

MAPEAMENTO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL – UMA ABORDAGEM PRELIMINAR

André Moura Gomes da Costa – andremgc@ufmg.br

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

Bruno Marciano Lopes – bruno.marciano@cemig.com.br

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

Wadaed Uturbey – wadaed@cpdee.ufmg.br

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

Resumo. *Questões ambientais, de segurança energética e, até mesmo, econômicas tornam premente o uso massivo de fontes renováveis de energia. Dentre estas, destaca-se a energia solar, que foi recentemente objeto da 2ª edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, lançado pelo INPE e parceiros. Aproveitando dados de radiação daquele documento, este trabalho se dedica ao mapeamento da capacidade de geração de energia por sistemas fotovoltaicos. Buscou-se dados confiáveis das demais variáveis ambientais impactantes no processo de conversão energética. Os parâmetros mensais foram convertidos em variáveis horárias por meio de modelos consagrados. Por fim, os dados horários sintéticos alimentaram um software, desenvolvido pelos autores. Como resultado, são apresentados os mapas de potencial de geração anual e mensal para todo o território nacional, considerando tecnologias e formas de instalação típicas. Ainda, é apresentado um mapeamento da taxa de desempenho média dos sistemas. A análise decorrente demonstra que é inadequado considerar que sistemas em localidades distintas tenham desempenho similar entre si, ou que um mesmo sistema mantenha nível de eficiência uniforme ao longo do ano. Além do mapeamento, a própria metodologia é uma contribuição desse artigo. O fato de a abordagem ser considerada preliminar decorre, principalmente, da baixa resolução temporal e/ou espacial dos dados de algumas variáveis ambientais e do reconhecimento de que alguns modelos adotados podem ser ajustados.*

Palavras-chave: *Mapa solarimétrico, Mapa fotovoltaico, Modelagem da geração fotovoltaica*

1. INTRODUÇÃO

O fenômeno do aquecimento global torna premente a redução drástica da emissão dos gases de efeito estufa na atmosfera (Ministério do Meio Ambiente, 2016). A Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015 (COP 21) definiu medidas para reduzir os efeitos das mudanças climáticas e para limitar o aquecimento global a menos de 2 graus Celsius até 2100, em comparação com antes da era industrial. Dentre as medidas, destaca-se o uso massivo de energias renováveis, em especial a solar, por meio de sistemas de geração fotovoltaica.

A um custo de geração acima de R\$ 200,00/MWh, a energia fotovoltaica centralizada não encontra ainda plena viabilidade econômica no Brasil, embora o Ministério de Minas e Energia tenha realizado leilões para contratação dessa modalidade em 2014 e 2015 (EPE, 2016). Com relação à geração distribuída, a despeito dos significativos avanços regulatórios dos últimos anos e de projeções otimistas, existem gargalos importantes a serem superados, principalmente relacionados à disseminação de conhecimento sobre a tecnologia e acesso a crédito financeiro. Ainda, há grande incerteza sobre a percepção do consumidor de energia elétrica em relação às vantagens de se instalar tais sistemas. Por conseguinte, há grande incerteza sobre a taxa de adesão aos mesmos.

A natureza das questões que dificultam a disseminação de sistemas fotovoltaicos é tão diversa que permeia desde a pesquisa aplicada até o desenvolvimento de negócios e políticas para o setor. Como exemplos cita-se o conhecimento sobre recursos solares e suas variações temporais e geográficas no Brasil; desempenho energético, disponibilidade, degradação e eficiência de sistemas nas condições ambientais regionais; técnicas de manutenção e custos associados; impactos no sistema de distribuição e de transmissão; arcabouço normativo; mercado, fontes e regras de financiamento (Allan, Eromenko, Gilmartin, Kockar, & McGregor, 2015; Cohen, 2012; Denholm & O'Connell, Matthew Brinkman, Gregory Jorgenson, 2015; Hosenuzzaman et al., 2015).

No Brasil, os leilões de energia têm contratado empreendimentos fotovoltaicos cujo valor de venda da energia é uniforme para todos os períodos do ano e horas do dia. Também, não depende da localidade ou forma de instalação. Sabe-se, no entanto, que o custo real da energia é variável. Tende a ser, por exemplo, maior em períodos de baixa disponibilidade hidroelétrica ou em horários de pico de demanda. Também tende a ser maior para empreendimentos longe de centros de carga. Com isso, é oportuna a realização de estudos que considerem efeitos locais e temporais no valor da energia fotovoltaica.

As diversas formas de geração de energia podem ser caracterizadas por um conjunto de atributos que as distinguem das demais, fazendo com que contribuam (positivamente ou negativamente) de forma distinta para o adequado funcionamento do sistema elétrico. De forma não exaustiva, podem ser citados a capacidade de

armazenamento, a incerteza sobre a disponibilidade de recurso (em diversas escalas temporais), a complementaridade com outras fontes, custos de implantação e operação, capacidade de contribuir com a estabilidade do sistema, proximidade dos centros de carga, capacidade de suprir demanda, taxa de variação da potência gerada, outros serviços auxiliares, etc.

Em agosto de 2017, o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE e parceiros lançaram a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2017). O documento não só apresenta a disponibilidade do recurso solar no território nacional como também, em consonância com as questões recém-colocadas, busca apresentar “informações confiáveis sobre a variabilidade do recurso solar (...) imprescindíveis para dar suporte ao desenvolvimento de projetos para aproveitamento dessa fonte de energia”. Neste contexto, o Atlas mapeia a variabilidade interanual do recurso solar. Destaca-se que a energia solar possui a menor variabilidade interanual dentre todos os recursos renováveis relevantes para geração de energia elétrica do Brasil, incluindo energia hidráulica, eólica e biomassa.

Especificamente no que tange a sistemas fotovoltaicos, o Atlas apresenta a sazonalidade do potencial de geração de energia, apontando para sua capacidade de suprimento do pico de demanda nos meses de verão. Destaca ainda, assertivamente, a coincidência entre o pico de geração fotovoltaica com o horário de demanda máxima de algumas localidades no Brasil.

