



ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR

2ª EDIÇÃO



MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES
INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS

Atlas Brasileiro de Energia Solar

Realização

LABREN  Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia

 Centro de Ciência do Sistema Terrestre
Ciência para sustentabilidade

 **MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES**
INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS

Apoio


ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE
ENERGIA ELÉTRICA


PETROBRAS


INCT
PARA MUDANÇAS CLIMÁTICAS


Rede Clima
Mudanças Climáticas
Globais no Brasil

 **ISES**
International
Solar Energy Society

Atlas Brasileiro de Energia Solar

Autores

Enio Bueno Pereira
Fernando Ramos Martins
André Rodrigues Gonçalves
Rodrigo Santos Costa
Francisco J. Lopes de Lima
Ricardo Rüther
Samuel Luna de Abreu
Gerson Máximo Tiepolo
Silvia Vitorino Pereira
Jefferson Gonçalves de Souza

São José dos Campos - Brasil
2ª Edição - 2017

Equipe executora

INPE/CCST/LABREN

- Enio Bueno Pereira
coordenação, consolidação, revisão
- André Rodrigues Gonçalves
contexto socioambiental, panorama elétrico nacional, validação das estimativas
- Rodrigo Santos Costa
preparação da base de dados, meteorologia, variabilidade
- Francisco J. Lopes Lima
variabilidade, tendências
- Silvia Vitorino Pereira
formatação da base de dados, mapas, ilustrações, edição, projeto gráfico
- Jefferson Gonçalves de Souza
preparação dos dados de entrada, rodadas do modelo, suporte computacional

UNIFESP/

- Fernando Ramos Martins
instrumentação, modelo BRASIL-SR, metodologia

UFSC/

- Ricardo Rütther
cenários, aplicações

IFSC/GEnerAI

- Samuel Luna de Abreu
cenários, aplicações

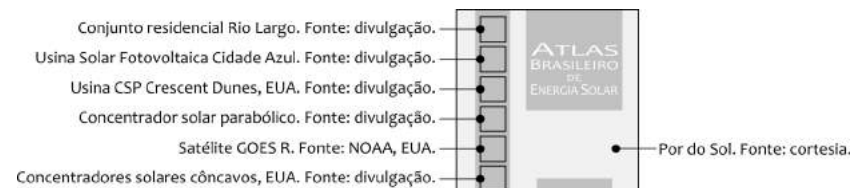
UTFPR/LABENS

- Gerson Máximo Tiepolo
legislação, panorama elétrico nacional

Colaboradores

- Marcelo Pizutti Pes
Rafael Carvalho Chagas
Venize Assunção Teixeira
qualificação dos dados de superfície, rodadas do modelo

Capa



At65

Atlas brasileiro de energia solar / Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rütther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza --

2.ed. -- São José dos Campos : INPE, 2017.

Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>

80p.: il. (E-BOOK)

ISBN 978-85-17-00089-8

1. Energia – Brasil 2. Energia renovável – Brasil 3. Energia solar – Brasil 4. Radiação solar 5. Modelagem atmosférica 6. Sensoriamento remoto da atmosfera. I. Pereira, Enio Bueno; II. Martins, Fernando Ramos; III. Gonçalves, André Rodrigues; IV. Costa, Rodrigo Santos; V. Lima, Francisco Lopes; VI. Rütther, Ricardo; VII. Abreu, Samuel Luna de; VIII. Tiepolo, Gerson Máximo; IX. Pereira, Silvia Vitorino; X. Souza, Jefferson Gonçalves de.

CDU: R084.4:620.91(81)

Simone Angélica Del Ducca Barbedo, CRB-8 6437

São José dos Campos - São Paulo - Brasil
Julho de 2017

Enio Bueno Pereira

<http://lattes.cnpq.br/0638551133292550>



Bacharel em Física (USP, 1973) / Mestre em Geofísica (USP, 1977) / Doutor em Geociências (Rice University, EUA, 1980). Realizou estágios de Pós-doutorado nos Estados Unidos, França e Alemanha.

Pesquisador titular no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), tendo ocupado vários cargos de chefia nessa instituição. Coordena o Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) e a rede solarimétrica SONDA, filiada às redes internacionais BSRN e AeroNet. Concentra suas atividades em estudos de levantamentos de recursos de energias renováveis e os impactos das mudanças climáticas no setor de energia. Outras áreas de atuação são: sensoriamento remoto da atmosfera, radiação solar, energia eólica, aerossóis e instrumentação. Pesquisador nível 1 do CNPq, publicou mais de 180 artigos científicos nacionais e internacionais e oito livros, incluindo a primeira edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Revisor de várias revistas internacionais e nacionais e assessor ad-hoc da FAPESP e do CNPq. Lidera vários projetos e convênios de P&D com financiadores nacionais e internacionais. Coordena o subprojeto de Segurança Energética do INCT-MC e é membro do projeto de mesmo nome na RedeClima. Integra o corpo docente e o Conselho de Pós-graduação em Ciência do Sistema Terrestre.

Bacharel em Física (USP, 1986) / Mestre em Tecnologia Nuclear (Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, 1992) / Doutor em Geofísica Espacial (INPE, 2001). Pós-doutorado realizado no INPE e na University of Maryland.

Docente Adjunto da Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP) Campus Baixada Santista. Coordenou o curso de Graduação de Bacharelado Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia do Mar e ocupou a Chefia de Departamento. Pesquisador CNPq nível 2, está envolvido em pesquisas desenvolvidas em âmbito nacional e internacional, incluindo os Projetos SONDA, SWERA e INCT-MC, em colaboração com instituições de pesquisa como INPE, UNIFEI, UFAL, UFSC, IFSC, Universidade de Oldenburgo, Universidade de Hannover e UNEP. Suas atividades têm foco em: energias renováveis, sensoriamento remoto, sistemas de informação geográfica e aplicações de radiação eletromagnética. Atualmente é revisor de periódicos nacionais e internacionais como Solar Energy, Energy Policy e Revista Brasileira de Meteorologia entre outras. Possui larga experiência em ensino superior e na capacitação profissional e técnica-científica de jovens estudantes e profissionais.

Fernando Ramos Martins

<http://lattes.cnpq.br/9012359647335296>



André Rodrigues Gonçalves

<http://lattes.cnpq.br/0304036440634904>



Bacharel em Engenharia Aeronáutica (USP, 2006) / Mestre em Meteorologia (INPE, 2011) / Doutorando em Ciência do Sistema Terrestre (INPE).

Tecnologista Junior II do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais no Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST). Atua em estudos observacionais de variabilidade e impactos antropogênicos sobre os recursos energéticos renováveis, modelagem atmosférica aplicada ao setor eólico brasileiro e coleta, qualificação e disseminação de dados observacionais de recursos solar e eólico.

Graduação em Meteorologia (UFAL, 2003) / Mestre em Engenharia Civil - Engenharia Ambiental - Ciências Atmosféricas em Engenharia (COPPE/UFRRJ, 2006) / Doutor em Meteorologia (INPE, 2012).

Tecnologista Junior II do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais no Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST). Tem experiência na área de Geociências, com ênfase em Modelagem Computacional / Modelagem Atmosférica, Energia e Meteo-Oceanografia, atuando principalmente nos seguintes temas: Energia, Fontes Renováveis de Energia, Meteorologia da Energia, Aerossóis, Radiação Solar, Meteorologia de Mesoescala, Climatologia, Micrometeorologia e Oceanografia Física.

Rodrigo Santos Costa

<http://lattes.cnpq.br/2669917809806669>



Francisco J. Lopes de Lima

<http://lattes.cnpq.br/8300602270954491>



Graduado em Física (UECE, 2008) / Mestre em Meteorologia (UFCEG, 2011) / Doutor em Meteorologia (INPE, 2015). Pós-doutorando em Previsão de Radiação Solar (UNIFESP).

Pesquisador colaborador do Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais (INPE), com atividades desenvolvidas no Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST). Tem experiência nas áreas de Geociências, Modelagem Atmosférica e em levantamento de Recursos Energéticos Renováveis Solar e Eólico, atuando principalmente nos seguintes temas: Previsão Eólica, Previsão Solar, Modelagem Numérica e Modelos Estatísticos.

Ricardo Rütther

<http://lattes.cnpq.br/566t9240020541721>



Bacharel em Engenharia Metalúrgica (UFRGS, 1989) / Mestre em Engenharia Metalúrgica e de Materiais (UFRGS, 1991) / Ph.D. em Electrical & Electronic Engineering (University of Western Australia, 1995). Realizou estágios de Pós-doutorado na Alemanha (1995-1996) e Austrália (2011-2012).

Fundador e Coordenador do Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), onde é Professor Titular. Pesquisador nível 1 do CNPq. Diretor do Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina (IDEAL). Fundador e Primeiro Presidente da Seção Brasileira da International Solar Energy Society (ISES). Coordena projetos de pesquisa e orienta alunos de doutorado, mestrado e iniciação científica nas áreas de geração solar fotovoltaica, solarimetria, armazenamento de energia e veículos elétricos.

Bacharel em Engenharia Mecânica (UFSC, 1992) / Mestre em Engenharia Mecânica (UFSC, 1995) / Doutor em Engenharia Mecânica (UFSC, 2003). Realizou estágios de Pós-doutorado no Institute for Advanced Sustainability Studies (Alemanha) e no Instituto Politécnico do Porto (Portugal).

Professor Associado do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), onde atua na área de Refrigeração e Climatização. Coordenador do Grupo de Energias Alternativas do IFSC, com uma extensa lista de publicações voltadas principalmente às aplicações térmicas da energia solar e estudo do recurso energético solar. Foi presidente da Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS) (2011-2013) e representante brasileiro na diretoria da International Solar Energy Society (ISES). Atua também como pesquisador colaborador de laboratórios como LABREN/INPE, Lepten/Labsolar-UFSC e Fotovoltaica/UFSC, além de redes de pesquisa como o Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia.

Samuel Luna de Abreu

<http://lattes.cnpq.br/0864784421981857>



Gerson Máximo Tiepolo

<http://lattes.cnpq.br/7922802052475230>



Bacharel em Engenharia Elétrica (UTFPR, 1990) / Pós-Graduação em Gerência de Manutenção (UTFPR, 1994) e Gestão da Qualidade e Produtividade (UFPR, 2000) / Mestre em Engenharia de Produção e Sistemas (PUCPR, 2005) / Doutor em Engenharia de Produção e Sistemas (PUCPR, 2015).

Atua nas áreas de fontes renováveis de energia, energia solar, radiação solar, sistemas fotovoltaicos, planejamento energético. Docente na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) desde 1995, nos cursos de Engenharia Elétrica e de Controle e Automação, EAD em Logística e Pós-graduação em Energias Renováveis. Pesquisador no Núcleo de Pesquisa em Energia: Políticas Públicas, Finanças & Tecnologia, Núcleo de Gestão de Tecnologia e Inovação, Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia (PPGSE/UTFPR). Revisor de periódicos na área de energia. Coordenador do Laboratório de Energia Solar (LABENS) e Líder do Grupo de Pesquisa em Energia Solar e Sistemas Fotovoltaicos, ambos da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), onde desenvolve pesquisas referentes a radiação solar e potencial fotovoltaico em conjunto com LABREN/INPE.

Bacharel em Desenho Industrial (FEBASP, 1997).

Colaboradora do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) desde 2002, é especialista em Sistemas de Informação Geográfica, possuindo ampla experiência na editoração de livros, elaboração de mapas, ilustrações e infográficos científicos. Participou de extensos projetos nacionais e internacionais como os Projetos SONDA, PETROBRAS e SWERA. Atua também na formatação, qualificação e disseminação de dados observacionais solarimétricos e anemométricos e no desenvolvimento e manutenção dos websites do LABREN e da rede SONDA.

Silvia Vitorino Pereira

<http://lattes.cnpq.br/8759663015899608>



Jefferson G. de Souza

<http://lattes.cnpq.br/3622347983126578>



Bacharel em Computação Científica (UNITAU, 2008) / Mestrando em Computação Aplicada (INPE).

Atua no desenvolvimento de códigos computacionais para manipulação e organização da base de dados satelitais do LABREN, assim como no seu controle e arquivamento. Atua também no aperfeiçoamento do modelo BRASIL-SR, na preparação do banco de dados de entrada e nas rodadas do modelo nas suas diversas configurações.

SUMÁRIO

PREFÁCIO	8	10 VARIABILIDADE INTERANUAL E TENDÊNCIAS	46
1 INTRODUÇÃO	9	VARIABILIDADE INTERANUAL DA IRRADIAÇÃO SOLAR	46
2 CONTEXTO SOCIOAMBIENTAL	11	TENDÊNCIAS REGIONAIS	47
3 PANORAMA ELÉTRICO NACIONAL	13	11 CENÁRIOS E APLICAÇÕES DE ENERGIA SOLAR	52
4 CONCEITOS BÁSICOS	15	POTENCIAL SOLAR TÉRMICO	52
5 METEOROLOGIA DA ENERGIA	20	Aquecimento solar para uso doméstico	52
6 INSTRUMENTAÇÃO E AQUISIÇÃO DE DADOS	24	Geração de energia elétrica heliotérmica	55
SENSORES	24	Outras aplicações da energia solar térmica	56
Piranômetro de termopilha	24	POTENCIAL FOTOVOLTAICO	57
Piranômetro de fotodiodo	25	Geração solar fotovoltaica centralizada	58
Pirheliômetro	25	Geração solar fotovoltaica distribuída	58
Sistemas de sombreamento	25	Potencial e perspectivas da geração fotovoltaica distribuída (GD)	58
Estação solarimétrica	26	Potencial e perspectivas da geração fotovoltaica centralizada de grande porte	62
BASE DE DADOS OBSERVADOS	27	Perspectivas com os veículos elétricos e as redes inteligentes (smart grids)	63
Rede SONDA	27	12 CONSIDERAÇÕES FINAIS	66
Estações meteorológicas automáticas do INMET	29	REFERÊNCIAS	69
7 METODOLOGIA	30	ACRÔNIMOS E ABREVIACÕES	75
MODELO BRASIL-SR	30	FIGURAS	77
VALIDAÇÃO DAS ESTIMATIVAS DO MODELO BRASIL-SR	33	TABELAS	80
8 MAPAS DE IRRADIAÇÃO	35		
9 VALIDAÇÃO DO MODELO BRASIL-SR	42		
VALIDAÇÃO DA IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL	42		
VALIDAÇÃO DA IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL	43		

A primeira edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar foi lançada em 2006 com base em 10 anos de dados dos satélites da série GOES e no modelo físico de transferência radiativa BRASIL-SR, validado com dados observados em 98 estações meteorológicas operadas pelo INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e espalhadas por todo território nacional. Na época do lançamento, a rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais), operada pelo INPE, havia recém entrado em operação e contribuiu no processo de validação com apenas três anos de dados solarimétricos das 3 componentes da irradiação solar na superfície: global horizontal, direta normal e difusa. Essa edição pioneira do Atlas constituiu um marco importante no histórico da energia solar no Brasil e é, ainda hoje, empregada por vários investigadores e empreendedores da área de energia solar.

Após mais de 10 anos, o Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), tem a satisfação de publicar a segunda edição, ampliada e revisada, do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Trata-se de um exemplo de trabalho cooperativo entre o INPE e pesquisadores de várias instituições no Brasil: a Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP), a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e o Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC).

Para essa nova edição, foram empregados mais de 17 anos de dados satelitais e implementados vários avanços nas parametrizações do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, visando melhorar ainda mais a confiabilidade e acurácia da base de dados produzida e disponibilizada para acesso público. Além desses avanços, a nova versão contém análises sobre os níveis de confiança, sobre a variabilidade espacial e temporal do recurso solar, além de apresentar cenários de emprego de várias tecnologias solares. Embora o foco do Atlas seja a área de energia, os

dados apresentados também atendem usuários em várias outras áreas de conhecimento, como a meteorologia, climatologia, agricultura, hidrologia e arquitetura.

Este Atlas contou com a contribuição científica do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-MC), através dos processos CNPq 573797/2008-0 e FAPESP 2008/57719-9, o qual apoiou a fase de pesquisa, consolidação e de sua montagem final. Não podemos também deixar de agradecer e de partilhar esse momento com o Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES) que, através do Projeto ANEEL PD-0553-0013/2010 com o INPE, forneceu o importante suporte financeiro para o aprimoramento do modelo BRASIL-SR, assim como para a expansão, operação e manutenção da rede solarimétrica SONDA. Os créditos também são endereçados à Rede Brasileira de Pesquisas sobre Mudanças Climáticas Globais, através do convênio FINEP / Rede CLIMA 01.13.0353-00, pelo suporte na fase de rodadas do modelo, e aos demais colegas do INPE, particularmente do Laboratório de Instrumentação Meteorológica (LIM), do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC), que forneceram suporte logístico a esse trabalho desde a primeira edição do Atlas. Agradecemos também o apoio institucional da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da *International Solar Energy Society* (ISES) pelo reconhecimento do mérito científico dessa publicação como marco importante para a penetração da tecnologia solar no Brasil.

Os autores e as entidades de suporte e apoio que possibilitaram mais essa edição do Atlas esperam que esse trabalho constitua mais um importante marco para o avanço da tecnologia solar no Brasil.



Diferente das fontes convencionais de energia utilizadas, a energia solar é temporalmente intermitente e apresenta uma variabilidade espacial elevada em razão de sua forte relação com condições meteorológicas locais (cobertura de nuvens, concentração de gases atmosféricos, sistemas sinóticos entre outros) e fatores astronômicos associados aos movimentos orbital e de rotação da Terra. O conhecimento sobre o potencial do recurso solar incidente na superfície é essencial, mas não suficiente para impulsionar o uso dessa fonte de energia. A variabilidade do recurso solar tem impactos em aspectos técnicos de qualidade e de segurança do sistema elétrico. Assim, além do potencial disponível, informações confiáveis sobre a variabilidade do recurso solar são imprescindíveis para dar suporte ao desenvolvimento de projetos para aproveitamento dessa fonte de energia.

O conhecimento da distribuição espacial do recurso solar em grandes extensões territoriais deve ser alcançado com uso de modelos de transferência radiativa validados com dados observacionais (Martins et al., 2007). Alguns estudos utilizam técnicas de interpolação de dados observados em superfície para mapear esse potencial (Tiba, 2000). Embora dados coletados em superfície, com instrumentação adequada e observando os cuidados devidos de operação e manutenção sejam a fonte mais segura para conhecimento do potencial local de energia solar, pesquisas indicam que os erros de interpolação de dados observados em estações de superfície afastadas em mais de aproximadamente 30 km entre si são superiores aos erros de estimativas produzidas por modelos de transferência radiativa (Perez et al., 1997; Martins e Pereira, 2011). A Figura 1 ilustra como as incertezas nos dados interpolados superam as incertezas dos modelos satelitais num estudo de caso realizado para a região Sudeste do Brasil.

Outra vantagem advinda do uso de modelos satelitais é a redução do custo de operação de redes de coleta de dados em superfície. O uso de modelos satelitais requer uma base de dados coletados em superfície com uma densidade espacial reduzida e representativa das condições ambientais e climáticas

típicas de uma região para validar as estimativas obtidas e quantificar os desvios apresentados pelo modelo numérico. O processo de validação requer instrumentação de qualidade para garantir avaliação confiável das incertezas das estimativas produzidas pelo modelo e reduzir riscos de investimento na geração de energia.

Em resumo, a avaliação do potencial de recursos de energia solar numa região envolve basicamente três componentes: a distribuição espacial, sua variabilidade temporal e as incertezas associadas às duas primeiras componentes. As três componentes são essenciais para elaboração de cenários de aplicação e para estudos preliminares de viabilidade de aproveitamento do recurso solar.

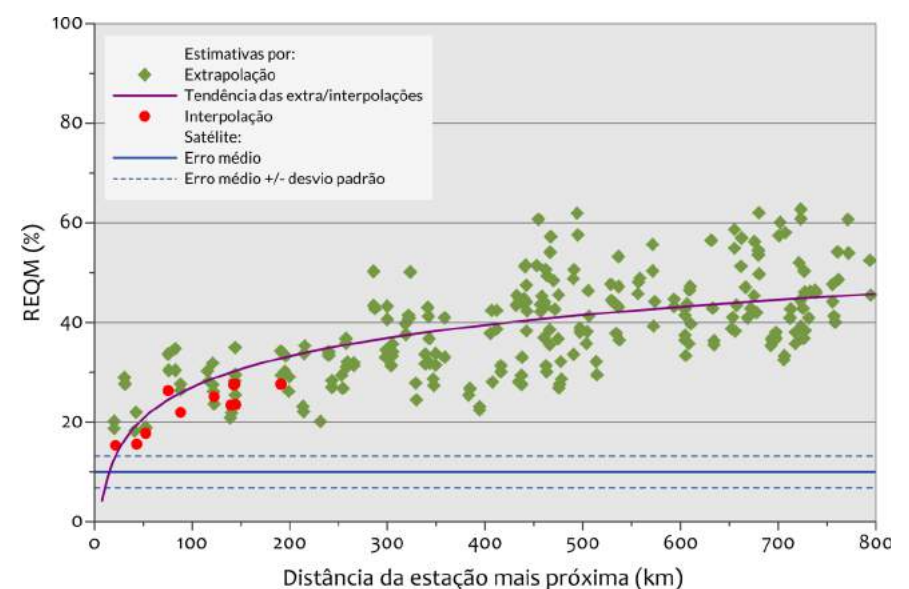


Figura 1. Comparação entre incerteza típica nos dados interpolados de irradiância solar e dados obtidos através de modelos satelitais.

No Brasil existem dois modelos numéricos operacionais otimizados para avaliação da irradiância solar na superfície: o modelo BRASIL-SR e o modelo GL. O modelo BRASIL-SR foi desenvolvido no Laboratório de Modelagem e Estudos de

Recursos Renováveis de Energia – LABREN/CCST/INPE <<http://labren.ccst.inpe.br>> em parceria com a UFSC (Martins et al., 2007) enquanto o modelo GL (Ceballos et al., 2004) foi desenvolvido no Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC/INPE <<http://satelite.cptec.inpe.br/radiacao>>. Há outras bases de dados produzidas por modelos numéricos desenvolvidos por instituições internacionais que fornecem dados de irradiação solar para o território brasileiro. Pode-se mencionar o Meteonorm <<http://meteonorm.com>>, o SolarGIS <<http://solargis.com>>, o NREL <<http://www.nrel.gov/>> e o DLR_ISIS <<http://www.pa.op.dlr.de/ISIS/>>, entre outros. Porém, a maior parte deles está disponível apenas comercialmente.

O LABREN destaca-se atuando em atividades de pesquisa e ensino na área de meteorologia da energia, com ênfase nas relações entre energias e sistema climático, através do emprego de dados de satélite, de atividades de modelagem computacional e de dados observacionais em campo. Além disso, desenvolve ações em colaboração com instituições nacionais e internacionais com o intuito de promover o intercâmbio de conhecimento, ampliar a disseminação de novos conhecimentos e produtos gerados, promovendo a internacionalização das atividades desenvolvidas na área de modelagem e sensoriamento remoto aplicado ao setor de fontes renováveis de energia, principalmente a energia solar e eólica.

O Atlas Brasileiro de Energia Solar foi elaborado com emprego do modelo físico de transferência radiativa, BRASIL-SR, desenvolvido com base no modelo GKSS (Stuhlmann et al., 1990) e adaptado para a climatologia e condições atmosféricas sazonais típicas observadas no Brasil. O modelo BRASIL-SR, utiliza dados de cobertura de nuvens obtidos a partir de imagens digitais do satélite geoestacionário GOES posicionado sobre a América do Sul. Além das informações de cobertura de nuvens, a execução do modelo requer o uso de base de dados de topografia, albedo de superfície, dados climatológicos de temperatura, umidade relativa e visibilidade atmosférica para todo o território brasileiro. Os resultados produzidos pelo modelo foram validados por meio de comparação estatística com base em dados medidos empregando piranômetros instalados na rede nacional de estações meteorológicas automáticas operada pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais - rede SONDA - operado pelo LABREN/INPE.

A elaboração do Atlas Brasileiro de Energia Solar envolveu o esforço conjunto de pesquisadores de várias instituições e abrange um conteúdo interdisciplinar que vai desde a aplicação de conceitos astronômicos e da física dos processos radiativos na atmosfera até a geração de cenários de aplicação dos recursos de energia solar disponíveis no território brasileiro.

Nesta edição, uma base de dados de radiação solar, nas suas várias componentes, foi produzida a partir de um total de 17 anos de imagens de satélite – desde 1999 até 2015. Os aprimoramentos na modelagem numérica e a série mais longa de dados satelitais permitiu reduzir as incertezas das estimativas de irradiação solar na superfície e, por conseguinte, avaliar de forma mais fiel a variabilidade espacial e temporal da radiação solar incidente.

Com o intuito de contribuir com o planejamento do setor elétrico brasileiro, o Atlas Brasileiro de Energia Solar disponibiliza uma base de dados pública com informações cientificamente embasadas sobre o potencial e a variabilidade espacial e temporal do recurso energético solar no território brasileiro, informações essas que poderão dar suporte não só às decisões tomadas pelo setor de energia, mas também ao avanço científico e tecnológico.



