

METODOLOGIAS DE AJUSTE DE DADOS SOLARIMÉTRICOS VISANDO A ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA DE LONGO PRAZO

Cristiano Saboia Ruschel – cristiano.ruschel@epe.gov.br

Gustavo Pires da Ponte – gustavo.ponte@epe.gov.br

Empresa de Pesquisa Energética

Resumo. O uso de dados solarimétricos representativos é fundamental para uma boa estimativa da produção de energia de longo prazo de uma usina fotovoltaica. Para participação de empreendimentos fotovoltaicos nos leilões de energia do mercado regulado, exige-se, desde 2016, um mínimo de doze meses consecutivos de medição de irradiação solar global no local do empreendimento. Utilizados em conjunto com as estimativas de longo prazo, as medições têm o potencial de reduzir desvios nos dados de modelos baseados em imagens de satélite, reduzindo a incerteza na estimativa da produção de energia. Alguns pontos são cruciais nesse processo, tais como a adequada manutenção da estação solarimétrica na campanha de medição, a escolha de uma fonte de dados de longo prazo de qualidade e a metodologia de ajuste de dados de longo prazo, procedimento que faz uso do período concomitante entre a medição e os dados de modelo para correção de eventuais desvios para o local de interesse. Neste trabalho, avalia-se a importância das medições solarimétricas e as principais metodologias de ajuste presentes na literatura. Apresenta-se diferentes metodologias utilizadas pelas certificadoras participantes do processo de habilitação técnica para os leilões de energia, discutindo-se aspectos relevantes de cada caso. Por fim, com base em recomendações apresentadas na literatura, são apontadas boas práticas e cuidados a serem considerados na obtenção de dados solarimétricos representativos para o local em estudo.

Palavras-chave: Medição solarimétrica, Modelos de transferência radiativa, Ajuste de dados solarimétricos

1. INTRODUÇÃO

Medições precisas de radiação solar, no local de interesse, são consideradas importantes para o projeto de sistemas de conversão de energia solar e para a avaliação de desempenho de instalações (Wilcox e Stoffel, 2009). Com o objetivo de reduzir a incerteza global dos projetos fotovoltaicos, levando a uma estimativa mais precisa da produção esperada de energia, desde o ano de 2016, para participação nos leilões de energia exige-se, conforme Portaria MME nº 102/2016:

“Art. 6º Os empreendedores com projetos de geração a partir de fonte solar deverão atender as condições para Cadastramento e Habilitação Técnica, estabelecidas no art. 4o e, também, aos seguintes requisitos:

(...)

II - no ato do Cadastramento, apresentação de histórico de medições contínuas de irradiação global horizontal, por período não inferior a doze meses consecutivos, realizadas no local do empreendimento, integralizadas a cada dez minutos, para empreendimentos fotovoltaicos, sem tecnologia de concentração da irradiação”.

Há uma exigência mínima de qualidade dos equipamentos a serem utilizados nessa estação, sendo tais requisitos descritos nas Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica de Empreendimentos Fotovoltaicos (EPE, 2017). As estações solarimétricas devem estar equipadas com, no mínimo, dois piranômetros padrão *First Class* ou superior, conforme norma ISO 9060:1990, orientados no plano horizontal, para medição de irradiância global horizontal, além de instrumentos para medição de temperatura, umidade relativa e velocidade do vento.

Devido à variabilidade interanual natural do recurso solar, não é adequado estimar o comportamento de longo prazo de uma usina fotovoltaica a partir apenas da medição local de um ano. De forma a complementar a campanha de medição, devem ser utilizados também dados solarimétricos de longo prazo, geralmente disponíveis a partir de modelos que fazem uso de dados de satélites. A partir da aplicação de uma metodologia adequada, é possível ajustar desvios dos modelos de satélite a partir da comparação com o período concomitante de dados medidos em campo, fornecendo uma estimativa mais confiável e representativa do local estudado. Tendo em vista a importância do ajuste das informações obtidas por modelos de satélite por meio dos dados medidos, este trabalho apresenta algumas metodologias comumente utilizadas com este fim, apontando recomendações presentes na literatura acerca de seu uso.