A estimativa do potencial de geração fotovoltaica adotada no Atlas partiu da premissa de uma taxa de desempenho médio anual fixo para todas as localidades, de 80%. Portanto, embora traga um representativo retrato da expectativa de geração mensal e anual, majoritariamente determinados pelo nível de insolação, desconsidera efeitos de variáveis secundárias, tais como albedo e radiação refletida, temperatura ambiente, velocidade do vento, reflexão da superfície do painel, não linearidades do sistema de conversão, dentre outros.

A proposta do presente artigo decorre da hipótese de que tais efeitos, em algumas situações, podem não ser desprezíveis, mesmo para estudos de potenciais ou aplicações de planejamento energético. Tal hipótese foi preliminarmente testada da seguinte maneira: por meio do *software* livre SAM (NREL, 2017), versão 2016.3.14, foram rodadas simulações de geração fotovoltaica para todas as vinte localidades brasileiras existentes na base de dados daquele sistema. Adotou-se o modo de simulação detalhado e não se alterou nenhuma configuração padrão, afóra a orientação dos painéis, configurada para o norte e a inclinação, de 20° para todas as localidades. Observou-se uma diferença de eficiência média anual entre os sistemas de 5,3%, no caso de Florianópolis/SC vs. Jacareacanga/PA. As mesmas localidades protagonizaram a maior diferença entre si de eficiência mensal, de 8,4%, em setembro. Para uma mesma localidade, a diferença de eficiência entre meses distintos chegou a 5,7% (Santa Maria/RS). Por outro lado, foi de apenas 1,7% para Manaus/AM. Por fim, a eficiência de um sistema em Curitiba/PR em junho superou a de Jacareacanga, em setembro, em quase 10%.

Portanto, o objetivo desse trabalho é contribuir para o conhecimento sobre o potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil, por meio da elaboração de mapas e análises dos mesmos. O ponto de partida são os dados disponíveis de radiação global mensal do Atlas Brasileiro. Buscou-se ainda fontes confiáveis das demais variáveis ambientais relevantes. Os parâmetros mensais foram convertidos em variáveis horárias por meio de modelos consagrados de síntese, decomposição e transposição. Por fim, os dados horários sintéticos alimentaram um *software* denominado Geração-FV, desenvolvido pelos autores para o cálculo da geração de energia. Tal sistema, inspirado no PVWatts/NREL (Dobos, 2014), faz uso de modelos também consagrados, e não tem a pretensão de ser tão preciso quanto os softwares utilizados para projeto de sistemas, mas é suficientemente completo para calcular a geração de um sistema genérico, bem como refletir adequadamente as influências das principais variáveis. Então, é adequado para trabalhos de mapeamento e de planejamento.

2. METODOLOGIA

Neste tópico são apresentados os detalhes do Geração-FV, sistema de cálculo da geração fotovoltaica, e seus modelos para a conversão energética e de síntese de dados horários. Então são apresentadas as fontes de dados de variáveis ambientais adotadas e a manipulação para conciliá-las. Por fim, é apresentada a configuração do sistema fotovoltaico “tipo”, que busca representar as tecnologias e configurações dominantes no presente.

2.1 Modelagem da geração anual baseada em dados horários

A Fig. 1 apresenta um diagrama ilustrativo dos algoritmos e técnicas empregados pelo Geração-FV. Os seis blocos superiores se referem aos principais elementos envolvidos do cálculo da conversão energética, baseado em dados ambientais horários. Os três blocos inferiores tratam da síntese horária de dados de irradiação mensal.

Geometria solar e radiação solar extraterrestre. Para o cálculo adequado da radiação solar incidente, é importante conhecer a posição instantânea do sol com relativa exatidão. O arcabouço matemático necessário, embora envolva várias equações, é relativamente simples e amplamente conhecido e pode ser encontrado em (Duffie & Beckman, 2013).

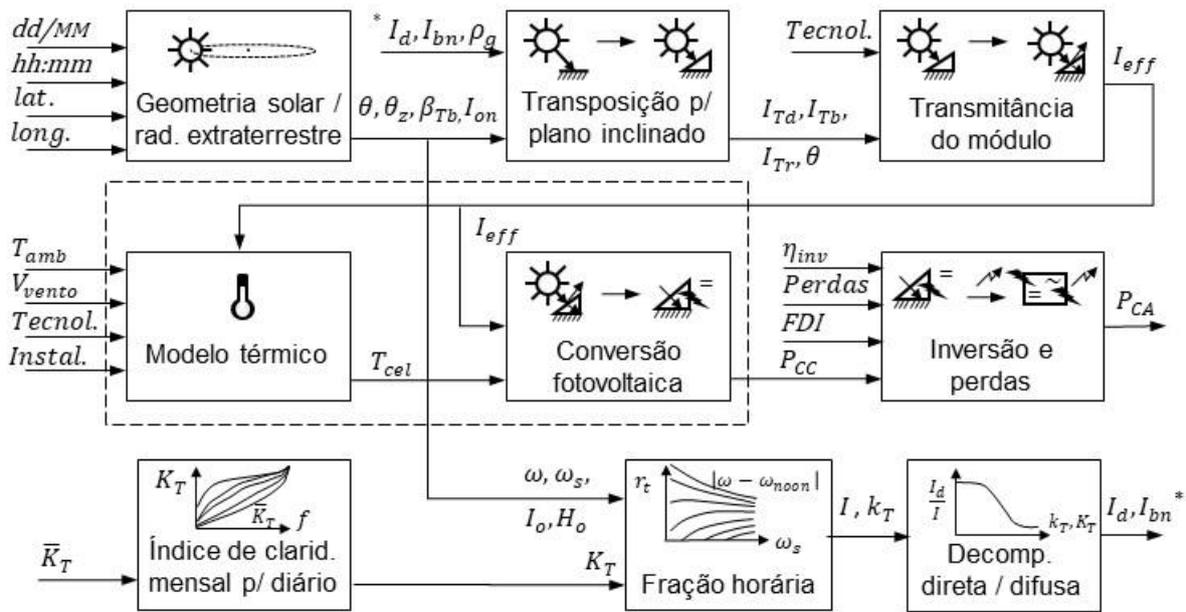


Figura 1: Diagrama ilustrativo dos algoritmos e técnicas empregados para conversão energética e síntese horária de radiação

Decomposição direta-difusa da radiação global. Em muitas situações não se tem acesso a dados de radiação decompostos em suas componentes principais. Nestes casos, faz-se necessária a aplicação de algum modelo de decomposição. Embora na realidade exista uma grande variabilidade nas proporções das componentes, os modelos clássicos propõem o uso de razões médias, cujos valores modelados dependem exclusivamente do índice de claridade horário (k_T) (Duffie & Beckman, 2013). Neste trabalho foi utilizado o modelo de Orgill e Hollands (Orgill & Hollands, 1977).