Durante o Antropoceno, a teoria desenvolvimentista impulsionou e efetivou o crescimento econômico indiferente à natureza. O conceito de desenvolvimento sustentável é proveniente de um processo de avaliação e reavaliação das relações entre a sociedade e o meio ambiente e, por se tratar de um processo contínuo, várias abordagens foram elaboradas e sofreram alterações gradativas ao longo do tempo, buscando um equilíbrio entre as dimensões social, econômica e ambiental. Entre os conceitos adotados pela sociedade, o desenvolvimento sustentável é entendido como sendo “aquele que atende as necessidades do presente, sem comprometer a capacidade de as gerações futuras satisfazerem as suas próprias necessidades”. Assim, a ordem econômica passa a ser reconstruída pela sustentabilidade ecológica que surge como um critério normativo e que busca a reconciliação dos contrários da dialética do desenvolvimento: meio ambiente e o crescimento econômico.

Uma das questões fundamentais para o desenvolvimento sustentável está na inovação e desenvolvimento de tecnologias de conversão e aproveitamento de recursos energéticos naturais. A necessidade de energia para o desenvolvimento de um país é inquestionável, porém a aplicação de tecnologias que buscam o incremento da eficiência energética e a sustentabilidade da produção asseguram e possibilitam um desenvolvimento com impactos ambientais reduzidos.

O crescimento econômico brasileiro impõe uma demanda crescente de energia. A melhoria na qualidade de vida da população vem sendo alcançada com a evolução da renda de grande parte da população brasileira nos últimos anos, possibilitando o acesso às infraestruturas básicas como moradia, saneamento e transporte. Programas de eletrificação rural também foram responsáveis por um impacto importante, uma vez que houve um acréscimo de 3,2 milhões de domicílios rurais eletrificados nos últimos 10 anos (MME, 2015). Como consequência o consumo de energia per capita, principalmente elétrica, vem crescendo de forma consistente com o PIB (vide Figura 2), elevando a intensidade energética da economia brasileira em torno de 2% ao ano.

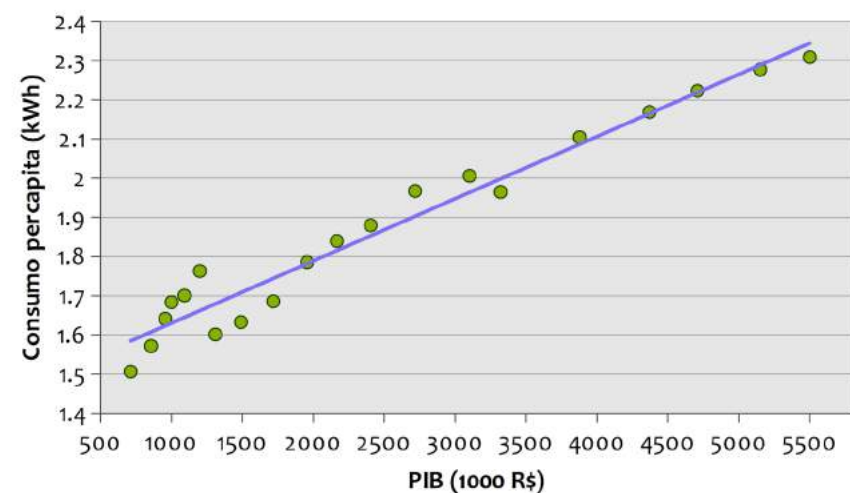


Figura 2. Variação do consumo de energia versus Produto Interno Bruto Brasileiro entre 1995 e 2015. Compilado de EPE (2015) e IBGE (2017).

A participação das hidroelétricas na matriz elétrica brasileira torna o sistema elétrico brasileiro singular no que tange aos aspectos de impactos ambientais e emissões de gases de efeito estufa. No entanto, a hidroeletricidade, assim como todas as fontes renováveis de energia, está sujeita à influência de fatores climáticos de modo que a energia armazenada (representada pelo nível de água acumulada no reservatório) em períodos de seca pode atingir valores críticos sob o ponto de vista de segurança energética. Com esse recurso natural escasso, a oferta de energia diminui induzindo o crescimento do risco ao sistema energético e acarretando elevação dos preços da energia no país. Além disso, nos períodos de menor incidência de chuvas, o uso dessa água para geração de energia impacta criticamente no uso desse recurso para outros fins, tais como agricultura ou abastecimento.

A demanda crescente por energia está sendo atendida em grande parte por uma ampliação das fontes térmicas não renováveis (como óleo, carvão e gás natural) em um processo de carbonização na matriz elétrica brasileira. Dados recentes mostram que as usinas termoelétricas à combustíveis fósseis,

incluindo nuclear, chegaram a responder por quase 26% da oferta interna de energia elétrica em 2015 frente a um decréscimo na geração hidráulica de 81% para 62% entre 2011 e 2015, em parte devido à grave estiagem no período. Tal fato fez com que as emissões de carbono na geração de energia elétrica subissem de 82 para 137 kgCO₂/MWh no período analisado (MME, 2016a).

Observa-se que os grandes empreendimentos hidroelétricos na região Amazônica, como as usinas de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira e Belo Monte no Rio Xingu, são a principal ação de governo para ampliação do parque gerador com aproveitamento de recursos renováveis. No entanto, estes projetos enfrentam crescentes críticas de parte da sociedade em razão dos impactos sociais e ambientais causados pelas grandes áreas alagadas que implicam em remoção de populações ribeirinhas e indígenas, emissões de metano, alteração do ciclo hidrológico e danos ao equilíbrio ecossistêmico local. Além disso, os investimentos em grandes hidroelétricas intensificam a vulnerabilidade da matriz elétrica brasileira ao regime de chuvas, com forte influência na segurança energética do país. A capacidade de geração de energia elétrica por meio das hidroelétricas vem caindo a cada ano – aproximadamente 20 pontos percentuais em relação ao total gerado, nos últimos 10 anos – acarretando um aumento do risco de apagões e do custo da energia devido ao despacho adicional de usinas termoelétricas (Tiepolo et al., 2016). Esta é uma conjuntura extremamente desfavorável tendo em vista a incerteza associada aos cenários atuais de mudanças no clima e suas possíveis influências na frequência de eventos extremos, devendo ser de alguma forma mitigada.

Torna-se evidente, portanto, o importante papel que a energia solar pode desempenhar na expansão da matriz elétrica brasileira, aumentando sua resiliência com a diversificação das fontes e exploração de possíveis complementaridades. O aproveitamento do recurso energético solar consiste na conversão da energia emitida pelo Sol em energia térmica ou diretamente em energia elétrica (processo fotovoltaico). O uso de tecnologias de conversão de energia solar vem crescendo mundialmente a taxas elevadas, tanto para aplicações térmicas, quanto fotovoltaicas. Entre 2010 e 2016, a capacidade instalada global por sistemas fotovoltaicos cresceu em média 40% contra 16% da eólica e aproximadamente 3% da hídrica (REN21, 2017). O uso de sistemas fotovoltaicos possibilita a geração distribuída de eletricidade com plantas de pequena e média escala instaladas em edifícios residenciais e comerciais que produzem energia para consumo próprio e despacham o excedente para distribuição na rede do sistema elétrico. A geração distribuída pode contribuir para a redução de perdas no Sistema Interligado Nacional (SIN) em razão da distância entre as plantas de geração e os centros consumidores.

Além da tecnologia fotovoltaica, a geração de eletricidade por meio de aproveitamento térmico da energia solar também é uma tecnologia em crescimento, liderada pela Espanha e Estados Unidos, que juntos representam 80% da capacidade instalada global. Índices elevados de irradiação solar direta na superfície ocorrem em grande parte do Nordeste Brasileiro e são o principal requisito para a viabilidade desta tecnologia de geração. A hibridização da geração solar térmica com a biomassa da cana também se apresenta como uma opção de baixa emissão de carbono para o setor sucroalcooleiro.

Em resumo, o aproveitamento do recurso solar no Brasil se apresenta como uma excelente opção para complementação de fontes convencionais de energia já consolidadas como as hidroelétricas. O aproveitamento do recurso solar favorece o controle hídrico nos reservatórios, especialmente nos períodos de menor incidência de chuvas, e possibilita planejamento e otimização de novos investimentos em geração, transmissão e distribuição da energia. Uma estratégia de aproveitamento da geração solar consorciada com a geração hidroelétrica permite antever um possível processo de aumento da renda de algumas das regiões mais pobres do país, como a Região Nordeste, com a promoção de uma economia socialmente justa e menos vulnerável aos efeitos do clima, reduzindo assim uma assimetria regional secular de inclusão social e econômica.

Os cenários apresentados neste documento representam estudos desenvolvidos para ilustrar as possibilidades para o aproveitamento do recurso solar na geração de eletricidade no Brasil. Tais cenários, contudo, não representam estudos de viabilidade econômica, técnica ou socioambiental, os quais podem ser realizados pelo leitor com emprego da base de dados disponibilizada por este documento.

PANORAMA ELÉTRICO NACIONAL

O sistema elétrico brasileiro apresenta-se como um sistema essencialmente hidrotérmico de grande porte com forte predominância de usinas hidroelétricas e com múltiplos proprietários, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Em maio de 2017, a capacidade total de geração de energia elétrica no Brasil atingiu a marca aproximada de 152 GW com participação das diversas fontes de energia conforme ilustrado na Figura 3 (ANEEL, 2017). Enquanto as termoelétricas e as hidroelétricas são consideradas fontes firmes capazes de garantir o atendimento da demanda de carga típica do sistema, fontes renováveis como a eólica e a solar fotovoltaica são consideradas fontes intermitentes de energia devido à variabilidade temporal elevada associada às condições meteorológicas presentes no local da planta.

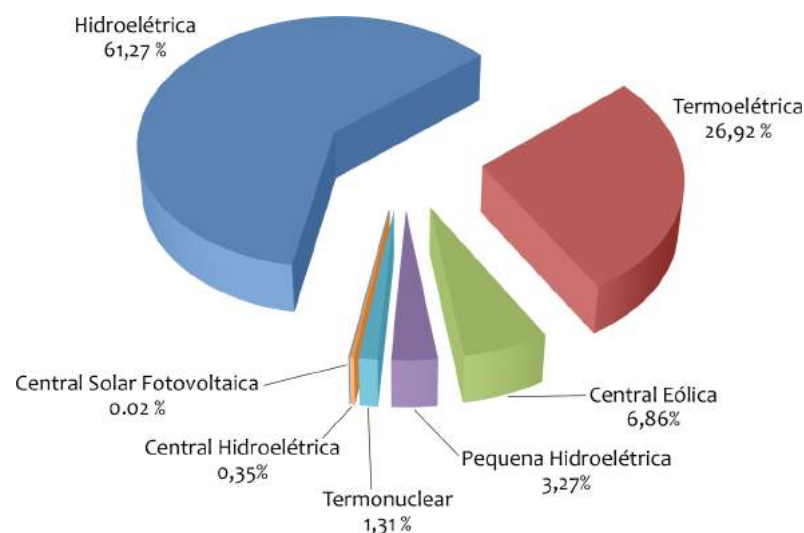


Figura 3. Matriz elétrica brasileira em maio de 2017 de acordo com dados disponíveis no Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro está praticamente todo conectado através do Sistema Interligado Nacional (SIN), com tamanho e características que permitem considera-lo único em âmbito mundial. Apenas 1,7% do total da

demanda de energia elétrica no Brasil é atendida por sistemas isolados (não conectados ao SIN), localizados principalmente na região amazônica. A Figura 4 mostra o mapa do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2015), ilustrando a abrangência nacional do SIN. A Figura 5 apresenta previsão que aponta um crescimento da demanda de eletricidade na ordem de 200% para os próximos 30 anos, com base na série histórica do consumo de eletricidade no Brasil (MME, 2016b).

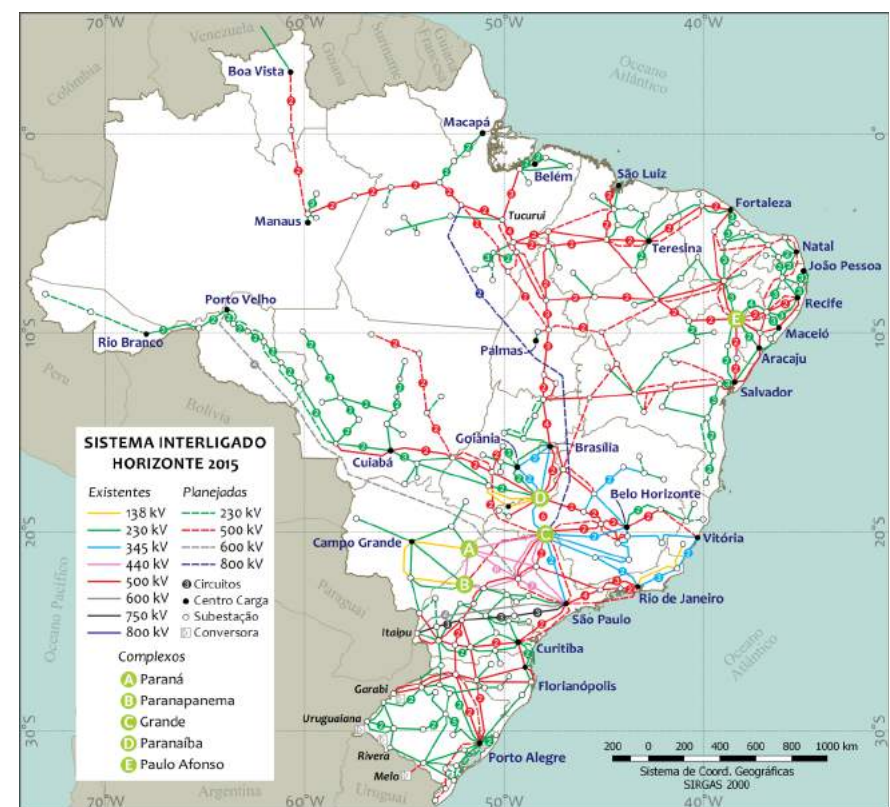


Figura 4. Representação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Fonte: ONS (2015).

O valor atual de perdas no SIN é cerca de 15%, com projeção de redução para 14% até 2050. Entre os fatores que contribuem para essas perdas estão a distância entre as grandes usinas e os principais centros de consumo (perdas na transmissão e distribuição) e perdas

associadas ao desvio de energia (consumidor que faz a utilização da energia elétrica sem que esta seja contabilizada no sistema) (MME, 2016a; MME, 2016b).

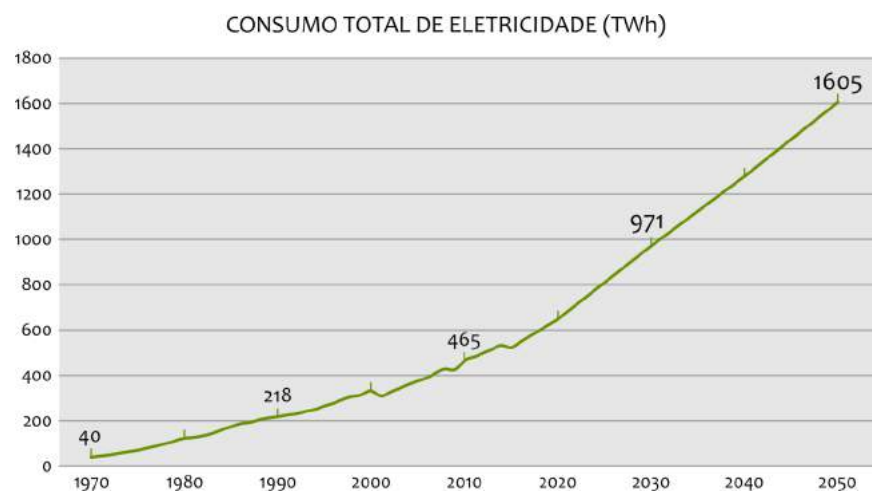


Figura 5. Série Histórica do Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para o período 2020-2050. Fonte: Adaptado de MME (2017), MME (2016b).

Devido às características de suscetibilidade do recurso hídrico em conjunto com o crescimento da demanda de eletricidade, torna-se necessário diversificar as fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira, buscando aproveitar fontes de energia que causem baixo impacto ao meio ambiente. Dados disponíveis nos relatórios anuais do Balanço Energético Nacional (BEN), publicados entre os anos de 2011 e 2015, mostram um crescimento significativo na participação de combustíveis fósseis devido ao crescimento no despacho das termoelétricas para atender ao aumento da demanda de energia e à queda na participação de hidroelétricas associada à crise hídrica recente, decorrente do longo período de estiagem que atingiu grande parte do território brasileiro. Durante esse período, foi também observado o crescimento na participação de energias renováveis não-hidro, mas em proporção menor do que da geração térmica, o que demonstra que o modelo adotado para manutenção da segurança energética nacional contraria o conceito de sustentabilidade adotado atualmente.

Aliados à necessidade de diversificar as fontes de energia, existem ainda os compromissos apresentados pelo Brasil às Nações Unidas para redução de emissão de gases do efeito estufa (NDC, 2016). Esses compromissos foram ratificados em reunião na ONU realizada em setembro de 2016. O país incluiu, entre seus compromissos, a meta de alcançar 45% de participação de fontes renováveis de energia (incluindo fonte hídrica, com participação das demais renováveis entre 28% e 33% deste total) na matriz energética e reduzir em 43% as emissões de gases de efeito estufa até 2030 em relação aos níveis de emissões observados em 2005.

Considerando os aspectos mencionados, uma questão importante que se apresenta neste momento é o planejamento do setor energético para servir como ferramenta de apoio na formulação de políticas públicas específicas a fim de garantir o atendimento da demanda crescente de energia. O planejamento energético também é extremamente importante para assegurar o abastecimento de energia ao menor custo, com o menor risco de desabastecimento e com os menores impactos socioeconômicos e ambientais.

Um instrumento importante do planejamento energético é o acompanhamento da curva de carga do sistema elétrico. A curva de carga permite analisar o comportamento da demanda solicitada no sistema elétrico e verificar quais futuros investimentos serão necessários nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Estudos mostram que grande parte da demanda de energia elétrica ocorre durante o horário comercial, decorrente das necessidades de climatização de ambientes e da crescente participação dos setores de prestação de serviços e comércio nas atividades econômicas do país (Zilles, 2011; Tiepolo, 2015). A demanda de eletricidade nesse período do dia coincide com o período de maior disponibilidade do recurso solar, o que torna esse recurso energético uma opção natural.



A energia solar é uma das alternativas energéticas mais promissoras para os desafios deste milênio. A rigor, a energia proveniente do Sol não é renovável, mas uma fonte inesgotável levando em consideração a escala de tempo da vida no planeta Terra. O Sol é uma estrela de tamanho médio e a energia irradiada por ele é consequência das reações de fusão nuclear dos átomos de Hidrogênio (representam cerca de 75% da composição do Sol) para formar Hélio (cerca de 25% da composição do Sol). A taxa de energia emitida pelo Sol é aproximadamente constante há bilhões de anos com uma potência atual da ordem de $3,86 \cdot 10^{26}$ W. A temperatura efetiva na superfície do Sol é da ordem de 5778 K (5505° C).

A energia irradiada pelo Sol cobre uma ampla faixa do espectro eletromagnético, conforme ilustra a Figura 6. Cerca de 81% da energia que chega ao Sistema Terra/Atmosfera está em uma faixa de comprimentos de onda que vai do visível ao infravermelho próximo. Essa energia alimenta todos os processos térmicos, dinâmicos e químicos, sejam eles naturais ou artificialmente desenvolvidos, com aplicação do conhecimento científico e tecnológico produzido pela sociedade. Dentre os processos naturais, a fotossíntese (produção de biomassa), o ciclo hidrológico (evaporação/precipitação), a dinâmica da atmosfera e oceanos (ventos e correntes oceânicas) são exemplos com os quais estamos interagindo de forma rotineira.

O aquecimento solar, a geração de eletricidade, a climatização de ambientes exemplificam os processos e tecnologias produzidos pelo desenvolvimento científico e tecnológico. Um avanço significativo foi conseguido nas últimas décadas tanto no aproveitamento térmico para atendimento de demandas residenciais ou processos industriais, quanto para conversão em eletricidade. O aproveitamento fotovoltaico, conhecido como geração fotovoltaica de eletricidade, também apresentou um intenso desenvolvimento que está resultando em um crescimento significativo da participação da energia solar na matriz energética mundial.

A disponibilidade do recurso energético solar e sua variabilidade espacial e temporal estão intrinsecamente relacionadas a conceitos astronômicos. O primeiro dos fatores a serem considerados é a posição relativa entre o Sol e a Terra. A Terra orbita o Sol a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, completando um ciclo a cada 365,25 dias solares. Ao longo desse período, a distância varia entre $1,47 \cdot 10^8$ km e $1,52 \cdot 10^8$ km e, como resultado, o fluxo de radiação solar (irradiância solar) oscila entre $1,325$ W/m² e $1,412$ W/m². O valor médio da irradiância solar igual a $1,366$ W/m² é definido como a constante solar (NREL, 2017).

A duração do dia e a quantidade de energia solar incidente em um ponto qualquer da superfície terrestre apresenta variabilidade temporal característica de dois ciclos: o ciclo anual

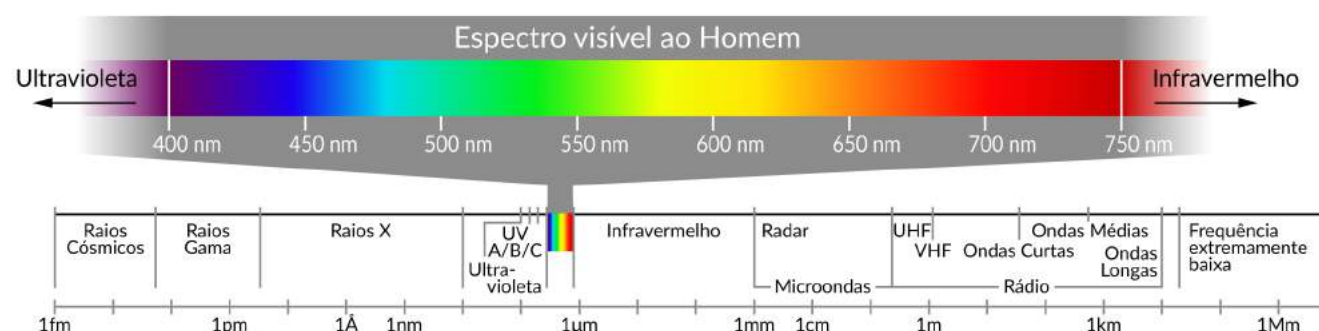


Figura 6. Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível humana.

e o ciclo diário. O ciclo anual ocorre como consequência da inclinação em 23,45 graus do eixo axial da Terra com relação ao plano orbital do planeta em torno do Sol. A Figura 7 mostra como a duração do dia varia ao longo do ano para diferentes latitudes. A duração do dia está intrinsecamente relacionada com as estações do ano. Por convenção astronômica, as estações são determinadas pelos solstícios - momento em que o sol, durante seu movimento aparente na esfera celeste, atinge a maior declinação em latitude medida a partir do Equador - e os equinócios - instante em que o Sol, em sua órbita aparente, cruza o Equador terrestre. O verão no hemisfério Sul ocorre quando o polo Sul está voltado para o Sol. O inverno ocorre quando o polo Sul está voltado para a direção oposta à do Sol (vide Figura 8). A palavra equinócio tem origem no latim e significa “noite igual” e o termo é usado para denominar os dois dias do ano (21 de março e 22 de setembro) em que a duração do dia é igual à duração da noite em ambos os hemisférios. Nas datas de equinócios, a radiação solar incide com a mesma intensidade sobre os dois hemisférios sendo que o equinócio de março estabelece o início do outono enquanto o equinócio em setembro corresponde o início da primavera no hemisfério Sul.

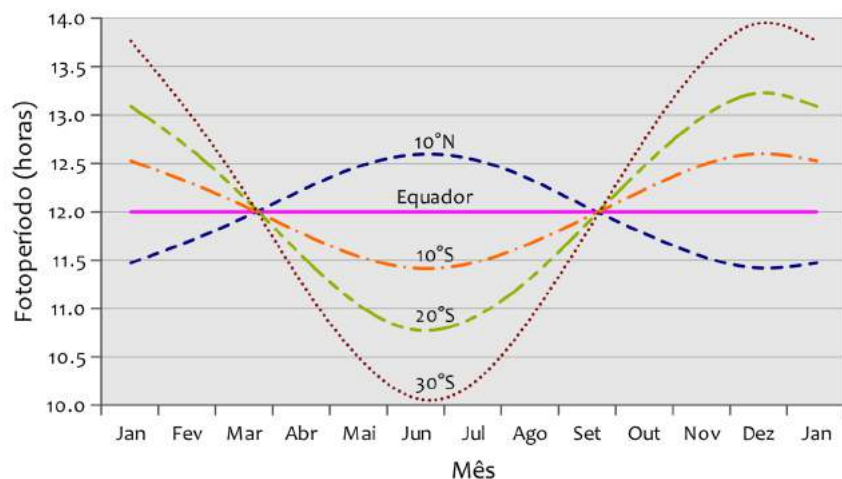


Figura 7. Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes. Deve-se notar que o fotoperíodo apresenta maior variabilidade a medida que a localidade está mais próxima dos polos.

Além do movimento de translação orbital, o movimento de rotação da Terra em torno de seu eixo está ligado ao ciclo diário da variabilidade da incidência da energia proveniente do Sol. Para descrever os dois ciclos da variabilidade da radiação solar que chega no topo da nossa atmosfera, faz-se uso de conceitos importantes definidos geometricamente como os ângulos apresentados na Figura 9.

