



XXIII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

FI/GPT/17
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – II

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT

METODOLOGIA PARA GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE IRRADIÂNCIA PARA CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO SOLAR BRASILEIRO

Cleber Onofre Inacio(*)
PETROBRAS

Carmen Lucia Tancredo Borges
COPPE/UFRJ

RESUMO

A perspectiva de aumento da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, tanto como em geração distribuída quanto em centralizada, traz à tona a necessidade de uma melhor compreensão das características e dos impactos causados por esta fonte. Neste trabalho será apresentada uma metodologia alternativa para a obtenção de séries sintéticas de irradiância de alta resolução (1 minuto) em todo o território nacional, com características semelhantes às que seriam obtidas em estações terrestres de medição.

Na sequência, vários modelos foram combinados de forma a estimar algumas das características esperadas para a geração fotovoltaica no Brasil, em especial para o tipo centralizado de maior porte. Os resultados são apresentados na forma de mapas.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Fotovoltaica, Recurso Solar, Intermitência

1.0 - INTRODUÇÃO

A partir do final de 2014 a geração fotovoltaica foi inserida efetivamente no cenário brasileiro, com a contratação de 1 GWp em leilão do governo federal (1). A maior parte das usinas vencedoras tem porte da ordem de 30 MWp e houve uma concentração na região Nordeste.

Dentre os tipos de geradores que apresentam característica de intermitência acentuada destacam-se os fotovoltaicos. Esta variabilidade é causada essencialmente pelas variações bruscas, e neste caso aleatórias, dos níveis de radiação solar quando da passagem de nuvens sobre o local de instalação do gerador. A realização de estudos mais precisos acerca do impacto no sistema elétrico depende fundamentalmente da adequada caracterização do recurso solar, não apenas em termos de potencial de geração, mas também dos níveis de intermitência esperados. Medições de irradiância ainda são escassas para a maior parte do território brasileiro, em particular para resoluções de tempo menores. Neste trabalho vários modelos foram combinados para a obtenção de séries sintéticas de irradiância e geração fotovoltaica de porte arbitrário para qualquer localidade do Brasil.

2.0 - GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE IRRADIÂNCIA

Em (2) foram estudadas as correlações existentes entre a intensidade e nível de variabilidade da irradiância e o tipo de nuvem presente em cada instante. Os dados de classificação de nuvem utilizados foram fornecidos pelo National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) e são provenientes de algoritmos que realizam a classificação de forma automática a partir de imagens de satélite. No Brasil o Centro de Previsão de Tempo e

(*) Av. Horácio Macedo, 950, n° 950 – CEP 21.941-915 Rio de Janeiro, RJ, – Brasil
Tel: (+55 21) 2162-7144 – Fax: (+55 21) 2162-6998 – Email: cleberoi@petrobras.com.br

Estudos Climáticos (CPTEC/INPE) disponibiliza publicamente um produto semelhante (3). Imagens de satélite são processadas automaticamente através de um algoritmo classificador e os resultados são publicados na forma de mapas que englobam grande parte da América do Sul. Atualmente são processadas as imagens do satélite GOES-13, que apresentam resolução temporal de 30 minutos e espacial de $0,04^\circ$ (pixel de 4×4 km) no ponto sob o satélite. A classificação resulta em 13 tipos de nuvens possíveis: 2 níveis de cúmulos, 2 níveis de estratos, 4 níveis de cirros, 4 níveis de multicamadas e 1 nível referente ao céu claro.

A metodologia aqui apresentada se baseia na utilização das séries históricas de classificação de nuvens do CPTEC/INPE para a geração de dados sintéticos de irradiância global horizontal (G_{HOR}) na escala temporal de 1 minuto. Para calibração do modelo, foram utilizados dados de medição em solo da irradiância de estações solarimétricas da rede SONDA do INPE no período de 2012 a 2013 (4). As estações utilizadas foram: Brasília, Petrolina e São Martinho da Serra, totalizando seis anos de dados de medição. A *toolbox* PV_LIB para MATLAB, disponibilizada gratuitamente em (5), foi utilizada para os cálculos de posição do sol e das condições de céu claro.

Inicialmente um modelo simples de irradiância de céu claro baseado em (6) foi manualmente ajustado, em base diária, aos dados de medição. O objetivo é remover a componente previsível da irradiância e normalizar a medição entre as diferentes localidades. Desta forma, a variável aleatória a ser sintetizada passa a ser o índice de céu-claro, $k_c(t)$, definido como a razão, em cada instante t , entre a G_{HOR} proveniente de medição ou simulação e a $G_{HOR-céu\ claro}$ proveniente do modelo de céu claro. A Figura 1 ilustra a aplicação da técnica de normalização para um dia típico.

