

## >>> AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR POR SATÉLITE: UMA BASE SÓLIDA PARA A INCLUSÃO DA ENERGIA SOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA DO URUGUAI

Rodrigo Alonso Suárez  
Orientador: Gonzalo Abal

### RESUMO

O Uruguai enfrenta uma transição em sua forma de gerar e utilizar energia. As energias renováveis têm papel central na política energética do país em médio e longo prazo. Nesse marco, demonstra-se a forte necessidade de melhorar o conhecimento do recurso solar, já que este é fundamental para o planejamento e desenho de dispositivos para o aproveitamento da energia solar. O primeiro Mapa Solar do Uruguai foi concluído em 2009 e, devido à metodologia utilizada, a informação gerada tem limitações importantes, que podem ser resolvidas utilizando-se um modelo baseado em imagens de satélite, validados por dados de terra de alta qualidade. Ajustou-se às particularidades do território uruguaio uma modificação de um modelo estatístico previamente existente. O mesmo se modificou introduzindo uma dependência de seus coeficientes com o brilho observado por satélite, o que melhorou sensivelmente seu desempenho. A ferramenta desenvolvida nos permite gerar séries horárias de irradiação de mais de 14 anos em qualquer ponto do território, de forma a tornar possível uma caracterização climatológica do recurso solar. Trabalhar em escala horária permite modelar adequadamente os componentes da radiação solar que são aproveitáveis por aplicações de energia solar. O modelo é aplicado para construir uma série de mapas mensais e anuais de potência solar, com resolução espacial efetiva de 2 km. Tais mapas representam um avanço substancial na quantidade e qualidade da informação disponível para o desenho de aplicações de engenharia no Uruguai. Apesar de sua simplicidade, todas as comparações realizadas, no curto ou longo prazo, em relação aos dados ou outros modelos de satélite, levam a concluir que o desempenho do modelo é excelente e comparável ao de modelos proprietários muito mais sofisticados.

**PALAVRAS-CHAVE:** Energia solar. Imagens de satélite. Avaliação do recurso.

## ABSTRACT

Uruguay is facing a transition in the way that energy is used and generated. Renewable energies play a central role in the country's medium and long-term energy policies. In this context, there is a strong need to improve the knowledge of the solar resource, as this is essential for planning and designing solar energy facilities. Uruguay's first Solar Map was finished in 2009 and, due to the methodology used, the information provided has important limitations. These limitations can be solved using a satellite-based solar resource model validated with high-quality ground data. A previously existing statistical model was adjusted to the particular conditions of the Uruguayan territory. This basic model was improved by introducing a brightness dependence into its coefficients. The improved model has a reduced bias and a much better agreement with ground data. The resulting tool allows us to use satellite information to generate time series of more than 14 years of irradiation data at any site in the territory, with 2-km resolution. A climatological characterization of the solar resource is now possible. The hourly resolution allows a proper modelling of the different solar radiation components relevant to solar energy applications. The model is used to generate monthly or yearly solar potential maps. This represents a significant improvement in the amount and quality of solar information that is available for solar engineering applications in Uruguay. In spite of its simplicity, the comparisons made with other data, either short or long-term measurements, or other satellite-derived data, show an excellent performance, comparable to that of more sophisticated proprietary models.

KEYWORDS: Solar energy. Satellite images. Resource assessment.

## INTRODUÇÃO

### A energia solar como alternativa viável

Há décadas, a demanda mundial de energia permanece em ascensão. Hoje, assim como foi historicamente, essa demanda segue sendo atendida principalmente com combustíveis fósseis e outras fontes de energia não renováveis [1]. A utilização de combustíveis fósseis impacta fortemente o meio ambiente, através da emissão de gases à atmosfera causadores de contaminação e aquecimento global, entre outros fenômenos. A energia nuclear, que em algum momento foi considerada "limpa", demonstrou uma vez mais a extrema gravidade dos danos que pode ocasionar ao meio ambiente e aos seres humanos, com a recente catástrofe de Fukushima. Devido a esses e outros fatores, como a alta volatilidade dos preços internacionais da energia em geral e do petróleo em particular, ou a intenção de reduzir efetivamente as emissões de gases de efeito estufa, foram processadas lentas mudanças em âmbito mundial, em busca de realizar uma transformação da matriz energética global. As energias renováveis constituem uma alternativa válida, limpa e sustentável na busca em solucionar a crise energética internacional e assegurar o abastecimento de energia. Atualmente, enfrentamos uma transição em escala mundial que está alterando a forma de produzir, transportar e utilizar a energia. Essa transição começa a manifestar-se com força na América Latina, particularmente no Uruguai, um país sem reservas próprias de petróleo, carvão mineral, urânio ou gás natural, onde a energia nuclear é proibida por lei e os recursos hídricos são explorados em sua quase totalidade há décadas.

A quantidade de energia solar que chega à Terra supera em três ordens de magnitude a demanda mundial de energia. Anualmente, chegam à superfície terrestre 23.000 TW/ano, enquanto a demanda de energia do planeta é de 16 TW-ano [2]. No ano de 2007, a energia total alcançável das reservas conhecidas das quatro fontes de energia não renovável de maior utilização mundialmente, petróleo, gás natural, carvão e urânio, era de aproximadamente 240, 215, 900 e 300 TW/ano respectivamente [2]. Quanto às energias renováveis, estima-se que o recurso eólico poderia aportar anualmente até 70 TW/ano, e o resto das energias renováveis (geotérmica, biomassa, hidráulica, energia maremotriz e ondomotriz, etc.) até 23 TW/ano. [2] Ao comparar esses números, fica claro que a energia solar não só é a principal fonte de energia primária do planeta, mas também é a maior fonte potencial de energia, seja renovável ou não, disponível. O fato de essa energia chegar à Terra com baixa densidade é um problema que pode ser solucionado com a tecnologia atual. Portanto, é lógico imaginar que a energia solar, em médio ou longo prazo, ocupará um lugar de crescente relevância na geração de energia utilizável.

Existem diversas formas de aproveitar a energia solar que chega à superfície terrestre. Uma primeira grande distinção pode ser realizada entre as aplicações térmicas e fotovoltaicas. As aplicações térmicas são aquelas em que se transforma energia solar em energia térmica mediante o aquecimento de água ou de algum fluido portador de calor. A energia armazenada no fluido é logo utilizada para diversos fins. Dependendo da tecnologia, essas aplicações vão desde dispositivos para aquecer água para uso doméstico (baixa temperatura) até a geração de calor para processos industriais (alta e média temperatura) ou a geração de energia elétrica (alta temperatura), substituindo a fonte de energia tradicional pela energia térmica obtida da captação de energia solar. Destacam-se nesse grupo as tecnologias com concentração, como as de tubo receptor linear, em que se concentra a radiação solar em um tubo pelo qual circula o fluido portador de calor, e as centrais de torre, que constam de um vasto campo de helióstatos, que concentram a radiação em um receptor localizado no alto de uma torre central. As centrais de torre alcançam maiores temperaturas e são utilizadas para a geração de energia elétrica, enquanto as tecnologias do tipo tubo receptor (parabólico linear, fresnel, etc.) são frequentemente utilizadas para gerar calor em processos industriais, podendo também servir para a geração de energia elétrica. Nas aplicações fotovoltaicas, um dispositivo semicondutor transforma diretamente a energia solar em uma corrente elétrica. Essas aplicações podem ser domésticas – com ou sem conexão à rede elétrica – ou configurar-se em grandes centrais de produção de eletricidade conectadas à rede elétrica. Existem outras aplicações que não podem ser incluídas dentro das já mencionadas: centrais dessalinizadoras e de purificação de água, fogões solares, aplicações de secagem, refrigeração solar, condicionamento bioclimático, entre outros.

Entre 2001 e 2011, o mercado mundial de aplicações térmicas de energia solar cresceu a partir de uma capacidade instalada de aproximadamente 7 GW a 43 GW, sendo as primeiras aplicações domésticas para aquecimento de água a tecnologia de maior crescimento [3]. Desde 2006, a geração de energia elétrica por aplicações térmicas (adiante CSP, *Concentrating Solar Power*) tem tido um forte desenvolvimento, especialmente em países como Espanha, Estados Unidos [4] e, mais recentemente, Chile. Por sua vez, a indústria fotovoltaica, em 2012, superou os 100 GW de capacidade instalada no mundo. Esse processo, liderado originariamente pela Alemanha, que, em 2010, já contava com uma capacidade instalada de 17 GW [5], atualmente transcende a Europa, que passou de 74% da nova capacidade instalada, em 2011, a 55%, em 2012 [6]. Isso se deve ao rápido crescimento de instalações na China, Índia, Estados Unidos e América Latina durante o ano de 2012, tendência que se espera manter nos próximos anos [6]. O crescimento de capacidade instalada dessa tecnologia está associado aos recentes avanços tecnológicos na concepção e processos de fabricação das células fotovoltaicas. Espera-se que o custo da eletricidade

fotovoltaica continue descendente, a uma taxa de aproximadamente 8% ao ano. No mercado dos Estados Unidos, entre 2011 e 2012, verificou-se declínio do custo dos módulos fotovoltaicos comerciais entre 11% e 12% [7]. Todos esses exemplos mostram o rápido crescimento da contribuição da energia solar à matriz energética mundial. Previsões da IEA [8] apontam para um cenário, em 2035, em que as energias renováveis alcançarão 31% do total de geração de energia elétrica, e a geração fotovoltaica representará 7% dessa porcentagem. Essas projeções indicam que a capacidade instalada de geração fotovoltaica crescerá 42% anualmente e que a capacidade instalada de CSP equivaleria aos 72 GW.

## Contexto do Uruguai

Há mais de 20 anos, o Uruguai tem forte dependência dos combustíveis fósseis [9]. Como se trata de um país sem reservas locais de fontes de energia tradicionais, configura-se uma situação de alta vulnerabilidade ante as variações do preço internacional do petróleo. O recurso hídrico tem sido historicamente a principal fonte de geração de energia elétrica no país e o responsável por parte importante de geração de energia elétrica quando as condições climáticas são favoráveis. Por exemplo, em 2010, a demanda de energia elétrica foi coberta em 66% por geração hidroelétrica. Devido aos baixos níveis dos reservatórios durante os anos seguintes, essa porcentagem diminuiu para 43% em 2011 e para somente 32% em 2012 [9]. Na ausência de fontes nativas convencionais de energia, essas quedas de geração precisaram ser supridas, principalmente pela geração baseada no petróleo importado e seus derivados, com grandes custos associados ao processo. Devido a esses e outros fatores, o Uruguai encontra-se atualmente em um processo de mudança de sua matriz energética, em busca de maior diversificação de fontes de energia, que garantam estabilidade e autonomia [10]. A incorporação de fontes nativas e renováveis tem um papel fundamental. A política energética do país conta com um plano estratégico nacional de longo prazo, acordado entre todo o sistema político nacional. O primeiro marco é que, para o ano de 2015, a participação de energias renováveis supere os 50% da matriz energética primária e alcance 90% da matriz de geração elétrica. Espera-se que a participação das energias renováveis não tradicionais, como a energia eólica, geração com base de resíduos de biomassa, microgeração hidroelétrica, etc., alcance 15% da geração elétrica [10]. Como marco de referência, é interessante observar os objetivos propostos pelo governo alemão, que projetou, para 2040, 45% de energias renováveis no consumo final de energia e, para 2050, uma participação de 80% na geração de energia elétrica [11]. Para alcançar esses objetivos foram desenvolvidas no Uruguai políticas de promoção da eficiência energética e a inclusão de energias renováveis tanto na geração como no setor residencial. Já se avançou consideravelmente na incorporação de energia eólica à geração elétrica, já que o

país conta com um bom recurso eólico e os custos são competitivos. Durante o ano de 2012 instalaram-se quase 53 MWp de geração eólica, o que representou no mesmo ano 0,2% do abastecimento total de energia [9]. A projeção para 2015 prevê instalar 300 MWp adicionais a esse tipo de energia.