2. OBJETIVO

Considerando a necessidade de estimativa de produção de energia no longo prazo de projetos fotovoltaicos participantes nos leilões de energia, e a importância da qualidade dos dados solarimétricos nesse processo, este trabalho

tem por objetivo apresentar uma revisão dos principais métodos de ajuste de dados solarimétricos disponíveis na literatura, expondo suas principais vantagens e limitações. Grande parte das discussões na literatura sobre ajustes de dados tem como foco a irradiação direta normal (DNI), devido a sua maior variabilidade e influência na produção de energia nas usinas heliotérmicas. Entretanto, neste trabalho discute-se o uso dessas metodologias para a irradiação global horizontal (GHI), variável de maior interesse na estimativa de produção de usinas fotovoltaicas.

São propostas recomendações quanto ao uso de determinadas metodologias a partir dos dados disponíveis, utilizando casos reais de empreendimentos cadastrados nos leilões de energia como exemplo. Discute-se ainda a importância da qualidade dos dados utilizados, tanto do modelo de satélite, quanto da campanha de medição.

3. POR QUE MEDIR O RECURSO SOLAR?

Dada a grande disponibilidade de dados de satélite e de estudos climatológicos para a superfície terrestre, os modelos computacionais de transferência radiativa se mostram uma importante ferramenta para o levantamento dos recursos de energia solar. Esses modelos fornecem estimativas de fluxo de radiação solar na superfície baseadas em imagens de satélite e dados climatológicos.

Contudo, a validação dos modelos de transferência radiativa depende das medições em estações de superfície, que devem possuir longos períodos de tempo (para avaliação da sazonalidade), estar bem distribuídas espacialmente (várias estações, para avaliação de diferentes climas e relevos), e contar com equipamentos de qualidade. A resolução espacial e temporal varia significativamente entre os modelos, principalmente devido à diferença entre os dados utilizados por cada um. Enquanto alguns modelos, como o SolarGIS utilizam-se de dados de satélite com resolução entre 3 e 5 km e frequência sub-horária, outros, como o MEERA (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, NASA) têm resolução espacial de 10 km e temporal de 3 horas. Cabe ressaltar que essa resolução refere-se apenas às imagens de satélite utilizadas. Outros dados utilizados nesses modelos, como vapor de água ou aerossóis, possuem menor detalhamento. Para o SolarGIS, por exemplo, a resolução espacial desses dados varia entre 35 e 125 km, e a resolução temporal entre 3 e 6 horas (Suri e Cebecauer, 2014). Tendo em vista o caráter variável da irradiação ao longo do dia e dado que as simulações de produção de energia de usinas fotovoltaicas devem ser realizadas utilizando intervalos horários (ou menores), fica clara a importância da resolução temporal na estimativa de longo prazo do recurso solar.

Devido a essa baixa resolução de parte dos dados de entrada, ou à própria incerteza associada a seus valores, é possível que haja um desvio persistente (bias) entre o resultado do modelo e o ponto específico no qual se deseja instalar o empreendimento fotovoltaico. É reconhecido ainda que os modelos possuem dificuldades de estimativas em algumas situações, incluindo regiões costeiras, ou com interface água-terra, alto albedo (areia, sal), terrenos montanhosos e alta concentração de aerossóis e vapor de água (Kleissl, 2013). Nesses casos, torna-se ainda mais evidente a necessidade de correção dos dados a partir de medições locais.

Os modelos de transferência radiativa mais utilizados nem sempre consideram locais no Brasil em sua validação. Os que o fazem geralmente possuem poucas estações para tanto, como pode ser visto na Fig.1, que indica as estações utilizadas no trabalho de validação do modelo do SolarGIS, com as cores indicando o desvio médio obtido em cada uma destas.