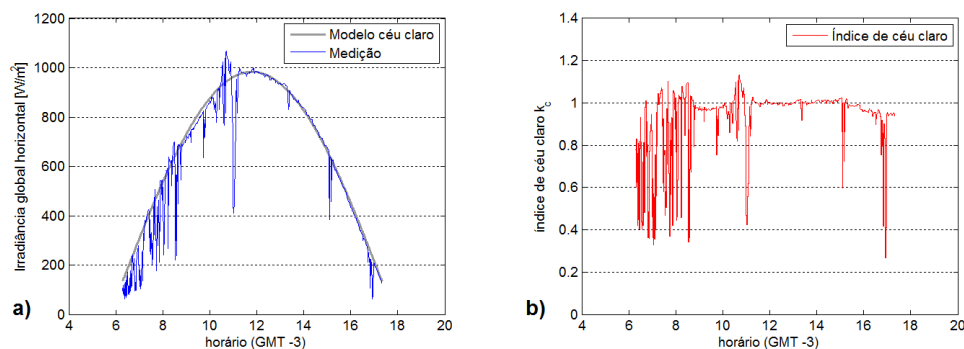


Figura 1 – Medição do dia 11/01/2013 em Petrolina: a) irradiância global horizontal medida e do modelo de céu claro e b) índice de céu claro. Fonte: Dados SONDA/INPE (4)

Os modelos mais utilizadas na geração de séries temporais sintéticas para radiação solar utilizam simulação de Monte Carlo via cadeias de Markov (MCMC), como descrito em (7) para a geração de séries diárias, ou então modelos auto-regressivos, como o descrito em (8), para a obtenção de séries horárias. Após análise das características sequenciais das séries de irradiância, optou-se pela utilização da abordagem de simulação estocástica de cadeias de Markov de primeira ordem para a variável aleatória k_c .

De posse das séries de medição de k_c o passo seguinte foi a obtenção de séries temporais de classificação de nuvens para as três localidades. O pixel mais próximo de cada estação foi identificado e um retalho de 3×3 pixels no seu entorno foi selecionado para identificação da classe de nuvem predominante. As 13 classes de nuvens foram agrupadas em 5 grupos: céu claro, cúmulos, estratos, cirros e multicamadas. O grupo com maior incidência dentro do retalho foi selecionado como predominante e a classe com maior incidência dentre este grupo foi selecionada. Casos de empate foram resolvidos através de heurísticas ou então sorteio, com base na avaliação subjetiva do autor realizada a partir de uma amostra das séries de nuvens e irradiância. A Figura 2 ilustra o processo de descrito para um dos retalhos da estação de Petrolina cuja classificação de nuvem predominante é Cúmulos1. Cada valor da série de nuvem predominante foi pareado com um trecho de 30 minutos da série de k_c centrado no carimbo de tempo da imagem classificada. Neste ponto foram realizadas análises das séries de k_c atreladas a cada uma das 13 classes de nuvem predominante e identificou-se boa uniformidade nos padrões estatísticos entre as três localidades.

As séries de k_c foram discretizadas em 100 estados possíveis de pelo uso de faixas com largura fixa de 0,015 variando de 0 a 1,5. A classe de nuvem predominante do tipo céu claro foi desdobrada em dois subtipos de forma a separar situações de persistência deste tipo por no mínimo 3 intervalos de 30 minutos. Além disso, todos os trechos de medição foram separados em dois grupos em função do carimbo de tempo da imagem classificada, com ângulo de altura solar menor ou igual a 25° e maior do que 25° . Desta forma, 28 matrizes empíricas de probabilidade transição de estados de tamanho 100×100 foram obtidas através do estimador de máxima verossimilhança de cada elemento na linha i e coluna j de cada matriz, p_{ij} , calculado como a razão entre a contagem de eventos observados no histórico em que se verifica uma transição do estado i para j e a contagem de eventos em que i transita para qualquer estado.

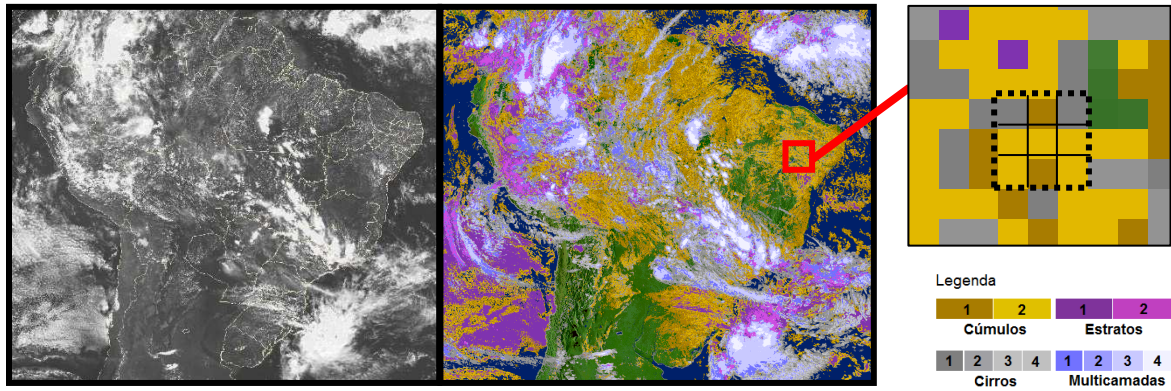


Figura 2 – Imagem de satélite do canal visível, imagem classificada e detalhe do retalho em 02/12/2013-13:00 (GMT-3) para a estação de Petrolina. Fonte: CPTEC/INPE