Embora se encontrem em licitação as primeiras centrais fotovoltaicas a ser construídas com capital privado, a contribuição de energia solar a esse processo de transformação ainda é de pouca significância. Existem poucas instalações fotovoltaicas no país, e as aplicações térmicas recentemente começaram seu caminho. Em 2009, a energia solar térmica cumpriu um de seus primeiros marcos, com a aprovação da Lei nº 18.585, na qual se estabelece especificamente que o desenvolvimento, a investigação e a formação no uso da energia solar térmica é de interesse nacional e que as novas construções para hotéis, clubes esportivos e hospitais somente serão autorizadas se 50% de sua demanda de água quente for coberta com aplicações de energia solar térmica [12]. A partir de março de 2012, o governo impulsionou o Plano Solar, que está desenhado para fomentar a instalação de coletores solares para água quente de uso sanitário no setor residencial [13]. Em junho de 2010, o Uruguai transformou-se no primeiro país da América do Sul a autorizar e a promover a microgeração mediante energias renováveis do setor residencial [14]. Quanto à geração de energia solar de grande porte, recentemente se anunciou, por parte da empresa elétrica estatal, a licitação de cinco plantas fotovoltaicas privadas, para um total de 200 MWp, que, espera-se, sejam capazes de cobrir ao menos 3,3% da demanda de energia elétrica do país.

### **A avaliação do recurso solar**

Para o desenvolvimento de qualquer tecnologia que transforma a energia solar em energia útil, é fundamental que se tenha conhecimento do recurso solar. A realização de estudos de viabilidade de tecnologias solares, cálculo de custos de investimento, cálculo de taxas de recuperação de investimento, avaliação da produção de energia de determinada tecnologia, etc., sempre exige contar com informações de qualidade sobre a radiação solar disponível no nível do solo. A qualidade e, eventualmente, a viabilidade financeira dos dados são aspectos importantes. Um dos fatores de maior risco em um projeto solar é que se calcule erroneamente o recurso solar disponível no lugar, já que isso afetaria diretamente a energia produzida e o retorno econômico do projeto [15]. Além disso, o desenvolvimento da capacidade de previsão do recurso solar, intimamente ligada à capacidade de caracterização dele, é crítico em um cenário de ampla penetração fotovoltaica e eólica na rede elétrica. A alta variabilidade espaço-temporal do recurso solar gera fortes flutuações na geração fotovoltaica que é injetada na rede. A previsão dessas flutuações é de suma importância para prever outros mecanismos de geração de respaldo durante os períodos nos

quais o recurso solar não estiver disponível. A informação detalhada sobre o recurso solar de um país é de caráter estratégico para membros do governo, operadores do mercado elétrico e/ou pessoas em posição de tomada de decisões, seja em empresas públicas ou privadas.

A primeira variável que interessa caracterizar é a irradiância global que incide sobre um plano horizontal ao nível da superfície terrestre (GHI, *Global Horizontal Irradiance*). O termo "irradiância" é utilizado quando nos referimos à potência por unidade de área ( $W/m^2$ ), e o termo "irradiação" é utilizado quando nos referimos à quantidade de energia incidente por unidade de área ( $J/m^2$ ) em determinado período. A irradiância incidente pode ser separada em dois componentes: a irradiância direta (fluxo de fótons que chegam diretamente desde o disco solar); e a irradiância difusa (fótons que chegam ao observador desde o resto da abóboda celeste, os quais foram dispersados e refletidos na atmosfera) [16,17]. Em um dia ensolarado, a irradiância que chega ao nível do solo é, em sua maioria, direta, com um pequeno componente difuso. A presença de turbidez na atmosfera intensifica os fenômenos de dispersão, o que aumenta o componente difuso e diminui o direto. A nebulosidade tem o duplo efeito de bloquear a irradiância direta e aumentar a contribuição da irradiância difusa. Em condições de dia claro (céu limpo) é possível conhecer a irradiância solar que chega à superfície com incerteza da ordem de 3% mediante um modelo adequado de atmosfera. Os processos de formação, dispersão e movimento das nuvens são os responsáveis pela complexidade na caracterização e predição do recurso solar, e pela alta variabilidade espaço-temporal da irradiância ao nível do solo.

As diferentes tecnologias aproveitam de forma diversa os vários componentes da radiação solar. Por exemplo, as aplicações de concentração aproveitam unicamente o componente direto, com a complexidade adicional de que os espelhos concentradores devam seguir a posição do Sol. Esse componente da radiação solar é conhecido como irradiância direta em incidência normal e denota-se usualmente pela sigla DNI (*Direct Normal Irradiance*). Em troca, os painéis fotovoltaicos ou os captadores solares como os usualmente utilizados nas aplicações térmicas residenciais são capazes de aproveitar a irradiância global (direta mais difusa). A complexidade, neste caso, é que usualmente as superfícies de captação não se encontram em plano horizontal, e sim apontando para norte/sul (no caso dos hemisférios Sul/Norte), formando um ângulo fixo com a superfície. Existem modelos bem documentados [17] para a passagem de GHI à irradiância global em plano inclinado (GTI, *Global Tilted Irradiance*). Todos eles requerem previamente que o componente global horizontal seja separado em seus subcomponentes: direto e difuso em plano horizontal. Para tais efeitos, também existem modelos bem conhecidos na literatura, de caráter genérico. Contudo, se contarmos com uma série de medidas de radiação difusa ou direta junto à radiação global, é possível melhorar substancialmente os métodos de separação, já

que a fração de radiação incidente dispersada depende da composição média da atmosfera, que é um fator local. Uma completa caracterização do recurso solar requer que todos esses componentes sejam adequadamente modelados e mapeados para a alocação de interesse.

Neste trabalho descrevem-se os esforços sistemáticos que realizamos nos últimos anos no Laboratório de Energia Solar (LES/UdelaR, Uruguai, <http://les.edu.uy/>), tendendo a utilizar a informação de satélite para estimar o recurso solar na superfície. Esta monografia organiza-se da seguinte maneira: na próxima seção resume-se a confecção do primeiro Mapa Solar do Uruguai, suas limitações e como estas podem ser resolvidas utilizando-se imagens de satélite; na seção 3 apresentam-se uma introdução à informação de satélite disponível e uma breve resenha dos modelos de satélite para estimativa do recurso solar que atualmente se encontra em operação no mundo em instituições públicas e/ou universidades; na seção 4 descreve-se a metodologia utilizada, os resultados obtidos e a avaliação da incerteza da nova informação gerada; finalmente, na última seção, apresentamos nossas conclusões, com ênfase especial no impacto potencial do novo conhecimento gerado. É dada atenção especial à geração de produtos que são de primeira necessidade para a avaliação, investigação e desenvolvimento de aplicações de energia solar no Uruguai.

## **ANTECEDENTES SOBRE A CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO SOLAR NACIONAL**

Os esforços sistemáticos para melhorar o conhecimento do recurso solar no Uruguai são relativamente recentes. O primeiro Mapa Solar do Uruguai (adiante, MSUv1) foi elaborado por um grupo de investigadores da Faculdade de Engenharia da Universidade da República entre 2008 e 2009 [18,19]. Esse trabalho tomou como entrada as poucas séries de dados confiáveis de longo prazo de irradiação solar diária que existiam para o território nacional e integrou uma série de radiação solar do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, Brasil) para a localidade fronteiriça de Livramento. A metodologia utilizada baseou-se na correlação de Angström-Prescott [20,21], a qual requer somente médias diárias de irradiação solar global em plano horizontal para cada mês e a média das horas diárias do sol do mês. As horas de luz do sol (ou insolação) são o tempo durante o qual a GHI supera o limiar de  $120 \text{ W/m}^2$ , de acordo com a definição aceita pela WMO (*World Meteorological Organization*). A insolação, ao contrário da irradiância solar, é uma variável geralmente registrada nas estações meteorológicas há muitas décadas, por isso existem séries históricas com mais de 40 anos de dados dessa variável para vários pontos do território. Na metodologia de Angström-Prescott, a média mensal de insolação em um lugar correlaciona-se muito bem com a irradiação diária média desse lugar. Em locais onde



se conhece tanto a insolação quanto a radiação, pode-se estimar os coeficientes da correlação. O método é eficiente para realizar uma caracterização de longo prazo de irradiação diária média em um território extenso contando somente com medidas de irradiação em terra para poucos locais. No caso do MSUv1, são geradas estimativas de médias mensais de irradiação diária em doze pontos distribuídos no território e, a partir deles, são gerados os mapas mensais e um mapa anual utilizando técnicas padrão/padronizadas de interpolação. Na Figura 1 mostram-se o mapa anual e o mapa de janeiro, onde se pode apreciar a distribuição espacial da irradiação global horizontal diária média, expressa em kWh/m<sup>2</sup>.

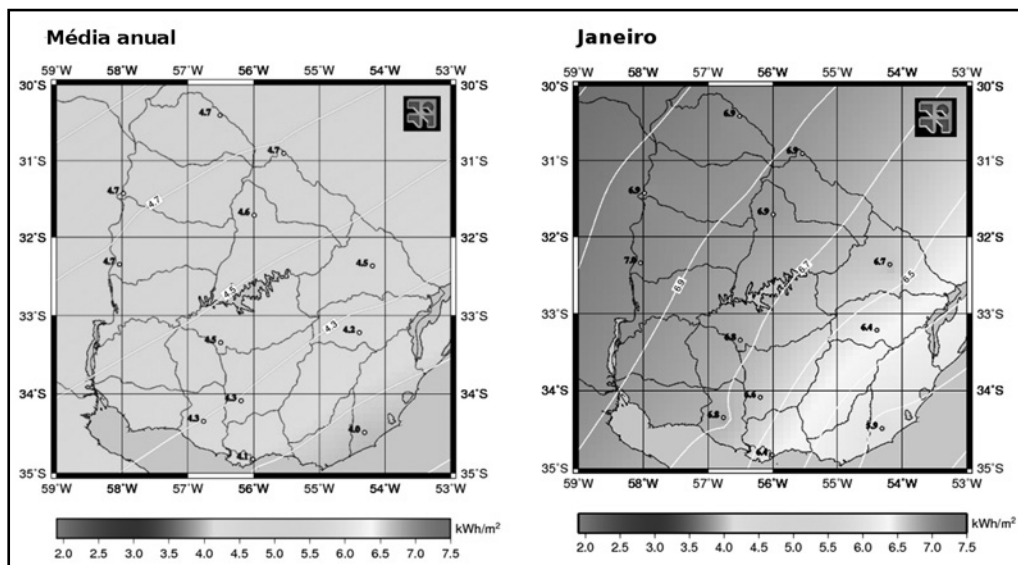


Figura 1 - Distribuição espacial da irradiação diária média obtida a partir do MSUv1. Esquerda: média anual. Direita: média mensal correspondente ao mês de janeiro.

O MSUv1 implicou um avanço de ao menos 30 anos na avaliação e modelagem do recurso solar no Uruguai, estabelecendo um marco de alta importância para as energias renováveis. Contudo, a metodologia utilizada no MSUv1 tem fortes limitações. Em primeiro lugar, não permite ter uma resolução temporal maior que a das médias mensais<sup>1</sup>. Não é possível, portanto, usá-la para gerar uma série de dados diários e horários. Em segundo lugar, salvo os 12 pontos dos territórios utilizados como suporte do MSUv1, o resto dos pontos são estimados por interpolação de dados. Isso implica que a resolução espacial real do mapeamento seja de aproximadamente 100 km [22]. Em terceiro lugar, a incerteza declarada nas estimativas que surgem do MSUv1 está em torno de 15%, uma estimativa alta se levarmos em conta que se trata de médias men-

1 A correlação entre a insolação e a irradiação solar diária sobre plano horizontal não é boa, a menos que se considerem as médias de vários dias.

sais históricas a serem oficializadas como insumo para aplicações de engenharia, cujo modelo somará sua própria incerteza associada. Finalmente, o único componente de radiação mapeada pelo MSUv1 é a GHI. Não se proporcionam estimativas de DNI (requerido para aplicações de concentração) ou de GTI (requerido para aplicações térmicas domésticas fotovoltaicas). Essas limitações podem ser eliminadas ou, ao menos, drasticamente reduzidas utilizando-se a informação do satélite.

