (da ordem de dezenas de MW_N), a área de terreno efetivamente ocupada pelos SFVC é bem menor do que a utilizada pelos SFV, existindo assim a possibilidade de utilizar-se a área de terreno em torno do SFVC para fins de agricultura ou pastagem, o que não é possível em instalações com SFV que cobrem praticamente toda a superfície do terreno.

A avaliação do potencial de geração dos SFVC é mais crítica do que dos SFV pois requer o conhecimento detalhado do recurso solar no local considerado. Devido ao alto fator de concentração empregado nos SFVC a resolução temporal bem como as incertezas nos dados de radiação desempenham papel bastante complexo, como demonstrado por Perpiñan *et al.* (2008); Burger e Rüther (2006); Vijayakumar *et al.* (2005); Boland e Dik (2001); Gansler *et al.* (1995); Aguiar e Collares-Pereira (1992); Skartveit e Olseth (1992); Suehrcke e McCormick (1988) e Collares-Pereira e Rabl (1979).

Para a análise de desempenho de SFV (com módulos planos fixos, sem concentrador) são necessários dados de radiação global horizontal os quais normalmente estão disponíveis e apresentam qualidade e resolução temporal aceitáveis. No entanto, para trabalhar com SFVC são necessários dados radiação direta normal de alta qualidade, os quais não são facilmente disponíveis devido ao custo e à complexidade dos instrumentos e procedimentos envolvidos na coleta e tratamento desses dados.

O Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, PNUMA (*United Nations Environment Programme*, UNEP) e o Fundo Global para o Meio Ambiente (*Global Environmental Facility*, GEF) financiaram um programa científico, denominado projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), com o objetivo fundamental de elaborar uma base de dados, confiável e de alta qualidade, dos recursos de energia solar e eólica (Martins, 2008), para possibilitar a inclusão de energias renováveis na matriz energética de países em desenvolvimento.

O projeto SWERA coletou informações de alta qualidade sobre os recursos solar e eólico, compilados na forma de sistemas de informações geográficas (GIS, do inglês, *Geographic Information System*), para países em desenvolvimento de três grandes grupos regionais: África, América Latina e Ásia. Os dados disponíveis visam auxiliar principalmente os órgãos governamentais e investidores privados, envolvidos no desenvolvimento dos mercados de energia nos países dessas regiões, na avaliação do potencial técnico, econômico e ambiental de investimentos em tecnologias de energias renováveis e sustentáveis. Informações mais detalhadas sobre os objetivos, principais resultados e produtos do projeto SWERA, para o Brasil e outros países, podem ser obtidas em <http://swera.unep.net/>.

Neste trabalho é apresentada uma avaliação do potencial da geração fotovoltaica com concentração no Brasil, utilizando o extenso banco de dados de irradiação direta normal, com resolução espacial de 10 km x 10 km, resultante do projeto SWERA. Os dados de irradiação direta normal foram comparados, para todo o país, com os dados de irradiação global horizontal e inclinada (para ângulos de inclinação iguais à latitude local). A partir dessa comparação foi elaborado um conjunto de mapas para compor um atlas que evidencia o potencial dos SFVC, em base mensal e anual, para o Brasil. Considerando as características elétricas básicas de SFVC e o desempenho descrito na literatura, verificado em condições reais de operação, foi elaborado um conjunto de mapas de desempenho que pode ser utilizado para estimar a energia produzida por SFVC em qualquer local do território brasileiro.

2. IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL E O PROJETO SWERA NO BRASIL

O Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE), coordenou as atividades do projeto SWERA no Brasil, realizadas juntamente com o Laboratório de Energia Solar da Universidade de Santa Catarina (LABSOLAR/UFSC); o Centro Brasileiro de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco (CBEE/UFPE); o Centro de Pesquisas em Eletricidade (CEPEL); a Universidade Estadual de Nova York (*State University of New York*, SUNY) e o Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL).

Os bancos de dados dos recursos de energia solar e eólica para o Brasil foram compilados juntamente com uma variedade de informações geográficas e sócio-econômicas, sendo disponíveis informações sobre distribuição de população; renda per capita; rodovias; ferrovias; rios; linhas de transmissão e distribuição; localização de indústrias áreas de proteção ambiental; usinas elétricas e outras. Todos os dados estão geograficamente referenciados em formato GIS e podem ser utilizados para identificar áreas potencialmente adequadas para projetos de energia solar e eólica. Os bancos de dados GIS tem como objetivo prover informações a órgãos governamentais para elaboração de políticas e investidores privados para tomada de decisão de investimentos.

Os dados de irradiação solar fornecidos pelo projeto SWERA foram obtidos por meio do modelo físico BRASIL-SR, desenvolvido pelo CPTEC/INPE e LABSOLAR/UFSC (Pereira *et al.*, 2000), com base no modelo de transferência radiativa descrito por Stuhlmann *et al.* (1990). O modelo BRASIL-SR utiliza dados de cobertura de nuvens, obtidos de imagens fornecidas por satélite geoestacionário (GOES), combinados com dados climatológicos para parametrizar o processo radiativo na atmosfera e estimar a radiação solar na superfície (Pereira *et al.*, 2006).

O procedimento para estimar a radiação solar é dividido em três etapas:

- coleta de dados de satélite e climatológicos;
- resolução numérica da equação de transferência radiativa, para as condições de céu limpo e céu nublado, utilizando a abordagem de “dois fluxos” e
- cálculo das componentes de radiação solar (difusa, global e direta normal) para qualquer condição do céu.