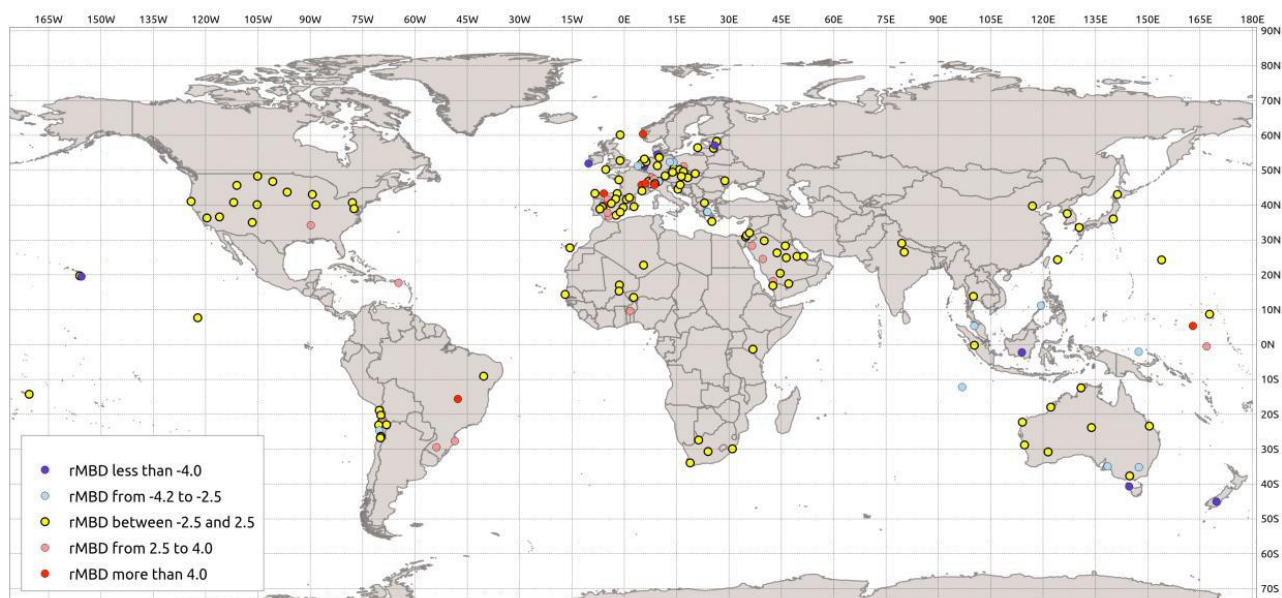


Figura 1 - Estações de validação do modelo SolarGIS. Fonte: Suri e Cebecauer (2014)

As estimativas de irradiação solar fornecidas pelo modelo BRASIL-SR, por exemplo, foram validadas por meio de comparação com valores medidos em superfície em estações das redes SONDA e PCD, do CPTEC/INPE. A base de dados da rede SONDA, embora de alta qualidade e confiabilidade, ainda é bastante reduzida temporal e espacialmente. A rede de PCD conta com estações distribuídas por todo o território brasileiro, mas não utiliza sensores de primeira linha (INPE, 2017).

Na avaliação do recurso solar é preciso considerar também efeitos locais, como, por exemplo, os aerossóis atmosféricos causados por queimadas, que ocorrem com frequência em determinadas regiões do país atingindo níveis elevados em determinados períodos. Esses aerossóis constituem o segundo fator mais importante de modulação da radiação solar incidente, atrás apenas da cobertura de nuvens, podendo causar forte atenuação, particularmente na componente direta. No entanto, a modelagem de aerossóis é geralmente imprecisa, introduzindo incertezas na estimativa do recurso. Melhorias na parametrização dos aerossóis foram um dos principais focos de estudo do modelo BRASIL-SR, utilizado na elaboração das duas edições do Atlas Brasileiro de Energia Solar. A versão mais recente considera com mais detalhes a sazonalidade, regiões fonte, e o transporte de aerossóis (INPE, 2017).

Dadas as limitações dos modelos de transferência radiativa, a vantagem do uso de dados medidos em campo para redução da incerteza é reconhecida por grande parte dos agentes envolvidos na cadeia de energia fotovoltaica. Em um dos relatórios do projeto Solar Bankability (2016), realizado em uma parceria de diversas instituições do setor na União Europeia, foi feita uma pesquisa com sete diferentes atores do mercado fotovoltaico, na qual constatou-se que a necessidade de ajuste local de dados é praticamente um consenso, com a maior parte destes sugerindo um mínimo de 6 meses de medição, conforme sintetizado na Tab.1 (em inglês).

Tabela 1 – Revisão de métodos de ajustes de dados solarimétricos utilizados por sete agentes do mercado
Fonte: Solar Bankability (2016)

Site adaptation	A	B	C	D	E	F	G
Site adaptation	✓	✓		✓	✓	✓	✓
Minimum required measurement period (months)	6	12	Considered not needed	6	6	6	NA

Para a avaliação de crédito para projetos fotovoltaicos, a agência de classificações de risco Fitch requer uma medição de no mínimo um ano, argumentando que períodos inferiores podem não ser suficientes para capturar eventuais efeitos sazonais para o local (Fitch Ratings, 2012).

Portanto, mesmo em locais em que os modelos baseados em satélite foram extensamente validados, considerando uma ampla rede de estações solarimétricas, é reconhecida a importância da medição do recurso solar por estações locais. Destaca-se ainda que, além do uso de bons equipamentos de medição, é fundamental a manutenção adequada da estação para garantia da qualidade dos dados. Schnitzer et al. (2012) sugerem que a falta de uma manutenção regular de limpeza e nivelamento dos equipamentos da estação pode aumentar a incerteza dos dados medidos em cerca de 2%.