A declinação solar (δ) é o ângulo formado pela inclinação do plano equatorial da Terra e a linha de direção Sol-Terra. Apresenta variação entre $-23^{\circ} 27'$ e $+23^{\circ} 27'$ ao longo do período de um ano. Por convenção, as declinações são consideradas

negativas quando a linha de direção Sol-Terra cruza a superfície no hemisfério Sul. A Figura 10 indica a amplitude de valores da declinação ao longo do ano.

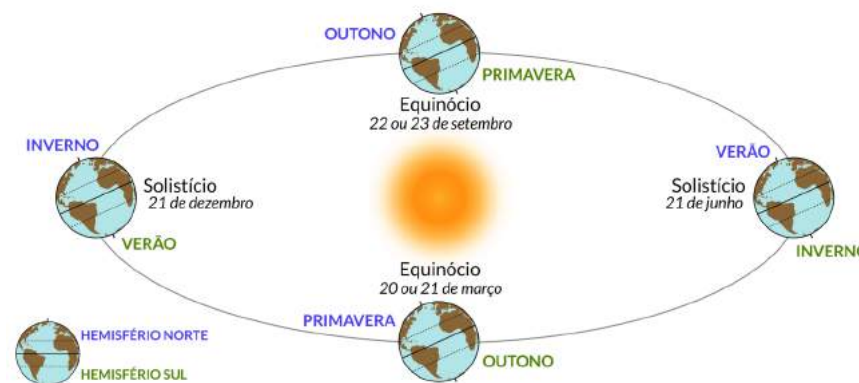


Figura 8. A geometria Sol-Terra determina as estações do ano e a duração do dia. O Sol está posicionado sobre a linha dos Tropicó de Câncer e de Capricórnio nos dias de solstício e posicionado sobre o Equador nos equinócios.

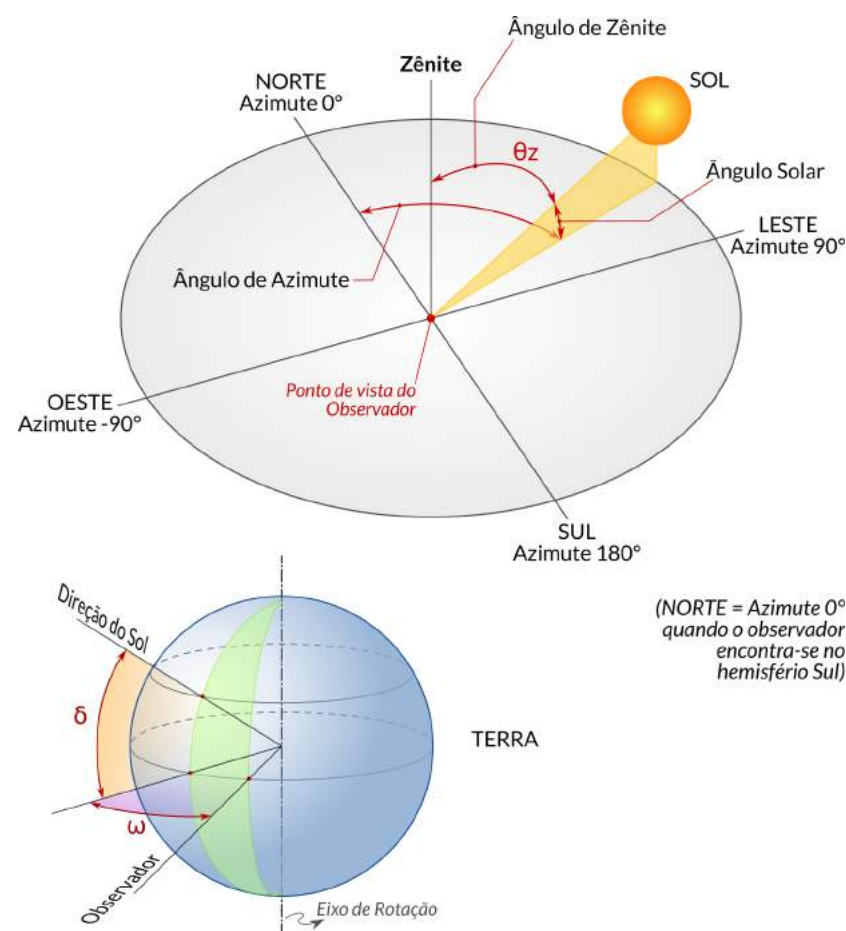


Figura 9. Ângulos notáveis em solarimetria. A compreensão geométrica e espacial destas variáveis permite descrever a posição do Sol em relação a um ponto na superfície terrestre e descrever numericamente a variabilidade diária e sazonal do Sol.

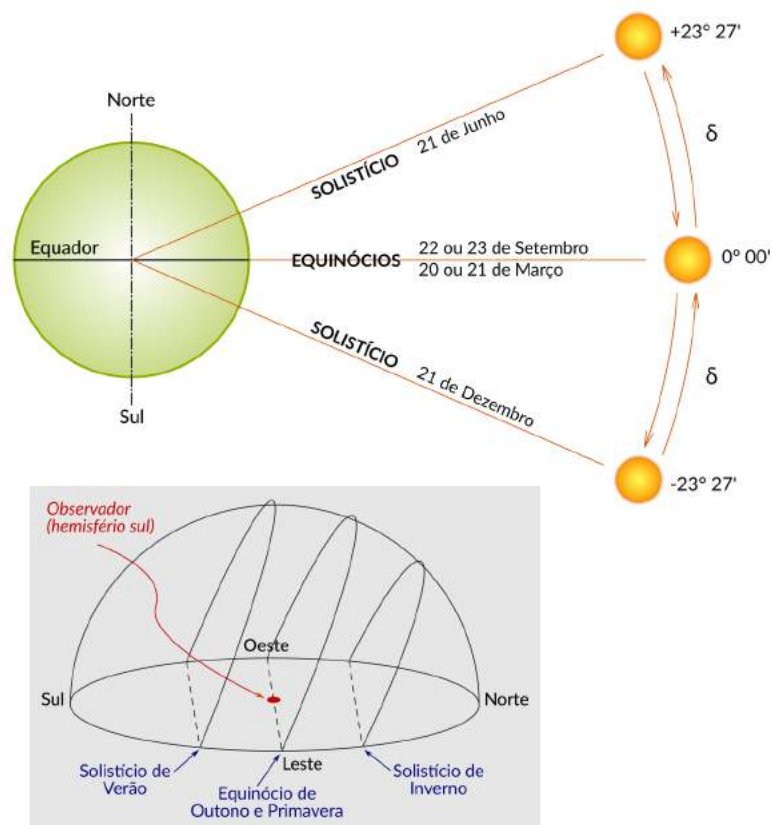


Figura 10. Amplitude de valores do ângulo de declinação.

O ângulo horário solar (ω) corresponde ao deslocamento angular do movimento aparente do Sol devido à rotação da Terra e varia entre -180° e $+180^\circ$. Cada hora corresponde a 15° de variação do ângulo horário solar. Por convenção, durante a manhã é positivo, a tarde é negativo e, ao meio dia assume o valor zero.

O ângulo zenital solar (θ_z) representa o ângulo formado entre a vertical no ponto de observação e a direção da linha que liga o mesmo ponto da superfície da Terra ao Sol. Pode ser calculado conhecendo-se os valores da latitude do local (φ), a declinação solar (δ) e o ângulo horário solar (ω). O ângulo zenital é igual a 90° quando o Sol está no horizonte ao nascer ou pôr do Sol.

Por fim, o ângulo azimutal do Sol é o ângulo formado entre a linha de projeção da direção do Sol no plano horizontal com o meridiano do observador. Seu valor pode variar entre -180° e $+180^\circ$, sendo positivo no sentido horário a partir da direção Norte Geográfico no meridiano local.

Os fatores astronômicos estabelecem a variabilidade da radiação solar incidente no topo da atmosfera. No entanto, a energia solar incidente na superfície do planeta também sofre a influência dos processos físicos que reduzem a intensidade da radiação ao longo do percurso. A transferência radiativa é o mecanismo pelo qual o sistema Terra-Atmosfera interage e

atenua a intensidade da radiação solar ao longo de seu percurso até incidir na superfície terrestre. A energia proveniente do Sol é emitida na forma de radiação eletromagnética e quando parte dessa energia é interceptada pela Terra, os diferentes comprimentos de onda da radiação interagem de forma distinta com os constituintes atmosféricos, sofrendo processos de absorção e espalhamento. A atmosfera terrestre é constituída por gases atmosféricos e aerossóis (particulados). A fração seca da atmosfera (sem vapor d'água) é formada por 99% de Nitrogênio (N_2) e Oxigênio (O_2) e 1% de Argônio (Ar) e outros gases. Os demais constituintes gasosos da atmosfera são os chamados gases-traço (CO_2 , O_3 , entre outros), que apesar de sua baixa concentração possuem papel importante nos processos radiativos (Wallace e Hobbs, 2006).

A Figura 11 representa de forma simplificada os principais processos radiativos que acontecem na atmosfera terrestre. Os processos físicos de espalhamento da radiação solar são produzidos por moléculas de gases atmosféricos e particulados em suspensão. Os processos físicos de absorção ocorrem com moléculas de ozônio (O_3), vapor de água, oxigênio (O_2) e dióxido de carbono (CO_2). Geralmente, os processos físicos atenuam a irradiância solar fazendo com que a irradiância incidente na superfície da Terra atinja seu valor máximo de aproximadamente 1.000 W/m^2 no meio dia solar (momento do dia em que o Sol está na posição mais elevada de modo que a radiação solar percorre a menor espessura de atmosfera) em condições de céu claro. Valores de até 1.400 W/m^2 por períodos curtos de tempo podem ser observados em condições de nebulosidade parcial como consequência de espalhamento por bordas de nuvens ou efeito lente causados pela geometria Sol/Nuvens/Terra (DGS, 2008). Todavia, em pesquisas realizadas no território brasileiro foram observados valores de irradiância de global horizontal de até 1822 W/m^2 (Rüther et al., 2017). Todos os processos de absorção e o espalhamento mencionados alteram o espectro eletromagnético da radiação solar ao longo

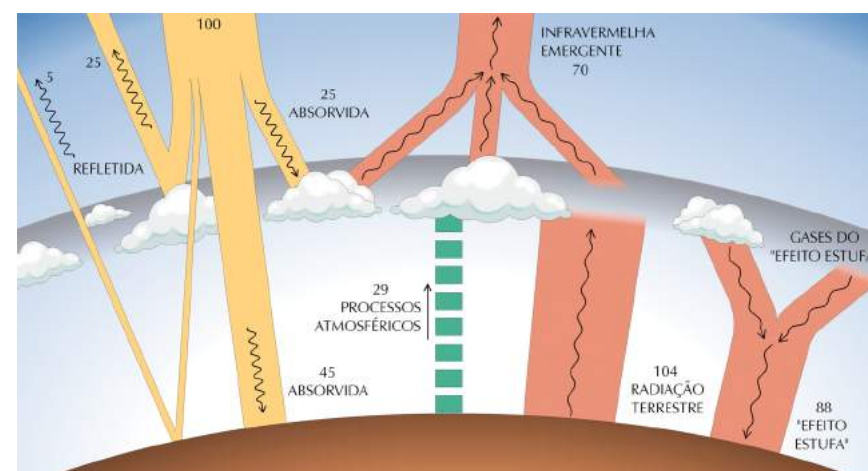


Figura 11. Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos.

de seu percurso pela atmosfera terrestre. A Figura 12 ilustra o espectro contínuo de radiação eletromagnética emitido pelo Sol que atinge o topo da Atmosfera e a superfície terrestre após a atenuação pelos processos radiativos na atmosfera (área verde do gráfico). Pode-se observar que alguns comprimentos de onda da radiação solar são totalmente atenuados pela atmosfera e não incidem na superfície terrestre.

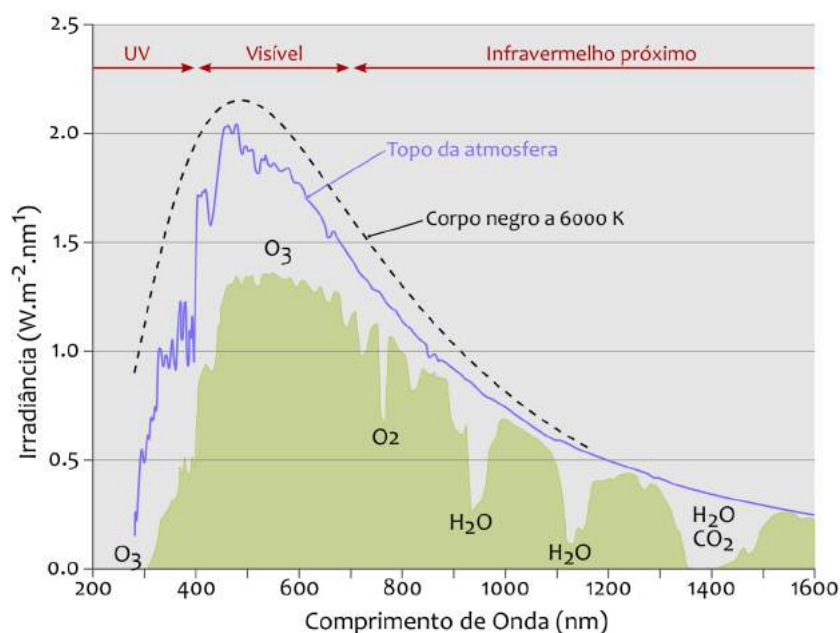


Figura 12. Espectro eletromagnético da radiação solar. A área entre as curvas representa a atenuação da radiação solar incidente durante sua passagem através da atmosfera. Para comparação é apresentada uma curva de emissão de um corpo negro a 6000 K (linha tracejada).

O dióxido de carbono (CO_2), embora constitua cerca de 0,03% da atmosfera terrestre, desempenha papel importante por sua contribuição no efeito estufa, responsável pela estabilidade da temperatura média da superfície terrestre. Essa contribuição deve-se à capacidade do dióxido de carbono de absorver radiação infravermelha, mantendo parte da energia do sistema Terra-Atmosfera que seria perdida para o espaço. Entretanto, nas últimas décadas, tem sido observada a intensificação do efeito estufa devido ao crescimento do percentual de dióxido de carbono na atmosfera, causado principalmente pelo consumo de combustíveis fósseis, pelo desflorestamento, pelas queimadas entre outras atividades que produzem emissão de gases de efeito estufa (IPCC, 2015).

O vapor d'água é um dos constituintes cuja concentração apresenta grande variabilidade temporal e espacial. Nos trópicos, o vapor de água pode representar mais do que 4% do volume da baixa atmosfera, enquanto que sobre os desertos e regiões polares pode atingir concentrações da ordem de apenas 1%. O vapor d'água também tem grande capacidade de absorver a radiação eletromagnética, tanto na faixa espectral

de onda longa (infravermelho) quanto algumas outras faixas do espectro solar (Yamasoe e Correa, 2016).

Outro importante gás na atmosfera é o ozônio (O_3). O ozônio concentra-se majoritariamente entre 10 km e 50 km, com pico de concentração em torno de 30 km acima do nível do mar, na região da estratosfera. Sua distribuição também varia com a latitude, estação do ano, horário, condições meteorológicas e variabilidade da atividade solar. Apesar de baixa concentração em relação a outros gases e da distribuição espacial e temporal não uniforme, sua presença na alta atmosfera desempenha um papel de extrema importância para a manutenção das condições atuais de vida no planeta. A camada de ozônio é resultado de uma série de processos que envolvem a absorção da radiação solar ultravioleta e dissociação do oxigênio molecular (O_2) em atômico (O). A camada de ozônio absorve parte da radiação solar em comprimentos de onda na faixa do ultravioleta que incide na atmosfera evitando que cheguem à superfície. A resposta espectral da maioria das células fotovoltaicas é muito baixa para a faixa da radiação ultravioleta, porém, junto com os efeitos de longo prazo da temperatura, essa radiação é responsável pela degradação dos painéis fotovoltaicos e de aquecimento solar. No caso dos painéis fotovoltaicos, a resistência interna das células pode aumentar devido à infiltração de contaminantes por rachaduras no material encapsulante sob ação dessa radiação (Jordan e Kurtz, 2012). O mesmo ocorre com o revestimento antirreflexo desses painéis. Já os painéis de aquecimento solar de água degradam pela deterioração do material de vedação.

A atmosfera também mantém em suspensão partículas de aerossóis emitidas por fontes naturais e antrópicas. Aerossóis são definidos como suspensões de partículas líquidas ou sólidas no ar (excluindo-se as gotículas de nuvem e precipitação). Na atmosfera, os aerossóis podem participar de vários processos dependendo de suas características físicas e morfológicas, como na formação de gotas de nuvens e no espalhamento da radiação solar. Com exceção do aerossol inserido na estratosfera, principalmente pela erupção de vulcões, os demais ficam confinados nos primeiros quilômetros acima da superfície. O Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) estima que o efeito direto global dos aerossóis no balanço radiativo situa-se entre -0,2 a -1,5 W/m^2 , isto é, contribuem para o resfriamento do sistema Terra/Atmosfera (IPCC, 2015). Esse efeito é inverso ao efeito produzido pelos gases de efeito estufa lançados à atmosfera, tais como CO_2 , CH_4 , N_2O , CFC. Porém, devido à distribuição espacial não homogênea dos aerossóis no globo terrestre, os efeitos locais podem ser centenas de vezes maiores em locais de elevadas concentrações de aerossóis (Procópio et al., 2005).

As nuvens são o principal fator modulador da radiação solar que incide na superfície em razão de suas propriedades óticas que produzem um espalhamento eficiente da radiação solar. O espalhamento da radiação solar por nuvens depende de sua espessura ótica, da distribuição de tamanhos das gotículas, do conteúdo e do estado físico da água (Paltridge e Platt, 1976), características estas que variam de acordo com o tipo de nuvem.

A irradiância solar (W/m^2) que incide em uma superfície é composta por suas componentes direta e difusa. A irradiância solar direta apresenta direção de incidência na linha imaginária entre a superfície e o Sol e representa a parcela que não sofreu os processos radiativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera. A componente difusa engloba a radiação proveniente de todas as demais direções que são decorrentes dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera. A terminologia adotada por este Atlas é a seguinte:

Irradiância extraterrestre (G_0): é a taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário situado no topo da atmosfera. É também conhecido como irradiância no topo da atmosfera ou G_{TOA} .

Irradiância direta normal (G_n): também conhecida como DNI, é a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do Sol que incide perpendicularmente à superfície.

Irradiância difusa horizontal (G_{dif}): é a taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens, etc.).

Irradiância direta horizontal (G_{dir}): é a taxa de energia por unidade de área do feixe solar direto numa superfície horizontal. Pode ser determinada como o produto entre a irradiância direta normal (DNI) e o cosseno do ângulo zenital solar.

Irradiância global horizontal (G): é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal. A irradiância global é dada pela soma $G = G_{dif} + G_{dir}$ ou $G = G_{dif} + G_n \cdot \cos(\theta_z)$ onde θ_z é o ângulo zenital.

Irradiância no plano inclinado (G_i): é a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra.

A Figura 13 ilustra a irradiância assim que atinge a atmosfera e seu espalhamento.

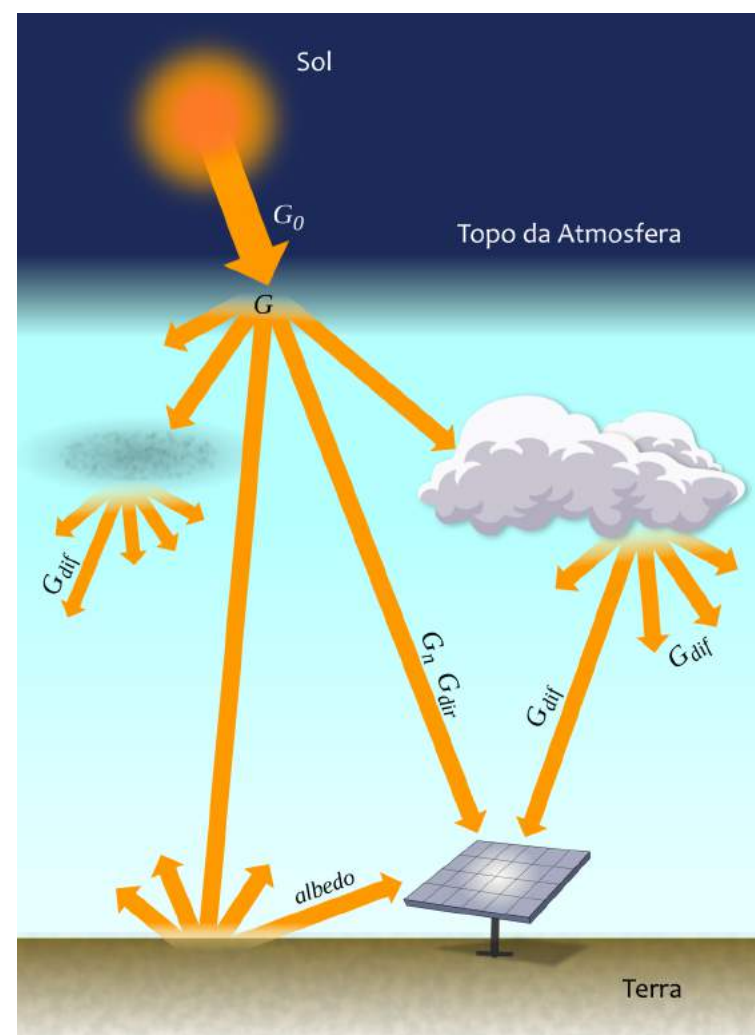


Figura 13. Componentes da irradiância solar.

A integral da irradiância no tempo é definida como irradiação solar (Wh/m^2) ou energia radiante incidente acumulada em um intervalo de tempo. No caso da integral ao longo de um dia, a simbologia adotada é H_0 , H_n , H_{dif} , H_{dir} , H e H_i , respectivamente.

A nomenclatura proposta é baseada na publicação de Duffie e Beckman (2013).

METEOROLOGIA DA ENERGIA

A esperada integração em grande escala da energia solar com as estruturas existentes de abastecimento de energia - reguladas por autoridades nacionais - deverá aumentar significativamente a importância da informação meteorológica e climática em razão de seu forte impacto no planejamento e operação dos sistemas de geração e distribuição de energia. A Figura 14 resume esquematicamente as contribuições da Meteorologia para os diferentes aspectos da produção/distribuição de energia. A expansão futura da participação da energia solar demanda o aprimoramento de métodos científicos para a produção de informações meteorológicas específicas para o planejamento e controle de sistemas de energia, tomando em consideração as condições ambientais características do território brasileiro. Um número crescente de empresas de pequeno e médio porte (mas altamente inovadoras) e instituições de pesquisa já abordam este novo campo de estudo e serviços em diversos países, principalmente na Europa.

A disponibilidade e a variabilidade do recurso energético solar está intrinsecamente associado às condições de tempo e clima da região. Isso ocorre porque sistemas meteorológicos provocam alterações na nebulosidade e nas concentrações dos gases e aerossóis, afetando os processos radiativos que atenuam a radiação solar ao longo de seu percurso na atmosfera.

Este capítulo apresenta uma descrição sucinta das características climáticas típicas das diversas regiões brasileiras e dos sistemas meteorológicos mais frequentes observados. No entanto, não é escopo deste documento apresentar as causas dos sistemas meteorológicos nem discutir os fatores que influenciam a frequência e intensidade com que ocorrem. É necessário ter em mente que apesar de serem sistemas típicos e caracterizarem a climatologia de uma região, há variabilidades naturais em diversas escalas de tempo (interanual e decadal, por exemplo) e, certamente, terão influência no potencial de energia solar de uma região.