Transposição para o plano inclinado. Uma vez conhecidas ou estimadas a radiação direta, e a difusa em um plano horizontal, bem como a refletida, é necessário calcular a radiação no plano do painel fotovoltaico. Existem vários modelos consolidados na literatura para desempenhar este cálculo de forma conveniente, que se diferenciam principalmente pela decomposição da radiação difusa nas componentes isotrópica, circumsolar e de horizonte. Neste trabalho foi adotado o modelo de Pérez, conforme descrito em (Duffie & Beckman, 2013).

Transmitância ótica e radiação efetiva nas células solares. Para reproduzir o efeito da reflexão das camadas anteriores do painel FV foi adotado o modelo apresentado por De Soto (De Soto, Klein, & Beckman, 2006). Essencialmente o modelo baseia-se no índice de refração entre o ar e o vidro ou entre o ar e uma camada anti-reflexiva e entre esta camada e o vidro, reproduzindo o comportamento de painéis “standard” e “premium”, respectivamente.

Conversão energética. Para modelar a conversão fotovoltaica, adotou-se o modelo do PVWatts, no qual a geração de energia P_{DC} é diretamente proporcional à irradiança I_r e sofre uma variação linear com a temperatura da célula, conforme Eq. (1):

$$P_{dc} = \frac{I_{tr}}{1000} P_{dco} \left(1 + \gamma (T_{cell} - T_{ref}) \right) \quad (1)$$

na qual a radiação de referência é de 1000 W/m^2 e a temperatura de referência T_{ref} é de 25°C , valores para os quais se tem a potência nominal. O coeficiente de temperatura γ tem como padrão $-0,35\%/^\circ\text{C}$, $-0,47\%/^\circ\text{C}$, $-0,20\%/^\circ\text{C}$, para as tecnologias “cristalino premium”, “cristalino comum” e “filme fino”, respectivamente.

Modelo térmico. O modelo térmico adotado pelo PVWatt (Fuentes, 1987), para definição da temperatura da célula, mostrou-se demasiado complexo e optou-se por um modelo mais simples, apresentado em (King, Boyson, & Kratochvil, 2004), no qual a temperatura do módulo e da célula são calculados por meio de uma formulação empírica cujas variáveis são apenas a temperatura ambiente, a velocidade do vento a 10 metros de altura e a radiação incidente no módulo.

Inversão e perdas. A eficiência do inversor é calculada da mesma forma que no PVWatt, utilizando metodologia da California Energy Commission (CEC), e pode ser visualizada em (Dobos, 2014). O usuário do Geração-FV informa a eficiência nominal do inversor e o programa calcula a eficiência instantânea em cada ponto de operação baseado em uma formulação empírica que leva em consideração a potência instantânea convertida pelos painéis.

Por fim, as perdas diversas (desvio da potência nominal, sujeira, sombreamento, neve, degradação no 1º ano, *mismatch*, cabeamento e conexões) são modeladas como mero percentual da energia de saída dos inversores. A perda relativa total é obtida pelo produto das reduções atribuídas a cada perda individual.

2.2 Sínteses de variáveis ambientais horárias baseadas em dados mensais

Neste tópico são apresentadas as técnicas e modelos empregados para a síntese horária da irradiação, da temperatura ambiente, da velocidade de vento e do albedo, com maior destaque para a primeira. O cerne da metodologia proposta reside no reconhecimento de que o desempenho de um sistema FV depende não só dos valores médios de irradiação incidente, mas também das condições operativas e valores instantâneos, aqui discretizados em intervalos horários. Portanto, busca-se reproduzir não só a média, como a variação ao longo dos dias das principais variáveis ambientais. Naturalmente estes dados não estão disponíveis e, portanto, é necessário sintetizá-los.

Irradiação horária. Em (Liu & Jordan, 1960), são apresentadas, em formato tabular, as distribuições de probabilidade do índice de claridade diário (K_T) em função do índice de claridade diário médio mensal ($\overline{K_T}$). Tais distribuições foram reproduzidas por formulação empírica, conforme relatado em (Bendt, Collares-Pereira, & Rabl, 1981). No presente trabalho, a distribuição de probabilidade utilizada do K_T é aquela formulada em (Liu & Jordan, 1960). No entanto, ao invés de se buscar aleatoriamente um K_T para cada dia do mês, a curva de distribuição acumulada é fracionada identicamente, em termos de probabilidade, em quantidade equivalente ao número de dias do mês (N). Dentre os N K_T 's obtidos, o valor do primeiro dia do mês é escolhido aleatoriamente. Os demais são encadeados de forma pré-definida, em uma sequência que busca reproduzir a autocorrelação diária esperada, conforme proposto por (Knight, Klein, & Duffie, 1991).

Com relação ao índice de claridade horário (k_T), o mesmo é baseado em (Liu & Jordan, 1960), no qual se define de forma determinística a taxa entre a irradiação global de cada hora do dia e a diária (r_T), com base na hora solar instantânea (ω) e a hora solar do nascer do sol (ω_s).

Albedo. Embora o albedo sofre ligeiras alterações ao curso de um dia, é usual que o mesmo seja representado como um valor fixo sem impacto significativo na estimativa de geração. Da mesma forma, variações diárias ao longo de um mês são pequenas. Com isso, valores mensais de albedo são utilizados nesse trabalho.

Temperatura ambiente. Adotou-se o modelo proposto em (Knight et al., 1991), pelo qual se busca reproduzir uma variação de ciclo diária para a temperatura ambiente, cuja amplitude é dependente exclusivamente da hora do dia e do índice de claridade diário médio mensal, $\overline{K_T}$. Com esta abordagem já se obtém a expectativa de valor médio horário da temperatura ambiente para cada mês. Conforme a proposição, a esta tendência é sobreposta uma componente estocástica. Para o presente trabalho a síntese horária é feita sem acrescentar esta variação.