4. METODOLOGIAS DE AJUSTE DE DADOS

Possuindo-se os dados de longo prazo, obtidos por um modelo de satélite, e uma medição local de qualidade, é necessária ainda a escolha da metodologia que permita um melhor aproveitamento desses dados. Percebe-se na literatura uma predominância de aplicações de ajuste de valores de irradiação direta normal (DNI) para aplicações em usinas heliotérmicas, devido à maior variabilidade desta e à maior susceptibilidade dessas usinas ao recurso. Contudo, o foco desse estudo será a aplicação de metodologias de ajuste na GHI. São três as principais metodologias utilizadas, sendo estas objeto do presente trabalho.

4.1 Método da Razão

É o método mais simples, consistindo em comparar as médias de irradiação do período concomitante da medição e do modelo de satélite, e aplicar a razão entre estas a toda a série de longo prazo disponível. Este método deve ser utilizado com cautela, pois é comum que os erros do modelo de satélite variem em função das condições atmosféricas. Assim, embora se esteja ajustando valores médios para o período concomitante, pode-se estar inserindo um erro na série histórica. Por exemplo, se o período concomitante possui radiação muito inferior à média histórica, e há um alto viés do modelo de satélite para dias nublados, corre-se o risco de que o ajuste piore os dados para os períodos ensolarados, que originalmente possuíam menor viés. Contudo, é sugerido por Cebecauer e Suri (2015) que, para pequenos desvios médios (da ordem de 2 ou 3%), mesmo os métodos mais simples, como este, produzem resultados satisfatórios.

Uma evolução deste método seria utilizar diferentes razões para diferentes períodos do ano, caso, por exemplo, sejam identificadas tendências claras para determinadas épocas. Ainda assim, esse método pode ser criticado pelo fato de aplicar valores médios para condições distintas.

4.2 Método do ajuste linear

O método do ajuste linear pode ser considerado uma evolução do método da razão. A partir da nuvem de pontos obtida pela comparação dos registros medidos no local e dados de satélite, obtém-se a equação que relaciona ambas. Em seguida, calcula-se a equação necessária para transformação desta relação em uma reta $y = x$, resultado que indicaria melhor correlação possível entre os dados. Deve-se atentar ainda para a restrição de que as radiações obtidas devem ser positivas, motivo pelo qual frequentemente a reta final obtida é diferente da ideal. A Fig. 2 demonstra um exemplo de nuvem de pontos e reta de regressão antes e depois da utilização do método.

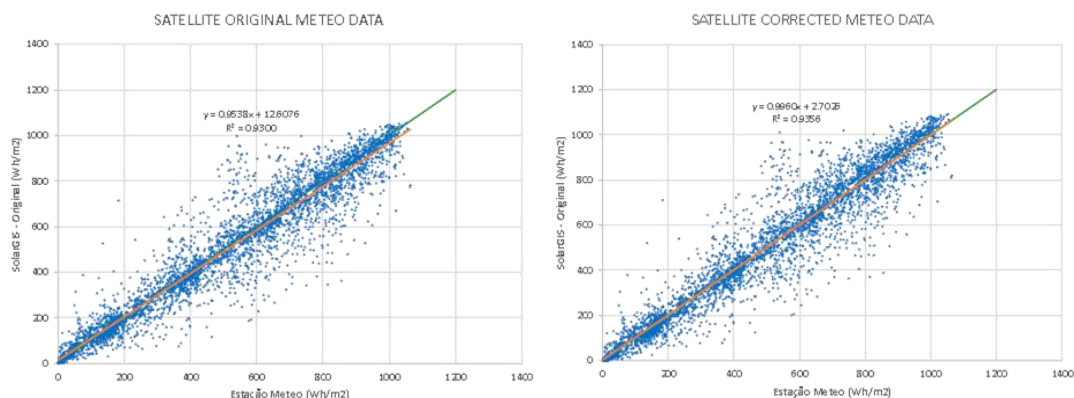


Figura 2 – Aplicação do método do ajuste linear

O desvio médio é reduzido para próximo a zero com o uso desse método, o que tende a aumentar a precisão da estimativa da produção de energia de longo prazo para o local estudado. É interessante notar, entretanto, que em termos instantâneos, os desvios continuam elevados, já que em base de tempos mais curtos há a dominância de erros aleatórios. O erro de paralaxe, devido à impossibilidade de estimar a correta localização das nuvens pelo satélite, pela sua altitude, faz com que por certas vezes o modelo interprete que o local está coberto por nuvens quando não está, e vice-versa. A tendência desse tipo de erro no longo prazo é que estes se anulem. Sendo a produção fotovoltaica linear com a irradiância, o erro inserido na produção de energia tende, portanto, a não ser tão relevante.