O clima do Brasil é diversificado em consequência de fatores variados, como a extensão territorial, o relevo e a dinâmica das

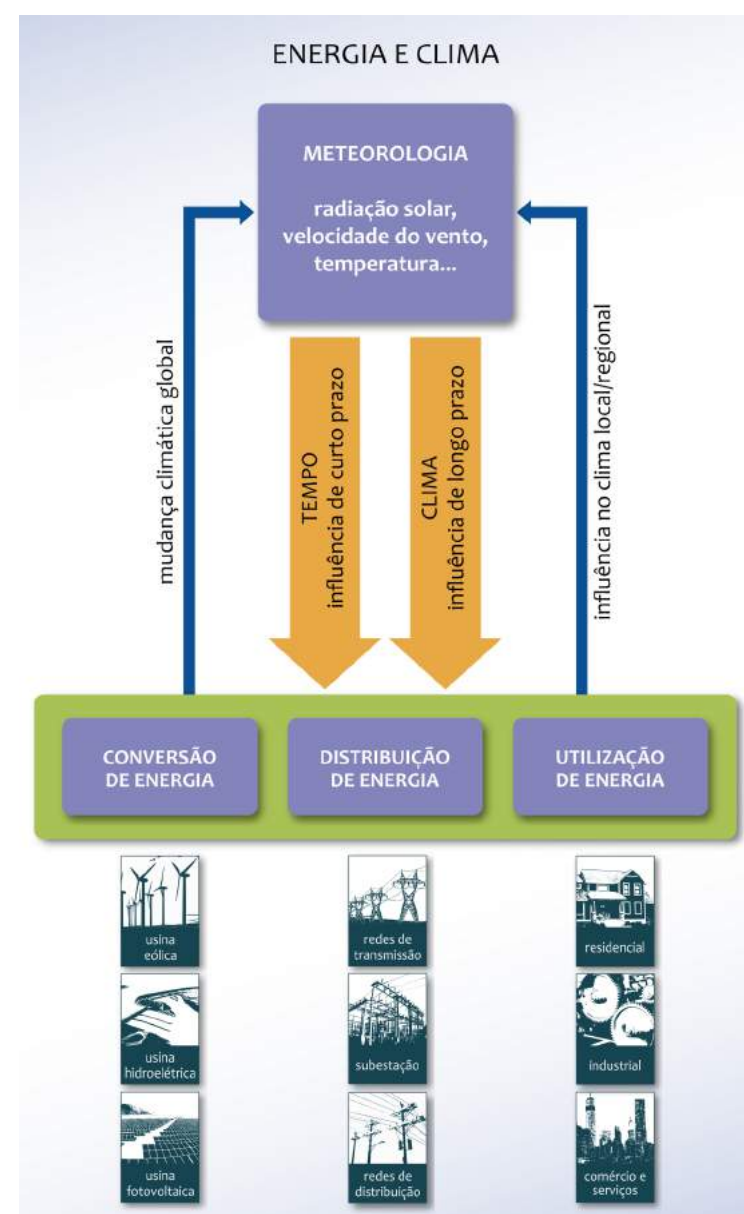


Figura 14. Esquema da influência do clima sobre a produção de energia, sua distribuição e uso.

massas de ar. A Figura 15 mostra o relevo brasileiro, que possui influência direta nas condições de tempo e de clima de uma região. Pontos mais elevados tendem a ser mais frios, além de criarem

condições propícias para a formação de nebulosidade através da condensação por levantamento nas encostas. A dinâmica atmosférica é de suma importância porque atua diretamente tanto na temperatura quanto na precipitação, provocando as diferenças climáticas regionais. A Figura 16 ilustra a distribuição dos climas característicos no território brasileiro segundo Köppen (Vianello e Alves, 2013). Pode-se notar que grande parte do território brasileiro apresenta os climas tropical e subtropical (médias latitudes e altitudes elevadas no Sudeste brasileiro). Parte do sertão nordestino apresenta o clima classificado como semiárido.

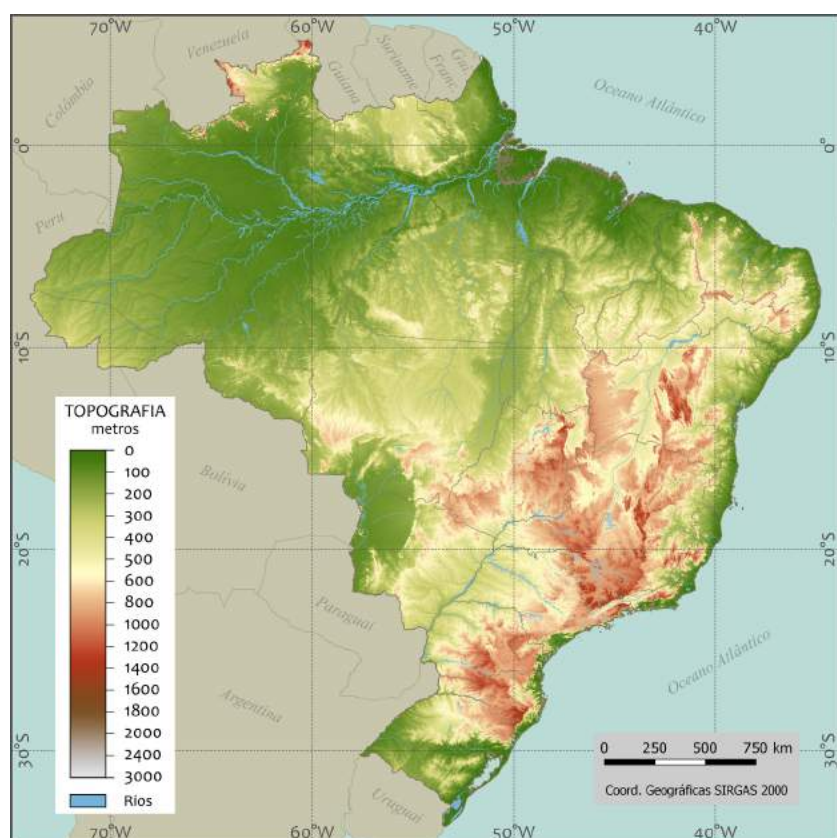


Figura 15. Topografia do território brasileiro. Dados: SRTM v4 (Jarvis et al., 2008).

O Brasil, por possuir um território de extensões continentais abrangendo áreas de baixas e médias latitudes, experimenta diferentes padrões de precipitação em seu território, como pode ser observado na Figura 17. O mapa representa os valores médios anuais de precipitação observados no território brasileiro determinados com base em um período de 30 anos de coleta de dados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). No mapa, é possível identificar as características bastante distintas entre as diversas regiões do Brasil. Há regiões com precipitação média bastante elevada, como a Amazônia, e regiões com precipitação muito reduzida, como o semiárido nordestino (de duas a sete vezes menor que a observada na Amazônia).

As regiões Sul e Sudeste (em especial esta última) caracterizam-se pela transição entre os climas quentes das baixas latitudes e o clima temperado (subtropical) das latitudes

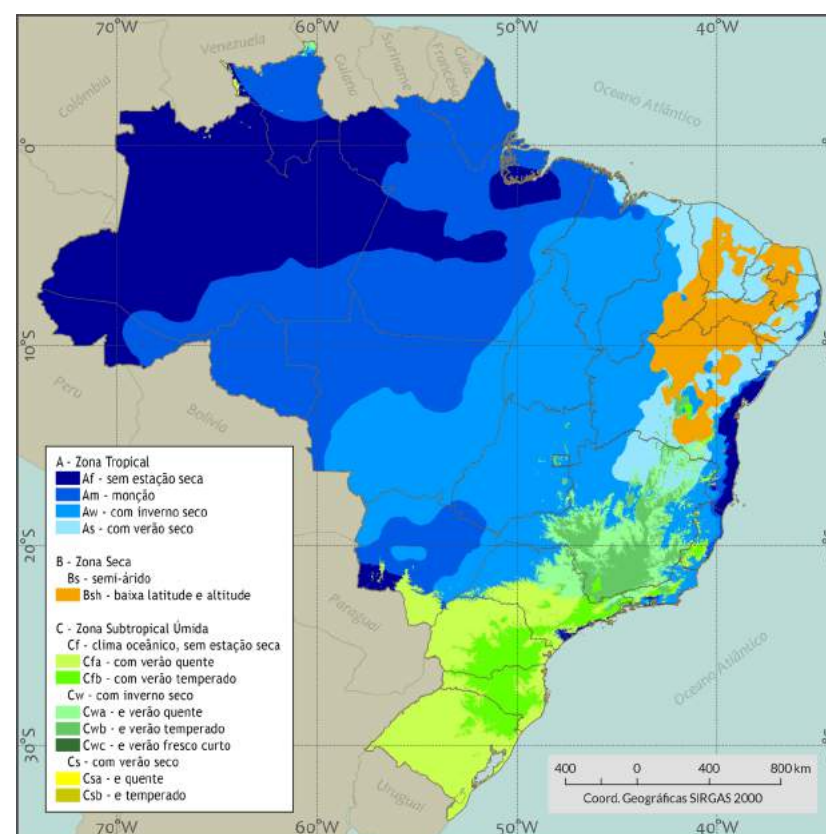


Figura 16. Classificação climática para o Brasil segundo Köppen. Fonte: Vianello e Alves, 2013.

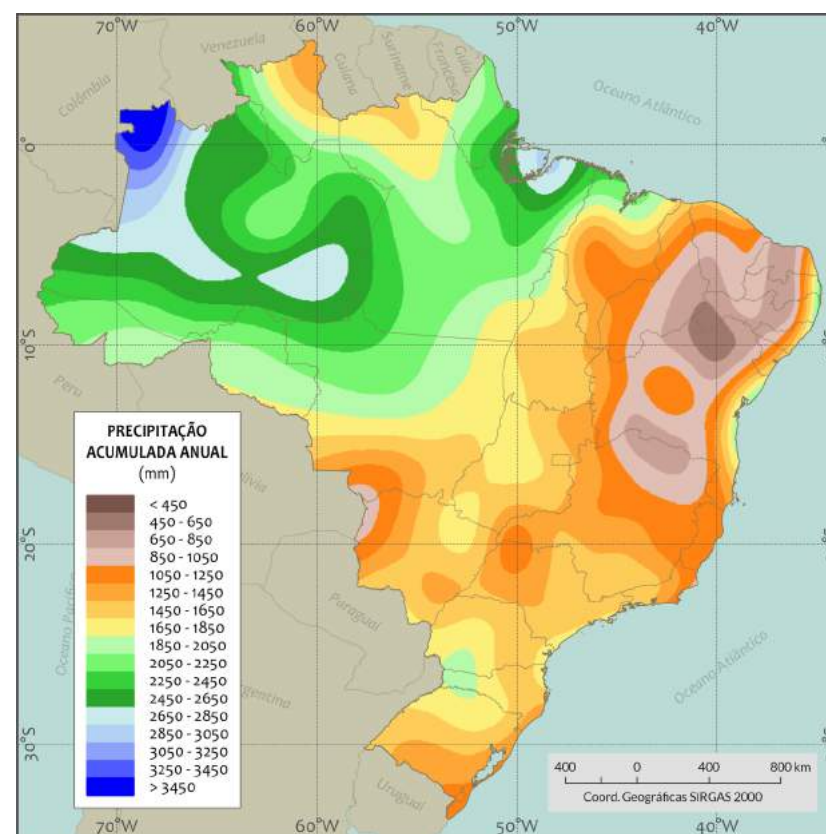


Figura 17. Normal climatológica de precipitação anual. Fonte INMET, 2016.

médias. Por isso, têm em seu regime de precipitação uma importante contribuição dos sistemas frontais e de fenômenos como a Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). Também influenciam nos totais pluviométricos os vórtices ciclônicos em médios e em altos níveis e os efeitos de convecção local e de circulação marítima, além dos Complexos Convectivos de Mesoescala (CCM's). Estes últimos possuem, em especial na região Sul, grande relação com os jatos de baixos níveis da atmosfera, que transportam umidade da região Norte do país.

A porção mais ao sul da região Sudeste é afetada pela maioria dos sistemas citados, em geral com menor intensidade do que aquela observada em latitudes médias. Já a porção norte da mesma região é basicamente influenciada por eventos de ZCAS, sistemas frontais e atividade convectiva no final da primavera e no verão. A grande atividade convectiva do Sudeste brasileiro está, inclusive, associada com a ocorrência de granizo, fator importante para o setor energético em razão dos potenciais danos aos painéis fotovoltaicos.

O Centro-Oeste, de maneira análoga ao Sudeste, é uma região de transição também afetada por episódios de ZCAS e tem sua convecção organizada pela passagem de sistemas frontais com forte influência da Alta da Bolívia. Enquanto o verão acumula mais de 70% dos totais pluviométricos, a região possui inverno excessivamente seco, inclusive nos meses que antecedem e sucedem esta estação.

A região Nordeste possui áreas com características bastantes distintas entre si, estando sua porção sul sob a influência de sistemas frontais semi-estacionários, sistemas pré-frontais, convecção local e brisas de mar e terra no litoral. A faixa costeira, que vai do Rio Grande do Norte ao sul da Bahia, tem como principais mecanismos a atividade de brisa em conjunto com a máxima convergência dos alísios e distúrbios ondulatórios de leste. Eventualmente observa-se o deslocamento da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) sobre a costa leste do Nordeste. Já na porção norte, os principais mecanismos responsáveis pela caracterização do clima são a ZCIT, a convecção local, o regime de brisas e as perturbações ondulatórias dos alísios.

A região Norte, que em quase sua totalidade sofre influência da disponibilidade de umidade da Amazônia, possui grande atividade convectiva durante todo o ano, com destaque entre os meses de novembro e março. Além disto, sofre influência da ZCIT, de sistemas frontais (que organizam a convecção), da Alta da Bolívia, de linhas de instabilidade e de sistemas convectivos de mesoescala.

A Figura 18 ilustra, de forma simplificada, os principais sistemas meteorológicos mencionados em função das estações do ano.

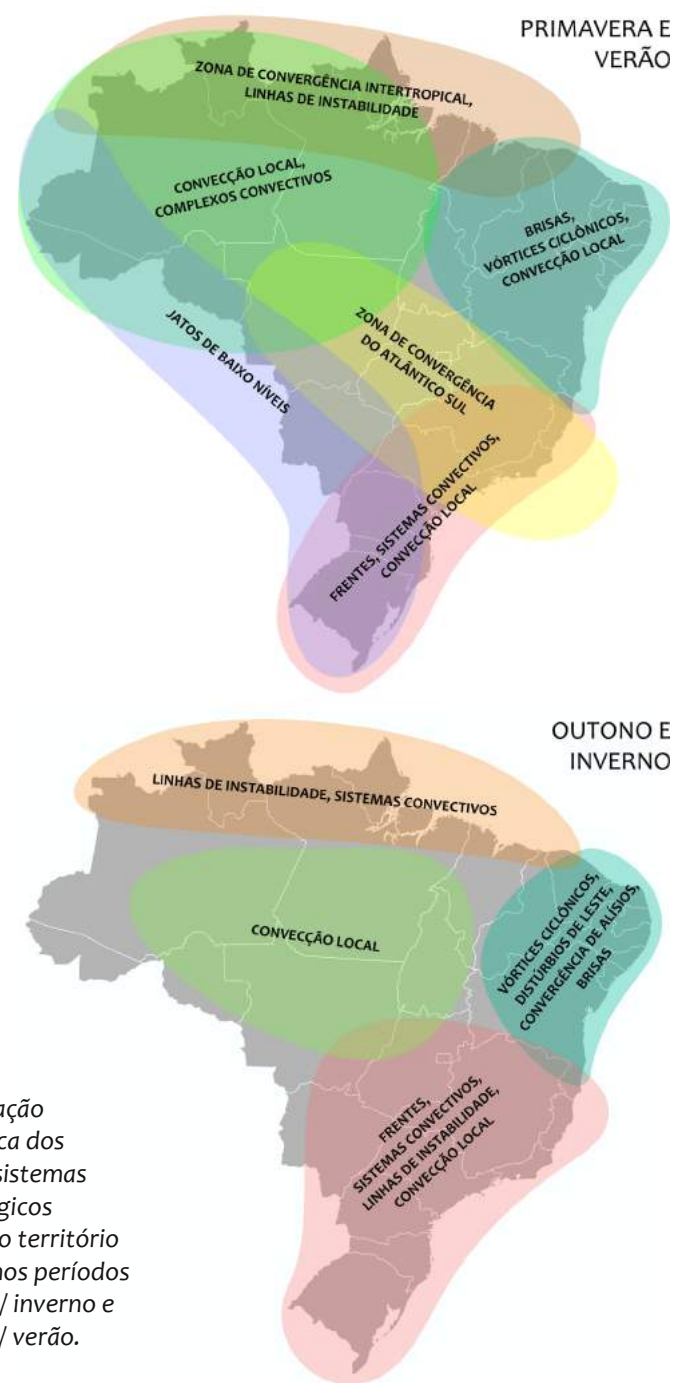


Figura 18. Representação esquemática dos principais sistemas meteorológicos atuantes no território brasileiro nos períodos de outono / inverno e primavera / verão.

Com a mudança da circulação e maior disponibilidade de radiação solar, o período entre a primavera e o verão é caracterizado por uma maior quantidade de sistemas meteorológicos atuantes:

- os jatos de baixos níveis passam a trazer a umidade da região Norte para o Sul do país, aumentando a quantidade de sistemas convectivos nesta região neste período;
- a Zona de Convergência do Atlântico Sul passa a se configurar, aumentando os totais de precipitação na região Sudeste;

- os regimes de brisa e os vórtices ciclônicos, respondem pela maior parte da precipitação no Nordeste;
- a Zona de Convergência Intertropical tem papel relevante na porção superior das regiões Norte e Nordeste, assim como a elevada atividade convectiva está associada à chuva em parte do Norte e Centro-Oeste do país.

Entre o outono e o inverno, tem-se:

- um avanço maior dos sistemas frontais oriundos da região Sul no território brasileiro;
- a atuação da convergência dos ventos alísios e dos distúrbios ondulatórios de leste na costa do Nordeste;
- a presença de sistemas convectivos na região Norte do país;
- em grande parte do Centro-Oeste e Norte do país, a precipitação está relacionada aos eventos de convecção localizada.

Os aerossóis atmosféricos, tanto aqueles originados da queima de biomassa quanto aqueles produzidos nas grandes cidades, diminuem a quantidade de radiação solar que chega à superfície. Estes constituem o segundo fator mais importante de modulação da radiação solar incidente, podendo causar forte atenuação, particularmente a componente direta. A variabilidade sazonal das condições meteorológicas influencia diretamente a quantidade de aerossóis em suspensão na atmosfera. Um dos mais claros exemplos acontece após o início da estação seca no Centro-Norte brasileiro, quando se observa condições propícias para o aumento dos incêndios florestais, que podem ocorrer de maneira natural ou mesmo através de ações antrópicas como o desmatamento. Este complexo mecanismo ainda regula as características atmosféricas regionais, já que o tempo de permanência dos aerossóis na atmosfera é maior durante a estação seca em razão da menor retirada por processos de mistura e precipitação.

A Figura 19 apresenta as temperaturas médias no território brasileiro. O mapa da temperatura média anual (19a) apresenta valores entre 18 e 29°C em grande parte do território, com maiores valores médios observados nas regiões Norte e Nordeste. As maiores médias de temperatura máxima (19b) são observadas em dezembro, com valores acima dos 33°C. Os valores médios anuais de temperatura mínima (19c) são observados em Junho na região Sul do país, chegando a 8°C nas regiões serranas. É importante mencionar que estes valores correspondem às normais climatológicas. Entretanto, extremos de temperatura fora desses intervalos são frequentemente observados no território brasileiro.

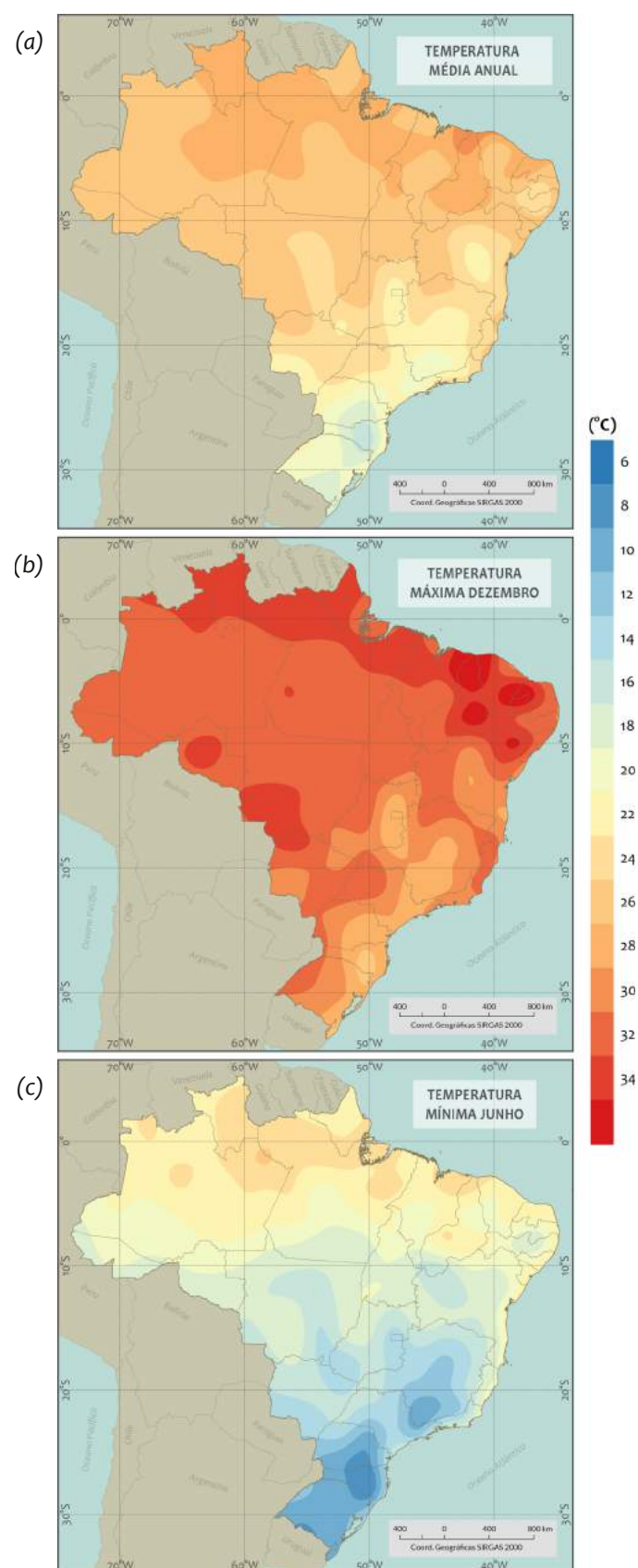


Figura 19. Normais climatológicas (1961-1990) de temperatura no território brasileiro: (a) média anual dos valores de temperatura; (b) média de temperatura máxima observada no mês de dezembro; e (c) média de temperatura mínima observada no mês de junho. Fonte: INMET, 2016.



Medidas de irradiância (W/m^2) ou irradiação (Wh/m^2 ou J/m^2) solar “in situ” vêm sendo realizadas há algumas décadas e constituem uma base de dados muito importante para estudos de climatologia da radiação solar, para a avaliação técnica e econômica de projetos de aproveitamento do recurso energético solar e, mais recentemente, para o desenvolvimento e validação de modelos. Este tópico apresenta uma breve exposição dos principais instrumentos de medição utilizados na atualidade para aquisição de dados radiométricos com foco em atender as exigências de qualidade requeridas pelo setor energético. Em seguida, serão abordadas as boas práticas para a realização de medições solarimétricas.

Como já visto nos capítulos anteriores, a radiação solar incidente na superfície apresenta uma variabilidade espacial e temporal associada aos movimentos do planeta, com ciclos diário e sazonal bem determinados. A radiação também é afetada por fatores atmosféricos como a emissão de poluentes, a variação da nebulosidade e a concentração de aerossóis. Isso implica que a instrumentação a ser empregada deve ter sensibilidade para detectar todas essas variabilidades e tempo de resposta inferior à menor variabilidade que se deseja medir.

SENSORES

Piranômetro de termopilha

O piranômetro é um instrumento destinado a medir a irradiância solar utilizando uma termopilha que converte a energia térmica em energia elétrica. A termopilha é revestida com uma tinta preta especial para simular a resposta de um “corpo negro” de modo que a energia radiante solar incidente é praticamente toda absorvida e convertida em calor, que, por sua vez, é convertido em uma diferença de potencial elétrico proporcional à irradiância solar incidente na termopilha. A Figura 20 ilustra o instrumento, composto pelo sensor (1), por

dois domos de vidro com baixo teor de ferro para fim de isolamento térmico do sensor (2 e 3), um envoltório de proteção (4) e um corpo metálico (5). O instrumento também conta com cabos de conexão elétrica para o sinal gerado pela termopilha (6), com uma base regulável (7), uma fixa (8), um nível de bolha para posicioná-lo na horizontal (9) e um sistema de remoção de umidade substituído periodicamente (10). O instrumento possui sensores de temperatura do corpo e do domo para correção das medições do termopar e um ventilador (ou aquecedor), destinado a manter a temperatura do conjunto estável ao longo do dia.

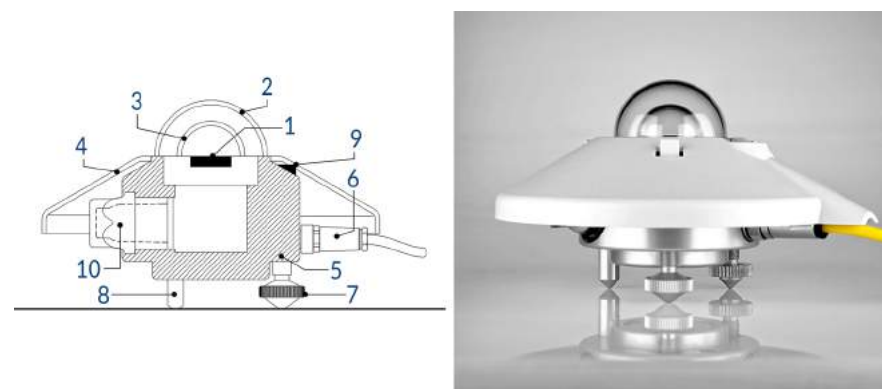


Figura 20. Representação gráfica e imagem de um piranômetro de termopilha. Fonte: Kipp&Zonen (2016).

O piranômetro possui uma curva de resposta quase plana na faixa espectral entre 300 e 3000 nm (como mostrado na Figura 21), além de uma resposta excelente no ângulo sólido de 180° (resposta de cosseno), o que contribui para a redução de incertezas das medições realizadas pelo instrumento. Atualmente, o piranômetro de termopilha é o instrumento com menor incerteza para medir a radiação solar, apresentando desvios inferiores a 1% dependendo de sua classificação.