A Fig. 1 mostra uma versão simplificada do fluxograma do processo executado pelo modelo BRASIL-SR.

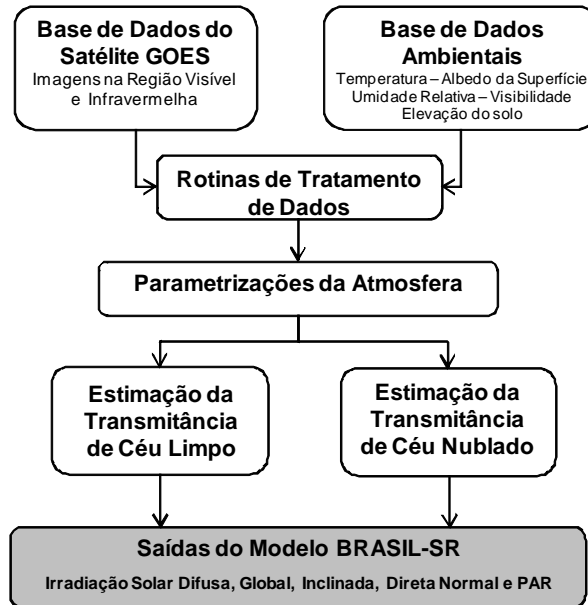


Figura 1- Fluxograma simplificado do modelo BRASIL-SR utilizado para estimar a irradiação solar na superfície.

O banco de dados da primeira etapa compreende seis variáveis: cobertura efetiva de nuvens; temperatura do ar na superfície; albedo da superfície; umidade relativa; visibilidade e elevação do solo. Na segunda etapa, os processos radiativos são modelados dividindo a atmosfera em 30 camadas e a faixa espectral da radiação solar, de 0 a 4 μ m, em 135 intervalos. A espessura de cada camada da atmosfera, assim como os perfis verticais de temperatura e de concentração de gases, é estabelecida para atmosfera padrão em função da temperatura do ar na superfície. O modelo emprega o perfil continental de aerossóis atmosféricos para altitudes de 0 a 50 km, corrigido para os primeiros 5 km com valores de visibilidade climatológica (Pereira *et al.*, 2006).

A radiação global horizontal na superfície, sob qualquer condição do céu, é obtida por meio da relação linear existente entre o fluxo de radiação solar na superfície e as condições de céu limpo e de céu nublado. O índice de cobertura de nuvens é o fator de ponderação entre essas duas condições extremas e é determinante para a obtenção de valores mais precisos de radiação solar estimada.

A irradiação direta normal é estimada assumindo que a absorção da radiação solar pelas nuvens não é significativa e que a contribuição do espalhamento da radiação solar causado pelas nuvens pode ser adicionada à transmitância atmosférica em condições de céu claro. A irradiação inclinada, incidente em superfície inclinada com ângulo igual à latitude local, foi obtida utilizando a metodologia desenvolvida por Perez *et al.* (1987).

Os níveis de confiabilidade das estimativas de irradiação solar foram verificados em duas etapas:

- intercomparação entre os modelos de transferência radiativa adotados pelo projeto SWERA para mapear o potencial solar nos vários países participantes do projeto e
- comparação dos valores estimados com valores medidos na superfície.

Os resultados obtidos na primeira etapa demonstraram que o modelo BRASIL-SR apresenta desempenho similar ao de qualquer um dos modelos de transferência radiativa adotados no projeto SWERA (Beyer *et al.*, 2004). Na segunda etapa as estimativas fornecidas pelo modelo foram comparadas com valores medidos, obtidos de diversas estações terrestres espalhadas pelo território brasileiro.

O modelo BRASIL-SR apresentou desempenho similar em todas as regiões geográficas do país, com ligeira superestimação da irradiação (em média igual a 6%), e o erro médio quadrático foi em torno de 13% para todo o território (Martins *et al.*, 2008). Os maiores desvios foram observados na região amazônica que apresenta o mais alto nível de precipitação durante o ano e onde a manutenção de estações terrestres é muito complexa, o que reduz a confiabilidade dos dados obtidos naquela região. Os dados compilados, com resolução espacial de 10 km x 10 km e baseados em um período de 10 anos (1995-2005), foram transformados em mapas de irradiação, que são apresentados e discutidos neste trabalho.

Descrição mais detalhada do modelo BRASIL-SR pode ser encontrada em Martins *et al.*, (2008).

3. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA COM CONCENTRAÇÃO E IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL NO CONTEXTO DA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO BRASIL

Um SFVC típico é composto de elementos ópticos para concentração (lentes ou espelhos); células solares de pequena área (da ordem de mm^2) e alta eficiência; um sistema de resfriamento, ativo ou passivo, para manter as células em uma temperatura apropriada; um dispositivo mecânico denominado seguidor do Sol, destinado a manter as células sempre normais ao feixe de radiação direta, e um inversor CC-CA, que converte a tensão contínua (CC) do gerador fotovoltaico para tensão alternada (CA) e ser injetada na rede elétrica.