O procedimento proposto para geração das séries sintéticas de G_{HOR} para uma localidade arbitrária requer como dados de entrada um modelo local para $G_{HOR-céu\ claro}$ com resolução e uma série temporal de classificação de nuvem predominante com cobertura de todo o período diurno ao longo de um ano. Por conta disso quaisquer descontinuidade existente nas séries de imagens de satélite classificadas precisa ser preenchida antes da aplicação da metodologia. Como exemplo, as imagens disponíveis para 2013 cobrem 81% do período diurno em Petrolina, 77 % em Brasília e 74 % em São Martinho da Serra. Para contornar este tipo de problema, aplicou-se uma solução simplificada de preenchimento de buracos nas séries temporais de nuvem predominante também através de MCMC, mediante uso de uma matriz de transição de primeira ordem com 13 estados, cada um referente a uma classe de nuvem predominante, específica para a cada localidade.

Para cada intervalo de 30 minutos a matriz de transição de estados de k_c correspondente àquela altura solar e classe de nuvem predominante é utilizada para sortear, em conjunto com um gerador de números aleatórios, um estado para o próximo intervalo de 1 minuto. A série obtida é multiplicada pela série de $G_{HOR-céu\ claro}$, obtendo-se assim a série sintética para G_{HOR} . A Figura 3 apresenta uma amostra do processo e permite fazer uma comparação visual dos dados de medição e sintéticos. O objetivo principal não é reproduzir a série medida em cada instante, mas gerar séries com características estatísticas similares.

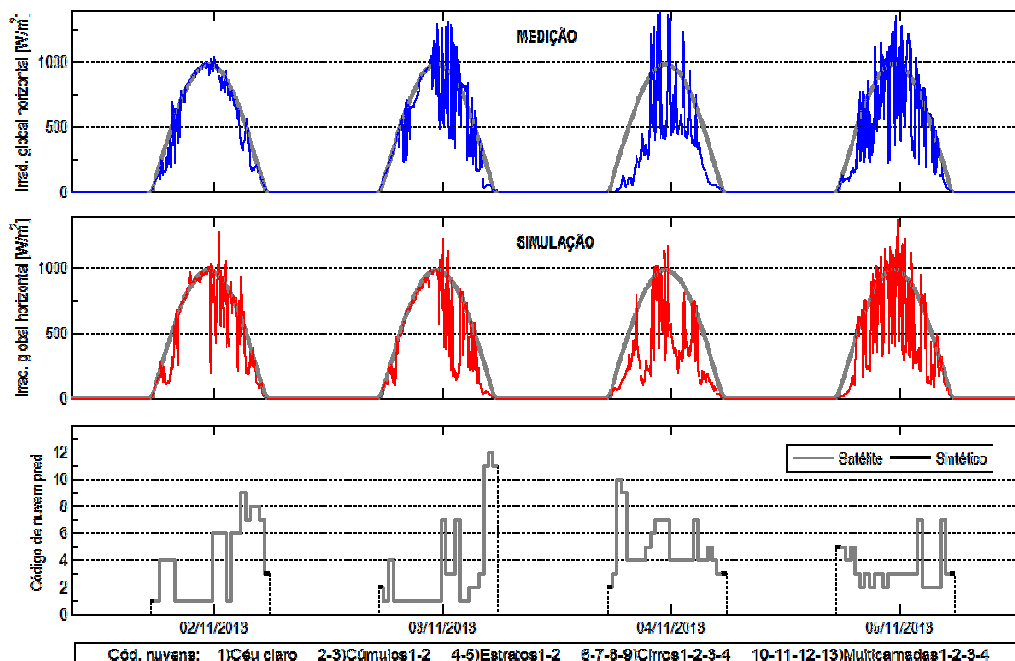


Figura 3 – Amostra da séries sintética gerada para a localidade de Petrolina

O método tradicional de instalação dos sistemas fotovoltaicos em solo é através de estruturas com inclinação fixa, normalmente em ângulo próximo a latitude do local de modo a otimizar a geração anual de energia. No entanto, em

alguns casos pode ser vantajoso economicamente a instalação dos módulos sobre estruturas capazes de orientar os mesmos na direção do sol ao longo do dia. Dentre os sistemas de rastreamento solar, os que apresentam menores custos na instalação e tem mais chances de alcançar a viabilidade no Brasil é o rastreamento em eixo horizontal norte-sul. Neste trabalho todas as simulações foram realizadas para sistemas fixos com inclinação igual a latitude (mínimo de 10° para limpeza pela chuva), orientados para norte se no hemisfério sul e para o sul se no hemisfério norte, e para sistemas com rastreadores horizontal de eixo norte-sul.

A etapa seguinte é a conversão da série de irradiância do plano horizontal para o plano inclinado (G_{TOT}) em um ângulo qualquer. Para tal foi utilizado o método de transposição descrito em (9). O uso deste método exige que primeiramente se faça a decomposição da G_{HOR} em suas componentes: a irradiância difusa horizontal (G_{DIF}) e a irradiância direta horizontal (G_{DIR}). Neste trabalho foi empregado o modelo empírico de (10) para esta tarefa. A partir da G_{DIR} e do ângulo do zênite solar é obtida a G_{DIRN} , irradiância direta normal, que é a medida da irradiância proveniente apenas da direção do sol.