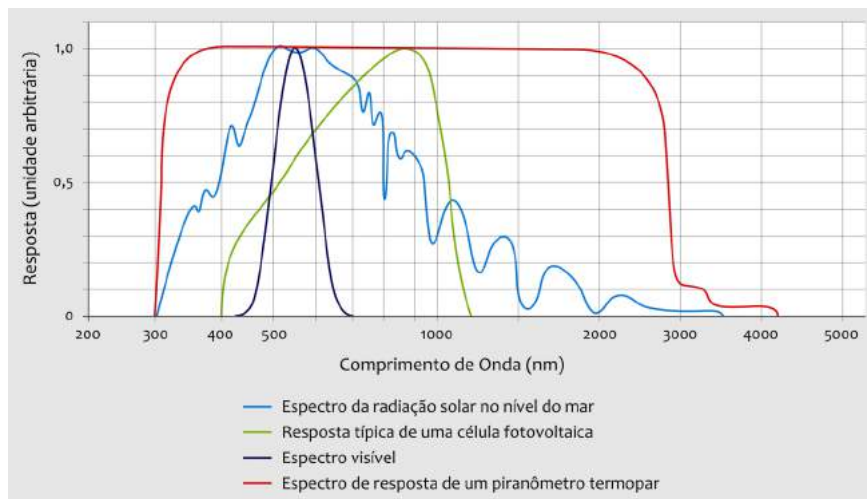


Figura 21. Comparação entre as curvas de resposta do piranômetro de fotodiodo de silício (linha contínua verde) e do piranômetro de termopilha (linha vermelha).
Fonte: Kipp & Zonen.

Piranômetro de fotodiodo

O piranômetro de fotodiodo (vide Figura 22) apresenta uma célula semicondutora (fotodiodo) como elemento sensor que converte diretamente a radiação solar em corrente elétrica proporcional à irradiância solar incidente. Contudo, tais equipamentos não apresentam resposta espectral plana, conforme indicado na Figura 21. A não linearidade acarreta incertezas distintas para observações realizadas em condições de céu claro e céu totalmente nublado. Além disso, a resposta de cosseno desse equipamento é inferior, sendo também mais sensível a ruídos do que os piranômetros de termopilha, já que o princípio de funcionamento do fotodiodo é puramente elétrico e, por isso, livre de inércia térmica.



Figura 22. Piranômetro de fotodiodo de silício.
Fonte: Kipp&Zonen (2016).

Os piranômetros de fotodiodo ou semicondutores são classificados como equipamentos de “segunda classe” (definição será apresentada mais adiante) por apresentar maiores incertezas de medição do que os piranômetros de termopilha. Por outro lado, são mais robustos

e apresentam menor custo, o que os torna atraentes em aplicações onde os requisitos de incerteza não sejam tão restritivos, como em meteorologia e agrometeorologia. Até mesmo em levantamentos do potencial solarimétrico de uma região específica, estes instrumentos podem ser considerados para aquisição de dados em etapa exploratória. São utilizados, por exemplo, na rede de estações meteorológicas automáticas operadas pelo INMET.

Pirheliômetro

O pirheliômetro é um radiômetro que emprega o mesmo princípio de medida da radiação solar utilizado no piranômetro por termopilha. No entanto, este instrumento é dotado de um colimador com abertura suficiente para possibilitar que apenas a componente direta normal da radiação solar (G_n) incida no sensor. A Figura 23 apresenta uma representação gráfica e uma imagem do equipamento.

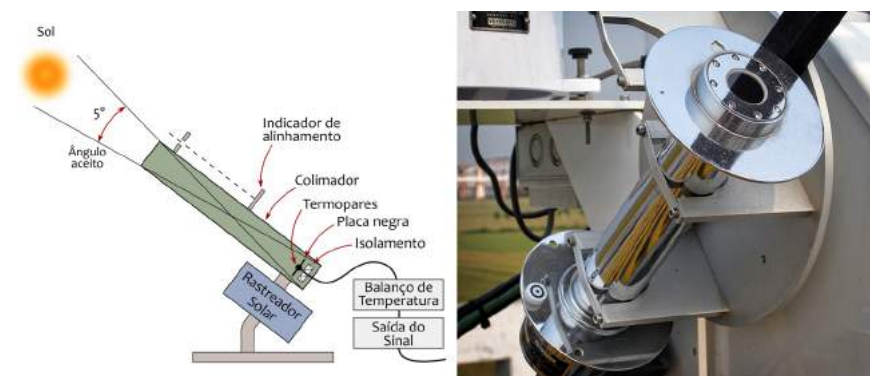


Figura 23. Representação gráfica e imagem de um Pirheliômetro.
Fonte: Kipp & Zonen, 2016.

O colimador tem um ângulo sólido de abertura de 5° por padrão internacional. O pirheliômetro deve ser conectado a um sistema rastreador solar para estar sempre direcionado para o Sol. Em geral, o instrumento apresenta uma curva de resposta plana para os comprimentos de onda entre 300 a 2800 nm, cobrindo toda a faixa de ondas curtas do espectro solar. Na sua borda frontal, possui um pequeno orifício que projeta a luz solar sobre um ponto marcado na borda inferior do mesmo, permitindo que o operador verifique diariamente o correto alinhamento do equipamento.

Sistemas de sombreamento

A aquisição de dados da componente difusa da radiação solar também é realizada com uso de piranômetros, com preferência para os equipados com termopilha em razão do melhor desempenho conforme descrito anteriormente. No entanto, a aquisição de dados da radiação solar difusa só pode ser realizada

com a supressão da incidência do feixe de radiação solar direta sobre o sensor. Duas técnicas são comumente empregadas para sombrear o sensor termopilha do piranômetro: o anel de sombreamento e a esfera de sombreamento com rastreador solar. Ambas estão ilustradas na Figura 24.



Figura 24. Sistemas para sombreamento do piranômetro utilizados na aquisição de dados de radiação difusa: anel de sombreamento (a) e esfera de sombreamento com rastreador solar (b).

O anel de sombreamento é um uma cinta circular ou semi-circular que se adapta ao suporte do piranômetro de tal forma que a sombra do anel esteja sempre projetada exatamente sobre o elemento sensor durante a trajetória aparente do Sol na abóboda celeste (eclíptica) (Figura 24a). O anel deve ser ajustado periodicamente para compensar a variação sazonal da declinação solar durante o ano. Embora relativamente barato e simples, este procedimento apresenta a desvantagem de bloquear também uma pequena porção da radiação difusa; contudo, existem equações de correção disseminadas na literatura científica para compensar tal efeito.

Mais preciso, contudo com maior custo, é o procedimento que faz uso do rastreador solar, também conhecido como seguidor solar (Figura 24b). Trata-se de um sistema robotizado que, uma vez posicionado corretamente com relação ao Sol e configurado com as coordenadas geográficas do local, passa a seguir de forma automática a trajetória do Sol. Um sistema de esferas pintadas de preto fosco acoplado ao rastreador solar evita a incidência do feixe de radiação solar direta sobre o elemento sensor, evitando assim o problema relacionado com o encobrimento parcial do céu causado pelo anel de sombreamento. O sistema robótico é muito preciso e, em casos de desalinhamento, conta com um detector de Sol que permite o realinhamento automático em condições de céu claro.

Estação solarimétrica

Uma estação de monitoramento solar completa consiste, no mínimo, de um pireliômetro para medir irradiância direta

normal (G_n), um piranômetro para aquisição da irradiância horizontal global (G) e um piranômetro sombreado para medir a irradiância horizontal difusa (G_{dif}). Um rastreador solar será necessário para aquisição de dados de G_n e G_{dif} .

Quando a coleta de dados destina-se à prospecção ou ao acompanhamento de usinas fotovoltaicas, recomenda-se também um piranômetro montado com inclinação igual à latitude local. Uma estação meteorológica convencional, com sensores de temperatura, vento e precipitação, também é necessária para prover dados que permitirão a análise de desempenho de plantas, tanto em operação como para prospecção.

As normas ISO (*International Organization for Standardization*) e WMO (*World Meteorological Organization*) estabelecem classificações e especificações para a medição de irradiância solar (ISO, 1990; WMO, 2008). Em geral, os equipamentos são divididos em três classes distintas: alta qualidade (padrões secundários), boa qualidade (primeira classe) e qualidade moderada (segunda classe).

Instrumentos de alta qualidade podem ter uma grande exatidão (vide Figura 25) se instalados, operados e mantidos em conformidade com as recomendações do fabricante e procedimentos indicados pelas normatizações da WMO e ISO. Quando as instalações e os procedimentos de operação dos instrumentos não são adequados, as medidas realizadas podem apresentar incertezas superiores às de radiômetros de qualidade mais baixa. Instrumentos de “primeira classe” ou “padrões secundários” só devem ser utilizados se o projeto tiver recursos financeiros suficientes e de longo prazo para apoiar a operação e manutenção necessárias para garantir a qualidade das medidas. A Tabela 1 indica, de forma qualitativa, a relevância relativa das várias etapas de instalação, operação e manutenção de uma estação solarimétrica.

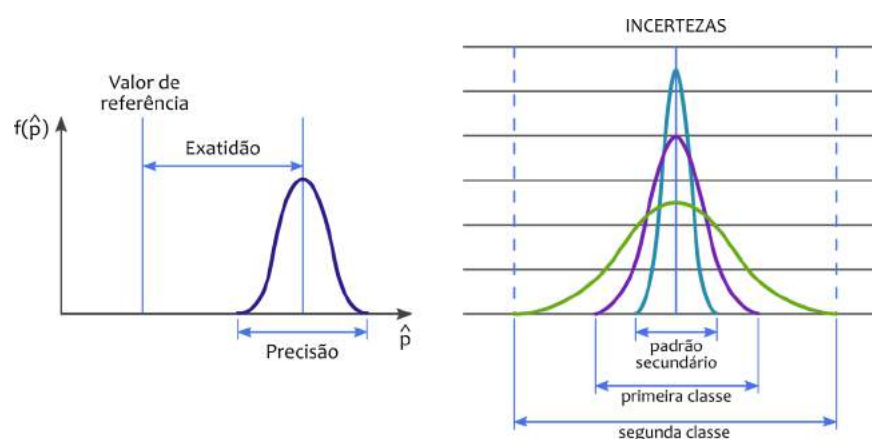


Figura 25. Relação entre os padrões de equipamentos, incertezas e exatidão.

Tabela 1. Relevância relativa das principais etapas de uma campanha de medição solarimétrica.

Etapas	Relevância		
	Muito alta	Alta	Média
Operação e Manutenção			
Controle de qualidade			
Metadados			
Escolha dos sensores			
Método de instalação			
Escolha do local			
Frequência da amostragem			
Período da campanha			
Calibração			
Aquisição dos dados			

Conforme Sengupta et al. (2015), uma expressão aproximada para a incerteza das medidas piranométricas (no nível de 95%) pode ser definida pela fórmula (1):

$$incerteza = [\sum(viés)^2 + \sum(2 \cdot dispersão)^2]^{1/2} \quad (1)$$

A escolha do local de instalação da estação está fortemente relacionada com os objetivos primários do projeto de coleta de dados solarimétricos. As regras básicas a serem seguidas são:

- Se a coleta de dados tem como objetivo o desenvolvimento e validação de modelos de avaliação do recurso solar, os locais devem ser escolhidos de forma a melhor representar as características climáticas da região (ou área de estudo);
- Se o objetivo for o estudo de viabilidade para fins de implantação de sistemas de geração solar, as estações devem ser montadas com o foco nas possibilidades logísticas do local de interesse.
- Em ambos os casos, o local de instalação da estação deve representar bem a área de interesse para o estudo ou projeto e levar em conta que a representatividade de cada estação de coleta de dados é sempre inferior a um raio de 40 km.

BASE DE DADOS OBSERVADOS

Rede SONDA

A rede SONDA <<http://sonda.ccst.inpe.br/>> é um esforço coordenado pelo INPE que conta com a colaboração de vários institutos de pesquisa e universidades brasileiras. Tendo entrado em operação em 2004, atualmente a rede dispõe de 17 estações de observação distribuídas estrategicamente para representar as diferentes características climáticas do Brasil (Figura 29). Doze dessas estações são operadas pelo INPE (Tabela 2), enquanto instituições parceiras mantêm e operam as outras cinco (Tabela 3).

Tabela 2. Estações da rede SONDA operadas pelo INPE e empregadas no processo de validação do Atlas.

Estação	UF	Latitude	Longitude	Altitude
Brasília (BRB)	DF	-15,601	-47,713	1023
Cachoeira Paulista (CPA)	SP	-22,690	-45,006	574
Caicó (CAI)	RN	-6,467	-37,085	176
Campo Grande (CGR)	MS	-20,438	-54,538	677
Cuiabá (CBA)	MT	-15,555	-56,070	185
Natal (NAT)	RN	-5,837	-35,206	58
Ourinhos (ORN)	SP	-23,000	-49,844	502
Palmas (PMA)	TO	-10,178	-48,362	216
Petrolina (PTR)	PE	-9,069	-40,320	387
Rolim de Moura (RLM)	RO	-11,582	-61,774	252
São Luiz (SLZ)	MA	-2,593	-44,212	40
São Martinho da Serra (SMS)	RS	-29,443	-53,823	489

Tabela 3. Estações parceiras da rede SONDA empregadas na validação do Atlas.

Estação	UF	Latitude	Longitude	Altitude
Chapecó (CHP)	SC	-27,080	-52,614	700
Curitiba (CTB)	PR	-25,495	-49,331	891
Florianópolis (FLN)	SC	-27,602	-48,518	31
Joinville (JOI)	SC	-26,253	-48,858	48
Sombrio (SBR)	SC	-29,096	-49,813	15

Todos os sítios da rede SONDA empregam piranômetros para aquisição de dados de G e G_{dif} , sendo que algumas incluem pirheliômetro e rastreador solar para medição da G_n . As estações de coleta desta rede utilizam radiômetros “padrão secundário”, onde as estimativas de incertezas das medições da irradiação solar são aquelas constantes da ISO 9060 para instrumentos de padrão secundário. Os procedimentos de operação e manutenção seguem as recomendações estabelecidas pela WMO para a BSRN (*Baseline Surface Radiation Network*) (McArthur, 2005), que definem critérios para as estações de coleta de dados. A aquisição de dados deve ser feita em intervalos de um segundo e o armazenamento de valores médios a cada um minuto. A manutenção rotineira das estações deve ser feita semanalmente pelos operadores locais.

A Figura 26 apresenta uma estação típica da rede SONDA. Rastreadores solares, como mostrado em primeiro plano, são utilizados para aquisição de dados da componente difusa (G_{dif}) e direta normal (G_n) em oito estações, onde os dados da componente direta são coletados através de pirheliômetros. As demais estações da rede SONDA não realizam aquisição da componente direta normal e a componente difusa é coletada com uso de anel de sombreamento, que requer ajuste periódico manual de posicionamento.



Figura 26. Foto de uma estações de coleta de dados de radiação solar da rede SONDA, localizada em São Martinho da Serra, RS, empregada na validação do Atlas.

As estações da rede SONDA também estão equipadas para aquisição de dados de radiação de onda longa, com o emprego de pirgeômetros, de radiação fotossinteticamente ativa (PAR) e de iluminância, além de variáveis meteorológicas tipicamente observadas em estações meteorológicas automáticas: velocidade e direção do vento, umidade relativa do ar, temperatura do ar, precipitação e pressão atmosférica. A medição da atenuação por

aerossóis atmosféricos é realizada com uso de fotômetros solares instalados em cinco das estações. Todas essas observações são utilizadas em conjunto para análise e verificação da consistência dos dados medidos.

O procedimento de controle de qualidade utilizado para dados meteorológicos baseia-se nos critérios utilizados pela WMO e pelo *Meteorological Resource Center* <<http://www.webmet.com>>. Algumas mudanças foram necessárias para adaptar os critérios às características de clima predominante no local de cada uma das estações. Novos algoritmos foram implementados para identificar possíveis desalinhamentos do rastreador solar. A Figura 27 apresenta o fluxograma dos algoritmos aplicados no controle de qualidade da base de dados da Rede SONDA. Esta base é atualizada continuamente desde 2004 e dados qualificados são distribuídos gratuitamente através do website: <http://sonda.ccst.inpe.br>.

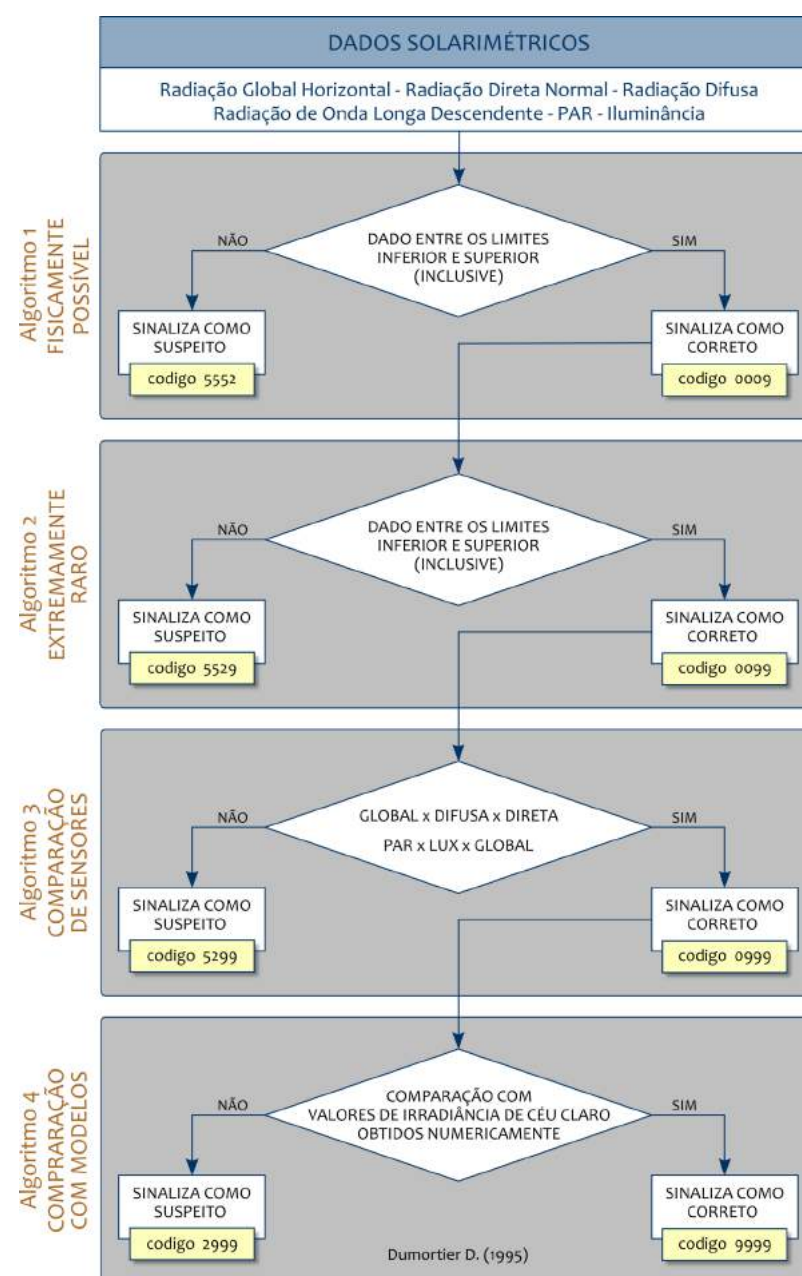


Figura 27. Fluxograma de qualificação de dados da rede SONDA.

Estações meteorológicas automáticas do INMET

Estações meteorológicas automáticas (EMA's) operadas pelo INMET (Figura 28) são empregadas para fins de estudos meteorológicos e monitoramento ambiental. Operam de forma automática e desatendida, com dados transmitidos via satélite e estão distribuídas por todo o território nacional.



Figura 28. Estação automática de coleta de dados.

Uma estação meteorológica automática é composta de uma unidade central de memória (*datalogger*) conectada aos sensores de parâmetros meteorológicos, como pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento. A estação integra os valores observados minuto a minuto e os disponibiliza automaticamente a cada hora.

A rede de EMA's operada pelo INMET compreende cerca de 900 estações meteorológicas típicas distribuídas pelo território nacional e integradas ao sistema de observação global da WMO. Trata-se da rede de coleta de dados de maior abrangência no território brasileiro. Os pontos azuis da Figura 29 ilustram a localização dessas EMA's e os vermelhos as estações SONDA.

Para fins de solarimetria, essas estações possuem maior incerteza uma vez que utilizam piranômetros de fotodiodo para aquisição de dados de irradiância solar global (G), não coletando dados de irradiância direta (G_n) e difusa (G_{dif}). Além disso, devido a sua abrangência territorial, há dificuldade na manutenção, o que pode comprometer a confiabilidade dos dados. No entanto,

esses dados foram utilizados na validação deste Atlas mediante aplicação de critérios de qualidade rigorosos, visto que não existe no Brasil outra rede com tal densidade de estações.



Figura 29. Localização das estações da rede SONDA e das EMA's da rede de observação meteorológica operada pelo INMET utilizadas na validação do Atlas (adaptado de: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>).



MODELO BRASIL-SR

O modelo BRASIL-SR é um modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície que combina a aproximação de “dois-fluxos” (Meador e Weaver, 1980) na solução da equação de transferência radiativa com o uso de parâmetros determinados de forma estatística a partir de imagens de satélite. Foi inicialmente desenvolvido na Alemanha (Stuhlmann et al., 1990) e, posteriormente, adaptado e aperfeiçoado no Brasil por meio de convênio estabelecido entre o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) (Pereira et al., 1996). A cobertura de nuvens é considerada o principal fator de modulação da transmitância atmosférica e as demais propriedades óticas são parametrizadas a partir das variáveis meteorológicas de temperatura na superfície, umidade relativa do ar, visibilidade atmosférica e albedo de superfície. A obtenção de uma estimativa da radiação solar incidente na superfície pode ser dividida em três etapas:

- 1) tratamento dos dados meteorológicos e imagens de satélite;
- 2) aplicação do método de transferência radiativa de “dois-fluxos”;
- 3) cálculo das componentes da irradiação solar incidente na superfície em Wh/m^2 : irradiação global horizontal (H), irradiação direta normal (H_n), irradiação difusa horizontal (H_{dif}) e irradiação global no plano inclinado (H_i).

A Figura 30 mostra o diagrama em blocos dos processos executados na primeira etapa. O banco de dados de temperatura e umidade relativa foi desenvolvido a partir dos valores médios observados em estações meteorológicas automáticas distribuídas pelo território brasileiro e operadas pelo INMET. Os valores de albedo de superfície foram obtidos dos produtos do DAAC-Langley <<https://eosweb.larc.nasa.gov/search/node/albedo>>. Os dados de topografia são produtos

GTOPO30 produzido pelo EROS Data Center <<https://lta.cr.usgs.gov/GTOPO30>> e reamostrados com resolução espacial idêntica à imagem do satélite GOES utilizada para obtenção da cobertura efetiva de nuvens (C_{eff}).

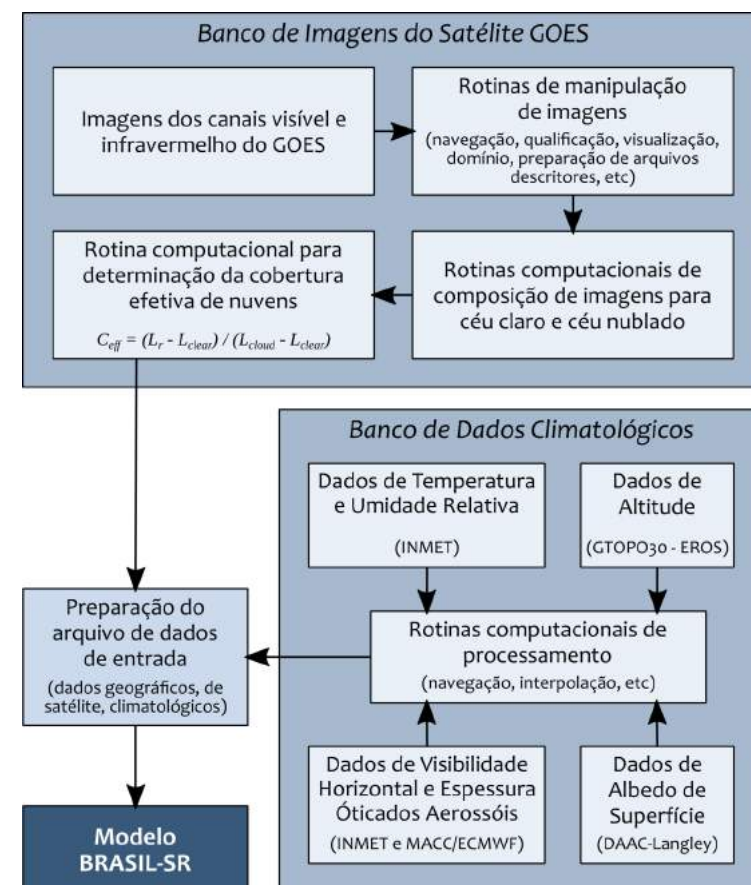


Figura 30. Fluxograma dos procedimentos para manipulação dos dados de entrada para uso no modelo BRASIL-SR.

O tratamento de imagens de satélite da série GOES inclui a recepção, a qualificação e o gerenciamento de um banco de imagens fornecidas pela Divisão de Satélites Ambientais (DSA/CPTEC/INPE). O satélite fornece imagens setoriais e imagens do disco completo (“full disk”) do planeta em cinco canais espectrais diferentes.

A Figura 31 mostra, a título de ilustração, imagens obtidas no canal visível e no canal infravermelho no dia 23 de março de 2017, no horário das 15:00 horas UTC.