Com o desenvolvimento de células de alta eficiência, de silício ou de compostos com elementos dos grupos III-V (células multijunção), tem-se nos últimos anos um interesse renovado com relação aos SFVC (Luther *et al.*, 2006). Atualmente existem mais de 25 empresas no mundo produzindo SFVC com fator de concentração maior do que 200 X (Hering, 2008) e é esperado que o aumento do volume de produção reduza os custos a um nível competitivo com os SFV.

A utilização de concentração em sistemas fotovoltaicos apresenta um ponto crítico que é a precisão do seguidor do Sol. Os módulos de um SFVC fornecem a máxima potência quando a irradiância é perpendicular à sua superfície e qualquer desvio entre o eixo principal do sistema óptico e a radiação solar, faz com que o ponto focal desloque-se do centro da célula, ocasionando perda de potência. Lerchenmüller *et al.* (2007) mediram perda de potência de 5% e 10% respectivamente para desvios de $0,37^\circ$ e $0,47^\circ$.

A Fig. 2 mostra o mapa do total anual de irradiação direta normal, em $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$. Observa-se uma considerável parte do território, cerca de 25% da área total do país, que se espalha do nordeste (latitude de 3°S) até o sul (latitude de 33°S) apresenta níveis de irradiação direta normal acima de $2.000 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$ e inclui as áreas mais industrializadas. A homogeneidade dos níveis da radiação direta ao longo dessa extensa área também é digna de nota, especialmente se forem consideradas as marcantes diferenças climáticas existentes do nordeste até o sul do Brasil.

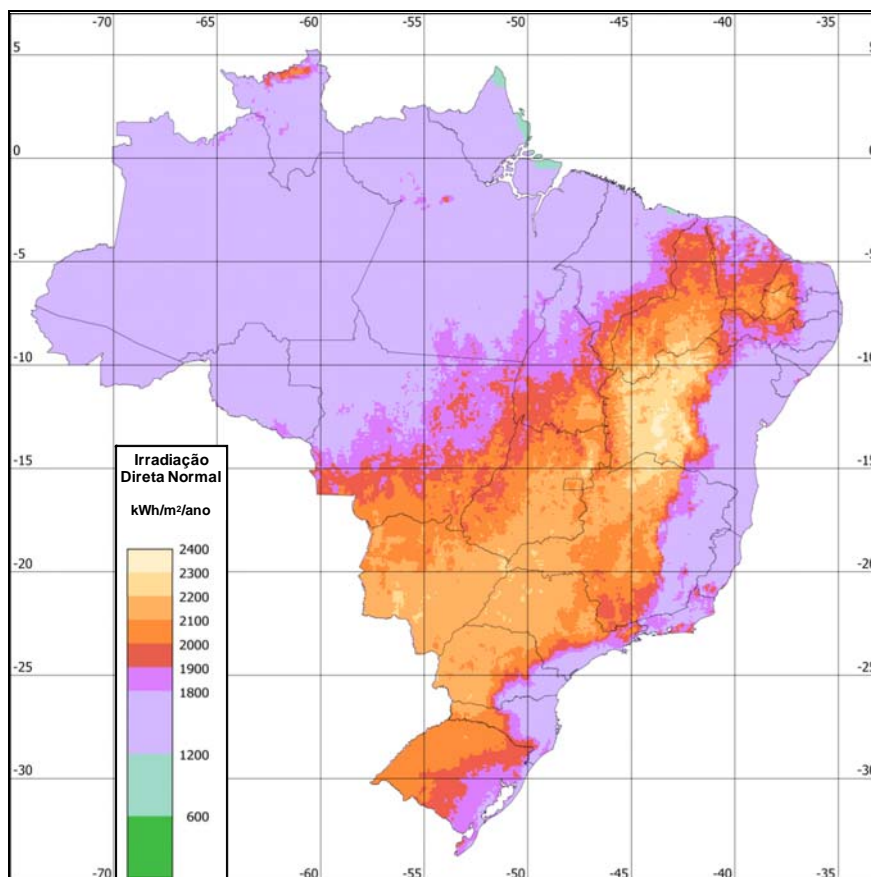


Figura 2 - Mapa do total anual de irradiação direta normal, em $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$.

A avaliação do potencial de geração elétrica utilizando SFVC deve ser realizada não apenas com base nos níveis de irradiação direta normal, mostrados na Fig. 2, mas também por meio da comparação com os níveis de irradiação global horizontal e inclinada, apresentados nos mapas das Figs. 3 e 4.