3.0 - GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DA POTÊNCIA GERADA POR CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

O próximo passo consiste na aplicação de um modelo de gerador fotovoltaico para conversão das séries de irradiância no plano inclinado em séries de potência gerada por uma central geradora fotovoltaica. Além da irradiância em cada instante, os simuladores mais elaborados fazem uso de séries de temperatura ambiente e de vento, e são capazes de modelar a diferente resposta dos módulos fotovoltaicos para cada nível de irradiância, ângulo de incidência dos raios solares, temperatura dos módulos, dentre outros aspectos. Entretanto, a variável para a qual a geração fotovoltaica apresenta dependência de primeira ordem é a irradiância, cuja intermitência em escalas de tempo menores é causada basicamente pela dinâmica das nuvens no local da instalação.

Neste trabalho esta tarefa foi concretizada através de um modelo mais simples de conversão da G_{TOT} em potência elétrica na saída do gerador. O simulador comercial PVsyst foi utilizado para simulação horária de sistemas fixos e com rastreamento horizontal nas três localidades anteriormente citadas. Foram configurados módulos de geração típicos de $1MW_{CC}/1MW_{CA}$ e as séries de G_{HOR} e temperatura ambiente foram geradas pelo próprio software utilizando as suas opções padrão. A Figura 4 apresenta a nuvem de pontos obtida para a relação entre G_{TOT} e a potência do gerador e a curva que foi ajustada para uso nas simulações. Não foram consideradas nas simulações as perdas por sombreamento mútuo, que ocorrem principalmente no início e fim do dia.

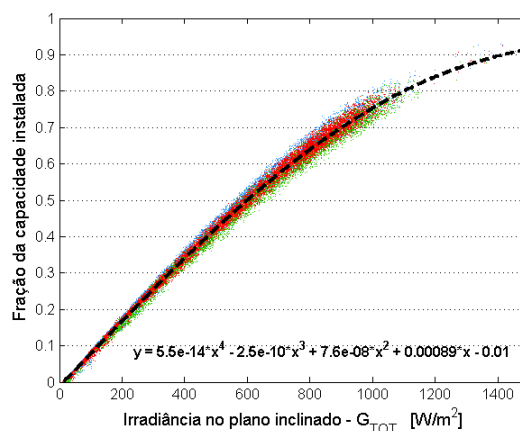


Figura 4 – Ajuste da curva de conversão da irradiância em potência de de saída do gerador fotovoltaico

A experiência mostra que as flutuações na potência gerada por centrais fotovoltaicas tem sua amplitude e frequência reduzida em função do porte destas plantas. Em usinas de grande porte os módulos fotovoltaicos podem estar distribuídos em terrenos de dezenas de hectares, o que provoca um efeito de suavização na curva de potência gerada, uma vez que os diversos blocos da planta experimentam condições de sombreamento por nuvens diferentes a cada instante.

Os estudos empíricos realizados por (11) concluíram que o efeito de filtragem nas flutuações da potência em centrais geradoras pode ser modelado através de um filtro passa-baixa de primeira ordem em que o sinal de entrada é a medição pontual de G_{TOT} . A frequência de corte do filtro é função da área da usina, através da equação

$$f_c = \frac{0,02}{\sqrt{A}}$$

empírica, onde A é a área em hectares. Neste trabalho a densidade de ocupação de terreno foi considerada fixa em $2,5 \text{ ha/MWp}$ (40 MWp/km^2), independentemente do local ou se o sistema é fixo ou com rastreador, como hipótese simplificadora. A Figura 5 apresenta um exemplo de saída da combinação dos modelos de filtragem de G_{TOT} e de conversão de irradiância em potência.

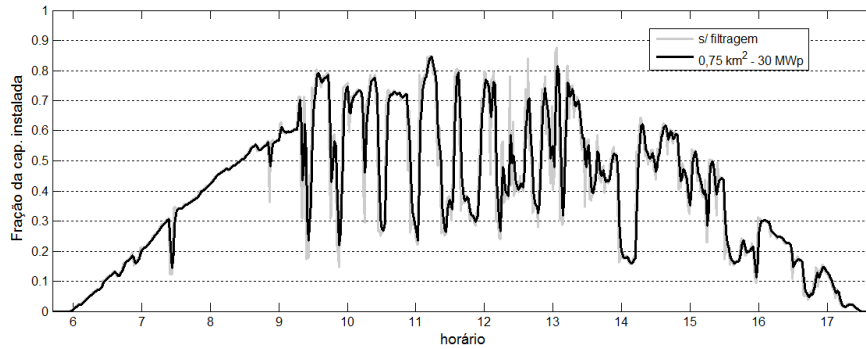


Figura 5 – Série da potência gerada normalizada para sistema com montagem em estrutura fixa sem filtragem e com filtragem equivalente a uma usina de 30 MWp

4.0 - VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DE GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS

Para a etapa de validação foram utilizados os conjuntos de dados da etapa de calibração bem como os dados de outras três estações: Campo Grande (2012), Florianópolis (out/2013 a set/2014) e uma localidade de Minas Gerais (2013). Todas as etapas intermediárias desde a geração das séries de G_{HOR} até as séries de potência no gerador foram comparadas com as suas contrapartes com origem em medições. O modelo para G_{TOT} de céu claro de (12), que faz uso dos mapas globais médios de turbidez média mensal de (13), também foi testado de forma a verificar a sensibilidade dos resultados ao modelo de céu claro empregado.