As imagens de satélite utilizadas no BRASIL-SR foram coletadas em resoluções espaciais e temporais distintas, dependendo do satélite utilizado. Entre 1999 e 2003, a resolução temporal era de três horas. Entre 2003 e 2008, passou a ser de 30 minutos, sendo depois reduzida para 15 minutos e permanecendo assim até 2013. De 2013 até hoje, a resolução temporal voltou a ser de 30 minutos. A resolução espacial das imagens apresentadas na Figura 31 é de $0,03^\circ$ em longitude e $0,05^\circ$ em latitude, o que corresponde aproximadamente a $3 \text{ km} \times 5 \text{ km}$ no ponto nadir do satélite. Imagens coletadas antes de 2003 tinham uma resolução espacial de $0,125^\circ$ em longitude e $0,155^\circ$ em latitude, cerca de $12,5 \text{ km} \times 15,5 \text{ km}$. Cada elemento de imagem (pixel) representa o albedo planetário no canal visível e a temperatura observada no canal infravermelho dos radiômetros imageadores do satélite.

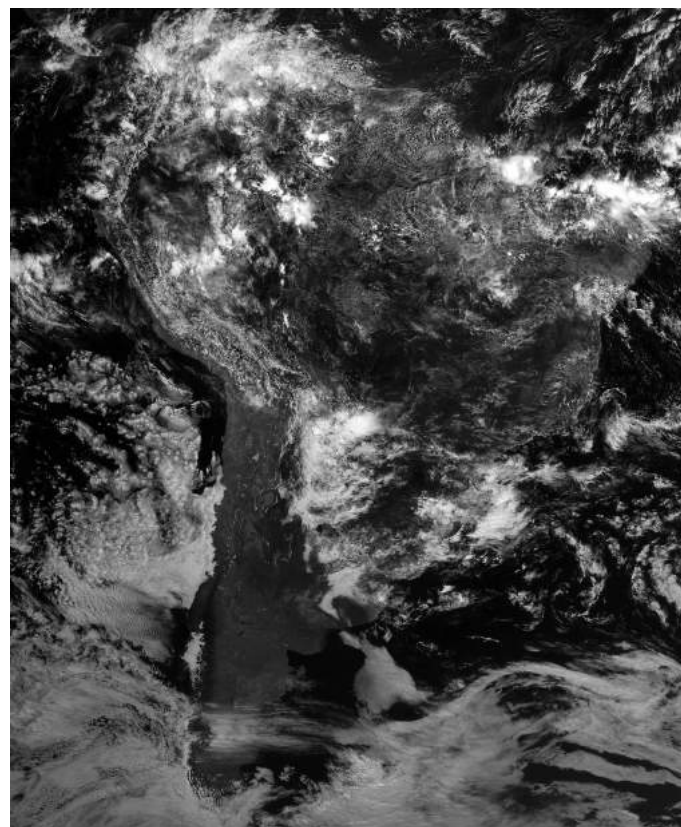
Para determinação do coeficiente de cobertura de nuvens (C_{eff}) é necessária a composição de imagens de céu claro e de céu completamente encoberto por meio de análise estatística de imagens do período de interesse. Os valores de C_{eff} obtidos com esta metodologia descrevem dois efeitos causados pela presença de nuvens: a cobertura de nuvens e as variações espaciais da profundidade ótica.

O modelo assume que o fluxo de radiação solar medido pelo satélite no topo da atmosfera está linearmente distribuído entre duas condições atmosféricas extremas – céu claro e céu completamente encoberto por nuvens. Isso permite definir uma relação linear inversa entre a irradiância global na superfície (W/m^2) e o fluxo de radiação refletida no topo da atmosfera, de modo que se pode escrever:

$$G = G_0 \{(\tau_{clear} - \tau_{cloud}) \cdot (1 - C_{eff}) + \tau_{cloud}\} \quad (2)$$

onde G é o fluxo de radiação solar incidente na superfície, G_0 é a radiação incidente no topo da atmosfera, τ_{clear} e τ_{cloud} são as transmitâncias atmosféricas em condições de céu claro e completamente encoberto, respectivamente. Dessa forma, a determinação da radiação solar incidente na superfície pode ser estimada a partir de duas componentes independentes: a primeira componente corresponde à condição de céu claro, τ_{clear} , e a segunda refere-se à condição de céu completamente encoberto, τ_{cloud} . As duas componentes são estimadas a partir de parametrização dos processos físicos que ocorrem na atmosfera, utilizando dados meteorológicos descritos anteriormente. A irradiação diária (Wh/m^2) é calculada integrando-se a irradiância ao longo do dia.

(a)



(b)

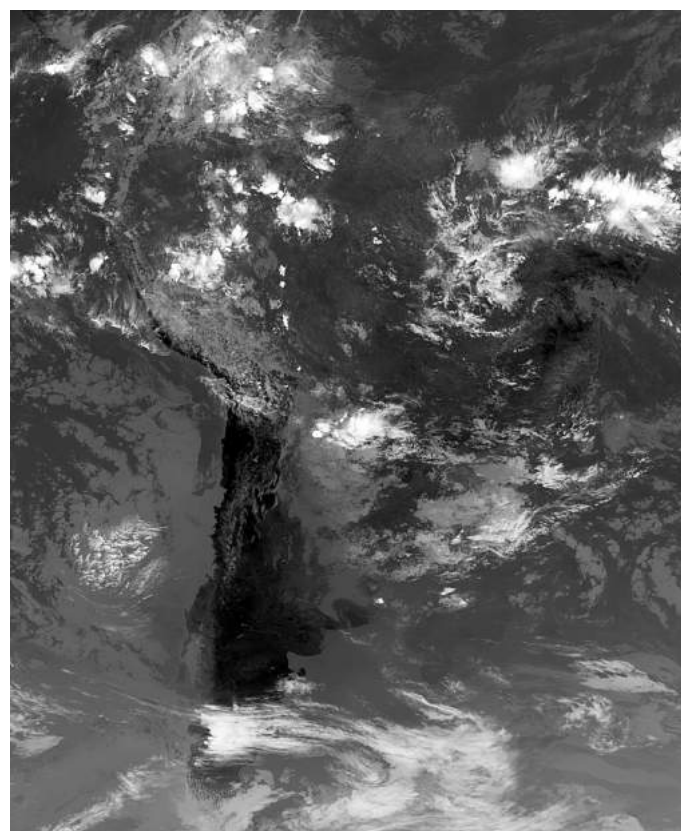


Figura 31. Imagens coletadas no mesmo dia e horário pelo satélite geostacionário da série GOES nos canais visível (a) e infravermelho (b).

O BRASIL-SR é um modelo espectral que utiliza 135 intervalos de comprimento de onda para o espectro de radiação solar. O modelo adota 30 camadas atmosféricas e utiliza o método de “dois-fluxos” para solução da equação de transferência radiativa para determinação das duas transmitâncias τ_{clear} e τ_{cloud} . Os processos radiativos simulados no modelo são: nuvens, espalhamento Rayleigh devido aos gases atmosféricos, absorção por gases atmosféricos (O_3 , CO_2 e vapor d’água) e espalhamento Mie devido aos aerossóis.

A concentração de cada constituinte bem como a temperatura e a espessura de cada camada atmosférica são estabelecidas com base no tipo de atmosfera definido pelo valor da temperatura do ar na superfície (dado de entrada). A concentração dos constituintes atmosféricos é utilizada para determinação da espessura ótica de cada processo de interação da radiação solar nas 30 camadas atmosféricas. Para o cálculo de τ_{cloud} , o modelo BRASIL-SR assume que:

- a) a microfísica de nuvens é definida pela distribuição de tamanhos de gotículas do tipo de nuvem;
- b) as nuvens atenuam totalmente a radiação direta proveniente do Sol em condições de céu encoberto;
- c) as nuvens são vertical e horizontalmente homogêneas.

A espessura ótica das nuvens é determinada assumindo que o conteúdo total de água presente na nuvem está isotropicamente distribuído.

Os aerossóis atmosféricos também apresentam uma contribuição importante para a transmitância da radiação solar na atmosfera. Sabe-se que as emissões resultantes da queima de biomassa, da poluição industrial e das atividades desenvolvidas nas grandes cidades são as principais fontes de aerossóis emitidos para a atmosfera no Brasil. Estima-se que até 80% dos eventos de queimadas ocorram nos trópicos, em especial no Brasil e na África Austral, lançando para a atmosfera uma grande quantidade de gases e material particulado (Crutzen e Andreae, 1990). Pinker e Laszlo (1989) afirmam que grande parte das incertezas na irradiação solar na superfície estimada por modelos computacionais resulta, em primeira escala, da variabilidade da cobertura de nuvem, seguida da variabilidade geográfica da concentração dos aerossóis na atmosfera como consequência de fenômenos naturais e queimadas realizadas para alteração do uso do solo ou desflorestamento. No Brasil, o período com elevada concentração de aerossóis na atmosfera tem início no mês de julho e término em outubro, sendo que o pico do número de focos de queimada ocorre entre os meses de agosto e outubro. Martins (2001) observou que a concentração de aerossóis de queimada na

região amazônica pode atingir valores até vinte vezes superiores à concentração natural de aerossóis observada durante a estação úmida. Também são observadas queimadas nas regiões Sudeste e Nordeste do Brasil no mês de junho e dezembro, respectivamente, período onde tradicionalmente ocorre a colheita da cana de açúcar (Pereira et al., 2000).

Pereira (1996) e Aires e Kirchoff (2001) afirmam que, mesmo em regiões de pouca queima de biomassa, elevadas concentrações de gases traço e aerossóis gerados por queimadas podem ser encontradas em razão do transporte atmosférico. Esse transporte, conforme visto no Capítulo 5, é responsável pela observação de aerossóis oriundos de queimadas na Amazônia nas regiões Sudeste e Sul do Brasil.

O modelo BRASIL-SR parametriza a espessura ótica de aerossóis em cada camada atmosférica a partir de um perfil continental de aerossóis que foi desenvolvido por McClatchey et al. (1972). A parametrização de absorção e espalhamento da radiação solar por aerossóis é baseada em Angström (1964), sendo o coeficiente de turbidez de Angström estimado a partir de valores de visibilidade horizontal da atmosfera. Desde a publicação da primeira edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, ocorreram melhorias na metodologia adotada para parametrização de aerossóis no modelo BRASIL-SR, o que representa um avanço significativo na quantificação do recurso solar, considerando a sazonalidade, as regiões fonte e mesmo o transporte atmosférico.

Na versão atual do modelo, o perfil vertical de aerossóis, nos primeiros 5 km de altura, está associado a valores de visibilidade horizontal observados em estações meteorológicas operadas pelo INMET e em função de dados de espessura ótica dos aerossóis em 550 μm oriundos de reanálises do MACC/ECMWF (Inness et al., 2013). Maiores detalhes estão descritos em Costa (2012) e Costa et al. (2015).

A determinação da irradiância em qualquer condição de nebulosidade é incluída no modelo através do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens C_{eff} na equação (2).

A parcela da radiação difusa é estimada considerando-se o efeito das múltiplas reflexões entre as diversas camadas atmosféricas. A transmitância atmosférica da componente direta da radiação solar é nula para a condição de céu completamente encoberto. Para as demais condições de nebulosidade, o valor da transmitância da componente direta é determinado utilizando-se a metodologia descrita em Stulmann (1990) em que o valor de C_{eff} é utilizado para estimar a atenuação do feixe de radiação incidente na direção do Sol.

A Figura 32 apresenta um fluxograma descritivo dos principais procedimentos do modelo BRASIL-SR para parametrização dos processos radiativos na atmosfera.

VALIDAÇÃO DAS ESTIMATIVAS DO MODELO BRASIL-SR

Estimativas do recurso de energia solar para uma região qualquer de interesse obtidas com uso de modelos numéricos estão sujeitas a incertezas relacionadas aos métodos matemáticos de simulação dos processos físicos, à resolução temporal e espacial das imagens de satélite e à interpolação dos dados meteorológicos utilizados para alimentar o modelo.

O procedimento de avaliação das incertezas presentes nas estimativas fornecidas pelos modelos numéricos é essencial para possibilitar o uso correto da base de dados de radiação solar incidente. Esse procedimento é conhecido como etapa de validação da metodologia e é realizado através da comparação das estimativas do modelo com as medições das estações de coleta de dados em superfície. Além da qualidade dos sensores adotados, os procedimentos de operação e manutenção das estações são de extrema importância para minimizar as falhas dos dados. Dentre as causas comuns que comprometem a qualidade dos dados observados em campo, podemos citar as falhas no cabeamento, desalinhamento de sensores, sujeira excessiva nos domos dos radiômetros, perda de calibração e surtos elétricos. A inspeção visual da série temporal dos dados observados por um profissional capacitado é sempre recomendável a fim de detectar erros não diagnosticados pelas rotinas automáticas.

Para a validação das estimativas produzidas pelo modelo BRASIL-SR, foram utilizados dados observados nas estações solarimétricas da rede SONDA, em estações privadas e nas estações meteorológicas automáticas operadas pelo INMET. A base de dados observados utilizada no procedimento de validação compreende o período de 2005 a 2015, totalizando 503 estações de superfície, selecionadas a partir das 900 existentes, com qualidade adequada para participar na validação das estimativas fornecidas pelo modelo BRASIL-SR. Conforme apresentado no Capítulo 6, os testes de qualidade dos dados observados incluíram critérios para identificar valores superiores aos limites físicos e presença de variabilidade temporal, intercomparação de observações com sensores distintos e comparação com modelos numéricos de céu-claro (clearsky), para eliminar tanto quanto possível os registros suspeitos. O procedimento de controle de qualidade dos dados medidos nas estações de validação pode ser verificado em Silva et al. (2014).

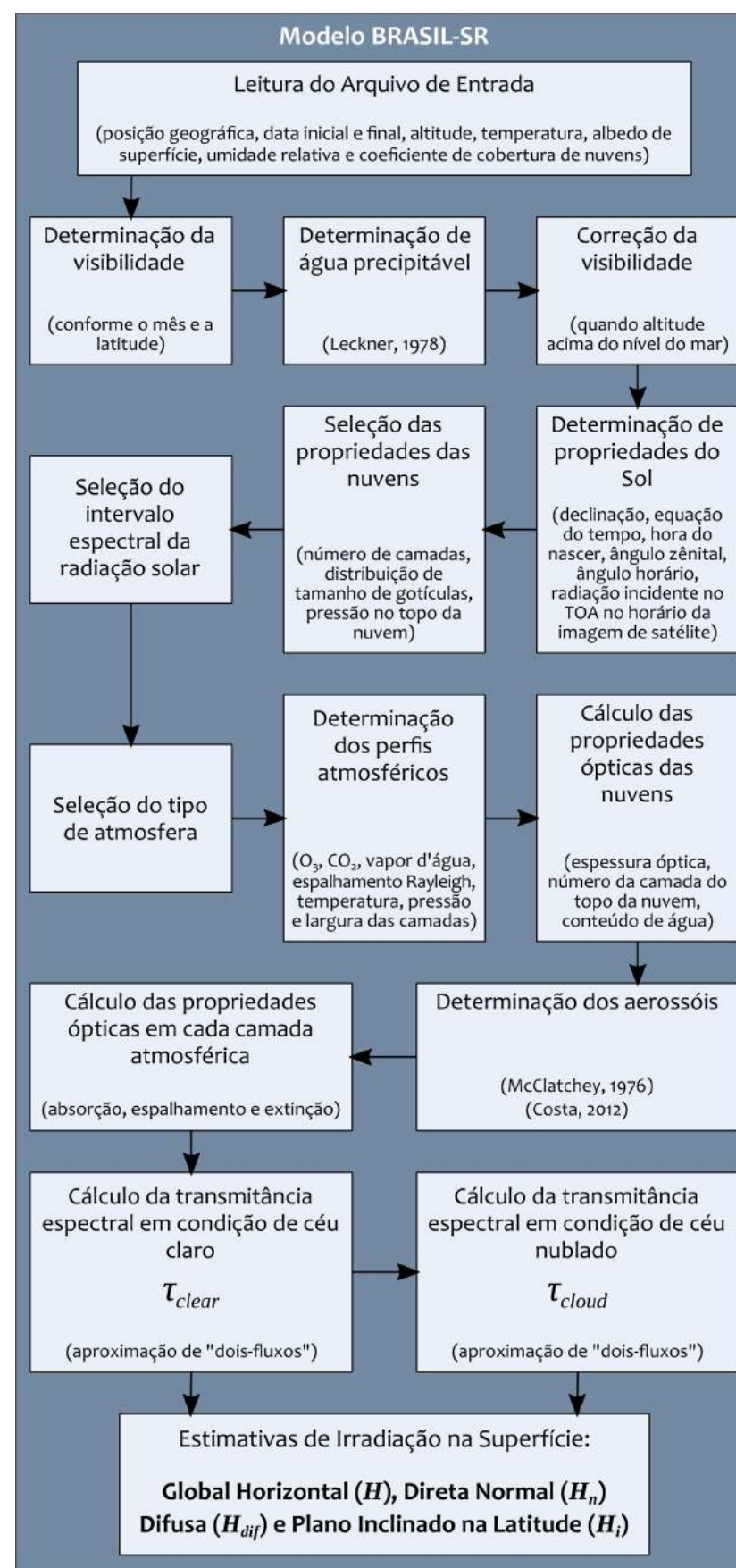


Figura 32. Fluxograma do modelo BRASIL-SR.

É notório que modelos numéricos apresentam limitações na simulação dos processos físicos, o que ocasiona padrões de erros ao longo do ano sobre determinadas regiões. Essa densa base de dados permitiu avaliar especialmente a acurácia do modelo numérico nas estimativas de irradiação diária sobre o Brasil para cada mês do ano, algo inédito até então. Com isso foi realizada uma etapa de pós-processamento dos mapas de irradiação diária, onde os padrões de erro médio (viés) a cada mês foram modelados estatisticamente a partir de técnicas de regressão espacial local, gerando ajustes nos mapas finais de irradiação. Estes ajustes foram calibrados de maneira criteriosa, utilizando como métrica uma amostra independente (controle) contendo os dados de melhor qualidade oriundos da rede SONDA. Esta etapa permitiu uma redução em torno de 50% nas incertezas do modelo numérico, dando maior confiabilidade aos mapas de irradiação disponibilizados neste atlas. Outras métricas estatísticas para aferir o grau de dispersão e correlação entre dados modelados e observados foram calculadas nesta etapa, especificamente a raiz do erro quadrático médio (REQM) e o coeficiente de correlação de Pearson (r) como descrito a seguir:

$$\text{viés} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i) \quad (3)$$

$$\text{REQM} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2} \quad (4)$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(x_i - \bar{x}_i)(y_i - \bar{y}_i)]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}_i)^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2}} \quad (5)$$

onde x é a grandeza solarimétrica estimada, y a grandeza observada e \bar{x} e \bar{y} indicam as médias dessas grandezas. Também foi determinada a distribuição estatística dos valores dos desvios entre valores observados e estimados e a probabilidade de desvios superiores a 10% entre valor observado e apresentado nos mapas de irradiação solar na superfície.

Todo o processo de validação foi realizado por meio de comparação dos valores diários estimados e observados da irradiação global horizontal (H) e suas componentes direta normal (H_n) e difusa (H_{dif}) em Wh/m^2 , sendo que dias com falhas na aquisição de dados ou na geração de estimativas por falta de dados de satélite não tiveram suas integrais calculadas e foram descartados do processo de validação.



Neste capítulo estão apresentados os mapas para três componentes de irradiação solar com as estimativas obtidas pelo modelo BRASIL-SR, sendo estas:

- Total diário da irradiação global horizontal (H)
 - Média anual, página 40;
 - Médias mensais, página 41;
- Total diário da irradiação direta normal (H_n)
 - Média anual, página 42;
 - Médias mensais, página 43;
- Total diário da irradiação no plano inclinado na latitude (H_i)
 - Média anual, página 44;
 - Médias mensais, página 45.

A base de dados completa contém, além das componentes citadas acima, a irradiação difusa e a fotossinteticamente ativa (PAR). Estas informações são de acesso público gratuito e o descarregamento dos dados pode ser feito por meio do website do LABREN <<http://labren.inpe.br>>. Os dados estão disponibilizados em formato shapefile (ESRI shp), adotado por qualquer pacote computacional que opere com Sistema de Informações Geográficas (SIG), na resolução espacial horizontal de $0,090^\circ \times 0,090^\circ$ (aproximadamente 10×10 km no eixo zenital do satélite).

Uma única escala de cores e valores foi adotada nesta publicação para todos os mapas de irradiação dessas três componentes, o que permite a comparação entre eles, uma vez que os mesmos intervalos e cores estarão presentes em todos os mapas.

A Figura 33 apresenta a escala em toda sua extensão, contemplando todas as cores e os valores correspondentes utilizados nos mapas de irradiação global horizontal, direta normal e no plano inclinado na latitude. No entanto, nos mapas a escala é apresentada contemplando apenas o intervalo de valores presente na variável solarimétrica representada. Por exemplo, o mapa das médias anuais da irradiação global apresenta a parcela da escala

que contém os valores e cores encontrados nesse mapa. Já a escala apresentada nos mapas mensais contém todos os valores e cores presentes nos 12 mapas mensais da irradiação global. Além disso, cada um dos mapas mensais mostra os valores máximos e mínimos obtidos para o período representado, como ilustrado na Figura 34.



Figura 33. Escala de cores e valores adotada nos mapas de irradiação elaborados com as estimativas do modelo BRASIL-SR.

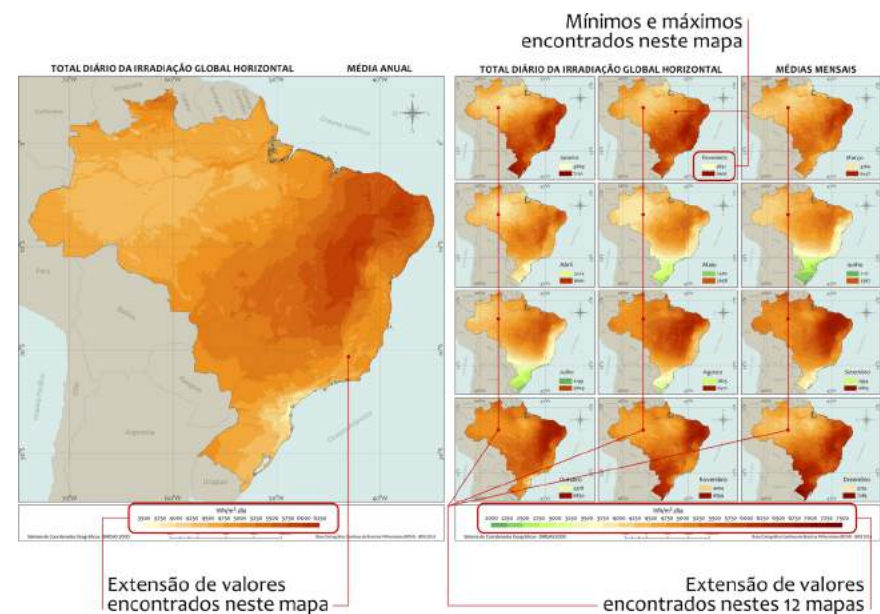
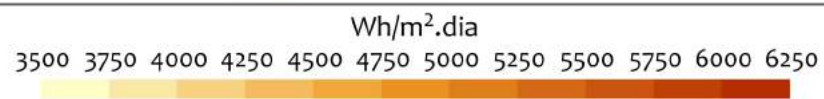
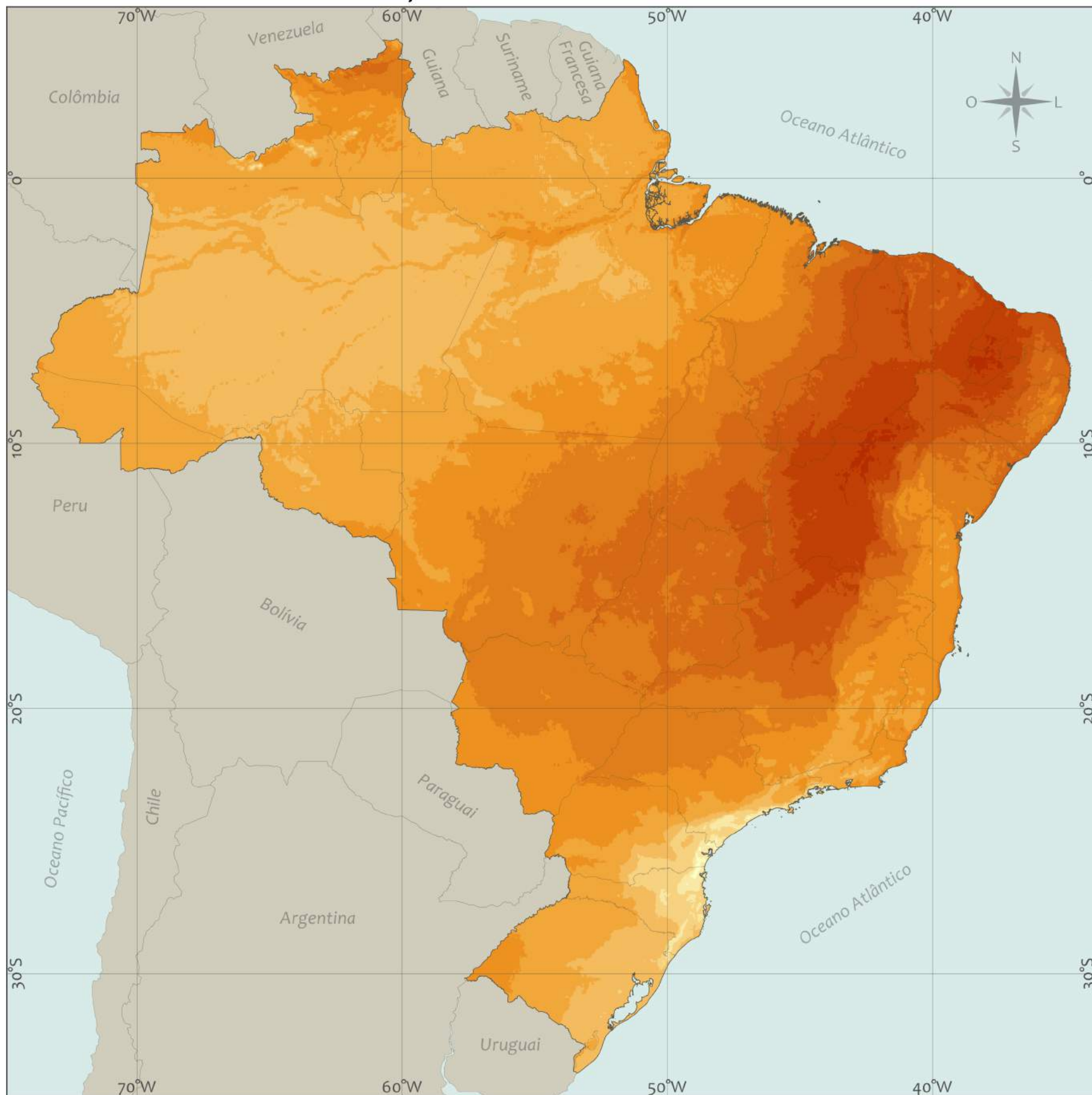


Figura 34. Informações obtidas com a escala de cores e valores única adotada nos mapas de irradiação.