Velocidade do vento. Dentre às necessárias ao modelo, esta é certamente a variável ambiental mais difícil de ser modelada. Em baixas altitudes, na região da camada limite atmosférica a velocidade média do vento pode variar significativamente a distâncias de poucos metros. O modelo adotado pelo Geração-FV demanda a entrada de dados horários de ventos a 10 m de altura. Estes dados estão disponíveis para poucas localidades. Mesmo valores médios mensais são inexistentes para grandes áreas. De sorte, sua influência é relativamente pequena no desempenho de sistemas fotovoltaicos. Ainda assim, adotou-se para os valores horários o valor médio mensal desta variável, cujo valor foi obtido por metodologia própria, detalhada na seção 2.4.

2.3 Sistema de geração fotovoltaica “tipo”

Naturalmente, os resultados de um mapeamento do potencial de geração FV dependem não só das condições ambientais, mas também de características do sistema tais como tecnologia dos painéis, orientação, tipo de instalação, perdas, etc. Para este trabalho adotou-se painel de silício cristalino, orientação e inclinação fixas, em campo. Os detalhes são apresentados na Tab. 1.

2.4 Variáveis ambientais

Essencialmente, os dados utilizados estão livremente disponíveis na *internet*. Para a elaboração dos mapas, tomou-se por base o *shapefile* do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Uma vez que as variáveis estão em resoluções distintas, adotou-se a técnica de interpolação de elemento mais próximo. Exceção a esse procedimento foi feita para os dados de uso do solo, variável cujos dados têm elevada resolução espacial, para a qual se adotou a técnica de categoria prevalente.

A Tab. 2 sumariza as fontes de dados, modelos e técnicas adotadas. Conforme será evidenciado, as informações disponíveis têm, de modo geral, qualidade ruim, seja pela baixa resolução espacial, seja pela elevada imprecisão, seja pela ausência de dados mensais. Os dados de irradiação e de albedo têm, no entanto, boa qualidade. A Fig. 2 apresenta esboços de mapas com as principais variáveis obtidas e derivadas.

Tabela 1. Parâmetros e dados da localidade e do sistema fotovoltaico

Categoria	Parâmetro / Variável	Valor / Fonte / Observação
Localidades	Hora padrão	UTC-3 para todas as localidades no território nacional; não considerado horário de verão.
	Latitude	Todo o território continental nacional, com resolução espacial horizontal de 0,090° x 0,090°, conforme Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Ed. (Pereira et al., 2017).
	Longitude	
Simulação	Passo de simulação	Horário
Dados do sistema	Pot. de painéis (kWp)	1,00
	Inclinação	Máx(abs(lat.);10°); Inclinação mínima de 10°, compatível com restrição de acúmulo de sujeira e de água dos painéis.
	Orientação	Sul,p/ hemisfério norte, norte p/ hemisfério sul.
	Tecnologia dos painéis	Cristalino padrão; Vide modelo térmico e modelo óptico.
	Pot. Inversores (kW)	0,909 (razão de 1:1,1); Padrão do PVWatts / NREL (Dobos, 2014)
	Ef. nominal dos inversores Perdas	96,00% Desv. da pot. nom.: 1%; sujeira / neve: 2%; sombreamento: 0%; Degradação 1º ano: 1,5%; <i>mismatch</i> : 2%; cabos e conexões: 2,5%; indisponibilidade: 3%. Todas as perdas iguais às padronizadas no modelo PVWatts, exceto sombreamento.
Modelo óptico	Índices de Refração	Ar: 1,00; Vidro:1,526. Painel cristalino padrão (De Soto et al., 2006).
Modelo térmico	Tipo de encapsulamento e de instalação.	Vidro / célula / polímero, instalado em campo aberto.
	Coef. de temperatura	-0.0047
	Coeficientes "a", "b" e ΔT	-3,56; -0.075; e 3,00°C, respectivamente; cristalino padrão, instalado em solo, conf. (Fuentes, 1987)

Tabela 2. Parâmetros e dados ambientais

Categoria	Parâmetro / Variável	Valor / Fonte / Observação
Radiação solar	Fonte de dados	Irradiação diária global no plano horizontal, média mensal; Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2ª ed. 2017 (Pereira et al., 2017)
	Modelos	Transposição p/ plano inclinado: Perez; decomposição direta/difusa: Orgill e Hollands; Síntese horária: Liu e Jordan (adaptado). Todos os modelos descritos em (Duffie & Beckman, 2013)
Albedo	Fonte de dados	Refletância direcional hemisférica (albedo de céu negro), mensal, 2015, resolução de 0,25° x 0,25°. Fonte: NASA (NASA, 2003).
	Modelo	Média mensal
Temperatura ambiente	Fonte de dados	Temperatura ambiente mensal média, resolução de 1° x 1°. Fonte SWERA (UNEP, 2015).
	Modelo	Proposto em (Knight et al., 1991)
Velocidade de vento	Fonte de dados	Velocidade de vento mensal média a 50m, resolução de 1° x 1°. Fonte: (NASA, 2011). Velocidade de vento anual média a 50m, resolução de 10 km x 10 km. Fonte: (INPE, 2008). Modelo de cobertura do terreno, resolução de 0,5km. Fonte: LCI/USGS (Broxton, Zeng, Sulla-Menashe, & Troch, 2014). Modelo de conversão da tipologia em rugosidade do terreno do Global Wind Atlas (Badger, Badger, Kelly, & Guo Larsén, 2016).
	Modelo	Média mensal (vide detalhes no corpo dessa seção)

Irradiação. Foram adotados os dados de irradiação global mensal média da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Os dados fornecidos têm elevada resolução espacial, de $0,090^\circ \times 0,090^\circ$, e têm nível de erro bastante aceitável, conforme evidenciado no próprio documento.

Albedo. Dados disponibilizados pela NASA (NASA, 2003). Para se atestar a razoabilidade dos valores obtidos, o valor médio para localidades não alagadas, de 0,135, foi confrontado com a média do albedo horário das 20 localidades brasileiras existentes na base SWERA 0,148 (+9,6%). Do albedo e da radiação global se deriva a radiação refletida no plano inclinado, apresentada na Fig. 2 em razão da irradiação total no plano inclinado

Temperatura ambiente. Foram adotados dados do SWERA (UNEP, 2015). A principal ressalva é quanto à resolução espacial, de apenas $1^\circ \times 1^\circ$. A temperatura ambiente média de todos os meses de todas as localidades foi de $25,3^\circ\text{C}$, contra $26,3^\circ\text{C}$ entre as 20 localidades.