De forma geral os desvios verificados nas características das séries de G_{HOR} se propagam para as séries das etapas seguintes. Especificamente para os dados de Petrolina e Florianópolis foram utilizados os dados de medição de G_{DIRN} e G_{DIF} para estimação da G_{TOT} . Para estes dois locais, em especial para o primeiro, observou-se que o modelo de (10) superestimou os níveis de irradiância difusa. A Figura 6 apresenta os desvios apresentados nos fatores de capacidade (FC). Na Figura 7 são mostrados os desvios anuais obtidos para a média diária da métrica VI (*Variability Index*) para G_{HOR} , conforme descrita em (14). A Figura 8 apresenta os percentis P90 estimados para rampas absolutas de potência sem o uso de filtragem e para filtragem equivalente a centrais de 200 MWp.

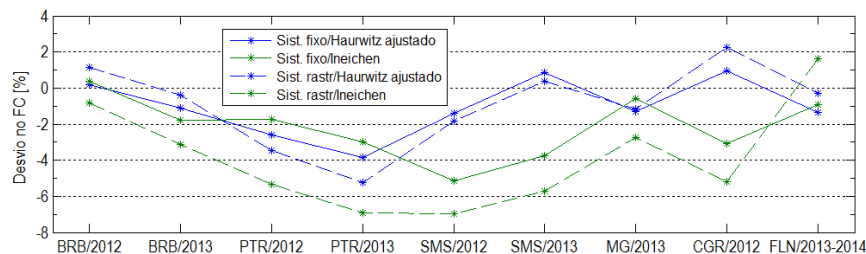


Figura 6 – Comparações entre os fatores de carga calculados a partir de séries medidas e sintéticas

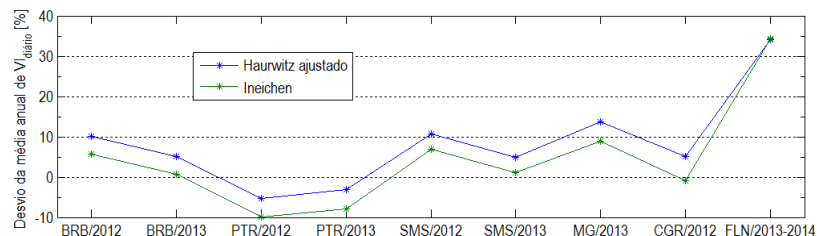


Figura 7 – Comparações para a média anual da métrica de variabilidade VI

De modo geral verificou-se boa reprodução das características das séries medidas para os dois modelos de céu claro. No caso de FC houve um viés no sentido de subestimar a energia gerada, principalmente nos casos com rastreamento. No caso de Petrolina o impacto maior foi causado pelo menor nível de irradiância direta estimada pelo modelo de (10). No caso de São Martinho da Serra a estimativa foi impactada principalmente pelos menores níveis de irradiância de céu claro do modelo de (12) e o reflexo deste viés nas estimativas da fração difusa. As estimativas para VI indicam um grande desvio para o caso específico de Florianópolis, verificados também na

métrica P90 das rampas absolutas de potência. Atribui-se este desvio ao baixo desempenho do algoritmo de classificação de nuvens em locais muito próximos a interface entre oceano e continente. As estimativas para P90 da rampas para o caso sem filtragem apresentam desvio absoluto médio de 11% enquanto para o caso de 200 MWp da ordem de 13% (ambos quando excluído o caso de Florianópolis). As estimativas obtidas para as diversas métricas seguem as tendências observadas entre as diferentes localidades. Como ponto negativo, verificou-se que a metodologia teve dificuldades para reproduzir dias com VI extremos (em níveis acima de 30).

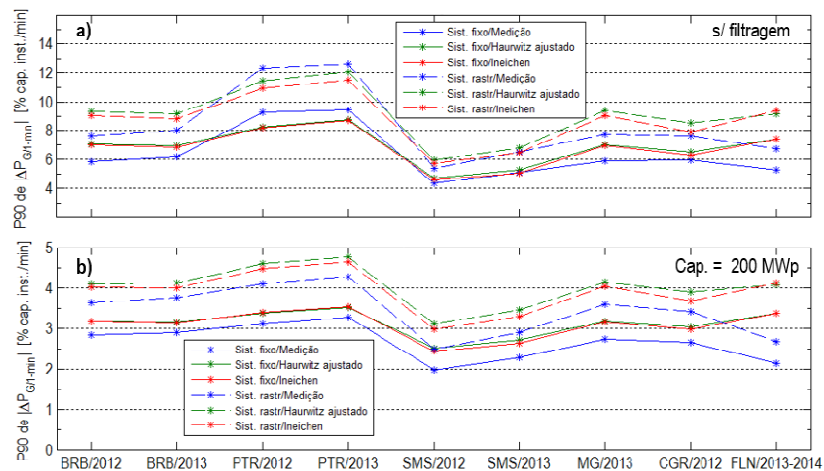


Figura 8 – Comparações entre as estimativas de P90 das rampas de 1 minuto na potência para o caso a) sem filtragem e b) filtragem equivalente a uma usina de 200 MWp