4.3 Ajuste linear multivariável

Segue a mesma lógica do método do ajuste linear, mas neste os dados são separados segundo determinados critérios, por exemplo de nível de irradiância ou altitude solar, e para cada grupo uma equação de ajuste é obtida. Assim, se o modelo de satélite possuir alguma dificuldade em uma condição específica, o ajuste necessário para corrigi-la não será aplicado às outras condições, nas quais o modelo possa estar fornecendo resultados corretos.

Algumas empresas fornecedoras de dados de satélite possuem seus próprios modelos de ajuste linear multivariável, com os quais, a partir do envio de medições pelo cliente, fornecem dados ajustados ao local de interesse, representativo para o longo prazo, além do ano meteorológico típico (TMY) para simulação de produção de energia. Gueymard et al. (2012) avaliaram o modelo da empresa 3Tier para ajuste de DNI em 5 locais e demonstraram reduções no desvio médio para todos os casos, utilizando essa metodologia. O erro médio quadrático também foi reduzido em geral, exceto para uma das localidades, na qual o mesmo já era baixo antes da correção.

Em Blanc et al (2012), é testado o método proposto por Carow (2008), de regressão linear dependente de diferentes variáveis, que discretiza os dados em dois ângulos de zênite, dois ângulos de azimute, dois índices de céu claro e cem faixas de irradiância. Onze estações, sendo nove na Europa, uma na Argélia e uma em Israel, são usadas para a avaliação. Demonstra-se que para o GHI o desvio médio é reduzido em quase todas as estações testadas, enquanto o erro médio quadrático não apresenta uma tendência clara. Com base nos resultados para GHI e DNI, sugere-se que o ajuste seja essencial apenas para localidades onde as diferenças entre os valores medidos e os dados de satélite sejam significativas. O limiar sugerido só é ultrapassado nos dados de GHI para uma das onze estações testadas.

5. DISCUSSÃO DE RESULTADOS DOS LEILÕES

Conforme era esperado, a utilização dos dados de medição locais de irradiação levou a uma redução na incerteza relativa à estimativa do recurso energético, e por consequência a uma menor incerteza na estimativa da produção de energia (incerteza padrão resultante). A Fig. 3 compara as médias dessas duas variáveis nos projetos habilitados em todos os leilões de energia do mercado regulado nos quais houve participação da fonte fotovoltaica. Destaca-se que nos primeiros leilões com participação da fonte solar fotovoltaica, não era obrigatória a apresentação das componentes da incerteza.

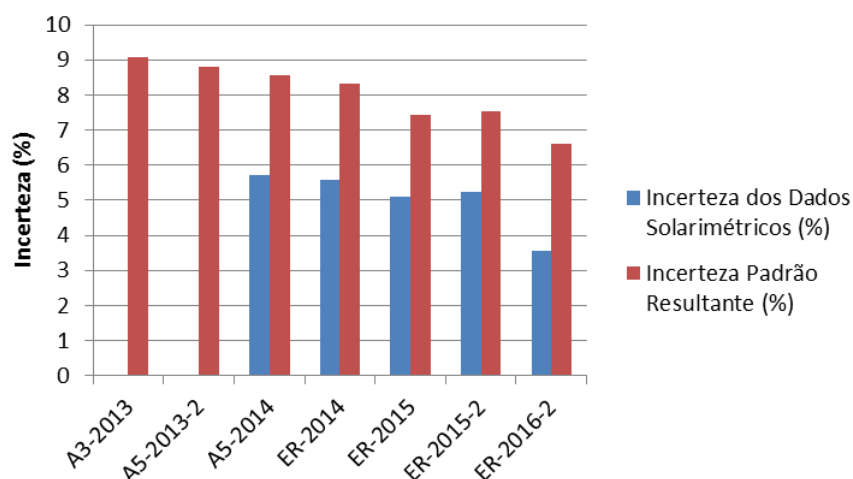


Figura 3 – Histórico de incertezas declaradas nos leilões de energia

Embora o requisito de medições por um ano tenha entrado em vigor no ano de 2016, quando se percebe a redução da incerteza, não há especificação de metodologia a ser utilizada para ajuste dos dados solarimétricos.