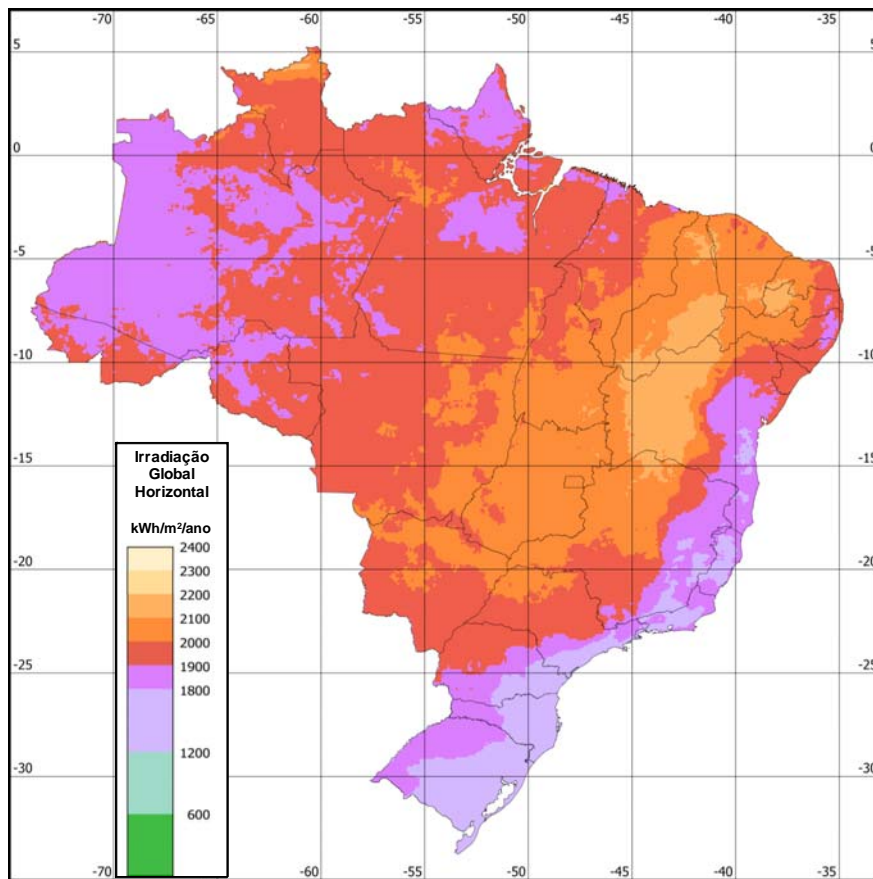


Figura 3 - Mapa do total anual de irradiação global horizontal, em kWh/m²/ano.

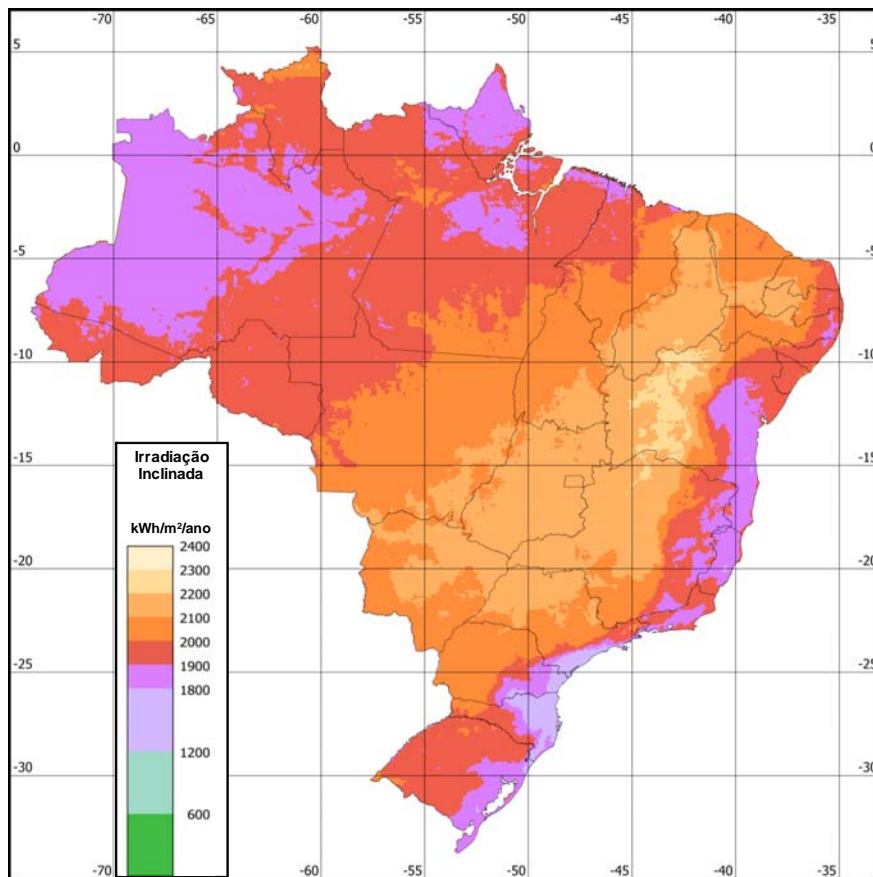


Figura 4 - Mapa do total anual de irradiação inclinada (inclinação igual à latitude local), em kWh/m²/ano.

Para a avaliação do potencial de geração de SFVC em comparação com SFV, os bancos de dados foram analisados para identificar de píxeis (cada píxel correspondente a área de 10 km x 10 km) para os quais os níveis de irradiação direta normal são iguais ou maiores do que os níveis de irradiação global e inclinada. O número total de píxeis que satisfazem a essas condições chegam a cerca de 25% do território brasileiro, correspondendo a uma área de aproximada de 2,3 milhões de quilômetros quadrados. A Fig. 5 apresenta o histograma com a distribuição de área (quantidade de píxeis de 10 km x 10 km) para as quais a irradiação direta normal é igual ou maior do que as outras duas componentes da radiação solar. O eixo horizontal mostra, em faixas de percentual, quanto a irradiação direta normal é igual (0%) ou maior do que a global (barras escuras) e inclinada (barras claras).