5.0 - CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO SOLAR BRASILEIRO PARA A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Os resultados obtidos na etapa de validação encorajaram a aplicação massiva da metodologia para avaliação do recurso solar em todo o território nacional. Foram geradas séries para o ano de 2013 utilizando uma amostragem de 1 para cada 15 pixels disponíveis tanto no eixo norte-sul como no eixo leste-oeste. As métricas selecionadas para apresentar os resultados na forma de mapas foram: irradiação global horizontal, $VI_{diário}$, fator de carga, média diária do número de rampas em 1 minuto acima de 10% da capacidade da planta em valor absoluto nos casos sem filtragem (sistemas menores) e com filtragem para 30 MWp. Os mapas são apresentados nas Figuras 9 a 12.

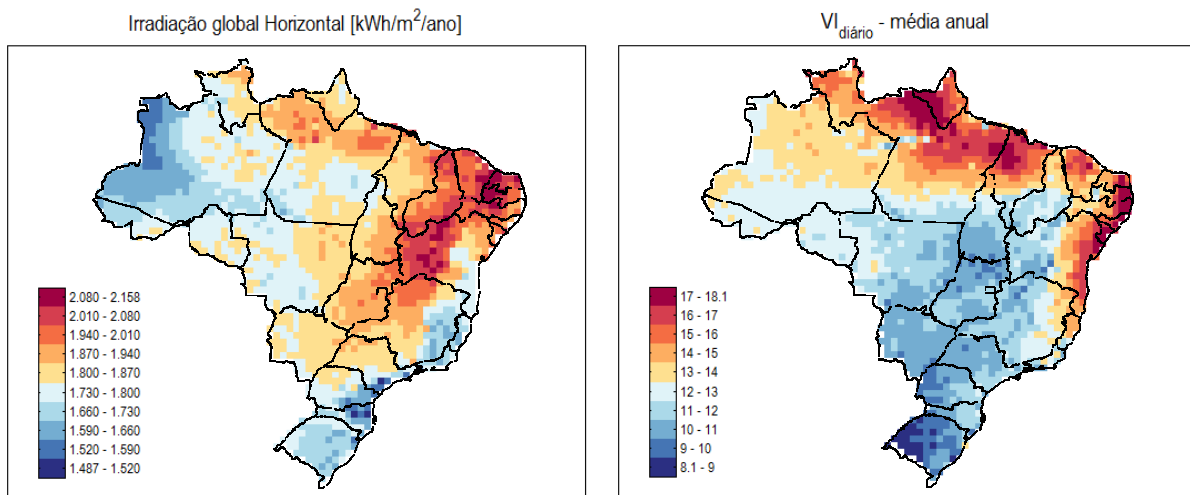


Figura 9 – Estimativa da irradiação global horizontal e da métrica VI para o ano de 2013

Os valores obtidos para a irradiação global horizontal anual, embora sejam uma estimativa para um único ano, guardam coerência com uma das melhores bases de acesso público atualmente disponível. A média obtida para todos os pontos simulados foi de 1.816 kWh/m^2 . A métrica de variabilidade VI apresentou média de 12,8. Os menores valores obtidos foram na faixa de 8,5, no Rio Grande do Sul, e os maiores na faixa de 17,5 em partes do litoral do Nordeste e no entorno da linha do Equador nos Maranhão, Pará e Amapá.

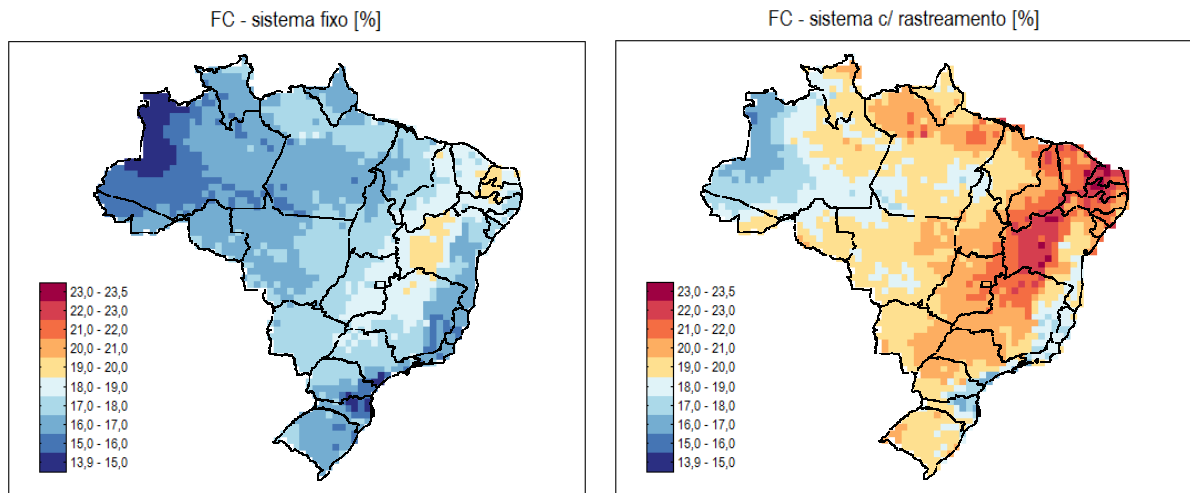


Figura 10 – Cálculo dos fatores de carga para sistemas fixo e com rastreamento (2013)