Para participação nos leilões de energia, é necessário que as medições solarimétricas e a estimativa de produção de energia dos projetos sejam certificados por uma instituição independente, sendo cada certificadora livre para eleger o método que julgue mais adequado. Verificou-se, ao longo das análises dos projetos no processo de habilitação técnica, a utilização de diversas metodologias para ajuste, tendo a EPE solicitado com frequência mais informações às certificadoras no sentido de compreender as metodologias utilizadas.

Alguns certificadores optaram por utilizar o método da razão, descrito na seção 4.1, para correção dos dados, aplicando um valor único de correção para todo o ano. Verificou-se para alguns empreendimentos que há indícios de uma tendência sazonal, conforme exemplificado na Fig. 4. As próximas Figuras deste capítulo são apresentadas sem identificação dos autores, a fim de manter a confidencialidade dos dados dos empreendimentos cadastrados nos leilões de energia.

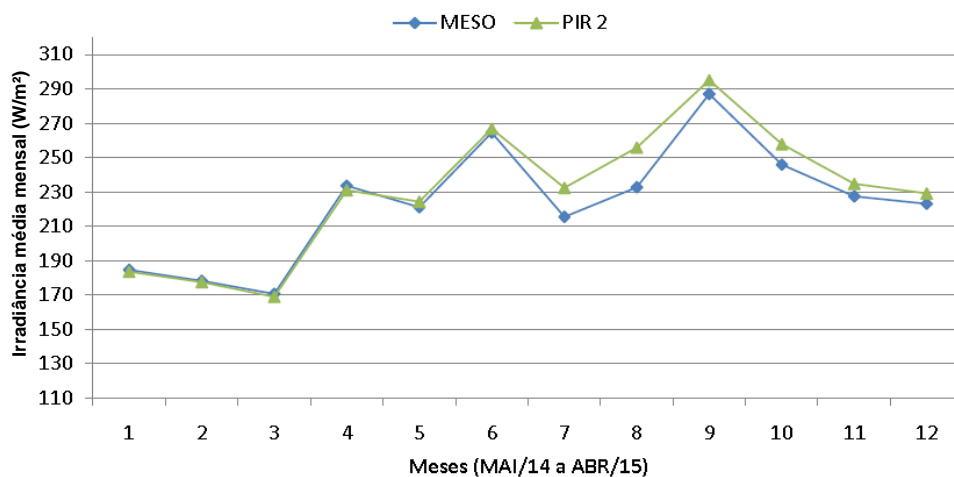


Figura 4 – Possível tendência sazonal no modelo de satélite

Os primeiros 6 meses possuem boa aderência entre o modelo de mesoescala (baseado em imagens de satélite) e a medição local (piranômetro), mostrando que, ao menos em termos médios, não seria necessário o ajuste. Já para os 6 meses seguintes, há um viés de baixa no modelo, que poderia ser corrigido ao se aplicar a razão entre os dados medidos e os do modelo apenas para os meses correspondentes.

Outro método amplamente utilizado foi o método do ajuste linear. Apesar da sua simplicidade, verificou-se que este tende a reduzir o desvio médio para valores próximos a zero. O erro médio quadrático em geral reduz-se um pouco, ou permanece aproximadamente constante. Essa persistência do erro médio quadrático decorre do fato de que este é dominado pelos valores mais altos, quando os desvios entre a medição e o dado de satélite são muito altos. Tais casos ocorrem principalmente em função de erros aleatórios, associados, por exemplo, ao erro de paralaxe na passagem de nuvens, não sendo passíveis de correção por nenhum dos métodos de ajuste.

Para diversos empreendimentos, observou-se grande importância da utilização das medições locais para correção de desvios dos dados de longo prazo obtido com auxílio de modelos. Por exemplo, a Fig. 5 compara o período de um

ano concomitante da medição com dados de mesoescala, permitindo identificar e corrigir um viés. Tal desvio pode estar associado ao uso de um modelo de satélite com menores resoluções espacial e temporal, ou com dificuldade de parametrização de alguma característica do local do empreendimento.