## ESTIMATIVA DE IRRADIÂNCIA SOLAR POR SATÉLITE

Desde a década de 1960 os satélites meteorológicos monitoram continuamente o planeta e geram informações em tempo real sobre as condições atmosféricas [23]. Há pelo menos 50 anos que existem propostas para a estimativa do recurso solar por satélite. Utilizando a informação de satélite é possível gerar estimativas de irradiação solar na superfície terrestre em escala horária (ou intra-hora), com uma resolução espacial de poucos quilômetros. Trabalhar com dados em escala horária permite modelar mais adequadamente as distintas componentes da radiação solar, permitindo a geração de dados de alto impacto no desenvolvimento dos empreendimentos solares. Além disso, pode-se contar com um banco de imagens de vários anos, pode-se armar uma série longa de estimativas de irradiação solar e caracterizar climatologicamente o recurso. Isso permite revelar comportamentos de longo prazo, assim como gerar dados *ad hoc* para um ponto dado e um período de tempo especificado. Existem empresas privadas que adotam os modelos mais exitosos, as quais proporcionam estimativas mais ou menos confiáveis de radiação solar em qualquer ponto do globo. Essas estimativas estão baseadas em observações de satélite, um modelo com diferentes graus de sofisticação e uma validação contra dados de alta qualidade adquiridos em superfície terrestre.

### Satélites para observações da Terra

Os radiômetros com os quais estão equipados os satélites para observações da Terra medem a radiância saliente do planeta em diferentes bandas espectrais. Esses satélites se dividem em grupos de acordo com a altura de sua órbita [24]. Os satélites orbitam a uma altura entre 600 km e 800 km, dependendo do período orbital para o qual estão desenhados e, devido a sua proximidade da Terra, alcançam resoluções espaciais da ordem dos 100 m. Por exemplo, os satélites Aqua e Terra, ambos operados pela National Aeronautics and Space Administration (Nasa), contam com sensores que geram imagens com uma resolução espacial de 250 m ou 500 m, dependendo de qual seja a banda espectral [25]. Em contrapartida, para dado território, geram uma ou duas imagens por dia, o que implica uma resolução temporal

baixa. Por isso, são de utilidade limitada para caracterizar variáveis meteorológicas que variam em escalas de tempo da ordem de minutos, como é o caso da irradiância solar. Em contrapartida, os satélites em órbita alta e, em particular, os de órbita geoestacionária são capazes de gerar imagens com maior resolução temporal. Também, como se encontram em grande altura, *i.e.* a órbita estacionária encontra-se a uma altura de 36.000 km [24], permitem observar simultaneamente um território muito mais extenso. Tipicamente geram mais de uma imagem por hora, com uma resolução espacial nominal de 1 km. Utilizando imagens de satélites geoestacionários, é possível estimar o recurso solar em escala horária ou intra-hora, com uma resolução espacial de poucos quilômetros.

Como exemplo, na Figura 2 são mostradas imagens *full disk* (mapeamento de todo o globo) do satélite Goes12 e do satélite Meteosat. A imagem é do dia 7 de julho de 2010, às 14h00 UTC (Tempo Universal Coordenado, ou anteriormente tempo do meridiano de Greenwich). Naquela data o satélite Goes12 ocupava uma posição geoestacionária distinta das de operação normal, Goes-East e Goes-West, e estava dedicado em forma exclusiva para a América do Sul.

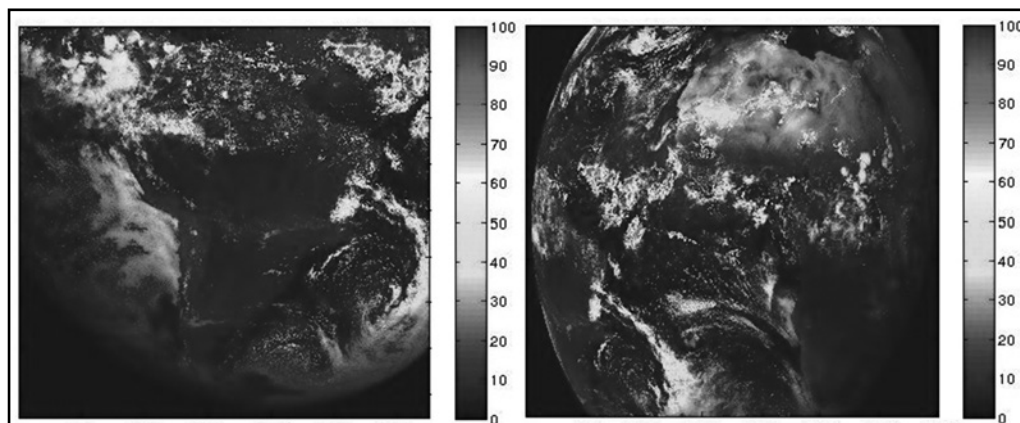


Figura 2 - Imagens de todo o globo dos satélites Goes12 (esquerda) e Meteosat (direita).

### A estimativa do recurso solar por satélite

A nebulosidade é o fator determinante na quantidade de radiação solar que chega à superfície da Terra. A atmosfera dinâmica e os níveis de nebulosidade sobre um ponto determinado são altamente variáveis, pelo que, inclusive em regiões pequenas, os esquemas baseados na interpolação de medidas adquiridas em alguns pontos dispersos produzem resultados de baixa exatidão. A incerteza da estimativa aumenta à medida que se incrementa a distância entre os pontos das medidas (usados como sustento da interpolação) e o ponto onde se deseja realizar a estimativa. A estimativa do recurso solar por satélite também tem uma incerteza associada, que

depende do tipo de modelo utilizado para converter a leitura do satélite em um valor de irradiância solar ao nível de solo.

Durante a década de 1990, dedicou-se considerável esforço para decidir que técnica resultava em uma estimativa de maior qualidade, se a interpolação de dados a partir de medidas em Terra ou a estimativa por satélite. Esses esforços terminaram com o trabalho de R. Perez [26] e A. Zelenka [27], nos quais se estabeleceu que, desde o ponto de vista de um usuário final, é mais confiável a estimativa de satélite do que a utilização de dados de uma estação vizinha, a menos que esta seja muito próxima ao ponto de interesse. Na realidade, em escala horária, a incerteza típica dos modelos de satélite simples é menor que a interpolação de dados de pontos distantes mais de 30 km do local onde se quer estimar a radiação [26]. Como consequência, uma rede de medidas que tenha uma incerteza comparável à de uma estimativa de satélite sobre um território dado deveria ter densidade de radiômetros de 1 a cada 30 km aproximadamente, o qual a faz inviável por custos e dificuldade de operação. À escala diária, a distância entre pontos de medida aumenta a 50 km [27], o que leva à mesma conclusão lógica. Com a melhora que se tem experimentado nos últimos 20 anos das capacidades dos satélites para a observação da Terra e o aumento da precisão de modelos de satélite para estimativa do recurso solar, essas distâncias características são ainda menores. Pode concluir-se que os modelos de satélite são a melhor alternativa para gerar dados de irradiância solar sobre extensões territoriais ou pontos isolados. Por outro lado, os modelos requerem medidas de radiação solar em superfícies para seu desenvolvimento e validação, de modo que é preferível contar com uma rede de medidas de alta qualidade e baixa densidade do que o contrário.

A ideia básica de um modelo de estimativa do recurso solar por satélite é converter uma imagem de satélite em uma imagem que represente os níveis de energia solar que incidam sobre a superfície terrestre. Uma forma usual de fazê-lo é, a partir da informação do satélite, gerar informação relativa à nebulosidade e com ela aplicar um modelo para obter o valor da irradiância ou irradiação –segundo corresponda – ao nível de solo. Na Figura 3 mostra-se, como exemplo, uma imagem com formação de nebulosidade média horária (esquerda), que é convertida na correspondente estimativa de irradiação horária (direita).

Historicamente, os modelos de satélite para a estimativa da irradiância solar foram classificados em suas categorias: os modelos estatísticos [28]; e os modelos físicos [29]. Os modelos estatísticos são aqueles que dependem de uma série de parâmetros ajustáveis para determinada região a partir de dados registrados na Terra. Esses parâmetros são ajustados geralmente por regressão [30-32]. Já os modelos físicos tentam descrever, em detalhe ou em diferentes aproximações, os processos de transferência radiativa no sistema Terra-atmosfera. Para isso, requerem um conhecimento permanente do estado da atmosfera e de sua composição. A grande vantagem dos modelos físicos diante dos modelos estatísticos é que aqueles podem ser

aplicados diretamente sobre um território sem um ajuste prévio, quer dizer, ainda que não existam medidas de irradiância solar no território objetivo da estimativa. Em contraposição, a vantagem dos modelos estatísticos reside em sua simplicidade e na escassa quantidade de variáveis de entrada.

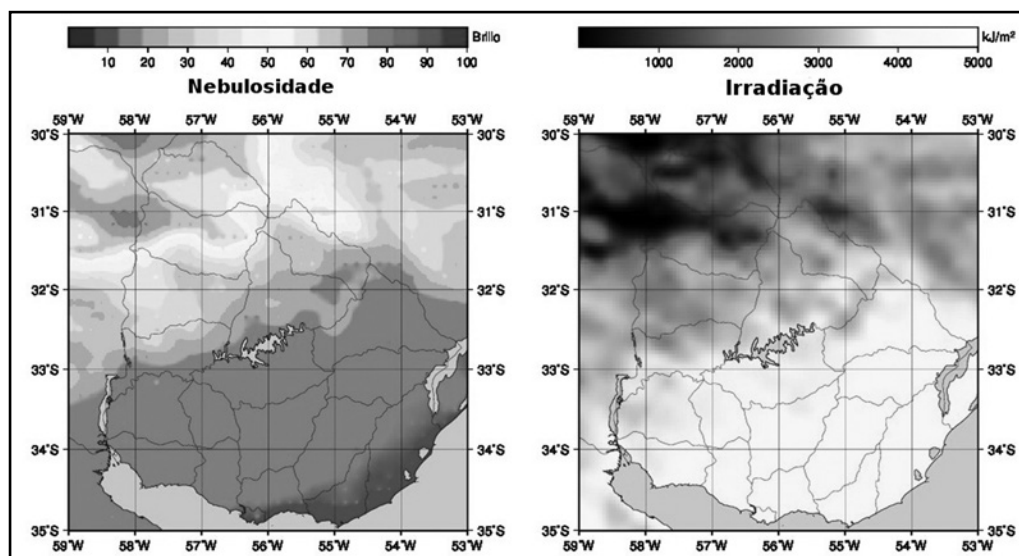


Figura 3 - Exemplo de utilização de um modelo de satélite para realizar uma estimativa do recurso solar sobre um território dado. Esquerda: imagem de nebulosidade horária. Direita: imagem de irradiação horária.