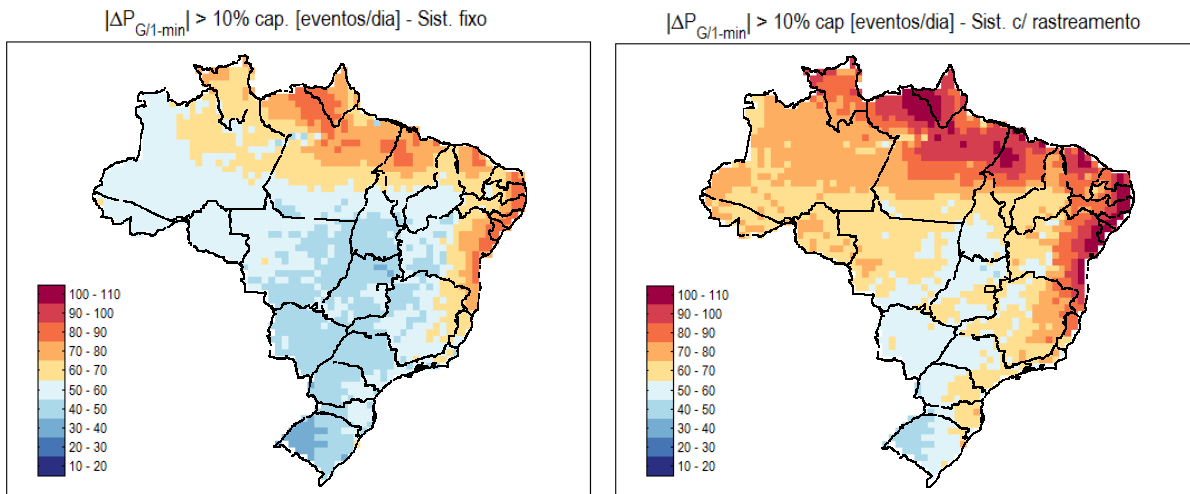


Figura 11 – Número de rampas na potência acima de 10% da capacidade para sistemas menores (2013)

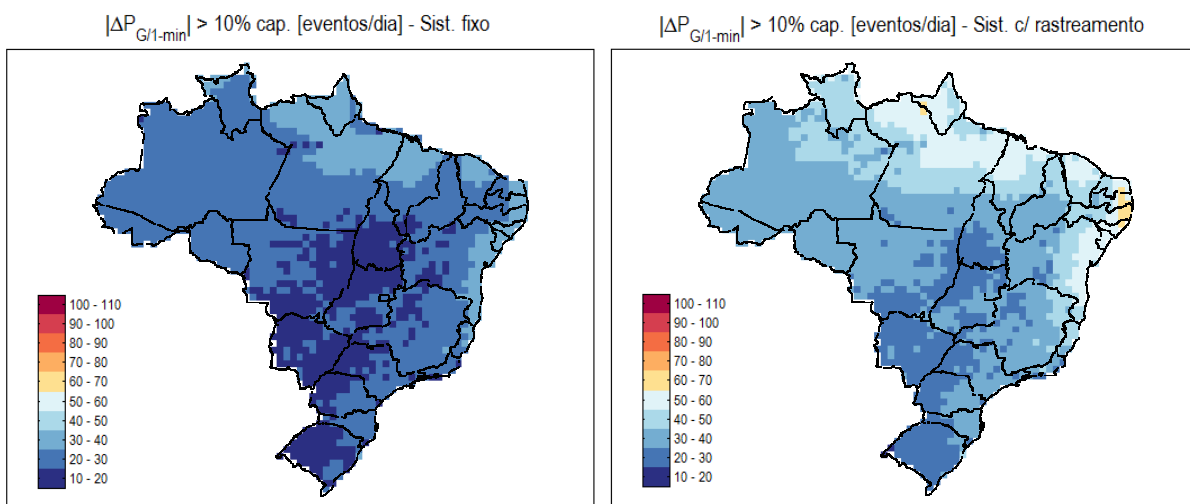


Figura 12 – Número de rampas na potência acima de 10% da capacidade para usinas de 30 MWp (2013)

Os fatores de capacidade calculados se mostraram consistentes com os números apresentados no último leilão (1) e confirmam a vocação brasileira para a energia solar. O melhor potencial de geração ocorreu na região Nordeste com FC da ordem de 19,5 % para sistemas fixos e 23% para sistemas com rastreamento horizontal. A média de todos os pontos simulados foi de 17% e 19,6% para sistemas fixos e com rastreador, respectivamente.