Velocidade do vento. Não existem dados de velocidade de vento a baixas alturas para grandes áreas. Para a altura de 50 metros, existem disponíveis os dados de médias mensais da NASA (NASA, 2011), com resolução espacial de apenas $1^\circ \times 1^\circ$. Existe ainda a base do INPE (INPE, 2008), cuja resolução é muito melhor, de 10 km, mas que disponibiliza apenas médias anuais. Estranhamente as bases divergem em termos de média anual para o território nacional em cerca de 25%. Além disso, os dados da NASA não parecem ter boa aderência com o Atlas nacional. Por exemplo, aponta para um elevado regime de ventos em grande área da região Centro-Oeste do país, o que sabidamente não condiz com a realidade.

Uma vez reconhecida a impossibilidade de se ter dados precisos, seja pela complexidade e variabilidade da velocidade do vento, seja pela precariedade dos dados existentes, resta adotar uma metodologia que busque minimamente reproduzir valores médios e diferenciar as localidades. Foi concebida e posta em prática a seguinte metodologia:

- 1) os dados de ambas as fontes foram interpolados para a resolução do Atlas Solarimétrico;
- 2) as médias anuais a 50 metros de cada localidade foram tomadas da base do INPE;
- 3) a distribuição mensal (variações das médias entre meses) foi tomada da base da NASA, mantendo a média anual do INPE;
- 4) para transpor os dados de 50 metros para 10 metros, foi aplicada a lei logarítmica, usando os dados de rugosidade local. Foi adotado o modelo de conversão da tipologia do terreno em rugosidade do Global Wind Atlas (Badger et al., 2016) e os dados de cobertura do terreno foram obtidos do U.S Geological Survey (USGS) Land Cover Institute (LCI) (Broxton et al., 2014), com resolução de 0,5 km.

Mais uma vez os valores são comparados com as 20 localidades SWERA: nestas, a velocidade média anual do vento é de 2,77 m/s. Já nos dados gerados, obteve-se uma média de 2,68 m/s (-3,2%).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Fig. 3 apresenta a principal contribuição do presente artigo: o mapeamento da expectativa de geração mensal e anual média de um sistema solar fotovoltaico típico, cujos detalhes foram apresentados na Tab. 1. Observa-se uma variação da média anual entre as localidades entre 98 e 135 kWh/(kWp.mês) (P01 e P99).

Existe uma vasta área altamente favorável para a geração fotovoltaica centralizada: 25% do território apresenta nível de geração acima de 122 kWh, ou seja, acima de 90% do máximo. Esta área é contígua e se estende pelas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste. Ainda, 45% do território nacional tem potencial para gerar pelo menos 85% dos melhores desempenhos (115kWh); e 65% está acima de 80% (108kWh). Ou seja, todas as regiões do país têm localidades com forte vocação para a geração fotovoltaica. Mesmo em áreas menos favorecidas, a tecnologia pode se mostrar viável.

Com relação à disponibilidade mensal, observa-se que a zona de maior capacidade de geração vivencia o seu ápice entre julho e setembro, período de menor incidência de nebulosidade. No entanto, nestas localidades não há grande diferença entre os maiores e os menores níveis mensais: a razão dessa diferença pela média anual (tomados para cada localidade) é inferior a 30% para praticamente toda a região Sudeste, Centro-Oeste e sertão nordestino até o Ceará e Rio Grande do Norte. Já as regiões de agreste e litoral do Nordeste, bem como a maior parte do Tocantins, Pará, Amapá, Piauí e Maranhão têm variações médias de até 40%.

O efeito da latitude só se evidencia do Paraná para mais ao sul, sendo de até 40% neste estado, 50% em Santa Catarina e norte do Rio Grande do Sul, chegando a 60% na faixa central e mais ao sul deste estado. Nestas localidades o ápice de geração se dá no verão.

Percebe-se, em linhas gerais, que o potencial de geração fotovoltaica acompanha o perfil de radiação no plano inclinado apresentado no Atlas Brasileiro. Este resultado é esperado, tendo em vista que o nível de radiação solar é, naturalmente, o fator ambiental preponderante no processo de geração. Baseado neste fato, admitiu-se, naquele documento, uma simplificação para definir o potencial de produção de energia: todas as localidades teriam uma taxa de desempenho (PR, do inglês *Performance Ratio*) de 80%.