Hoje existem vários modelos de satélite para a estimativa do recurso solar [33,34]. A classificação histórica entre modelos físicos e estatísticos é muito rígida para categorizar alguns dos modelos atuais. Os modelos modernos têm geralmente uma natureza híbrida, cuja base é física, mas têm um ou vários parâmetros ajustáveis a partir de dados de superfície. Diferentes modelos estão atualmente em aplicação em agências nacionais e/ou universidades. O projeto *Surface Meteorology and Solar Energy* (SSE) utiliza uma variante do modelo físico de Pinker e Laszlo [35,36] para dar estimativas globais. Este modelo é conhecido como NASA/SSE e se mantém operativo através de um serviço de dados no site da Divisão de Ciências Aplicadas da Nasa (<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>). É importante destacar também o modelo Suny [37] e a família de modelos Heliosat [30,38,39]. As versões atuais de ambos os modelos estão baseadas em modelos físicos de céu claro altamente calibrados. A cobertura nebulosa é tida em conta através de um índice de nebulosidade obtido a partir de imagens de satélite. O modelo Heliosat atualmente em operação na Europa é o Heliosat-3. Essa família de modelos tem crescido em complexidade à medida que as versões anteriores foram substituídas por outras mais modernas. Na América Latina e Caribe, encontram-se em uso os modelos físicos GL [40] e Brasil-SR [41]. Ambos são utilizados pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe, Brasil). O primeiro

é um modelo operacional que está colocado em linha no site do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/Inpe, Brasil, <http://satelite.cptec.inpe.br>), e o segundo foi utilizado para realizar o Atlas Brasileiro de Energia Solar [41,42]. Recentemente, o Chile passou a realizar seu mapeamento nacional do recurso solar tomando como base o modelo modificado, conhecido como Chile-SR, que foi adaptado às particularidades do território chileno [43].

## **AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR POR SATÉLITE NO URUGUAI**

### **Rede de medidas do recurso solar**

A partir da elaboração do MSUv1, constatou-se a necessidade crítica de contar com uma rede de medidas de radiação solar de qualidade controlada, a qual era inexistente até então no país [18]. O problema se apresenta ainda com mais força no contexto da estimativa do recurso solar por satélite, uma vez que as medidas são absolutamente necessárias, seja para ajustar modelos, seja para avaliar seu desempenho. Os dados gerados para esses fins devem ser adquiridos com instrumental de boa qualidade e calibrados a cada dois anos, como indicam as recomendações de boas práticas da WMO [44]. Além disso, esses dados devem ser submetidos a estritos controles de qualidade e integridade. Seguindo-se esse protocolo, tem-se trabalhado desde 2009 na elaboração de uma rede de medida que cumpra com todos esses requisitos [22,45].

Existem atualmente no Uruguai duas redes de medida do recurso solar com características diferentes: a rede de medidas da Faculdade de Engenharia (Fing/UdelaR, Uruguai); e a rede de medidas da UTE, a empresa de eletricidade estatal. Ambas as redes iniciaram sua operação em 2010 e, por acumularem aproximadamente apenas três anos de medidas, ainda não é possível uma caracterização climatológica da radiação solar. Além disso, existem três séries com informações históricas de boa qualidade. A localização desses pontos de medida no território do Uruguai está ilustrada no mapa da Figura 4.

A série de "Estanzuela", com código ZU no mapa, foi registrada pelo Instituto Nacional de Investigação Agropecuária (Inia, Uruguai) em sua estação experimental com o mesmo nome. A série "Livramento", com código LV, foi registrada pelo Instituto Nacional de Meteorologia (Inmet, Brasil), que conta com uma estação meteorológica permanente nessa localidade. Finalmente, a poucos quilômetros da estação AS, a Direção Nacional de Meteorologia (DNM, Uruguai) registrou uma série de 5 anos de irradiância de qualidade aceitável, que denominamos "Salto Aeropuerto".

A rede de Fing é administrada pelo nosso grupo (LES) e conta atualmente com 6 pontos de medida distribuídos no país. Em 2014 se ampliará a 8 pontos. Essas medidas se realizam em todos os casos utilizando piranômetros<sup>2</sup> Kipp & Zonen CPM6 ou CMP11, dependendo do local de medida. Na classificação de piranômetros da WMO [44], o CMP6 qualifica como um instrumento de primeira classe, e o CMP11 é um piranômetro capaz de atuar como padrão secundário. As estações contam com adquirentes automáticos capazes de registrar dados a cada 1 ou 3 min, dependendo do tipo de adquirente de cada estação. Os dados são enviados diariamente de forma automática a um servidor central pela rede telefônica. Os equipamentos estão guardados com painéis solares e baterias, de modo que são completamente autônomos. A cada 2 anos, os piranômetros são calibrados segundo normativa vigente, intercomparando suas medidas com um padrão secundário (CPM22 de Kipp & Zonen), que o LES mantém calibrado com traçabilidade ao World Radiation Center, em Davos, na Suíça. Atualmente, a rede se encontra em processo de reestruturação, que evolui para integrar uma rede com adquirentes e formatos padronizados, medidas redundantes e maiores capacidades no sistema de comunicações.

A rede de medida de UTE foi desenhada principalmente para medir direção e velocidade do vento em várias alturas, com fins de caracterização do recurso eólico. Em vários de seus pontos, está equipada, além disso, com sensores fotovoltaicos Li-Cor. Esses sensores são uma boa opção devido a seu baixo custo e geram medidas de qualidade aceitável. Os adquirentes nessas estações registram dados a cada 10 min.

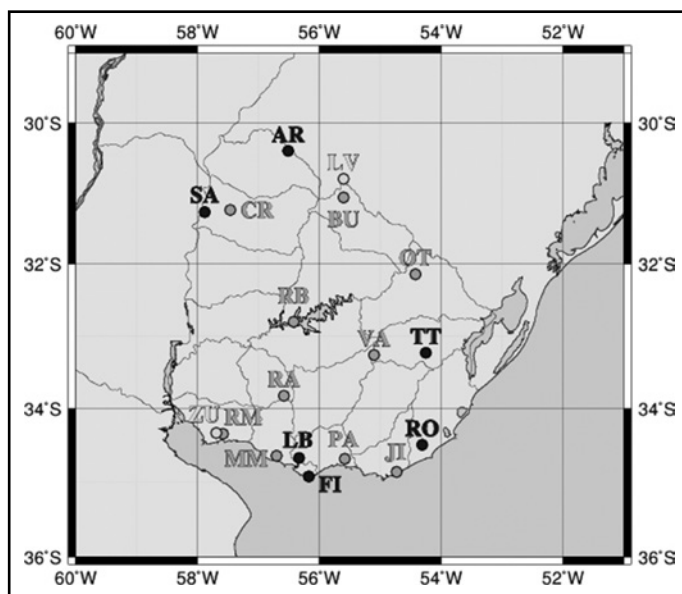


Figura 4 - Localização das estações de medida das duas redes operativas no Uruguai e as séries de medidas históricas. Azul: rede de medidas Fing. Laranja: rede de medidas UTE. Verde: séries históricas.

2 Instrumentos que medem irradiância a partir da diferença de temperatura entre os elementos de uma termopilha, alguns expostos ao sol e outros em sombra.

## Informação de satélite

Existem cinco satélites geoestacionários que conformam o Sistema Global de Observação da WMO e que se encontram dispostos de forma tal que suas imagens cobrem todo o globo [23]. Em particular, desta rede de satélites, o satélite GOES-East – controlado pelos EUA – e o satélite Meteosat – controlado pela União Europeia – geram imagens que incluem o território do Uruguai.<sup>3</sup> GOES-East é a forma de denominar a posição geoestacionária localizada sobre o meridiano 75° W, onde, ao longo do tempo, operaram diferentes dispositivos físicos. Nosso grupo confeccionou um banco de imagens deste satélite cuja janela espacial abarca o território do Uruguai e as zonas circundantes, como a província de Buenos Aires, o estado do Rio Grande do Sul e a pampa úmida. Trata-se de um banco de dados de aproximadamente 100 mil conjuntos de imagens que cobre o período temporal desde 1° de janeiro de 2000. Cada conjunto de imagens é composto de uma imagem no canal visível e de quatro imagens provenientes de canais infravermelhos. A estatística da informação de satélite supera amplamente a das medidas em Terra disponíveis, contando-se com mais de 14 anos de imagens de satélite até esta data. Em regime de operação normal, o satélite gera duas imagens por hora, com uma resolução espacial que, ao longo do território nacional, é de aproximadamente 2 km. Por não existir um receptor GOES operativo no Uruguai, as imagens foram adquiridas via web através do serviço de download CLASS/NOAA (<http://www.class.ngdc.noaa.gov>), disponível publicamente. O processo de download tem uma parte manual e permite obter até 100 conjuntos de imagens por pedido. Na Tabela 1, mostra-se um detalhe do banco de imagens confeccionado pelo grupo em 31 de dezembro de 2013. Esse banco de imagens é único no país e trabalha agora em uma interface que permite disponibilizá-lo a qualquer comunidade científica interessada.

**Tabela 1 - Descrição da base de imagens GOES-East do LES/UdelaR**

Satélite	Data inicial	Data final	Imagens
GOES 8	01/01/2000	31/03/2003	24755
GOES 12	01/04/2003	14/04/2010	51889
GOES 13	14/04/2010	31/12/2013	26753
Total	01/01/2000	31/12/2013	103397

As imagens são descarregadas originariamente em brilhos ou *counts* de 10 bits (valores entre 0 e 1.024) sem calibragem. Antes de serem utilizadas como entrada

<sup>3</sup> O satélite Meteosat está localizado sobre o Norte da África, e o Uruguai está no ângulo inferior esquerdo de seu campo, por isso os erros de estimativa a partir de suas imagens são grandes.



para um modelo de estimativa do recurso solar por satélite, devem ser calibradas.<sup>4</sup> O objetivo da calibração é transformar os *counts* digitais em um valor de radiância vista por satélite. Ao ser a radiância uma unidade com sentido físico, permite trabalhar com toda a estatística de satélite, independentemente do dispositivo físico particular que capturou a mensagem. Para obter a verdadeira radiância por satélite, a leitura deve ser compensada, devido à degradação que sofre o radiômetro durante a colocação em órbita e ao longo da operação com condições extremas no espaço. Existem diversas técnicas para alcançar essa calibração [46-50], todas tendo como base uma referência, que se assume verdadeira. A partir de uma intercomparação estatística entre a referência e a medida do radiômetro, gera-se uma curva de compensação da medida. Com os efeitos da calibração de nossas imagens, implementaram-se as curvas de calibração que são utilizadas em forma operacional pela NOAA, com sua metodologia [47-50].

O resultado final da calibração das imagens do canal visível é a radiância observada,  $L_s$  medida em  $W/m^2str$ . Essa variável é a radiação solar refletida na Terra tal como a vê o radiômetro do satélite. O modelo de satélite que implementamos utiliza como entrada o fator de reflectância  $F_R$ , que se define como

$$F_R = \frac{\pi L_s}{F_n S_l \cos(z)} \quad (1)$$

onde o fator  $\pi$  responde à conversão de radiância em irradiância utilizando-se uma hipótese de reflexão isotrópica da radiação solar na Terra;  $F_n$  é o fator de correção pela distância Terra-Sol devido à excentricidade da órbita terrestre;  $\cos(z)$  é o cosseno do ângulo zenital [17]; e  $S_l$  é o espectro solar modulado pela resposta espectral do canal visível do radiômetro do satélite. Em resumo,  $F_R$  dá uma indicação do "brilho" da cena no visível, com informação espaço-temporal e normalizando entre 0 e 1. Utilizamos os valores percentuais dessa magnitude entre 0 e 100. A refletividade das nuvens é maior que a do terreno de fundo, portanto os pixels com nebulosidade apresentam um fator de reflectância mais alto, e o terreno de fundo, um mais baixo, seja na superfície terrestre ou em massas de água. As imagens mostradas na Figura 2 são imagens de fator de reflectância percentual. O processamento das 100 mil imagens da base para a aplicação da calibração e geração de produtos como o fator de reflectância está implementado mediante o uso de técnicas de programação paralela (padrão MPI [51]), de modo a minimizar ao máximo possível os tempos de processamento [52]. O processamento de toda a base de satélite para algumas dezenas de pontos isolados tipicamente requer algumas horas de processamento em um PC de escritório com processador do tipo i7 e memória RAM suficiente. O mesmo

---

<sup>4</sup> De outro modo, não é possível utilizar no mesmo conjunto de imagens provenientes de satélites físicos diferentes, devido à diferente sensibilidade de seus radiômetros.

processamento para a obtenção de um processamento regular sobre o território nacional pode precisar de alguns dias de cálculo, dependendo do espaçamento entre pontos que se requeira. Em todo o caso, esse tipo de processamento realiza-se uma única vez para a base completa de imagens.