A estimativa do número de eventos de rampa de potência acima de 10% da capacidade permitem efetuar uma análise do recurso solar em relação aos seus níveis de variabilidade de curto prazo. As regiões com maior intermitência tem até 3 vezes mais eventos deste tipo do que as regiões com menos variabilidade. No caso sem filtragem a média nacional foi de 58 eventos diários, ou 21.170 por ano, para sistemas fixos e 71,5 eventos diários para os com rastreamento, ou 26.100 por ano. No caso de usinas de 30 MWp, a média nacional foi de 23,8 eventos diários para sistemas fixos e 37,5 para os rastreados, o que representam uma redução de 59% e 47% no número de eventos em relação ao caso anterior. No caso de uma usina de 200 MWp a média diária caiu para 2,5 e 6,2 eventos por dia para sistemas fixos e rastreados, respectivamente. Com relação ao incremento na intermitência da geração quando a opção pelo sistema de montagem com rastreamento, o número de eventos de rampa subiu em média 23%, 57 % e 148% para sistemas pequenos, de 30 MWp e 200 MWp.

6.0 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

A realização de estudos mais precisos acerca do impacto no sistema elétrico da geração fotovoltaica depende fundamentalmente da adequada caracterização do recurso solar. A maior parte das medições nacionais no nível de alta resolução não estão disponíveis publicamente. Os resultados apresentados pela metodologia proposta sugerem uma boa reprodução das características das séries reais de irradiância. Em termos de potencial de geração os resultados apresentados mostram que um método empírico apresentou coerência com outros estudos da literatura. Em termos de variabilidade de curto prazo foram apresentados resultados inéditos que representam uma tentativa de estimar e comparar a intermitência esperada para as diversas regiões do Brasil.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral". EPE, Rio de Janeiro, 2014.
- (2) RENO, M., STEIN, J. S. Using Cloud Classification to Model Solar Variability. In: ASES National Solar Conference, Baltimore, MD, 2013.
- (3) CPTEC - Classificação de nuvens. Disp. em:< <http://sigma.cptec.inpe.br/nuvens/>>. Acesso em 13/032015.
- (4) SONDA/INPE. Disponível em:< <http://sonda.ccst.inpe.br/>>. Acesso em 13 mar. 2015.
- (5) PV Performance Modeling Collaborative. Disponível em:< <http://pvpmc.sandia.gov/>>. Acesso em 13 mar. 2015.
- (6) HAURWITZ, B. Insolation in Relation to Cloudiness and Cloud Density. J. of Meteorology, v.2, pp.154-166, 1945.
- (7) AGUIAR, R. J., COLLARES-PEREIRA, M., CONDE, J. P. Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices. Solar Energy, vol. 40, no. 3, pp. 269–279, 1988.
- (8) AGUIAR, R., COLLARES-PEREIRA, M. TAG: a time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation. Solar Energy, vol. 49, no. 3, pp. 167–174, 1992.
- (9) PEREZ, R., INEICHEN, P., SEALS, R., MICHALSKY, J., STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy 44 (5), 271–289, 1990.
- (10) ERBS, D. G., KLEIN, S. A., DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation, Solar Energy, 28 (1982), pp. 293–302.
- (11) MARCOS, J., MARROYO, L., LORENZO, E., ALVIRA, D, IZCO, E. From irradiance to output power fluctuations: The PV plant as a low pass filter. Prog. Photovoltaics: Res. Appl., vol. 19, pp. 505– 510, 2011.
- (12) INEICHEN, P., PEREZ, R. A new airmass independent formulation for the Linke turbidity coefficient. Solar Energy, vol. 73, pp. 151-157, 2002.
- (13) REMUND J., LEFEVRE, M., RANCHIN, T., PAGE J. Worldwide Linke turbidity information. In: Proceedings of ISES Solar World Congress, Göteborg, Sweden, 2003.
- (14) STEIN, J. S., HANSEN, C. W., RENO, M. J.. The Variability Index: A New and Novel Metric for Quantifying Irradiance and PV Output Variability. In: World Renewable Energy Forum, Denver, CO, 2012.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Cleber Onofre Inacio nasceu em Tubarão/SC em 1984. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2006) e atualmente é aluno de mestrado em Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Desde 2008 é empregado da Petrobras no cargo de Engenheiro de Equipamentos. Atualmente desenvolve atividades de pesquisa e desenvolvimentos em projetos da área de geração de energia no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes).



Carmen Lucia Tancredo Borges possui graduação em Engenharia Elétrica pela UERJ (1984), mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (1991) e doutorado em Engenharia de Sistemas e Computação pela COPPE/UFRJ (1998). É Professor de Engenharia Elétrica da UFRJ desde 1996, atuando na pós-graduação da COPPE e na graduação da Poli. Tem experiência de ensino, pesquisa e desenvolvimento de projetos na área de Sistemas de Potência, atuando principalmente em: Análise, Simulação e Otimização, Confiabilidade, Geração Distribuída, Fontes Alternativas, Sistemas Inteligentes e Processamento de Alto Desempenho. Foi Presidente do Capítulo PES-Power & Energy Systems da Seção Rio do IEEE de 2012 a 2014 e atualmente é Chefe do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica/UFRJ.