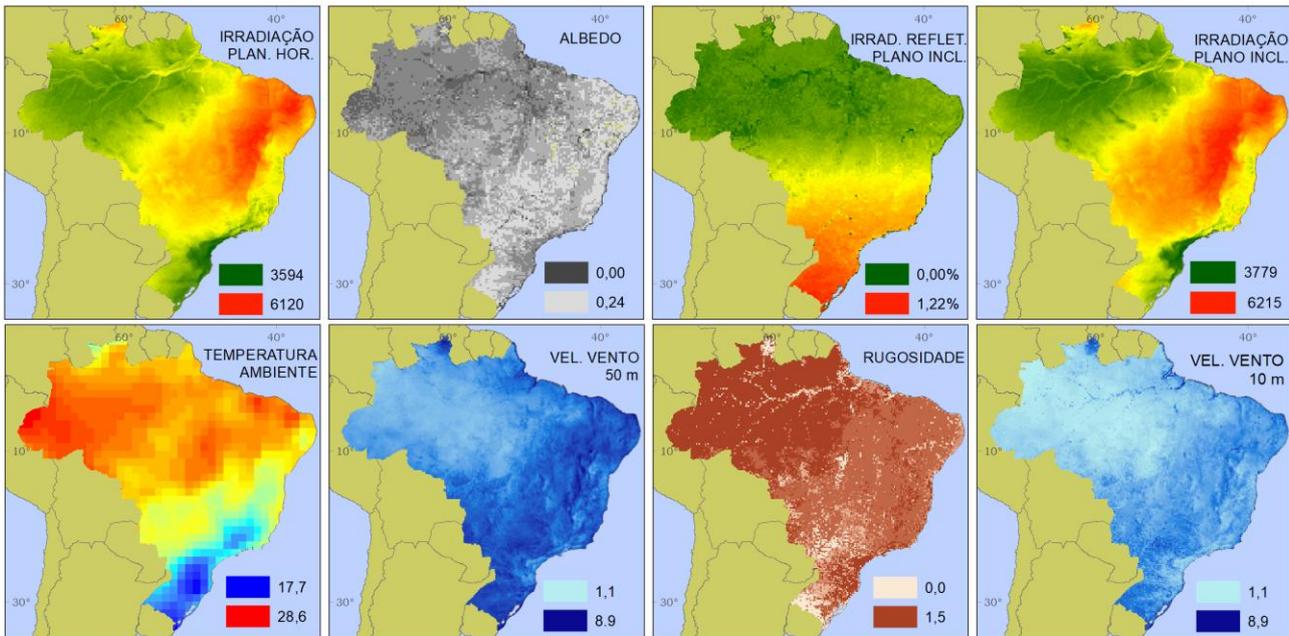


Figura 2: Grandezas ambientais e derivadas utilizadas para a elaboração do potencial de geração fotovoltaica

A PR é definida como a razão entre a energia gerada pelo sistema e a energia que seria convertida pelos painéis fotovoltaicos caso operassem em condições STC (do inglês, *Standart Test Conditions*) (SMA, [s.d.]). A PR não reflete a eficiência de conversão dos painéis, mas sim as perdas e os desvios das condições operacionais que afetam a temperatura das células. Dentre estes fatores, foram modelados neste trabalho a transmitância ótica dos módulos, eficiência de inversores, influência da temperatura ambiente, da velocidade do vento e da forma de instalação bem como as taxas de desvios de desempenho da tecnologia do painel frente a desvios da condição STC. Com a metodologia adotada foi possível que a estimativa da PR fosse derivada do cálculo da geração, e não o contrário.

A Fig. 4 apresenta a PR mensal média para o sistema fotovoltaico escolhido. O nível médio observado no território nacional é de 74,2%, abaixo da premissa do Atlas Brasileiro. Esta diferença é pouco relevante, considerando que tecnologias, configurações e premissas distintas trariam resultados diferentes, mesmo para a metodologia aqui apresentada. Mais importante é verificar as diferenças de desempenho entre localidades: observou-se nas médias anuais valores entre 73,4% e 77,5% (P1 e P99). A variabilidade é pequena e condizente com a expectativa apontada pela comparação entre Florianópolis e Jacareacanga (vide introdução). Verifica-se que, de modo geral, localidades com maior nível de radiação tem menor eficiência de conversão. Esta característica contribui para que o Brasil seja ainda um pouco mais uniforme do que o prognóstico apontado pelos dados de irradiação.

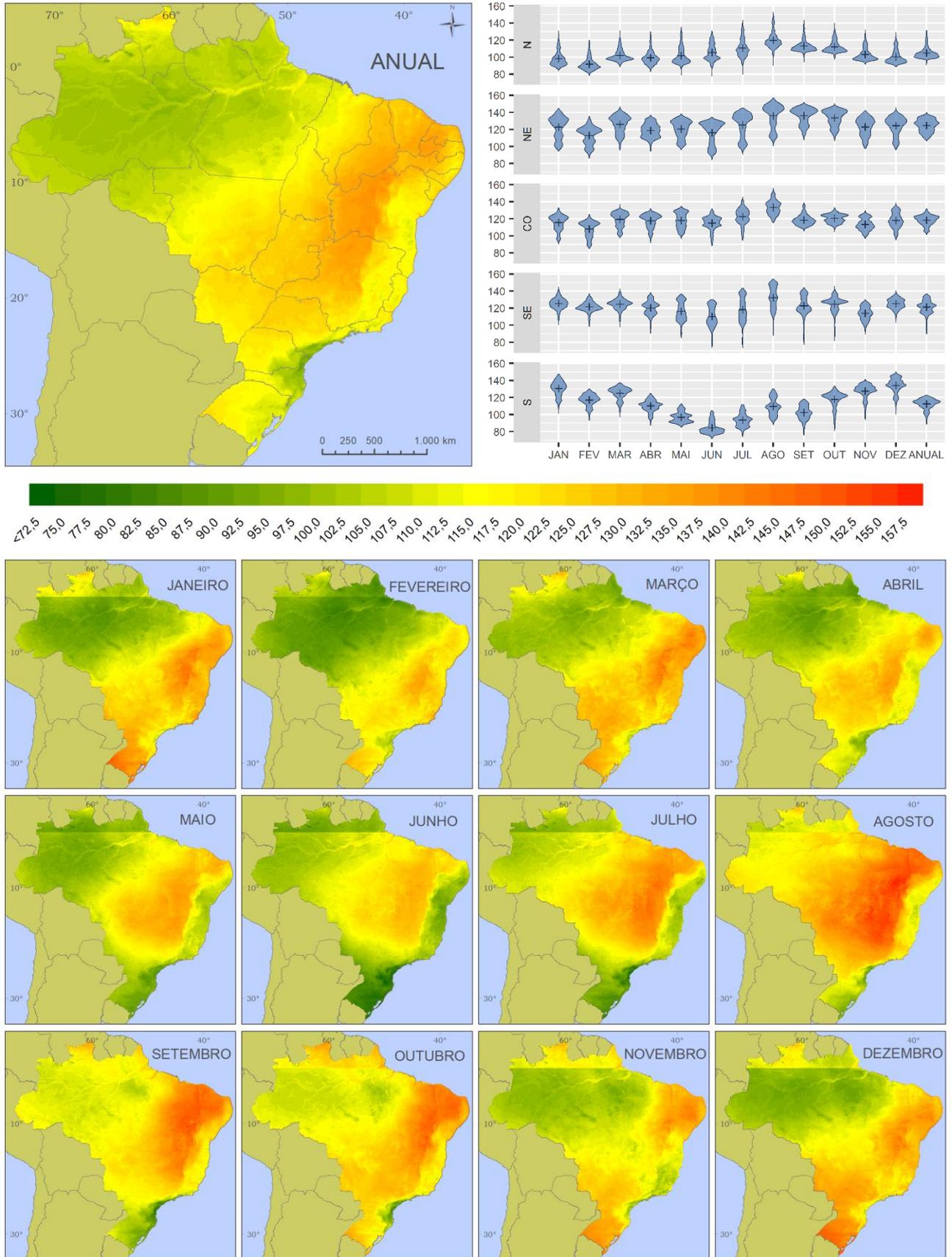
Observando-se mês a mês, percebe-se que nos meses mais quentes, o desempenho dos sistemas é relativamente uniforme entre as localidades. Já nos meses de inverno e adjacentes, há considerável melhoria de performance nas áreas mais próximas do litoral e, principalmente, no sul do país. Em julho, os extremos no país foram de 73,3% a 80,3% (P1 e P99). Para uma mesma localidade, a diferença de eficiência entre meses distintos chegou a 7,7% (P99). Por outro lado, foi de apenas 2,2% em algumas localidades (P1), com média de 3,3%. Estas diferenças comprovam a expectativa original e sinalizam que não é adequado se considerar que a eficiência de conversão é igual para todas as localidades em todas as épocas do ano.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresenta uma metodologia de cálculo do potencial da geração fotovoltaica que considera não somente informações de radiação, mas efeitos de outras variáveis ambientais e seus impactos nos níveis de geração e, conseqüentemente, nas taxas de desempenho. Tal metodologia é utilizada para calcular o potencial ao longo de todo o território nacional e, assim, fazer um mapeamento do potencial da geração fotovoltaica no país. Resultados reafirmam a importância da consideração de uma modelagem da conversão fotovoltaica mais detalhada do que a feita quando se considera uma taxa de desempenho única e fixa.