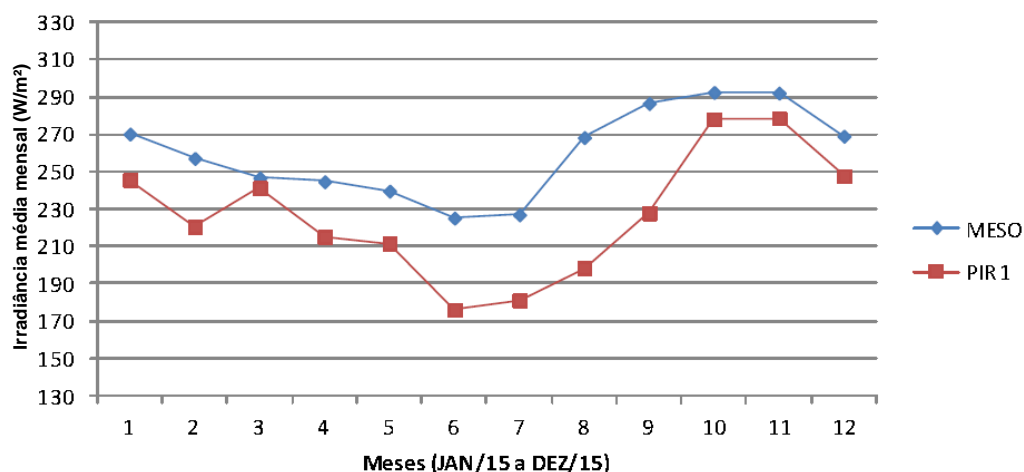


Figura 5 – Localidade com claro viés nos dados de modelo de satélite

Para outros locais, contudo, não houve viés claro. É apresentado na Fig. 6 outro exemplo, que mostra um caso em que os dados do modelo se mostraram relativamente mais aderentes aos obtidos na medição. Tais resultados costumam estar associadas ao uso de modelos de satélite de maior qualidade, com melhores resoluções. A linha vermelha representa os dados medidos, e a linha azul, os dados do modelo de satélite.

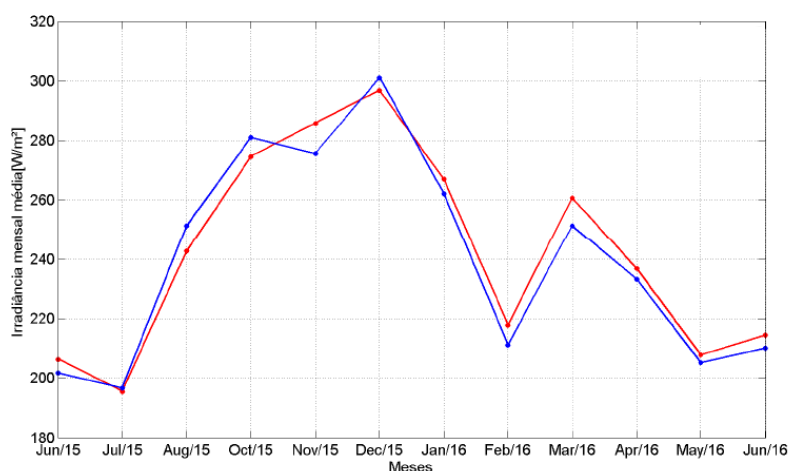


Figura 6 – Localidade com boa aderência entre os dados medidos e os do modelo de satélite

Mesmo nos casos em que as médias mensais são mais aderentes e o desvio médio anual é baixo, é possível que haja tendências nos dados do modelo de satélite para determinadas condições, que podem ser minimizadas com o uso de uma metodologia adequada. Contudo, nesses casos, fica a critério do certificador a realização ou não de ajustes. Importante notar que ainda que não sejam usadas para o ajuste dos dados de longo prazo, as medições locais são fundamentais para avaliar a adequação dos dados do modelo de satélite ao local do projeto.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O uso de um período de medições solarimétricas locais concomitantes a um modelo de dados de satélite é recomendado por diversos agentes do setor fotovoltaico, incluindo acadêmicos, certificadores, empresas fornecedoras de dados, bancos e agências de classificação de risco. Há alguma discussão sobre o período mínimo concomitante para avaliação de dados e realização de adaptações, mas sugere-se que períodos inferiores a um ano podem ser insuficientes, principalmente em localidades com variações sazonais de clima bem marcadas.

As principais metodologias de ajustes de dados utilizados para correção de tendências da irradiação global horizontal nos modelos de satélite demonstram capacidade de reduzir o erro e a incerteza no cálculo da estimativa de produção de energia de usinas fotovoltaicas. Importante notar, contudo, que as diferenças instantâneas entre os dados de

modelos e os medidos continuam sendo relevantes, já que estas decorrem principalmente de erros aleatórios, tais como o erro de paralaxe no posicionamento das nuvens.