### Estimativa de irradiação global horizontal: modelo JPT melhorado

Um dos primeiros modelos para a estimativa da irradiância solar por satélite foi o modelo estatístico proposto por Tarpley, em 1979 [31], que permite encontrar valores horários de irradiação global em plano horizontal para um ponto especificado. Esse modelo foi originalmente aplicado à região das grandes planícies centrais nos EUA. Em sua primeira versão, apresentava um desvio sistemático, que foi corrigido em uma segunda versão do modelo, apresentada por Justus, Paris e Tarpley, em 1986 [32]. A esta última variante do modelo damos o nome de modelo JPT, e sua expressão para obter a irradiação horária  $I_h$  é:

$$I_h = I_{sc} F_n \cos(z) [a + b \cos(z) + c \cos^2(z)] + d (F_R^2 - F_{RO}^2) \quad (2)$$

onde  $I_{sc}$  é o valor horário da constante solar, quer dizer, a quantidade de energia por metro quadrado que chega em uma hora ao topo da atmosfera; seu valor é  $I_{sc} = 4.921 \text{ kJ/m}^2$ ;  $F_n$  e  $\cos(z)$  são, respectivamente, a correção pela distância Terra-Sol e o cosseno do ângulo zenital;  $F_R$  é o fator de reflectância médio em uma célula de  $10 \times 10$  min em latitude e longitude em torno do ponto onde se deseja realizar a estimativa; e  $F_{RO}$  é o fator de reflexão para uma mesma célula e hora, mas em condições de céu claro.  $F_{RO}$  pode ser determinado mais intuitivamente como fator de reflexão de fundo. Os parâmetros do modelo  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  devem ser ajustados utilizando-se medidas de irradiação horárias adquiridas em superfície.

Os dados de irradiância solar em superfície utilizados na proposta original foram adquiridos sobre o território estadunidense. Uma comparação entre a estimativa por satélite e as medidas em Terra reportaram um desvio quadrático médio (*rRMSD*, *relative Root Mean Square Deviation*) de 16,2% em escala horária, e de 10,8% para os acumulados diários. Essas porcentagens estão referidas à média das medidas utilizadas para a avaliação. Logo, o modelo foi aplicado a todo o território dos EUA, México e partes da América do Sul sobre a hipótese de que os parâmetros encontrados eram de caráter universal. Diferentes avaliações de desempenho do modelo JPT foram realizadas para a Argentina [53-55] e Brasil [56]. Estas avaliações reportaram desvios superiores aos que se haviam encontrado no trabalho original, sugerindo que os coeficientes não eram de caráter universal e que deviam ser ajustados para cada território de forma particular.

Em 2011, com base na nova informação que surgia da rede de medida de Fing, ajustaram-se os coeficientes desse modelo às particularidades do território nacional, sendo essa a primeira implementação no Uruguai de uma ferramenta para a estimativa do recurso solar por satélite [57]. Os resultados da avaliação de desempenho do modelo foram muito promissores e justificaram seguir trabalhando para melhorá-lo. Dividiram-se os dados existentes em um conjunto de treinamento e em um conjunto de avaliação, independentes entre si. O conjunto de treinamento, utilizado para ajustar parâmetros do modelo, estava composto das medidas de alta qualidade da rede Fing. O conjunto de avaliação se compôs com as medidas de quatro estações na rede de UTE. A avaliação de desempenho sobre o conjunto de *test* obteve um rRMSD de 19,8% ao nível horário, de 11,8% ao nível diário, e de 7,0% para as médias mensais [57].

Contudo, observou-se que o modelo JPT apresenta uma sobrestimação sistemática em condições de céu coberto e uma subestimação sistemática em condições de céu claro [31,58]. Para minimizar esses desvios sistemáticos, propomos que os coeficientes do modelo passem a depender do nível de brilho em uma forma simples [58]. O novo modelo, melhorado, denomina-se BD-JPT, da sigla *Brightness Dependent JPT*. O modelo original JPT e suas implementações posteriores utilizavam a informação de satélite em forma de *counts* e, por essa razão, sua operação limitava-se a imagens de um único satélite físico. O modelo BD-JPT está expresso em condições de fator de reflexão percentual, de modo a poder integrar toda a estatística de satélite disponível. A parametrização desse modelo para a irradiação solar global em plano horizontal à escala horária  $I_h$  é

$$I_h = \left\{ \begin{array}{l} \int_{sc} F_n \cos(z) (a_1 + b_1 \cos(z) + c_1 \cos^2(z)) + d_1 (F_R^2 - F_{Ro}^2) \text{ Si } F_R \leq F_{Rth} \\ \int_{sc} F_n \cos(z) (a_2 + b_2 \cos(z) + c_2 \cos^2(z)) + d_2 (F_R^2 - F_{Ro}^2) \text{ Si } F_R > F_{Rth} \end{array} \right\} \quad (3)$$

onde  $F_{Rth}$  é um valor umbral que separa as horas principalmente claras das horas principalmente nubladas. Como limiar tomou-se a média dos fatores de reflexão do conjunto de treinamento, o que resultou em um valor de  $F_{Rth}$  de 15%. Essa eleição para o limiar é uma das mais simples e está suportada pelos bons resultados obtidos. O mapa de irradiação mostrado na Figura 3 foi obtido utilizando-se esse modelo de satélite e é o resultado de aplicar a equação 3 sobre um processamento igualmente distribuído no território nacional, com espaçamento de aproximadamente 2 km.

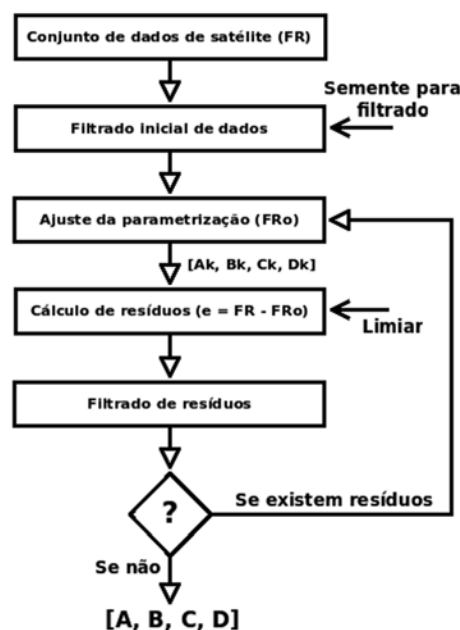
A determinação dos fatores de reflectância de fundo tem certa complexidade e deve realizar-se com muito cuidado. A correta determinação desses valores tem forte impacto no desempenho do modelo. Este brilho de fundo evoluciona ao longo do dia, conforme a muda a posição relativa entre a Terra e o Sol. Além disso, é dependente do ponto geográfico: as massas de água têm refletividade distinta das pastagens, bosques ou cidades. Como brilho de fundo temos utilizado a parametrização da equação 4, proposta originalmente por Tarpley [31]. O ângulo  $\gamma$ , que aparece na

referida expressão, é o ângulo azimutal entre os meridianos do Sol e do satélite. Essa equação deve ser ajustada independentemente para cada ponto do território, resultando em no *set* de coeficientes A, B, C e D, distinto para cada um.

$$F_{RO} = A + B \cos(z) + C \sin(z) \cos(\gamma) + D \sin(z) \cos^2(\gamma) \quad (4)$$

Só valores de fatores de reflectância que correspondem a condições de céu claro devem ser utilizados para ajustar os valores de A, B, C e D, já que se trata de descrever o brilho da superfície terrestre sem "contaminação" por nuvens. A forma de realizar isso, a partir do conjunto total de fatores de reflectância para um ponto dado, é através de um filtrado interativo de mostras com nebulosidade. O processo inicia-se com um primeiro filtrado do conjunto de dados,

onde se selecionam grossamente aquelas amostras candidatas a serem de céu claro. Logo, ingressa-se em um processo iterativo em que se ajusta a parametrização e descartam-se aqueles valores que tenham grandes resíduos com respeito ao modelo encontrado. O processo culmina quando nenhum resíduo é encontrado e seu produto final é um conjunto de valores A, B, C e D para o ponto geográfico específico. A semente para o filtrado inicial é um valor de fator de reflectância baixo, que foi fixado por inspeção visual de vários histogramas. Um esquema desse procedimento mostra-se na imagem à direita. Esse esquema foi avaliado utilizando-se um método estatístico mais potente, Ransac [59]. Ajustada a parametrização, esta pode



ser utilizada para encontrar a série temporal de brilho de fundo. Na Figura 5 mostra-se um exemplo para a localidade de Rincón de Bonete (código RB no mapa da Figura 4). É possível observar como em condições de céu desejado a parametrização representa adequadamente a medida do satélite.

A única informação de satélite que requer o modelo BD-JPT – assim como o modelo JPT – é uma série temporal de fator de reflectância e brilho de fundo para um ponto determinado. Conhecida essa informação e o valor dos coeficientes, o modelo pode ser utilizado sensivelmente para encontrar séries temporais de irradiação horária. O treinamento dos coeficientes é obtido mediante uma regressão múltipla, utilizando-se medidas de irradiação horária ao nível de solo como dados de treinamento. Para esse fim, utilizaram-se as medidas de alta qualidade da rede de medidas de Fing,

resultando no *set* de coeficientes da Tabela 2, que se considera válido para todo o território do Uruguai e zonas vizinhas. Na Figura 6 mostra-se uma série temporal de estimativas de satélite e medidas em Terra para a estação de Rincón de Bonete. O período temporal coincide com o da Figura 5. Essa estação pertence à rede de UTE, cujas medidas não foram utilizadas para treinar os parâmetros do modelo. Deve-se notar a excelente concordância entre a saída do modelo de satélite e as medidas, de caráter independente, dessa estação.

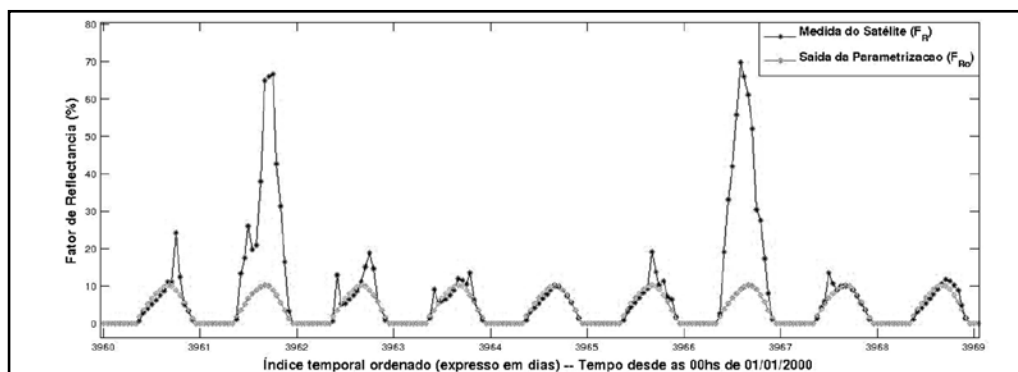


Figura 5 - Série temporal do fator de reflectância e do brilho de fundo. Localidade RB.