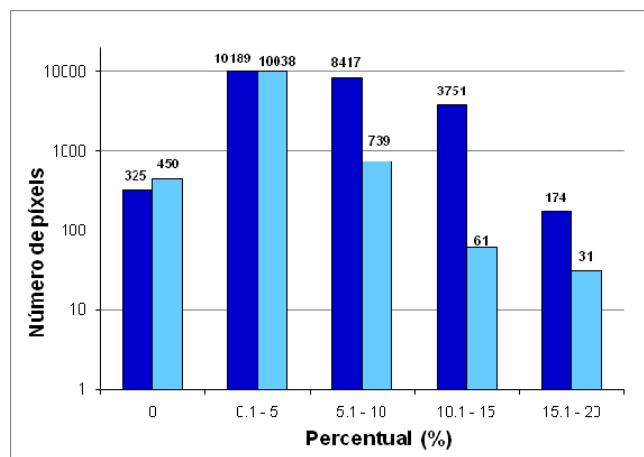


Figura 5 - Histograma com a distribuição de píxeis (área de 10 km x 10 km) para os quais a irradiação direta normal é igual ou maior do que global horizontal (barras escuras, à esquerda) e inclinada (barras claras, à direita).

A informação contida na Fig. 5 levou a uma nova interpretação da base de dados, que resultou em uma nova versão de mapas destinados a evidenciar as regiões do país nas quais a irradiação direta normal é igual ou maior do que global horizontal e inclinada. Os mapas que evidenciam essas relações, em forma percentual, são apresentados respectivamente nas Figs. 6 e 7.

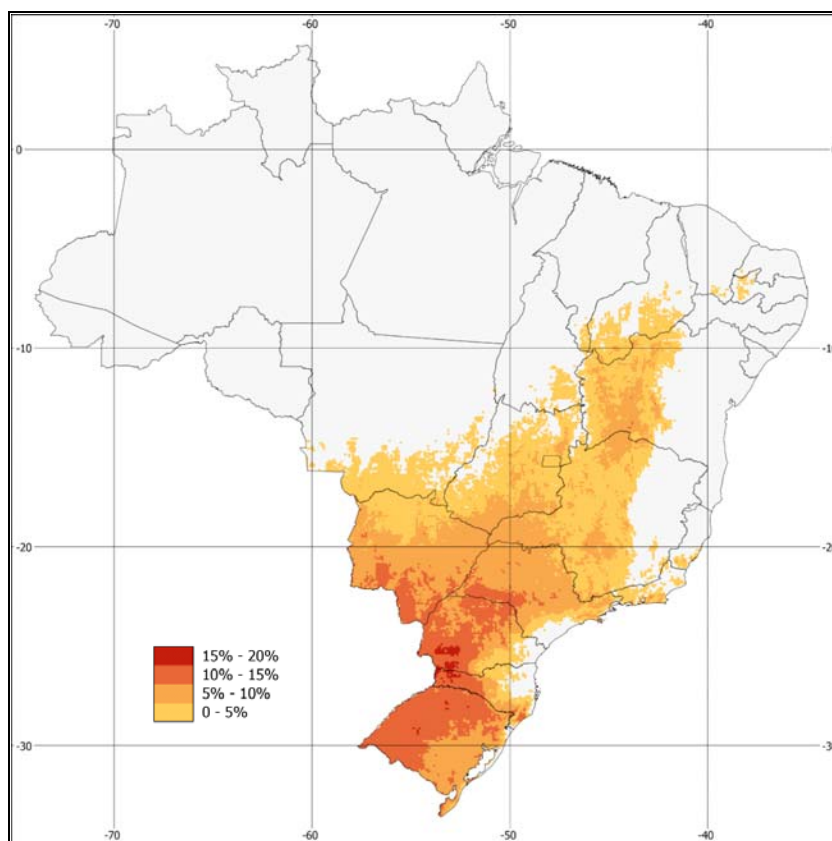


Figura 6 – Mapa que evidenciam as áreas nas quais a irradiação direta normal é igual ou maior do que a global horizontal (em %).