Os mapas estão no sistema de coordenadas geográficas SIRGAS 2000, comumente adotado para o Brasil, e utilizam a Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) disponibilizada pelo IBGE (2014).

TOTAL DIÁRIO DA IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL

MÉDIA ANUAL



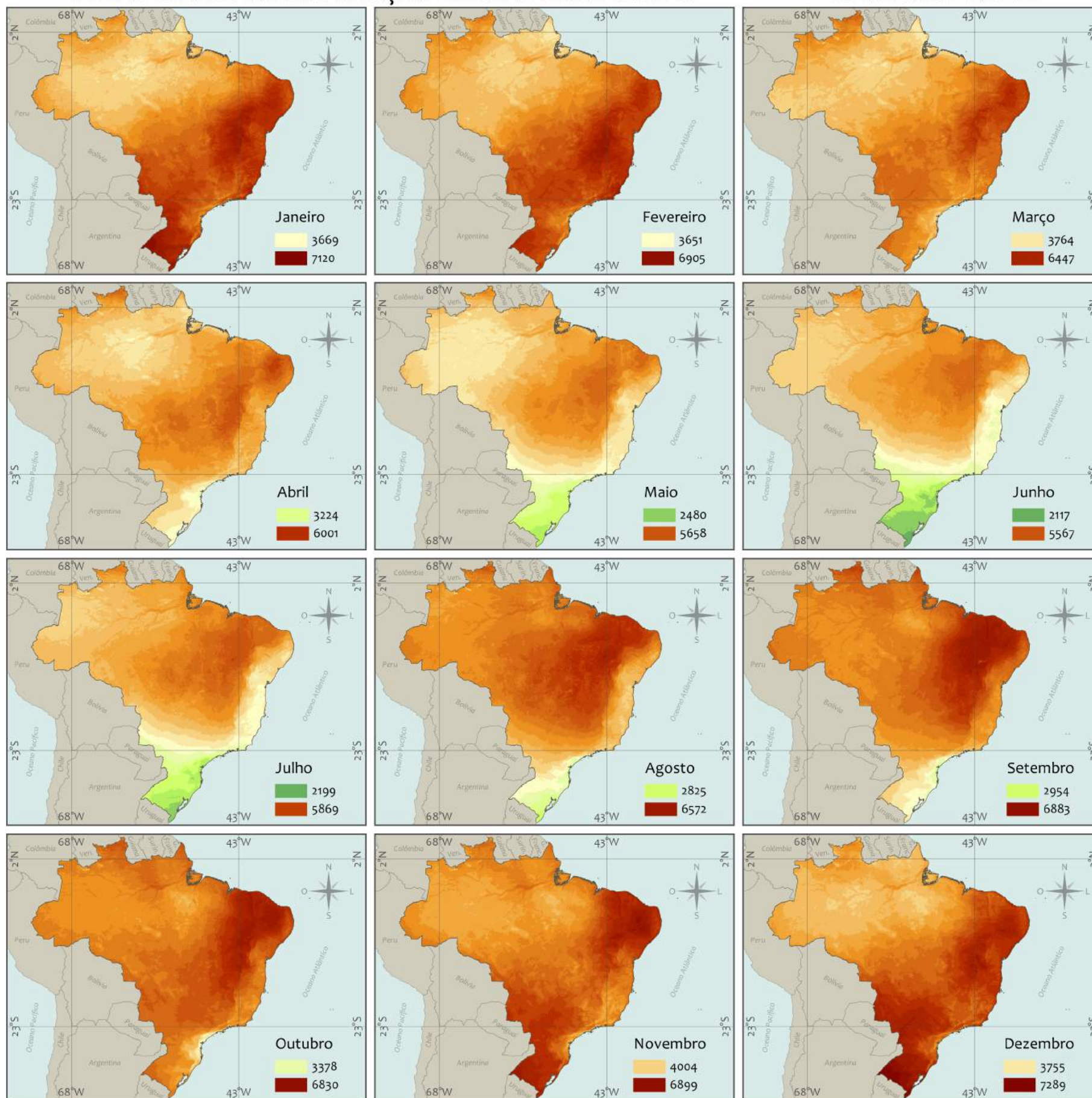
Sistema de Coordenadas Geográficas - SIRGAS 2000

300 0 300 600 900 km

Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) - IBGE 2014

TOTAL DIÁRIO DA IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL

MÉDIAS MENSAIS



Wh/m².dia

2000 2250 2500 2750 3000 3250 3500 3750 4000 4250 4500 4750 5000 5250 5500 5750 6000 6250 6500 6750 7000 7250 7500



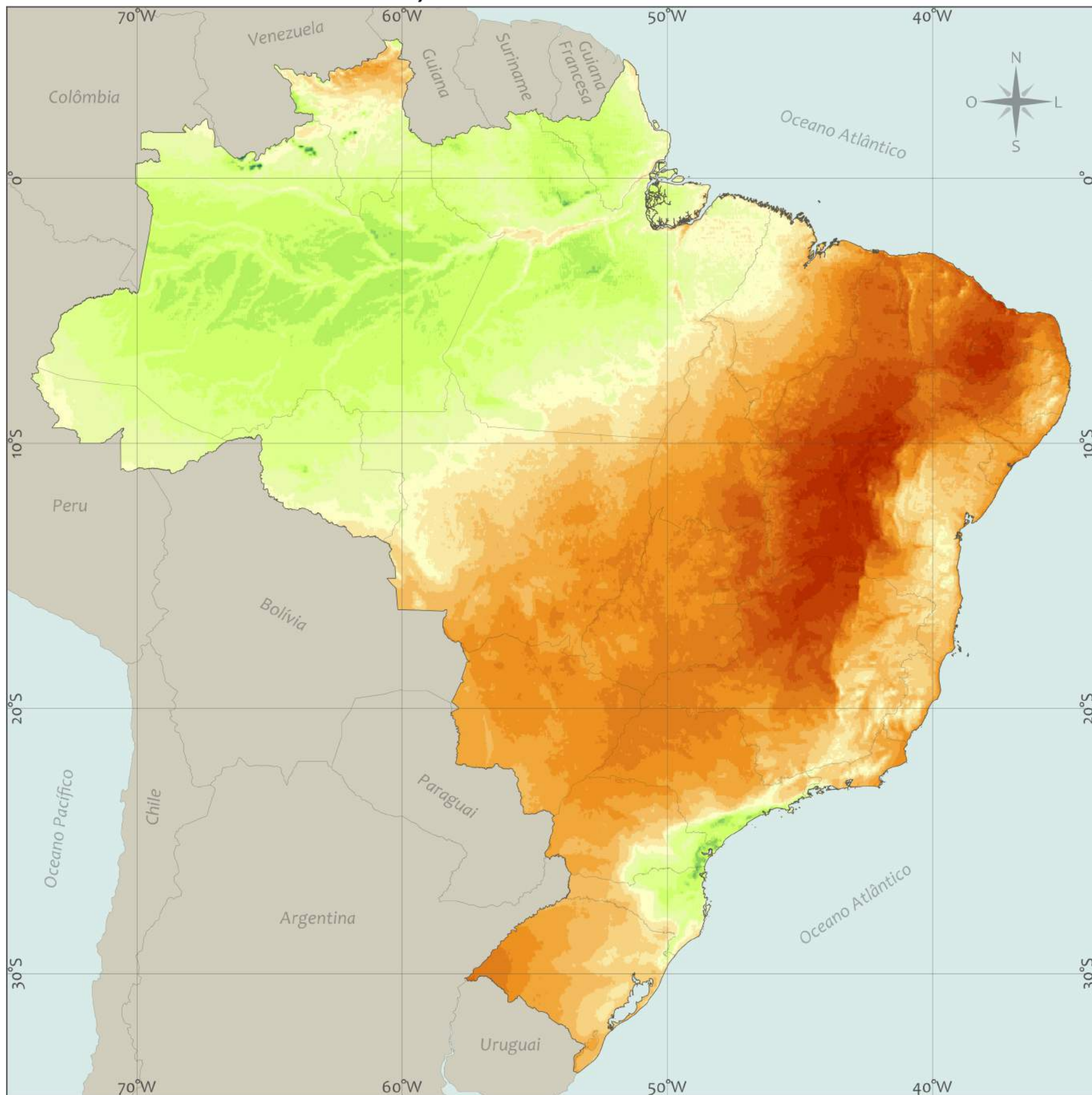
Sistema de Coordenadas Geográficas - SIRGAS 2000

900 0 900 1800 2700 km

Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) - IBGE 2014

TOTAL DIÁRIO DA IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL

MÉDIA ANUAL



Wh/m².dia

1250 1500 1750 2000 2250 2500 2750 3000 3250 3500 3750 4000 4250 4500 4750 5000 5250 5500 5750 6000 6250 6500 6750

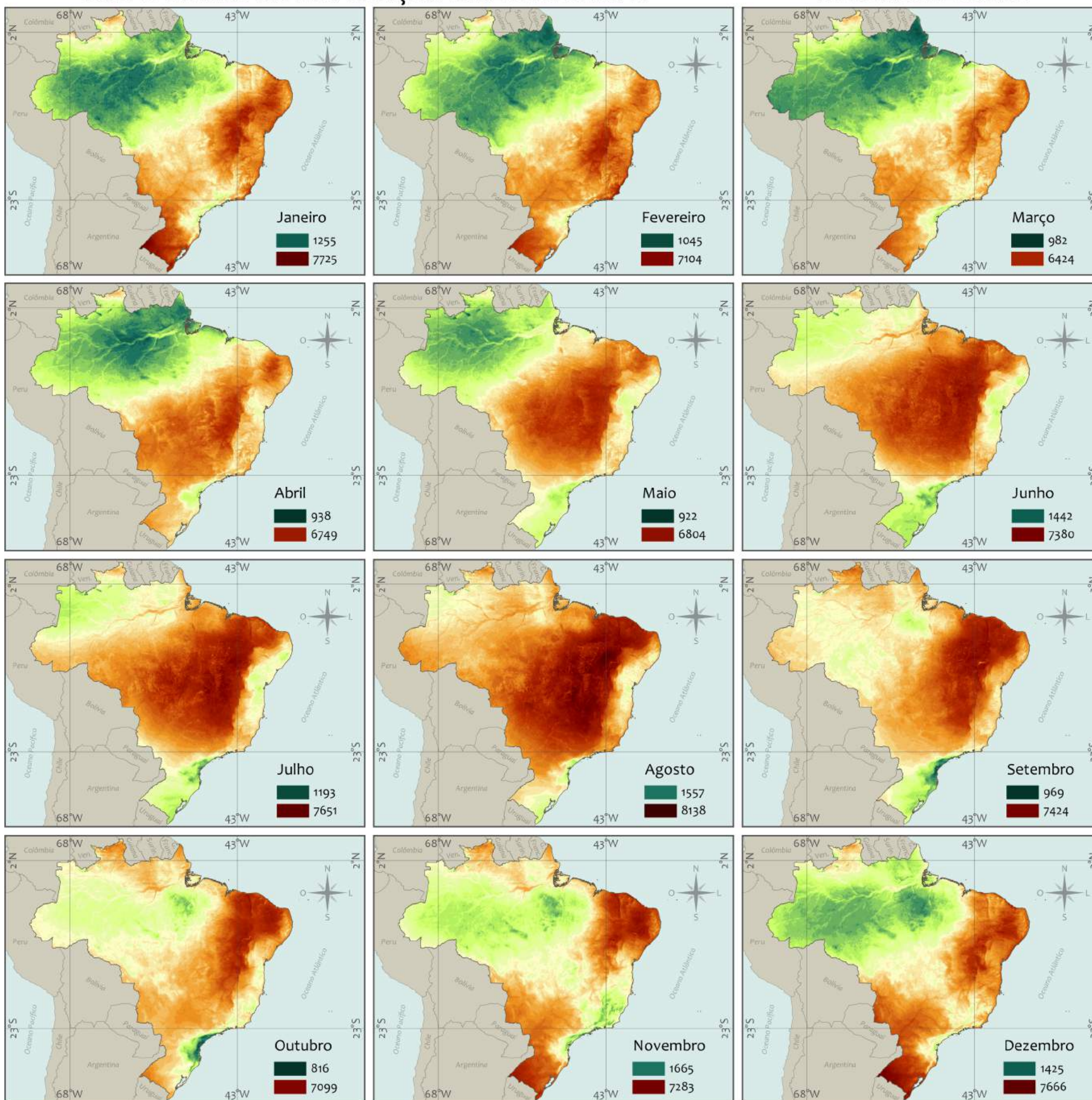
Sistema de Coordenadas Geográficas - SIRGAS 2000

300 0 300 600 900 km

Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) - IBGE 2014

TOTAL DIÁRIO DA IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL

MÉDIAS MENSAIS



Wh/m².dia

750 1000 1250 1500 1750 2000 2250 2500 2750 3000 3250 3500 3750 4000 4250 4500 4750 5000 5250 5500 5750 6000 6250 6500 6750 7000 7250 7500 7750 8000 8250

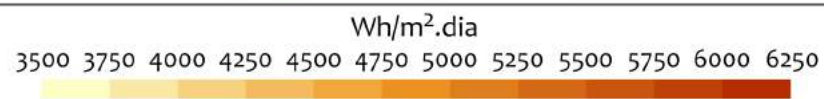
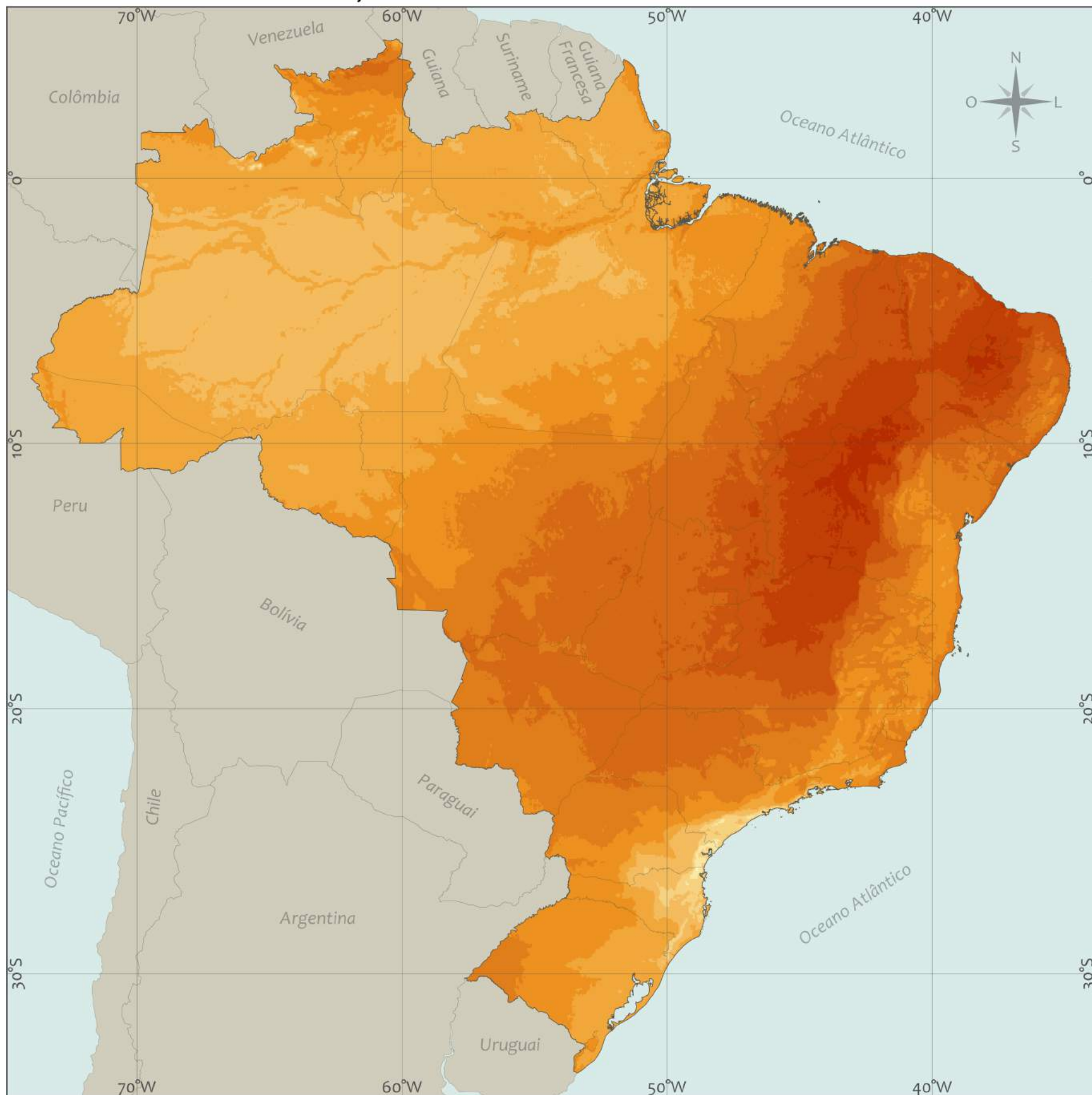
Sistema de Coordenadas Geográficas - SIRGAS 2000

900 0 900 1800 2700 km

Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) - IBGE 2014

TOTAL DIÁRIO DA IRRADIAÇÃO NO PLANO INCLINADO NA LATITUDE

MÉDIA ANUAL



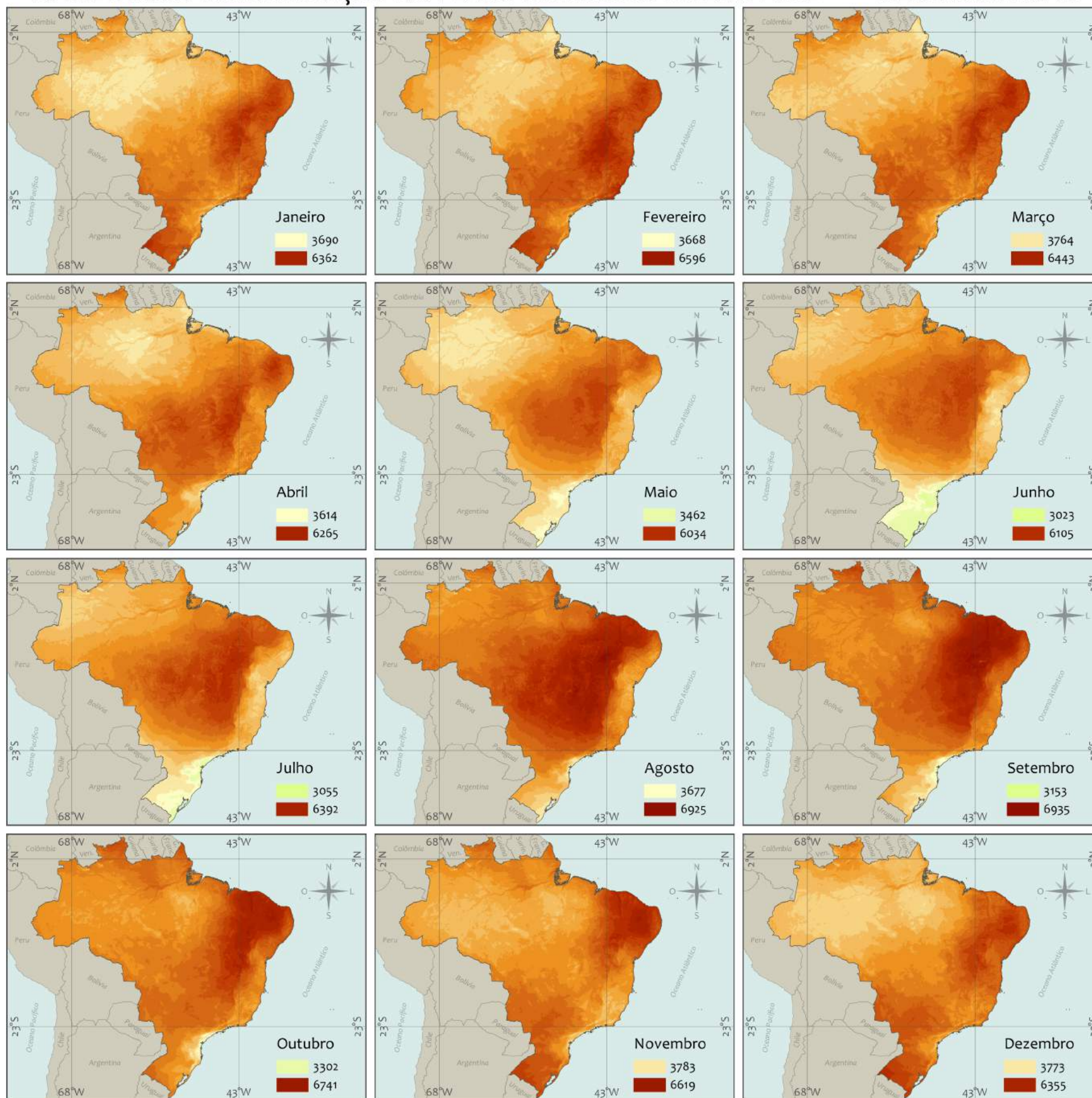
Sistema de Coordenadas Geográficas - SIRGAS 2000

300 0 300 600 900 km

Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) - IBGE 2014

TOTAL DIÁRIO DA IRRADIAÇÃO NO PLANO INCLINADO NA LATITUDE

MÉDIAS MENSAIS



Wh/m².dia

3000 3250 3500 3750 4000 4250 4500 4750 5000 5250 5500 5750 6000 6250 6500 6750 7000



Sistema de Coordenadas Geográficas - SIRGAS 2000

900 0 900 1800 2700 km

Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) - IBGE 2014



Este capítulo apresenta as comparações entre os dados modelados e observados a fim de quantificar a incerteza associada aos mapas mostrados neste atlas. Todas as comparações foram efetuadas sobre as médias mensais do total diário de irradiação de modo que o viés é calculado pelo resultado entre a irradiação estimada subtraída da irradiação observada (conforme Fórmula 3). Um viés positivo indica superestimativa da irradiação solar incidente, enquanto um viés negativo indica subestimativa. Foram analisados também a raiz do erro quadrático médio (dispersão dos valores) e os coeficientes de correlação (conforme Fórmulas 4 e 5). A base de dados de irradiação utilizada para comparação já contempla os ajustes estatísticos de remoção de viés mencionados no Capítulo 7.

VALIDAÇÃO DA IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL

A Figura 35 apresenta os gráficos de dispersão entre valores observados e modelados para as médias mensais dos totais diários de irradiação global horizontal, além dos histogramas dos desvios aferidos e probabilidades acumuladas para cada uma das regiões brasileiras. Pode-se notar o bom desempenho do modelo, atingindo coeficientes de correlação (r) na faixa de 0,81 a 0,98 e raiz do erro quadrático médio (REQM) entre 395 e 467 Wh/m². Estas métricas estão associadas à dispersão dos pontos em torno da diagonal central (estimativa ideal) e dizem respeito à capacidade do modelo em estimar o total diário de irradiação em um mês específico para um ponto pertencente a determinada região ao longo dos 17 anos analisados.

Os histogramas apresentados na Figura 35 indicam a frequência de ocorrência para cada intervalo de desvio do modelo, assim como seu desempenho geral, apurado pelo viés anual. Nota-se que o viés anual do modelo é muito baixo para as médias regionais, oscilando entre -4 Wh/m² para a região Sul e

30 Wh/m² para a região Norte. O viés deve ser entendido como o valor esperado para o desvio na estimativa de irradiação solar deste atlas ao se avaliar um ponto qualquer dentro de determinada região do Brasil. No entanto, o histograma traz também a informação sobre a probabilidade de verificar um desvio mensal abaixo ou acima da média regional. De maneira geral, quanto mais estreita a pirâmide do histograma, menor o intervalo de desvios, portanto melhor o desempenho do modelo. A Função de Distribuição Acumulada (FDA) sobreposta ao histograma permite avaliar de forma objetiva a probabilidade (ordenadas) de exceder qualquer um dos valores dos desvios (abscissas), sendo uma ferramenta útil aos usuários deste atlas.