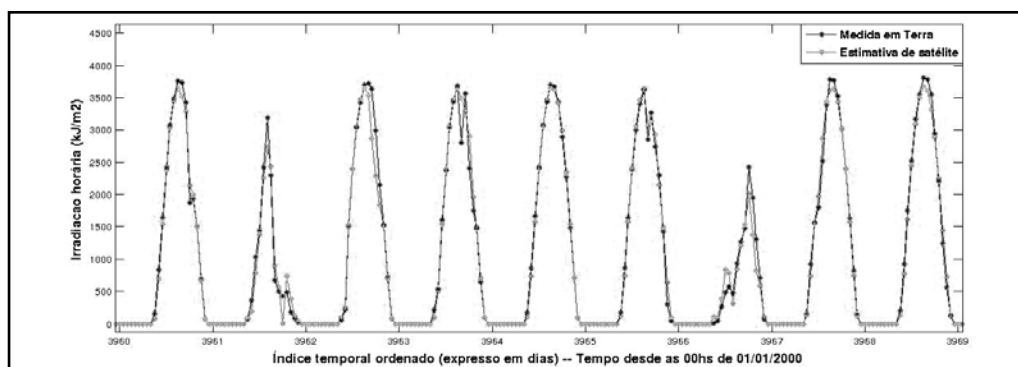


Figura 6 - Série temporal de medida na Terra e estimativa de satélite. Localidade RB.

**Tabela 2 - Parâmetros do modelo BD-JPT ajustados para o território uruguaio e zonas vizinhas. (Equação 3)**

Parâmetros	a	b	c	d
Zona 1 (FR < Frth)	0.363	0.923	-0.539	-3.005
Zona 2 (FR > Frth)	-0.089	1.400	-0.634	-0.551

## Desempenho do modelo melhorado

A avaliação de desempenho do modelo é feita comparando-se, em uma série de pontos distribuídos no território, as estimativas de irradiância contra uma referência assumida verdadeira. Com a informação disponível, a incerteza das estimativas pode ser avaliada em duas escalas temporais: em curto prazo, utilizando-se os dados das novas estações de medidas disponíveis desde 2010; e no longo prazo, utilizando-se as séries de dados de Estanzuela, Salto Aeropuerto e Livramento. Devido às poucas séries históricas existentes, a comparação foi complementada com as estimativas do modelo Nasa/SSE em um processamento regular de 1 grau por 1 grau. O modelo, que não deve ser considerado como *ground truth*, é amplamente reconhecido e aceito, e inclui informação histórica para elaborar suas estimativas de satélite. Suas estimativas para as médias mensais de irradiação diária na superfície estão baseadas em informações de ao menos 22 anos de observações de satélite e de medidas em terra.

A avaliação de curto prazo realizou-se com os dados da rede de medida de UTE. A razão para realizá-lo dessa maneira é que os dados da rede de Fing foram usados para o treinamento do modelo, e utilizá-los para fins de avaliação reportaria desvios menores que os reais. A estimativa da performance do modelo utilizando aproximadamente 22.500 horas de avaliação reportou desvio médio (*rMBD, relative Mean Bias Deviation*) de 1%, *rRMSD* de 14% e coeficiente de ajuste linear  $R^2$  de 0,941 [58]. Na Figura 7, mostra-se o gráfico da estimativa de satélite em função da medida em Terra e a escala horária, para duas estações de avaliação (RB e JI). A linha negra ( $x = y$ ), desenhada como guia, representa a situação ideal de concordância perfeita. Pode-se observar que os pontos estão principalmente localizados em torno da dita reta, com certa dispersão associada à incerteza da estimativa. Em relação aos acumulados diários e médias mensais, o desempenho é ainda menor. À escala diária, os indicadores reportados, utilizando um total de 964 dias de avaliação, foram 1% para *rMDB* e 7% para *rRMSD*, com  $R^2$  de 0,984 [58]. A incerteza das médias mensais foi avaliada entre 3% e 4% da média anual das séries de medida de 15,9 MJ/m<sup>2</sup> [60].

A avaliação de longo prazo é, quiçá, a mais relevante para efeitos da caracterização climatológica do recurso solar. A intercomparação entre as médias mensais de longo prazo obtidas a partir do modelo BD-JPT e as séries históricas já mencionadas reportaram desvio médio de 0,1% [61]. Contudo, o *rRMSD* obtido foi de 3,2%, valor que é declarado como incerteza dos mapas mensais e anuais obtidos a partir da utilização do modelo BD-JPT. Deve-se notar nesse ponto a melhora substancial que representa a utilização do modelo de satélite em comparação aos estimados do MSUv1, cuja incerteza declarada para a mesma informação é de 15%. A comparação com o modelo Nasa/SSE foi feita em 22 locais geográficos, correspondentes aos pontos sobre superfície territorial do Uruguai do processamento da Nasa. Na média anual dos acumulados diários (informação do Mapa Solar anual), o modelo BD-JPT

gera estimativas 1% superiores que o modelo Nasa/SSE. O rRMSD estimado entre ambos é também de 1%. Essas porcentagens referem-se à média espacial de 16,9 MJ/m<sup>2</sup>. A concordância entre as saídas de ambos os modelos é excelente e ainda mais surpreendente, considerando que as metodologias e dados em que se baseiam sejam diferentes. Na Figura 8 mostra-se a comparação entre as estimativas anuais de ambos os modelos para os 22 locais, e a comparação com os valores obtidos através das três séries de medidas de longo prazo.

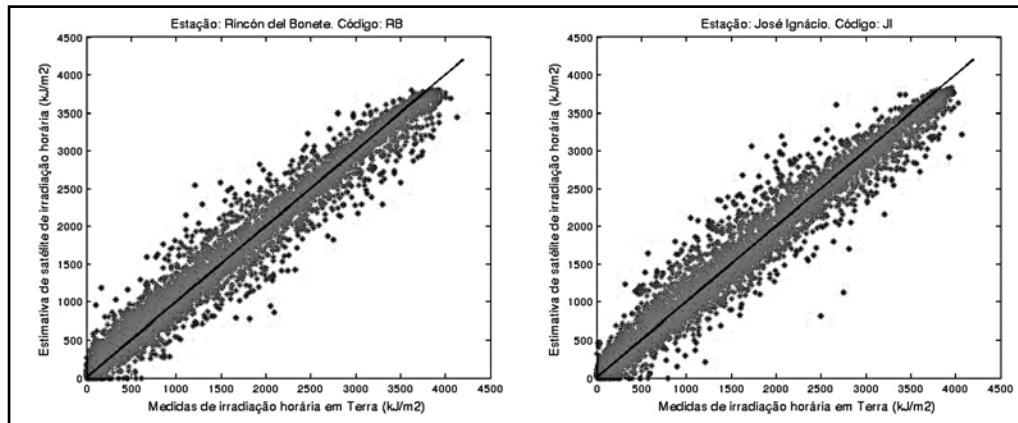


Figura 7 - Comparação entre medidas em Terra e estimativas de satélite. Esquerda: RB. Direita: JI.

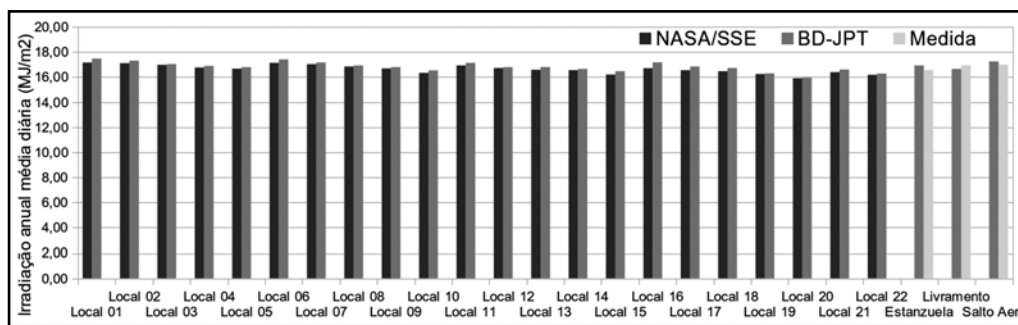


Figura 8 - Comparação dos valores anuais de irradiação do modelo BD-JPT com as estimativas da Nasa em 22 locais e com as medidas de três séries históricas disponíveis.

Todas as avaliações realizadas, tanto em relação às medidas em Terra como ao modelo Nasa/SSE, levam à conclusão de que as estimativas do modelo BD-JPT adaptam-se muito bem às particularidades do território uruguaio e zonas vizinhas. Com essa segurança, pode-se proceder à elaboração de uma nova versão dos mapas de potencial solar, tal como se discute posteriormente.

## Estimativa de componentes da irradiação solar

O modelo de satélite BD-JPT permite obter GHI em escala horária. Para estimar a irradiação em incidência normal (DNI) e a irradiação global sobre um plano inclinado<sup>5</sup> (GTI), o primeiro passo consiste em separar os componentes direto e difuso da irradiação global em plano horizontal. Para isso, utiliza-se uma função heurística que vincula<sup>6</sup> a fração difusa horária ( $f_d$ ) com o índice de claridade horário ( $kt$ ). A fração difusa horária define-se como o quociente entre a irradiação difusa horária em plano horizontal e a GHI. Por sua parte, o índice de claridade é o quociente entre a GHI e a irradiação extraterrestre em plano horizontal (irradiação solar no topo da atmosfera). Como a irradiação extraterrestre é bem conhecida, a partir da GHI é possível calcular o índice de claridade  $kt$  e, através de um modelo de fração difusa, obter  $f_d$ . Isso permite calcular a irradiação difusa e lograr a separação de componentes desejada.

Para aplicações de engenharia geralmente se utiliza a correlação de Erbs e colaboradores [62] para estimar a fração difusa. Existem na literatura da área diversas propostas para correlacionar essas duas variáveis [63-69]. Como a radiação difusa depende do estado da atmosfera, o melhor é utilizar um modelo ajustado localmente com medidas do componente difuso [69] contra nossos dados terrestres. A avaliação realizou-se mediante medidas de GHI e irradiação difusa adquiridas em Terra em três locais: (i) a estação de Fing/UdelaR (código FI) controlada por nosso grupo; (ii) a estação Salto Aeropuerto, anteriormente mencionada; e (iii) a estação de medida do Grupo de Estudos da Radiação Solar (GERSolar) em Luján, Argentina. Para mais detalhes sobre a estação de Luján pode-se consultar a referência [71]. Essa avaliação preliminar concluiu que o modelo que melhor se adapta à região é o modelo de Ruiz-Arias [68], com os parâmetros localmente ajustados. A incerteza horária avaliada para dito modelo foi de 23,3% [69], o qual está dentro das margens aceitáveis para um modelo de tais características. Esse modelo é utilizado para efeitos estimativos de fração difusa a partir dos valores de satélite de GHI.

Uma vez obtida a fração difusa a partir da GHI estimada por satélite, pode-se calcular a irradiação difusa horária em plano horizontal como  $I_d = f_d \times GHI$ . A DNI horária é então calculada simplesmente através da relação geométrica entre essas quantidades:

$$DNI = \frac{GHI - I_d}{\cos(z)} \quad (5)$$

5 Convencionalmente, calcula-se a irradiação global sobre um plano inclinado (GTI) considerando uma superfície plana orientada ao Equador (ao norte, no Hemisfério Sul), com uma inclinação igual à latitude. Essa orientação é a que maximiza a irradiação incidente fora da atmosfera.

6 A fração difusa depende do estado da atmosfera e não é função unicamente de  $kt$ . Deve entender-se este método somente como uma aproximação racional ao problema de separar os componentes de radiação.



Para efeitos de irradiância global horária em plano inclinado, utilizou-se um modelo para obtê-la a partir da GHI e seus componentes em plano horizontal. Basicamente, as distintas alternativas existentes modelam de diferente maneira a contribuição das distintas fontes de irradiação que chegam ao plano inclinado; a irradiação direta e circunsolar, a irradiação difusa e a irradiação refletida na superfície do solo [17]. Para efeitos de estimativa de GTI a partir de GHI de satélite, utilizou-se o modelo Hay e Davies, devido a seu bom balanço entre exatidão e simplicidade, uma vez que não há estudos locais<sup>7</sup> sobre a convivência de um modelo ou outro.