É importante ressaltar que os valores numéricos encontrados e utilizados no mapeamento do potencial da geração fotovoltaica têm caráter preliminar e não buscam precisar o desempenho dos sistemas em cada localidade, principalmente devido à escassez de dados ambientais apropriados. Os autores não têm acesso a bases de dados mais completas e, com isso, foi necessário um certo grau de criatividade para reproduzir minimamente as variações temporais e espaciais das grandezas envolvidas. Este objetivo foi atingido e o presente relato é capaz de apontar para a oportunidade de realização de trabalhos mais aprofundados.

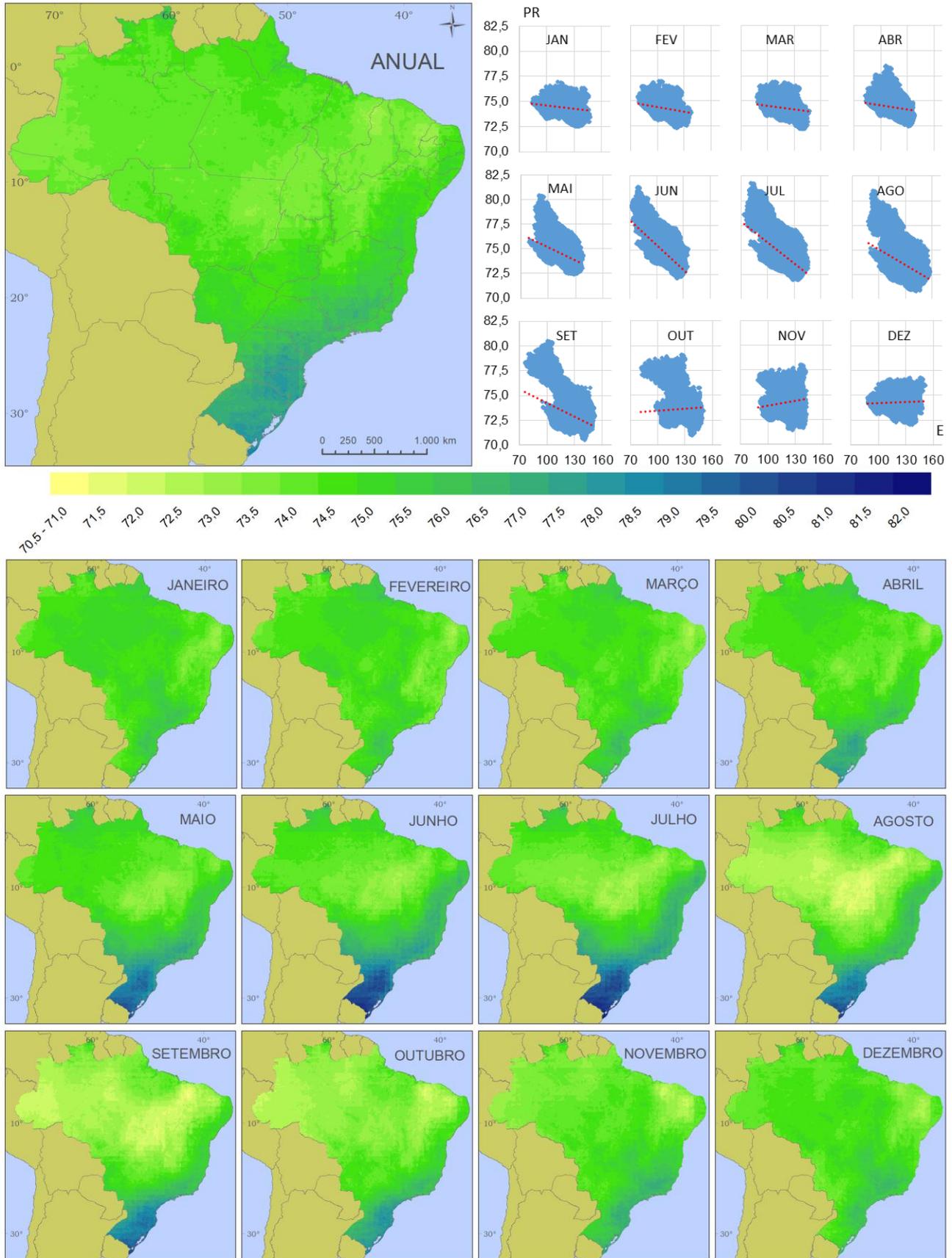
POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA (kWh/kWp.mês)



Sistema de Coordenadas Geográficas - SIRGAS 2000 / Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo

Figura 3: Potencial de geração mensal médio, para sistema fotovoltaico típico

TAXA DE DESEMPENHO MÉDIA (PR) (%)



Sistema de Coordenadas Geográficas - SIRGAS 2000 / Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo

Figura 4: Taxa de desempenho (PR) mensal média para sistema fotovoltaico típico

Com louvável exceção aos dados da 2ª Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar pelo INPE, a busca por informações de qualidade e com adequadas resoluções espaciais e escalas temporais se mostrou frustrante, e denotou uma realidade nacional lamentável. Tomando estes empecilhos como oportunidade, a metodologia aqui apresentada é inédita e os autores pretendem aprimorá-la e validá-la.