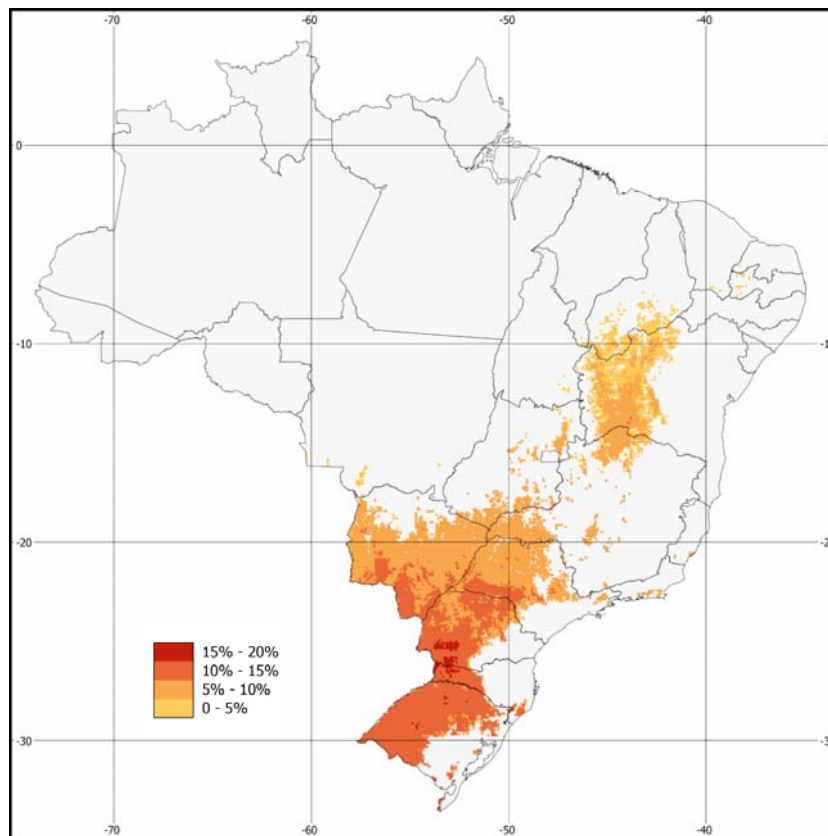


Figura 7 – Mapa que evidencia as áreas nas quais a irradiação direta normal é igual ou maior do que a inclinada (em %).

Os valores percentuais apresentados nos mapas das Figs. 6 e 7 revelam um fato inesperado e relevante: na região sudoeste do Brasil o potencial de geração para SFVC é consideravelmente maior do que o esperado e os SFVC podem competir com os SFV começando com uma vantagem de 10% a 20%, em termos de recurso solar disponível. Além disso, esta região situa a Usina Hidrelétrica de Itaipu (com 14 GW de capacidade instalada e 80 a 95 TWh de produção anual), que é a maior usina hidrelétrica do mundo em termos de energia gerada anualmente e a segunda em termos de capacidade instalada, posição ocupada após a construção da Usina de Três Gargantas na China (com 18,2 GW de capacidade instalada e 80 TWh de produção anual). Este aspecto é bastante relevante para a análise da natureza complementar entre a sazonalidade da radiação solar e os ciclos hidrológicos.

A Usina de Itaipu é responsável pela geração de mais de 20% de toda a energia elétrica consumida no Brasil e, apesar de ser operada como usina a fio d'água, está sujeita a restrições de água devido a diversos reservatórios existentes rio acima. A natureza modular das plantas fotovoltaicas com SFVC faz com que esta tecnologia seja a candidata ideal para instalação na área adjacente à Usina de Itaipu e, neste contexto, pode ser considerada uma fonte de energia complementar na região uma vez que os padrões das disponibilidades, hidrológica e solar, são complementares. Um aspecto adicional e particular a ser considerado é a possibilidade de uma usina solar com SFVC compartilhar a linha de transmissão de corrente contínua (500 kV_{CC}) que foi especialmente construída para levar a hidroeletricidade, produzida na região de fronteira sudoeste com Argentina e Paraguai, até a área metropolitana de São Paulo, situada cerca de 900 km para leste. Quando comparados com os resultados das Figs. 2, 3 e 4, os resultados apresentados nas Figs. 6 e 7 são bastante reveladores e ampliam o interesse técnico e econômico nos SFVC ao mostrar que a aplicação desses sistemas se estende das áreas do nordeste, de baixa densidade populacional, para as áreas de maior demanda energética situadas no sul do país. Esses resultados são, portanto, não apenas de importância científica e tecnológica, mas possuem também relevância econômica, especialmente no momento em que a geração fotovoltaica finalmente começa a atrair mais atenção no hemisfério sul e os seus custos diminuem.

4. POTENCIAL DE GERAÇÃO DE SFVC NO BRASIL

A Fig. 8 mostra o mapa do potencial de geração fotovoltaica, em kWh, de acordo com a potência instalada de SFVC, em kW_N . As faixas de valores do total anual de geração estimada, em $\text{kWh}/\text{kW}_N/\text{ano}$, são baseadas em uma metodologia que leva em conta os níveis de desempenho de SFVC, operando em países como a Espanha (Lerchenmüller *et al.*, 2005), (Lerchenmüller *et al.*, 2007), (Perpiñan *et al.*, 2008), (Viana, 2010). Esse mapa é uma amostra do Atlas de geração estimada com SFVC, preparado para o Brasil, que possui também um conjunto de 12 mapas mensais (Viana, 2010) com a estimativa da média mensal de geração diária ($\text{kWh}/\text{kW}_N/\text{dia}$).