### **Distribuição espacial do recurso solar estimado por satélite**

A partir do modelo de satélite pode-se gerar séries de GHI horária para cada ponto de uma panorâmica regular sobre o território nacional. À escala horária, são aplicados os modelos para obter séries temporais de igual duração de DNI e GTI. Como já se mencionou, essas séries temporais contemplam mais de 14 anos de dados de irradiação, o que permite uma caracterização climatológica do recurso solar. Logo, para cada ponto, são calculados os acúmulos diários, as médias mensais e a média anual. Interessa em particular o mapeamento da média anual, de onde se podem extrair conclusões sobre a distribuição espacial do recurso solar no Uruguai. Na Figura 9, mostra-se o mapa anual de GHI obtido, e na Figura 10, os de DNI e GTI. Os departamentos do Noroeste do país são os que têm maior disponibilidade do recurso solar.

Os níveis de radiação solar aumentam em direção sudeste-noroeste, como já era antecipado pelo MSUv1. Contudo, essa nova informação indica que o recurso solar é 7% maior que o previamente estimado com base nas horas de sol. A média anual estimada de GJI varia sobre o território nacional de um valor mínimo de 15,9 MJ/m<sup>2</sup> a um valor máximo de 17,7 MJ/m<sup>2</sup>, sendo essa uma variação de 10% da média espacial de 16,9 MJ/m<sup>2</sup>. A DNI e GTI apresentam uma distribuição espacial similar, entre 15,3 MJ/m<sup>2</sup> e 18,6 MJ/m<sup>2</sup>, com uma variação de 20%, e entre 17,1 MJ/m<sup>2</sup> e 19,0 MJ/m<sup>2</sup>, com uma variação de 10% respectivamente. Isso implica que um empreendimento de energia solar de concentração localizado no Noroeste e no Sudeste do país, com igual capacidade instalada, terá de suprir a variação de 20% do recurso com maior área de espelhos de concentração, o que leva a maiores custos de investimento. No caso de um empreendimento fotovoltaico, o aumento de área de captação será menor, para compensar a variação de 10% do recurso.

---

<sup>7</sup> Nosso grupo mede GTI continuamente na estação Fing desde 2010, para realizar tal estudo em um futuro próximo.

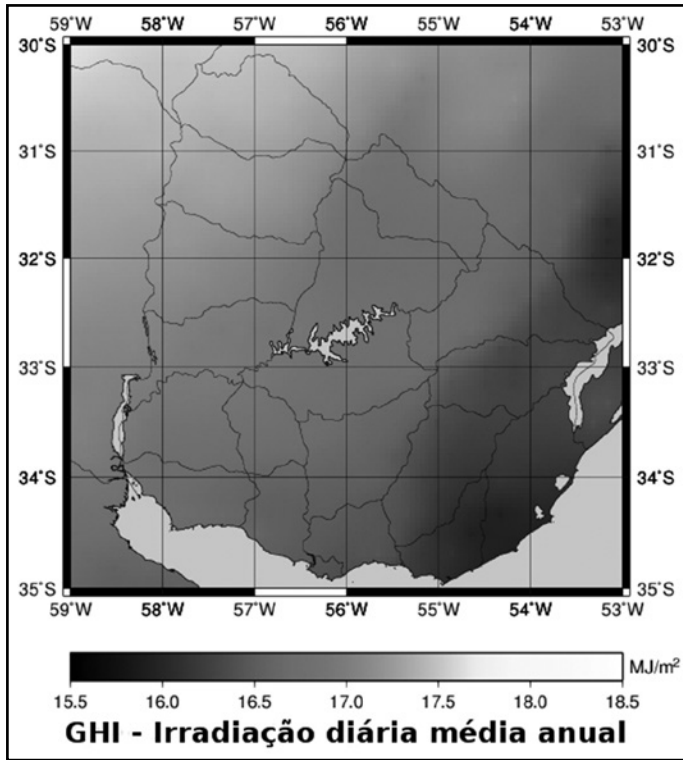


Figura 9 - Distribuição da GHI diária média anual estimada por satélite.

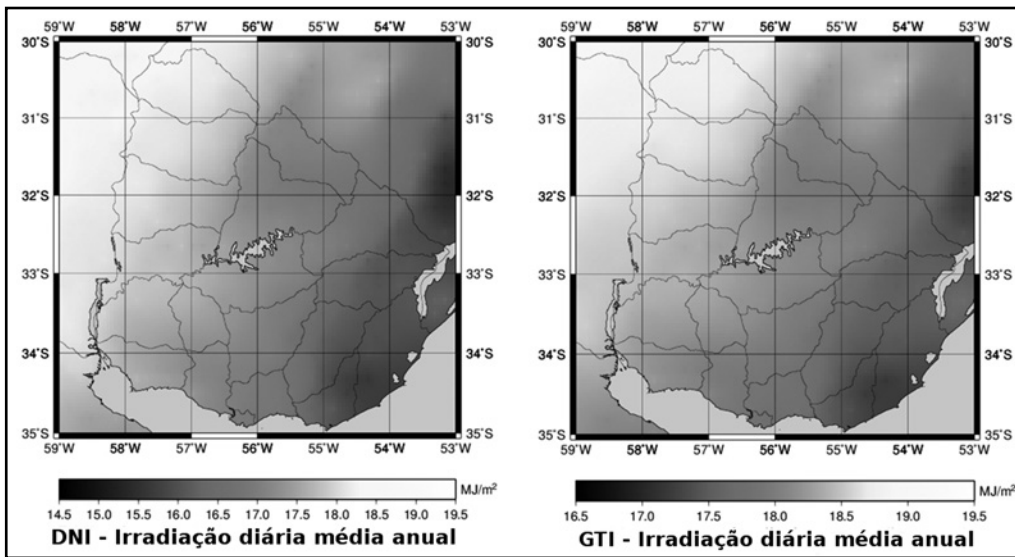


Figura 10 - Distribuição da irradiação diária média anual estimada. Esquerda: DNI. Direita: GTI.

## CONCLUSÃO

A nova informação gerada com base na técnica de satélite implementada permite extrair informação útil do recurso solar nacional para a planificação e desenvolvimento de sistemas de conversão de energia solar em energia útil. Com a modificação introduzida no modelo original, o novo modelo BD-JPT mantém sua natureza simples e tem desempenho similar ou melhor que modelos de satélite mais complexos, administrados por empresas privadas. De fato, o modelo é capaz de gerar séries temporais horárias de mais de 14 anos, com uma concordância muito boa com as medidas da Terra. A incerteza nas estimativas do recurso solar foi notoriamente melhorada em relação à situação prévia, passando de 15% a aproximadamente 4% nas estimativas mensais de longo prazo. Mais ainda, constata-se que o MSUv1 era uma estimativa conservadora do recurso solar no Uruguai. A nova informação indica que os níveis de irradiação solar no Uruguai são 7% mais altos que os previamente estimados. Este trabalho representa a primeira tentativa de mapear os componentes DNI e GTI da irradiação solar, magnitudes que são de primeira necessidade para aplicações de concentração e aplicações em que a superfície de captação forma um ângulo fixo com a superfície, como tipicamente são as aplicações fotovoltaicas e as aplicações técnicas residenciais. Essas estimativas podem ser geradas em qualquer ponto do território, com uma resolução espacial de aproximadamente 2 km.

Ao tratar-se de um modelo estatístico, sua aplicação está limitada ao território do Uruguai, à pampa úmida, à província de Buenos Aires e ao estado do Rio Grande do Sul, este no Brasil. O conhecimento adquirido sobre técnicas de satélite contou com a colaboração da Divisão de Satélites e Sistemas Ambientais do CPTEC (DSA/CPTEC/Inpe, Brasil). Este trabalho levou à colaboração binacional com o grupo de trabalho GERSolar, da Universidade Nacional de Luján, da Argentina, e atualmente se trabalha em conjunto com eles para realizar uma avaliação de desempenho do modelo na província de Buenos Aires. Está previsto também avaliar o modelo usando os dados que geram as novas estações de medida que se instalarão no interior da Argentina, em particular na pampa úmida.

Essas estimativas já foram utilizadas no Uruguai para diversos estudos acadêmicos ou tecnológicos. Os dados de satélite foram gerados a pedido<sup>8</sup> para diversos fins, que vão desde a avaliação de centrais fotovoltaicas a estudos sobre melhoras de qualidade no vinho. Quicá o mais relevante deles tenha sido justamente a geração de séries temporais para a avaliação de rendimento das primeiras centrais fotovoltaicas piloto do Uruguai, instaladas pela Direção Nacional de Energia (MIEM/DNE, Uruguai), doadas pelo Japão por intermédio de sua Agência de Cooperação JICA.

---

8 Nosso grupo gera estimativas de radiação solar sem custo algum para instituições educativas ou governamentais, que as utilizam para atividades de investigação e desenvolvimento, educativas ou de interesse social, sem fins lucrativos.

Atualmente, está-se iniciando um projeto em conjunto com o Instituto de Energia Elétrica da Fing para a elaboração de um mapa de fatores de central para centrais fotovoltaicas a serem instaladas no Uruguai. Este mapa será um derivado dos mapas de radiação mostrado antes.

Como aporte complementar, a partir da experiência adquirida nessa linha de trabalho, constatou-se que no Uruguai existe pouca experiência no manejo de informação de satélite de baixo nível. Não existe um receptor operativo de imagens (de nenhum satélite) que abranja todo o país, e geralmente as imagens chegam em forma já processada, desde Argentina ou do Brasil. Nosso grupo encontra-se atualmente trabalhando em colaboração com Antel, a empresa telefônica estatal, para a instalação de um receptor de imagens GOES-East no país. Isso permitirá operar em tempo real produtos de satélite, como, por exemplo, o produto da irradiação solar aqui descrito, para a tomada de decisões. Se o Uruguai aspira a integrar-se à comunidade de países de maior desenvolvimento relativo nos próximos anos, deve avançar em infraestrutura tecnológica e adquirir *know-how* nas áreas estratégicas, como, por exemplo, o uso, processamento e manipulação das imagens de satélite de seu próprio território.