Alguns autores argumentam que, quando há uma boa concordância entre os dados medidos e os do modelo de satélite, o ajuste pode não ser necessário, defendendo que em certos casos seu uso pode ser prejudicial ao corrigir uma série de longo termo que já era aderente ao local estudado.

A qualidade das medições *in situ* é outro ponto crucial na utilização de métodos ajuste de dados para o local avaliado. Não só os instrumentos devem ser de boa qualidade, mas uma boa manutenção da estação é fundamental para garantir que os valores medidos sejam representativos do local, evitando que, ao invés de se melhorar a qualidade dos dados utilizados na estimativa de produção, se esteja inserindo erros adicionais.

Por fim, ressalta-se que o fato de ser da decisão do certificador não realizar ajustes nos dados, quando possuem os dados de satélite de boa acurácia, não significa que a medição pode ser dispensada, por ser fundamental para a avaliação da qualidade e representatividade dos dados do modelo de satélite para a localidade do empreendimento, e só de posse da mesma pode-se garantir que o ajuste seja dispensável.

REFERÊNCIAS

- Blanc, P., Boilley, Alexandre, Killius, N, Massip, P, Schroedter---Homscheidt, Marion And Wald, L., 2012. Methods for Data fusion. Report of the Project ENDORSE, 7th Framework ProgrammeEU.
- Carow, J.R., 2008. Anpassung langjähriger Satelliten-Strahlungszeitreihen an Bodenmesswerte eines Jahres. Diploma Thesis. Nordhausen, Germany: University of Applied Science.
- Cebecauer, T., Suri, M., 2015. Site-adaptation of satellite-based DNI and GHI time series: overview and SolarGIS approach. GeoModel Solar White Paper.
- EPE, 2017 – Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica de Empreendimentos Fotovoltaicos com Vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica.
- Fitch Ratings, 2012 - Rating Criteria for Solar Power Projects, disponível em <https://www.fitchratings.com/site/re/671120>
- Gueymard et al. Gustafson, W.T.; Bender, G.; Etringer, A.; Storck, P., 2012, Evaluation of Procedures to Improve Solar Resource Assessments: Optimum Use of Short-Term Data From a Local Weather Station To Correct Bias In Long-Term Satellite Derived Solar Radiation Time Series. World Renewable Energy Forum Conference Proceedings; May 13–17, 2012. Denver, CO.
- ISO 9060:1990. Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation
- INPE, 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2ª Edição, São José dos Campos.
- Ministério de Minas e Energia, 2016. Portaria nº 102, de 22 de Março de 2016.
- Schnitzer M, Thuman C, Johnson P. The impact of solar uncertainty on project financeability: mitigating energy risk through on-site monitoring. In: World renewable energy forum. Denver, CO: American Solar Energy Society; 2012
- Solar Bankability, 2016 – Review and Gap Analyses of Technical Assumptions in PV Electricity Cost.
- Suri, M., Cebecauer, T., 2014. Satellite-Based Solar Resource Data: Model Validation Statistics Versus User’s Uncertainty. ASES Solar Conference, São Francisco, EUA.
- Wilcox e Stoffel, 2009. Solar Resource and Meteorological Assessment Project (SOLRMAP). Solar and Meteorological Station Options: Configurations and Specifications. National Renewable Energy Laboratory

SOLAR RADIATION SITE-ADAPTATION METHODS FOR THE ESTIMATION OF THE LONG-TERM ENERGY PRODUCTION

Abstract. *The use of representative solar irradiation data is fundamental for a good estimation of the long-term energy production of a photovoltaic power plant. Since 2016, a minimum of twelve consecutive months of on-site global horizontal irradiation measurement is required from photovoltaic power plant projects to participate on the regulated market energy auctions in Brazil. If combined with long-term data, the measured data have the potential to decrease biases on the satellite-based model data, lowering the uncertainty on the energy production estimation. Some aspects are crucial on this process, such as the adequate maintenance of the monitoring station during the measurement campaign, the choice of a quality long-term data source and the site adaptation method, which uses the concurrent period between the measurement and the model data in order to correct possible biases for the desired location. This work evaluates the importance of solar data measuring and the main site adaptation methods described on the literature. The use of different methods by certifiers which participate on the energy auction process is presented, and relevant aspects are discussed for each case. Finally, based on the literature, good practices and precautions that should be considered on the construction of site-representative solar data.*

Keywords: *Solar measurement, Radiative transfer models, Site-adaptation methods*