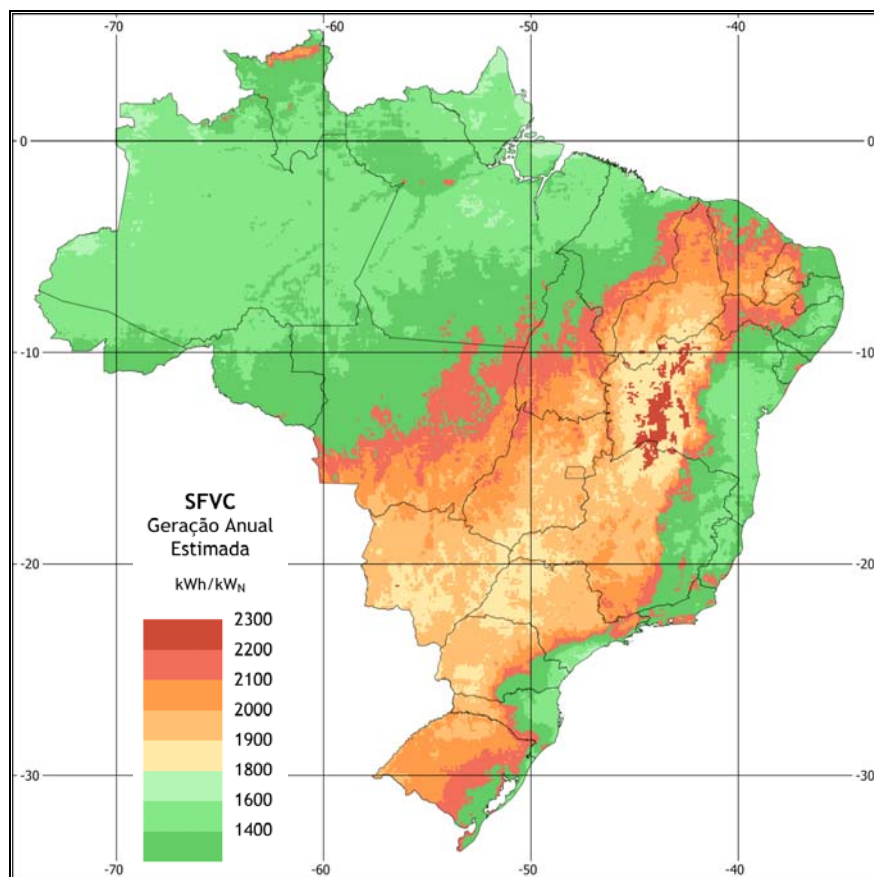


Figura 8 - Mapa de geração fotovoltaica anual estimada, para SFVC, em $\text{kWh}/\text{kW}_N/\text{ano}$.

O mapa da Fig. 8 mostra que, mesmo nas regiões com os menores níveis de irradiação direta normal, se pode esperar uma produtividade anual de $1.400 \text{ kWh}/\text{kW}_N/\text{ano}$. A comparação dos valores da Fig. 8 com os do Atlas de geração fotovoltaica, publicado anteriormente para sistemas sem concentradores por Rütther (2004), e considerando os custos apresentados por Lerchenmüller *et al.* (2005), mostra que essa produtividade estimada de $1.400 \text{ kWh}/\text{kW}_N/\text{ano}$ torna o custo de SFVC competitivo para todo o Brasil. Além disso verifica-se que, em uma área considerável da região mais industrializada do país, se pode esperar uma produtividade acima de $2.000 \text{ kWh}/\text{kW}_N/\text{ano}$.

5. CONCLUSÕES

O potencial da geração de SFVC no Brasil foi avaliado com base em níveis de irradiação direta normal, resultantes da análise de imagens obtidas por satélite e de dados climatológicos. A partir desses dados foi preparado um Atlas, constituído por um conjunto de 12 mapas mensais e um mapa anual, que mostram a disponibilidade de recurso de irradiação direta normal para todo o território brasileiro. Os níveis de irradiação direta normal foram comparados com os níveis de irradiação global horizontal e inclinada (inclinação igual à latitude local), para todo o país. Essa comparação revelou que em uma porção considerável da área do país (cerca de 25%, correspondente a 2,3 milhões de km^2), os SFVC podem ser competitivos com os SFV convencionais, sem concentração. Aos preços atuais, acredita-se que somente em locais com níveis de irradiação direta normal acima de $1.800 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$ sejam apropriados para SFVC (Bett *et al.*, 2009). Entretanto, outros estudos demonstram que, com o declínio do custo, essa tecnologia fotovoltaica pode ser uma opção importante e que os SFVC podem se tornar competitivos em termos de custo, mesmo em locais com níveis de irradiação direta normal a partir de $1.400 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{ano}$. O mapa de geração de energia anual apresentado faz parte de um Atlas completo, com os mapas das médias mensais do potencial de geração de eletricidade

esperado diariamente. Os dois Atlas elaborados, de irradiação direta normal e de geração estimada com SFVC, fornecem informações importantes para a avaliação de potenciais investimentos em geração de energia solar no Brasil. Uma dessas informações revelou que a porção mais industrializada da região Sudeste do Brasil é também adequada para a aplicação dos SFVC, pois apresenta níveis de irradiação direta normal que podem levar esta tecnologia a ser uma séria competidora com a tradicional, dos SFV, de módulos planos fixos, sem concentradores.