A implementação e adaptação local desse modelo de estimativa de irradiação solar por satélite é um salto qualitativo no conhecimento do recurso solar no Uruguai e adianta o país em ao menos 20 anos na obtenção de um conhecimento detalhado de seu próprio recurso. Contudo, há um longo caminho para se percorrer. Este trabalho deve ser complementado com a implementação e adaptação de outros modelos para a estimativa do recurso solar, de natureza física, para poder decidir qual gera melhores estimativas para a região, com um conhecimento mais preciso. Mais esforço deve ser investido – e já está sendo – no ajuste de modelos de fração difusa e de conversão de irradiação solar em plano horizontal e plano inclinado. A geração de medidas de alta qualidade durante largos períodos de tempo (da ordem de décadas, sendo 10 anos o mínimo requerido) é fundamental para lograr esses objetivos. O resultado final dessa linha de trabalho é um Mapa Solar do Uruguai de segunda geração (MSUv2), baseado em informação de satélite. Como todo processo incremental, as ferramentas, modelos, parametrizações, etc., vão-se refinando e adaptando à medida que o novo conhecimento vá sendo gerado.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **BP Statistical Review of World Energy 2013.**
- [2] PEREZ, R.; PEREZ, M. A fundamental look at energy reserves for the planet. **IEA SHC Solar Update**, n. 50, p. 2-3, abr. 2009.
- [3] IEA SHC – IEA Solar Heating and Cooling Programme. **The status of solar thermal and solar buildings in IEA SHC member countries.** IEA Summary Status Report, 2013.
- [4] IEA publication. **Renewable energy essentials: concentrating solar thermal power.** OECD/IEA, 2009. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/>.
- [5] ALEMANIA. Federal Ministry for the environment, nature conservation and nuclear safety. **Renewable Energy Sources in Figures: National and International Development.** Public report, jul. 2011.
- [6] EPIA – European Photovoltaics Industry Association. **Global market outlook for photovoltaics 2013-2017.** EPIA report. Disponível em: <http://www.epia.org/home/>.
- [7] FELDMAN, D. et al. **Photovoltaic (PV) pricing trends: historical, recent, and near-term projections.** Technical Report DOE/GO-102012-3839. Departamento de Energía (DOE, EEUU), Sunshot, nov. 2012.
- [8] IEA publication. **World Energy Outlook 2012, chapter 7: Renewable Energy Outlook.** Disponível em: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>.
- [9] URUGUAY. Ministerio de Industria y Energía. **Balance energético nacional 2012.** Publicación de la Dirección Nacional de Energía. Disponível em: <http://www.dne.gub.uy/>.
- [10] URUGUAY. Ministerio de Industria y Energía. **Política energética 2005-2030.** Publicación de la Dirección Nacional de Energía. Disponível em: <http://www.dne.gub.uy/>.
- [11] ALEMANIA. Federal ministry for the Environment, nature Conservation and nuclear Safety. **Renewable energies: Perspectives for a Sustainable Energy Future.** Public report, dez. 2011.
- [12] URUGUAY. **Lei n. 18.585**, 18 de setembro de 2009. Energía Solar Térmica. Disponível em: <http://www.parlamento.gub.uy>.
- [13] URUGUAY. **Decreto n. 50/012**, del 22 de Febrero de 2012. Plan Solar. Ministerio de Industria, Energía y Minería. Disponível em: <https://www.energiasolar.gub.uy/cms/>.
- [14] URUGUAY. **Decreto n. 173/010**, del 1 de Julio de 2010. Diário Oficial n. 27.990, publicado em 8 de junho de 2010. Disponível em: [http://www.ursea.gub.uy/Inicio/Energia\\_Electrica/](http://www.ursea.gub.uy/Inicio/Energia_Electrica/).
- [15] VIGNOLA, F. et al. Building a bankable solar radiation dataset. **Solar Energy**, n. 86, p. 2218-2229, 2012.
- [16] LIU, K. N. **An introduction to atmospheric radiation.** Academic Press, International Geophysics Series, 2002.

- [17] DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. 3. ed. Hoboken, NJ: John Wiley and Sons, 2006.
- [18] ABAL, G. et al. **Mapa Solar del Uruguay, versión 1.0, Memoria Técnica**. Departamento de Publicaciones, Unidad de Comunicación de la Universidad de la República (UCUR).
- [19] ABAL, G. et al. **Mapa Solar del Uruguay**. Anales de la IV Conferencia Latinoamericana de Energía Solar (IV ISES-CLA), p. 1-12, Cusco, Perú, 2010.
- [20] ANGSTRÖM, A. Solar and terrestrial radiation. Report to the international commission for solar research on actinometric investigations of solar and atmospheric radiation. **Q. J. Royal Meteorological Society**, n. 50, p. 121-126, 1924.
- [21] PRESCOTT, A. J. Evaporation from a water surface in relation to solar radiation. **Trans. R. Soc. Sci. S. Austr.**, n. 64, p. 114-118, 2940.
- [22] ALONSO SUÁREZ, R. et al. **Recent advances in solar resource assessment in Uruguay**. Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES.
- [23] BAKST, L.; YAMAZAKI, Y. **Principios físicos y técnicos de la meteorología por satélite, volumen 1: relaciones espaciales**. Pelotas: Editora e Gráfica Universitária, Universidad Federal de Pelotas, 2001.
- [24] WMO. **Guide on instruments and methods of observation, part IV: satellite observations**. World Meteorological Organization, Expert Team on Satellite Systems, ET-SAT-6/Doc. 8.1 ADD, 2011.
- [25] NASA MODIS. Disponível em: <http://modis.gsfc.nasa.gov/about/specifications.php>.
- [26] PEREZ, R.; SEALS, R.; ZELENKA, A. Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data. **Solar Energy**, n. 60, p. 89-96, 1997.
- [27] ZELENKA, A. et al. Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances. **Theoretical and Applied Climatology**, n. 62, p. 199-207, 1999.
- [28] NOIA, M.; RATTO, C.; FESTA, R. Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: 1. Statistical models. **Solar Energy**, n. 51, p. 449-456, 1993.
- [29] NOIA, M.; RATTO, C.; FESTA, R. Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: 2. Physical models. **Solar Energy**, n. 51, p. 457-465, 1993.
- [30] CANO, D. et al. A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. **Solar Energy**, n. 37, p. 31-39, 1986.
- [31] TARPLEY, J. D. Estimating incident solar radiation at the surface, from geostationary satellite data. **J. Appl. Meteorol.**, p. 1172-1181, 1979.
- [32] JUSTUS, C.; PARIS, M. V.; TARPLEY, J. D. Satellite-measured insolation in the United States, Mexico, and South America. **Remote Sensing of Environment**, n. 20, p. 57-83, 1986.
- [33] STOFFEL, T. et al. **Best practices handbook for the collection and use of solar resource data**. Technical Report NREL/TP-550-47465. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2010.

- [34] POLO, J.; ZARZALEJO, L.; RAMIREZ, L. **Modelling solar radiation at the Earth's surface: recent advances**. Springer, 2008.
- [35] PINKER, R.; LASZLO, I. Modeling surface solar irradiance for satellite applications on global scale. **J. Appl. Meteorol.**, n. 31, p. 194-211, 1992.
- [36] PINKER, R et al. A review of satellite methods to derive surface shortwave irradiance. **Remote Sens. Environ.**, n. 51, p. 105-124, 1995.
- [37] PEREZ, R. A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation. **Solar Energy**, n. 73, p. 307-317, 2002.
- [38] HAMMER, A. Solar energy assessment using remote sensing technologies. **Remote Sensing of Environment**, n. 86, p. 423-432, 2003.
- [39] RIGOLLIER, C. The method heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. **Solar Energy**, n. 77, p. 159-169, 2004.
- [40] CEBALLOS, J.; BOTTINO, M. J.; SOUZA, J. M. D. A simplified physical model for assessing solar radiation over Brazil using goes 8 visible imagery. **Journal of Geophysical Research**, n. 109, p. 1-14, 2004.
- [41] COLLE, S.; PEREIRA, E. B. **Atlas de irradiação solar do Brasil (1ª versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície)**. Technical Report, LABSOLAR - Laboratório de Energia Solar Departamento de Engenharia Mecânica, UFSC, 1998.
- [42] PEREIRA, E. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: Inpe, 2006.
- [43] ESCOBAR, R. A. et al. **A satellite estimation model for solar energy resource assessment in Chile**. Proceedings of Solar PACES 2012, Marruecos, Sept. 2012.
- [44] WMO. **Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation**. WMO-No. 8, Seventh Edition World Meteorological Organization, 2008.
- [45] TOSCANO, P.; CATALDO J. **Solar irradiation measurement in Uruguay**. Annals of the Solar World Congress (SWC 2011), Resource Assessment, p. 332-338, 2011.
- [46] WU, X. et al. **Calibration of GOES imager visible channels**. Geoscience and Remote Sensing IEEE International Symposium, 2005.
- [47] WU, X.; SUN, F. **Post-launch calibration of GOES Imager visible channel using MODIS**. Proc. SPIE 5882, p. 211-221, 2005.
- [48] BREMER, J. C. et al. **Estimation of long-term throughput degradation of GOES 8 & 9 visible channels by statistical analysis of star measurements**. Proc. SPIE, v. 3439, p. 145-154, 1998.
- [49] WU, X. et al. **Vicarious calibration of GOES Imager visible channel using the Moon**. Earth Observing Systems XI. Edited by Butler, James J. Proceedings of the SPIE, v. 6296, p. 62960Z, 2006.
- [50] WEINREB, M. P.; JOHNSON, J. X.; HAN, D. **Operational calibration of the imagers and sounders on the GOES-8 and -9 satellites**. NOAA Technical Memorandum, NOAA NESDIS Office of Satellite Operations. (revisado, 2011).

- [51] GROPP, W.; LUSK, E.; SKJELLUM, A. **Using MPI: portable parallel programming with the message-passing interface**. Cambridge: MIT Press, 1999.
- [52] ALONSO SUÁREZ, R.; NESMACHNOW, S. **Parallel computing applied to satellite images processing for solar resource estimates**. Proceedings of the V High-Performance Computing Latin America Symposium. CLEI Electronic Journal 15, 2012.
- [53] ESPOZ, C.; BRIZUELA, A. **Application of remote sensing and agrometeorological methods for crop assessment in the Pampa Húmeda**. Technical Report ARG 81/002. FAO, 1983.
- [54] FRULLA, L. et al. Incident solar radiation on Argentina from the geostationary satellite GOES: comparison with ground measurements. **Solar Energy**, n. 41, p. 61-69, 1988.
- [55] RIGHINI, R.; BARRERA, D. Empleo del modelo de Tarpley para la estimación de la radiación solar global mediante imágenes satelitales GOES en Argentina. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, n. 12, p. 9-15, 2008.
- [56] FRULLA, L. et al. Analysis of satellite-measured insolation in Brazil. **Solar & Wind Technology**, n. 7, p. 501-509, 1990.
- [57] ALONSO SUÁREZ, R. et al. **Global solar irradiation assessment in Uruguay using Tarpley's model and GOES satellite images**. In: Annals of the Solar World Congress (SWC 2011), Kassel, Germany, 2011.
- [58] ALONSO SUÁREZ, R. et al. Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: application to Uruguay. **Solar Energy**, n. 86, p. 3205-3215, 2012.
- [59] FISCHLER, M.; BOLLES, R. **Random sample consensus: a paradigm for model fitting with applications to image analysis and automated cartography**. Communications of the ACM, 24, 1981.
- [60] ALONSO SUÁREZ, R.; D'ANGELO M.; ABAL, G. **Distribución Espacial y Temporal de la Irradiación Solar en el Uruguay**. Proceedings del IV Congreso Brasileiro de Energia Solar y la V Conferencia Latinoamericana de ISES, San Pablo, 2012.
- [61] ALONSO SUÁREZ, R. et al. **Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay**. Por aparecer en: Energy Procedia, Elsevier. Annals of the Solar World Congress (SWC 2013), Cancún, Méjico, 2013.
- [62] ERBS, D. G. Estimation of the diiffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, n. 28, p. 293-302, 1982.
- [63] BOLAND, J.; RIDLEY, B.; BROWN, B. Models of diffuse solar radiation. **Renewable Energy**, n. 33, p. 575-584, 2008.
- [64] BOLAND, J.; MCARTHUR, L.; LUTHER, M. Modelling the diffuse fraction of global solar radiation on a horizontal surface. **Environmetrics**, n. 12, p. 575-584, 2001.
- [65] ORGILL, J.; HOLLANDS, G. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. **Solar Energy**, n. 19, p. 357-399, 1977.
- [66] REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. Diffuse fraction correlations. **Solar Energy**, n. 45, p. 1-7, 1990.



[67] RIDLEY, B.; BOLAND, J.; LAURET, P. Modelling diffuse solar fraction with multiple predictors. **Renewable Energy**, n. 35, p. 478-483, 2010.

[68] RUIZ-ARIAS, H.; ALSAMAMRA, J. Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky aconditions. **Energy Conversion and Management**, n. 51, 2010.

[69] ABAL, G.; AICARDI, D.; ALONSO SUÁREZ, R. **Difuse fraction estimation is Southern latitudes**. Poster in the Solar World Congress (SWC 2013), Cancún, Méjico, 2013.

[70] RAICHIJK, C. Control de calidad de mediciones de radiación solar. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, n. 16, p. 11.17-11.22, 2012.

[71] YOUNES, S.; CLAYWELL, R.; MUNEER, T. Quality control of data: present status and proposed new approaches. **Energy**, n. 30, p. 1533-1549, 2005.