O Atlas Brasileiro esboça contribuições importantes para o planejamento da inserção do recurso solar no Brasil, na medida que apresenta, com elevada resolução espacial, os níveis de radiação anual, bem como a sazonalidade e as variabilidades interanuais. Sugerimos que dados intermediários, previamente tratados e consolidados, sejam também disponibilizados, permitindo que estudos científicos ou de planejamento sejam desenvolvidos a partir dos mesmos. Os valores mensais, ou com maior resolução, ano a ano poderiam, por exemplo, permitir análises de correlação temporal e espacial.

Por fim, ainda nesta linha, a disponibilidade do recurso solar tem como característica a elevada variação média diária, bem como variações instantâneas provocadas por condições climáticas. Esta variabilidade é uma importante questão para o planejamento e operação do setor elétrico e é um desafio para a penetração da tecnologia em larga escala. É importante que o Brasil se estruture para pesquisar, compreender, medir e administrar esta variabilidade.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro parcial da CAPES – Brasil.

REFERÊNCIAS

- Allan, G., Eromenko, I., Gilmartin, M., Kockar, I., & McGregor, P. (2015). The economics of distributed energy generation: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.064>
- Badger, J., Badger, M., Kelly, M., & Guo Larsén, X. (2016). Global Wind Atlas. Recuperado 29 de outubro de 2017, de <http://globalwindatlas.com/>
- Bendt, P., Collares-Pereira, M., & Rabl, A. (1981). The frequency distribution of daily insolation values. *Solar Energy*, 27(1), 1–5. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(81\)90013-X](https://doi.org/10.1016/0038-092X(81)90013-X)
- Broxton, P. D., Zeng, X., Sulla-Menashe, D., & Troch, P. A. (2014). A Global Land Cover Climatology Using MODIS Data. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 53(6), 1593–1605. <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-13-0270.1>
- Cohen, B. (2012). Energy Disruption. Recuperado 26 de junho de 2016, de <http://www.empowergeneration.org/energy-disruption/>
- De Soto, W., Klein, S. A., & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1), 78–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.06.010>
- Denholm, P., & O'Connell, Matthew Brinkman, Gregory Jorgenson, J. (2015). *Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart*.
- Dobos, A. P. (2014). PVWatts Version 5 Manual. Recuperado de <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62641.pdf>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*. *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
- EPE. (2016). Destaques de Leilões. Recuperado de <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>
- Fuentes, M. K. (1987). A Simplified Thermal Model for Flat-Plate Photovoltaic Arrays. *Sandia Report*.
- Hosenuzzaman, M., Rahim, N. A., Selvaraj, J., Hasanuzzaman, M., Malek, A. B. M. A., & Nahar, A. (2015). Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.046>
- INPE. (2008). Brazil Wind Data (10km) from CEPTEL - Datasets - OpenEI Datasets. Recuperado 30 de outubro de 2017, de <https://openei.org/datasets/dataset/brazil-wind-data-10km-from-cepel>
- King, D. L., Boyson, W. E., & Kratochvil, J. A. (2004). Photovoltaic array performance model. *Sandia Report No. 2004-3535*, 8, 1–19. <https://doi.org/10.2172/919131>
- Knight, K. M., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1991). A methodology for the synthesis of hourly weather data. *Solar Energy*, 46(2), 109–120. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(91\)90023-P](https://doi.org/10.1016/0038-092X(91)90023-P)
- Liu, B. Y. H., & Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 4(3), 1–19. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(60\)90062-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1)
- Ministério do Meio Ambiente. (2016). Efeito Estufa e Aquecimento Global. Recuperado de <http://www.mma.gov.br/comunicacao/item/195-efeito-estufa-e-aquecimento-global>
- NASA. (2003, julho 9). NASA Earth Observations. Recuperado 9 de julho de 2017, de <https://neo.sci.gsfc.nasa.gov/>
- NASA. (2011). Surface meteorology and Solar Energy. Recuperado de <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- NREL. (2017). System Advisor Model (SAM). Recuperado 21 de maio de 2017, de <https://sam.nrel.gov/>
- Orgill, J. F., & Hollands, K. G. T. (1977). Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, 19(4), 357–359. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(77\)90006-8](https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90006-8)
- Pereira, E., Martins, F., Costa, R., Gonçalves, A., Lima, F., Rütther, R., ... de Souza, J. (2017). *Atlas Brasileiro de*

Energia Solar – 2ª Edição.

SMA. ([s.d.]). Performance ratio - Quality factor for the PV plant. Recuperado de <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-en-11.pdf>

UNEP. (2015). Solar and Wind Energy Resource Assessment. Recuperado 21 de maio de 2017, de <http://en.openei.org/apps/SWERA/>

MAPPING OF POTENTIAL PV ENERGY PRODUCTION IN BRAZIL: A PRELIMINARY APPROACH

Abstract. *Environmental, energy security and economic issues greatly encourage the massive use of renewable energy sources. These include solar energy, which was recently the subject of the 2nd edition of the Brazilian Atlas of Solar Energy, released by the National Institute of Space Research (INPE) and partners. By using radiation data from that document, this work aims at mapping the power generation capacity by photovoltaic systems. Data from the other impacting environmental variables in the energy conversion process were sought and used. Monthly values were converted into hourly variables by means of established models. Finally, the synthetic time data fed a software, developed by the authors. As results, annual and monthly generation potential maps are presented for the entire national territory, considering typical technologies and forms of installation. In addition, maps of average performance ratio of the systems are presented. The resulting analysis demonstrates that it is inappropriate to consider that systems in different locations perform similarly to each other, or that the same system maintains a uniform level of performance throughout the year. Besides mapping, the methodology itself is a contribution of this article.*

Key words: *Solarimetric map, Photovoltaic map, Modeling of photovoltaic systems*