REFERÊNCIAS

- Aguiar, R., Collares-Pereira, M., 1992. Statistical properties of hourly global radiation, *Solar Energy*, vol. 48, pp. 157-167.
- Bett, A., Burger, B., Jaus, J., Fellmeth, T., Stalter, O., Vetter, M., Mohring, H.-D., Gombert, A., Lerchenmüller, H., 2009. Konzentrierende Photovoltaik (CPV) für Länder mit hoher direkter Einstrahlung, VFEE-Jahrestagung 2009 "Forschen für globale Märkte erneuerbarer Energien", Germany, pp. 25.
- Beyer, H. G., Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., Colle, S., Perez, R., Schillings, C., Mannstein, H., Meyer, R., 2004. Assessing satellite derived irradiance information for South America within the UNEP resource assessment project SWERA, 5th ISES Europe Solar Conference EUROSUN, Germany, pp. 771-779.
- Boland, J., Dik, M., 2001. The level of complexity needed for weather data in models of solar system performance, *Solar Energy*, vol. 71, pp. 187-198.
- Burger, B., Rüther, R., 2006. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature, *Solar Energy*, vol. 80, pp. 32-45.
- Collares-Pereira, M., Rabl, A., 1979. The average distribution of solar radiation: correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values, *Solar Energy*, vol. 22, pp. 155-164.
- Gansler, R.A., Klein, S.A., Beckman, W., 1995. Investigation of minute solar radiation data, *Solar Energy*, vol. 55, pp. 21-27.
- Gombert, A., Hakenjos, A., Heile, I., Wüllner, J., Gerstmaier, T., van Riesen, S., 2009. FLATCON CPV systems – Field data and new developments, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 1431-1433.
- Hering, G., 2008. Down 500 suns – market survey on concentrating photovoltaics, *Photon International*, vol. 2008-11, pp. 146-158.
- Lerchenmüller, H., Bett, A. W., Jaus, J., Willeke, G., 2005. Cost and market perspectives for FLATCON systems, 3rd International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity and Hydrogen, pp. 1-3.
- Lerchenmüller, H., Hakenjos, A., Heile, I., Burger, B., Stalter, O., 2007. From FLATCON pilot systems to the first power plant, 4th International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity and Hydrogen, pp. 1-4.
- Luther, J., Bett, A. W., Burger, B., Dimroth, F., 2006. High concentration photovoltaics based on III-V multijunction solar cells, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 2345-2348.
- Martins, F. R., Pereira, E. B., Silva, S. A. B., Abreu, S. L., Colle, S., 2008. Solar energy scenarios in Brazil, part one: Resource assessment, *Energy Policy*, vol. 36, pp. 2843-2854.
- Martins, F. R., Pereira, E. B., Silva, S. A. B., 2008. The influence of cloud cover index on the accuracy of solar irradiance models, *Meteorology and Atmospheric Physics*, vol. 99, pp. 169-180.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., Couto, P., Stuhlmann, R., Colle, S., 2000. Effects of burning of biomass on satellite estimations of solar irradiation in Brazil, *Solar Energy*, vol. 68, pp. 91-107.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., Rüther, R., 2006. Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE, São José dos Campos, ISBN 978-85-17-00030-0.
- Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Menicucci, D., 1987. A new simplified version of the Perez diffuse irradiation model for tilted surfaces, *Solar Energy*, vol. 39, pp. 221-232.
- Perpiñan, O., 2008. Grandes centrales fotovoltaicas: producción, seguimiento e ciclo de vida, Tese de Doutorado, Universidad Nacional de Educación a Distancia, Espanha.
- Perpiñan, O., Lorenzo, E., Castro, M. A., Eyras, R., 2008. On the complexity of radiation models for PV energy production calculation, *Solar Energy*, vol. 82, pp. 125-131.
- Rüther, R., 2004. Edifícios Solares Fotovoltaicos, Florianópolis, ISBN 8587583042, pp. 69-75.
- Skarveit, A., Olseth, J. A., 1992. The probability density and autocorrelation of short term global and beam irradiance, *Solar Energy*, vol. 49, pp. 477-487.
- Stuhlman, R., Rieland, M., Raschke, E., 1990. An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data, *Journal of Applied Meteorology*, vol. 29, pp. 5860-0603.
- Suehrcke, H., McCormick, P. G., 1988. The frequency distribution of instantaneous insolation values, *Solar Energy*, vol. 40, pp. 413-422.
- Viana, T. S., 2010. Potencial de geração de energia elétrica de sistemas solares fotovoltaicos com concentrador no Brasil, Tese de Doutorado, PPGEC, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Vijayakumar, G., Kummert, M., Klein, S. A., Beckman, W., 2005. Analysis of shortterm solar radiation data, *Solar Energy*, vol. 79, pp. 495-504.

POTENTIAL OF CONCENTRATING PHOTOVOLTAIC GENERATION IN BRAZIL

Abstract. *With the declining costs of flat plate and concentrating photovoltaic (PV) systems, solar PV generation in many sunny regions in Brazil will eventually become cost-competitive with conventional and centralized power generation. Detailed knowledge of the local solar radiation resource becomes critical in assisting on the choice of the technology most suited for large-scale solar electricity generation. When assessing the energy generation potential of non-concentrating, fixed flat plate versus concentrating PV, sites with high levels of direct normal irradiation (DNI) can result in cost-competitive electricity generation with the use of high concentrating photovoltaic systems (HCPV). In large countries, where the transmission and distribution infrastructure costs and associated losses typical of centralized generation must be taken into account, the distributed nature of solar radiation should be perceived as a valuable asset. In this work we assess the potential of HCPV energy generation using satellite-derived DNI data for Brazil and the methodology used involved the analysis of global horizontal, latitude-tilt, and direct normal solar irradiation data resulting from the Solar and Wind Energy Resource Assessment - SWERA project, and an estimate of the resulting electricity production potential, based on a review of HCPV generators operating at other sites. The satellite-derived solar irradiation data, with 10 km x 10 km spatial resolution, were analyzed over the whole country, in order to identify the regions where HCPV might present a considerable advantage over fixed plate PV on an annual energy generation basis. Results show that there is a considerable fraction of the national territory where the direct normal solar irradiation resource is up to 20% higher than the latitude-tilt irradiation availability. Furthermore, these sites are located in the most industrially-developed region of the country, where a multi-megawatt HCPV can be a good choice of technology for solar energy generation in the near future.*

Key words: *Solar Energy Resource Assessment, Direct normal irradiation (DNI), Concentrating Photovoltaic Systems (CPV), Grid-connected Photovoltaics*