A Tabela 4 apresenta de forma resumida as métricas de validação para as médias mensais dos totais diários de irradiação global para cada região do Brasil. A região Norte apresenta a maior dispersão nos desvios mensais, indicado pela raiz do erro quadrático médio (espalhamento dos pontos em torno da diagonal nos gráficos da Figura 35). Isso mostra maior incerteza nas estimativas do modelo para essa região. A região Sul apresenta a menor incerteza nas estimativas.

Tabela 4. Métricas de validação das médias mensais dos totais diários de irradiação global horizontal para cada região brasileira.

Região	r	Viés (Wh/m ²)	Viés (%)	REQM (Wh/m ²)	REQM (%)	Irradiação Global Horizontal Média Observada (Wh/m ²)
Norte	0,81	30	0,6%	467	9,7%	4825
Nordeste	0,87	12	0,2%	456	8,3%	5483
Centro-Oeste	0,86	23	0,5%	421	8,3%	5082
Sudeste	0,91	4	0,1%	416	8,4%	4951
Sul	0,98	-4	-0,1%	395	8,9%	4444
Médio	0,89	12	0,2%	421	8,2%	5153

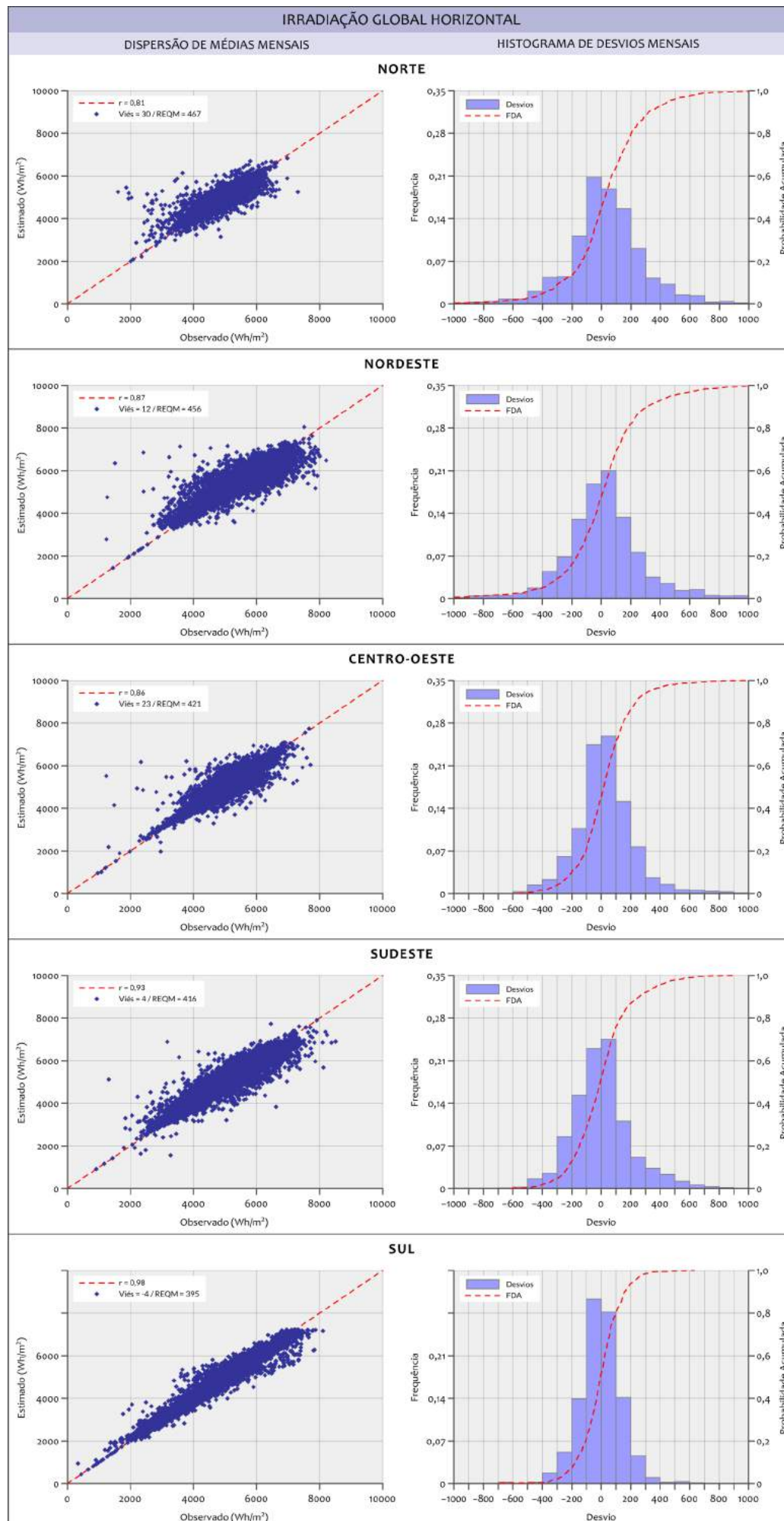


Figura 35. À esquerda, gráficos de dispersão entre os valores observados e modelados para as médias mensais do total diário de irradiação global horizontal para cada região do país. À direita, histogramas e função de probabilidade acumulada para cada intervalo de desvio do modelo em relação à média observada para cada região do país.

A Figura 36 exibe os desvios esperados correspondentes aos percentis P_{10} e P_{90} para as médias mensais entre janeiro e dezembro para cada região do país, a fim de avaliar como o desempenho do modelo BRASIL-SR varia nos diferentes meses do ano. Obtêm-se assim, para cada mês do ano e região, um intervalo de valores com 80% de probabilidade de conter o viés mensal do modelo para um ponto escolhido aleatoriamente dentro daquela região. Estas informações foram disponibilizadas para auxiliar potenciais investidores a quantificar o risco associado às estimativas de geração obtidas a partir deste atlas.

A Tabela 5 apresenta os intervalos de percentis P_{10} e P_{90} relativos às médias mensais dos totais diários de irradiação global para cada região do Brasil.

VALIDAÇÃO DA IRRADIAÇÃO DIRETA NORMAL

Diferentemente da irradiação global horizontal, a validação da irradiação direta normal apresentou um desafio adicional devido à escassa base de dados observacionais disponíveis, limitando-se a pouco mais de 20 estações oriundas do Projeto SONDA, de instituições parceiras e de experimentos científicos de curta duração. Neste caso as métricas precisaram ser agrupadas nacionalmente (e não regionalmente) para que a robustez das análises fosse mantida. A Figura 37 ilustra em conjunto: (37a) as dispersões entre valores observados e modelados para as médias mensais dos totais diários de irradiação direta normal; (37b) os histogramas de desvio mensal; e (37c) os valores esperados de desvio mensal

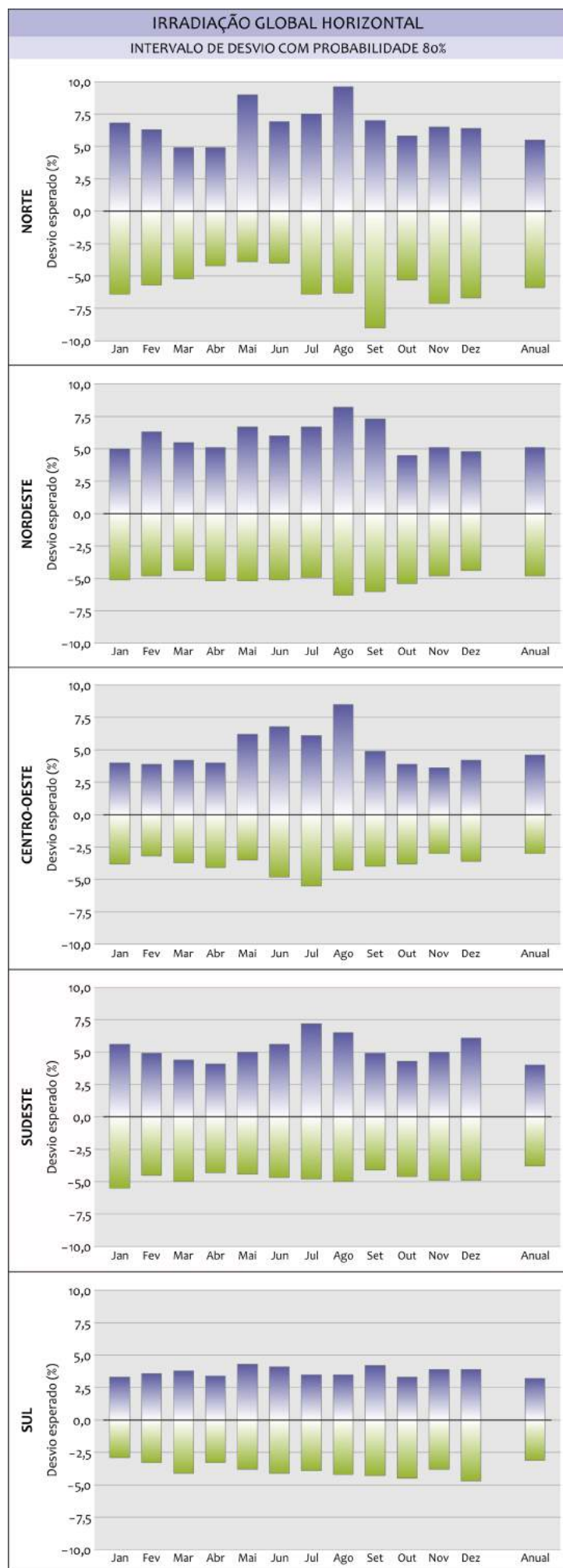


Figura 36. Intervalo entre os percentis P_{10} (verde) e P_{90} (azul) dos desvios dos totais diários de irradiação global horizontal para cada uma das regiões brasileiras.

Tabela 5. Desvios percentuais máximos para os percentis P_{10} e P_{90} para médias mensais dos totais diários de irradiação global horizontal para cada região brasileira.

Região		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Norte	P90	6,8	6,3	4,9	4,9	9,0	6,9	7,5	9,6	7,0	5,8	6,5	6,4	5,5
	P10	-6,4	-5,7	-5,2	-4,2	-3,9	-4,0	-6,4	-6,3	-9,0	-5,3	-7,1	-6,7	-5,9
Nordeste	P90	5,0	6,3	5,5	5,1	6,7	6,0	6,7	8,2	7,3	4,5	5,1	4,8	5,1
	P10	-5,1	-4,8	-4,4	-5,2	-5,2	-5,1	-4,9	-6,3	-6,0	-5,4	-4,8	-4,4	-4,8
Centro-Oeste	P90	4,0	3,9	4,2	4,0	6,2	6,8	6,1	8,5	4,9	3,9	3,6	4,2	4,6
	P10	-3,8	-3,2	-3,7	-4,1	-3,5	-4,8	-5,5	-4,3	-4,0	-3,8	-3,0	-3,6	-3,0
Sudeste	P90	5,6	4,9	4,4	4,1	5,0	5,6	7,2	6,5	4,9	4,3	5,0	6,1	4,0
	P10	-5,5	-4,5	-5,0	-4,3	-4,4	-4,7	-4,8	-5,0	-4,1	-4,6	-4,9	-4,9	-3,8
Sul	P90	3,3	3,6	3,8	3,4	4,3	4,1	3,5	3,5	4,2	3,3	3,9	3,9	3,2
	P10	-2,9	-3,3	-4,1	-3,3	-3,8	-4,1	-3,9	-4,2	-4,3	-4,5	-3,8	-4,7	-3,1
Médio	P90	4,9	5,0	4,6	4,3	6,2	5,9	6,2	7,3	5,7	4,4	4,8	5,1	4,5
	P10	-4,7	-4,3	-4,5	-4,2	-4,2	-4,5	-5,1	-5,2	-5,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,1

correspondente aos percentis P_{10} e P_{90} . Pode-se notar na Figura 37a que o desempenho do modelo nas estimativas mensais de irradiação direta normal é um pouco inferior ao obtido para a irradiação global, atingindo coeficiente de correlação (r) de 0,74 e raiz do erro quadrático médio (REQM) de 1245 Wh/m². Estas métricas referem-se à capacidade do modelo em estimar o total diário de irradiação direta normal para um ponto qualquer do território em um mês específico ao longo do período analisado.

Nota-se no histograma da Figura 37b que o viés anual do modelo para a irradiação direta normal é pequeno (-87 Wh/m²), embora apresente uma dispersão maior em torno do centro do gráfico, indicando uma incerteza maior do que a da irradiação global horizontal. Já a Figura 37c exibe os intervalos para os desvios relativos correspondentes aos percentis de 10% e 90% entre janeiro e dezembro. Nota-se que o desempenho do modelo é melhor nos meses de verão (dezembro a fevereiro) quando o intervalo máximo fica entre -14,6% e +15% da média mensal da irradiação direta normal. Nos meses de inverno este intervalo (com probabilidade de ocorrência de 80%) é maior e oscila entre -20,7% e +13,2%. Em valores absolutos esta incerteza do modelo tende a ser mais uniforme ao longo do ano, como mostra a Tabela 6, ficando a média anual restrita aproximadamente ao intervalo de mais ou menos 500 Wh/m².

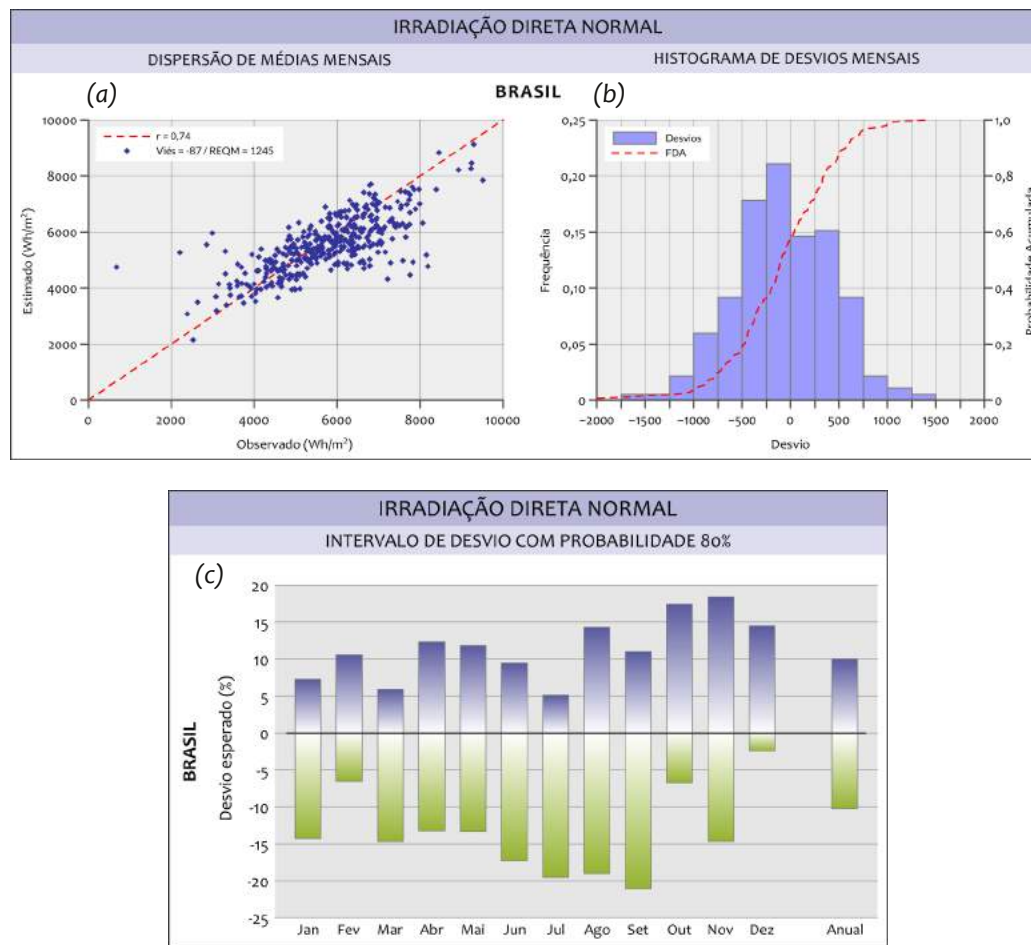


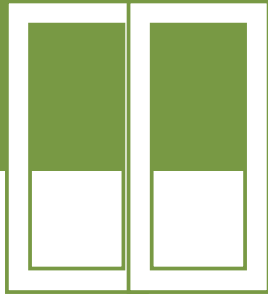
Figura 37. (a) Gráfico de Dispersão entre os valores observados e modelados para as médias mensais do total diário de irradiação direta normal para todo o país; (b) Histogramas e função de probabilidade acumulada para cada intervalo de desvio do modelo em relação a média observada para todo o país; (c) Desvios esperados para os percentis P_{10} (verde) e P_{90} (azul) entre as médias mensais modeladas e observadas para um ponto qualquer no Brasil.

Tabela 6. Desvios percentuais e absolutos máximos para os percentis P_{10} e P_{90} para médias mensais dos totais diários de irradiação direta normal no território brasileiro.

		Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Percentual (%)	P90	7,5	11,1	6,5	13,1	13,2	10,1	5,5	13,9	10,2	17,3	17,7	15	9,8
	P10	-14,6	-6,9	-16,1	-14,1	-14,8	-18,4	-20,7	-18,4	-19,5	-6,6	-14,1	-2,5	-10
Absoluto (Wh/m ²)	P90	364	527	294	616	592	474	257	715	552	872	920	724	501
	P10	-714	-325	-733	-660	-664	-862	-975	-950	-1052	-334	-732	-121	-511

Por ser esta variável extremamente sensível à nebulosidade esparsa comumente encontrada na atmosfera tropical, mais estudos e dados são necessários para aprimorar os algoritmos de partição entre irradiação direta e difusa utilizados no modelo satelital de transferência radiativa. Para tanto, deve-se ressaltar que isso só será possível se a rede solarimétrica específica de alta confiabilidade for ampliada e espacialmente distribuída, fornecendo dados das várias componentes da irradiação solar incidente, principalmente em regiões onde tais medidas ainda são inexistentes, como na região amazônica.

VARIABILIDADE INTERANUAL E TENDÊNCIAS



Este capítulo apresenta a variabilidade dos totais diários de irradiação solar incidente na superfície, assim como a tendência apresentada por estes valores ao longo do período entre 2005 e 2015. Os valores obtidos para o período entre 1999 e 2004 não foram considerados para esta análise por possuírem uma resolução espacial inferior e menor disponibilidade de imagens de satélite por dia. Em ambos os casos isso poderia introduzir tendências artificiais, adulterando as análises estatísticas apresentadas a seguir.

VARIABILIDADE INTERANUAL DA IRRADIAÇÃO SOLAR

A Figura 38 apresenta diagramas de caixa, conhecidos como “*boxplot*”, que permitem a comparação dos valores médios anuais dos totais diários de irradiação global horizontal e das respectivas variabilidades interanuais para cada uma das regiões brasileiras. O ponto marcado (losango laranja) representa o valor médio dos totais diários da irradiação global horizontal, enquanto a linha que divide a caixa representa a mediana (percentil P_{50}). Os retângulos coloridos indicam a variabilidade interanual (dispersão) para mais (percentil superior P_{75}) e para menos (percentil inferior P_{25}) em torno da mediana. Portanto, a caixa representa 50% dos dados. As barras verticais indicam os valores máximos e mínimos observados para a média do total diário da irradiação global horizontal. O percentil trata-se da divisão de uma amostra de dados ordenados em partes de 100 e nos permite inferir como um determinado valor está posicionado dentro de uma série de dados. O percentil P_{25} , por exemplo, indica o valor limite que divide a série temporal de modo que 25% dos dados são iguais ou estão abaixo desse valor, enquanto que 75% possuem valores superiores.

VARIABILIDADE INTERANUAL IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m²) MÉDIA ANUAL

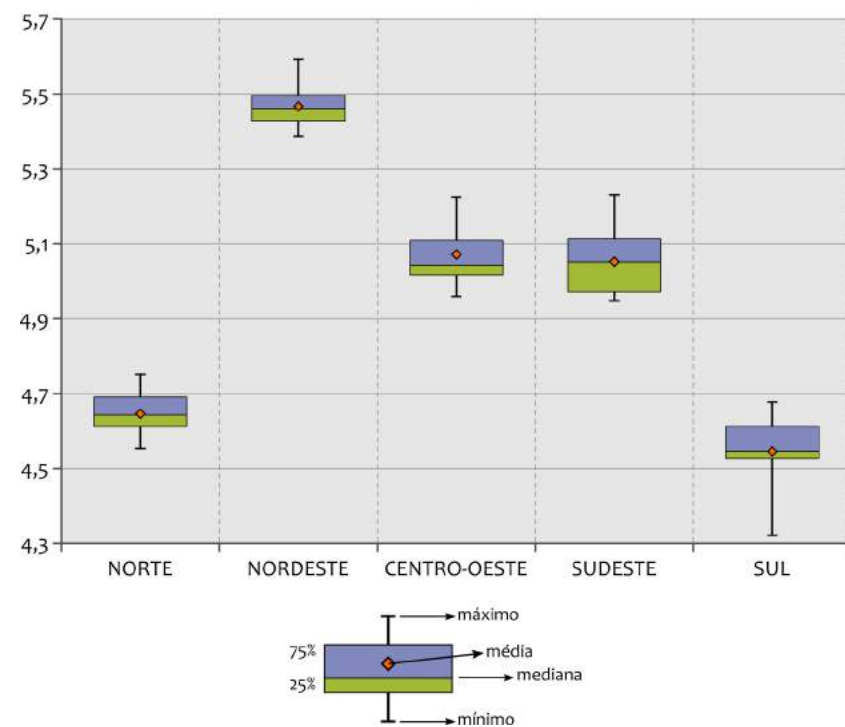


Figura 38. Variabilidade das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões do Brasil.

Analisando os gráficos, nota-se que a região Nordeste apresentou a menor variabilidade interanual, com valores extremos entre 5,39 e 5,59 kWh/m², e 50% das médias anuais contidas no intervalo entre 5,43 e 5,50 kWh/m². Na região Sul 50% das médias anuais apresentam valores entre 4,53 e 4,61 kWh/m², enquanto na Norte os valores médios anuais oscilam entre 4,61 e 4,69 kWh/m². A região Sudeste foi a que apresentou a maior variabilidade interanual, com médias entre 4,97 e

5,11 kWh/m² em 50% dos anos entre 2005 e 2015, embora os extremos (4,95 e 5,23 kWh/m²) apresentem amplitude menor que a da Região Sul.

A Figura 39 mostra a variabilidade interanual das médias sazonais dos totais diários de irradiação em cada região do Brasil. As regiões Norte e Nordeste apresentaram as menores variabilidades, principalmente no verão. Já as maiores variabilidades foram observadas na primavera e verão nas regiões Sul e Sudeste.

Os extremos superiores das médias sazonais dos totais diários da irradiação global horizontal foram encontrados durante o verão na região Sul (6,37 kWh/m²) e a primavera na região Nordeste (6,27 kWh/m²). O valor mínimo extremo foi verificado no inverno na região Sul (2,95 kWh/m²), uma vez que há um contraste mais acentuado entre as estações do ano em latitudes mais elevadas.

A variabilidade interanual da irradiação global horizontal é indicada pela amplitude das barras verticais observadas na Figura 39. A menor variabilidade é verificada no outono nas regiões Centro-Oeste e Sudeste, no inverno nas regiões Nordeste e Sul e no verão na região Norte. Já a primavera é o período do ano em que ocorre a maior variabilidade em quase todas as regiões do Brasil, com exceção do Sudeste, onde a maior variabilidade ocorre no verão.

Entretanto, considerando as áreas das caixas, onde estão 50% dos dados, é importante ressaltar que as menores amplitudes são encontradas na região Nordeste em todas as estações do ano. Isso também indica uma maior estabilidade na produção de energia empregando tecnologia solar ao longo de todo ano.

A análise espacial dos percentis é uma leitura interessante a ser feita. A Figura 40 mostra os valores de percentil P₂₅, tomando como referência a escala de tempo mensal para a série de dados de irradiação global horizontal. Em outras palavras, a figura mapeia os locais com 75% dos dias de irradiação acima dos valores indicados na escala de cores. Regionalizando estas análises, verifica-se que os menores valores do percentil P₂₅ da irradiação global ocorrem em abril na região Norte (entre 2,70 e 2,80 kWh/m²), em maio no Centro-Oeste (entre 3,30 e 3,40 kWh/m²) e em junho nas regiões Nordeste (entre 2,70 e 2,80 kWh/m²), Sudeste (entre 2,50 e 2,60 kWh/m²) e Sul (entre 1,20 e 1,30 kWh/m²). Os maiores valores do percentil P₂₅ são observados em setembro na região Norte (entre 5,30 e 5,40 kWh/m²), Nordeste (entre 6,80 e 6,90 kWh/m²) e Centro-Oeste (entre 5,50 e 5,60 kWh/m²) e, em dezembro, nas regiões Sudeste (entre 5,30 e 5,40 kWh/m²) e Sul (entre 6,70 e 6,80 kWh/m²).

É importante mencionar que, analisando a série anual de dados, os valores de percentil P₂₅ da irradiação global estão entre 3,50 e 5,60 kWh/m², com exceção da região Sul, conforme pode ser verificado na Figura 41. Ou seja, 75% dos dias apresentam totais diários de irradiação global horizontal acima desses valores.

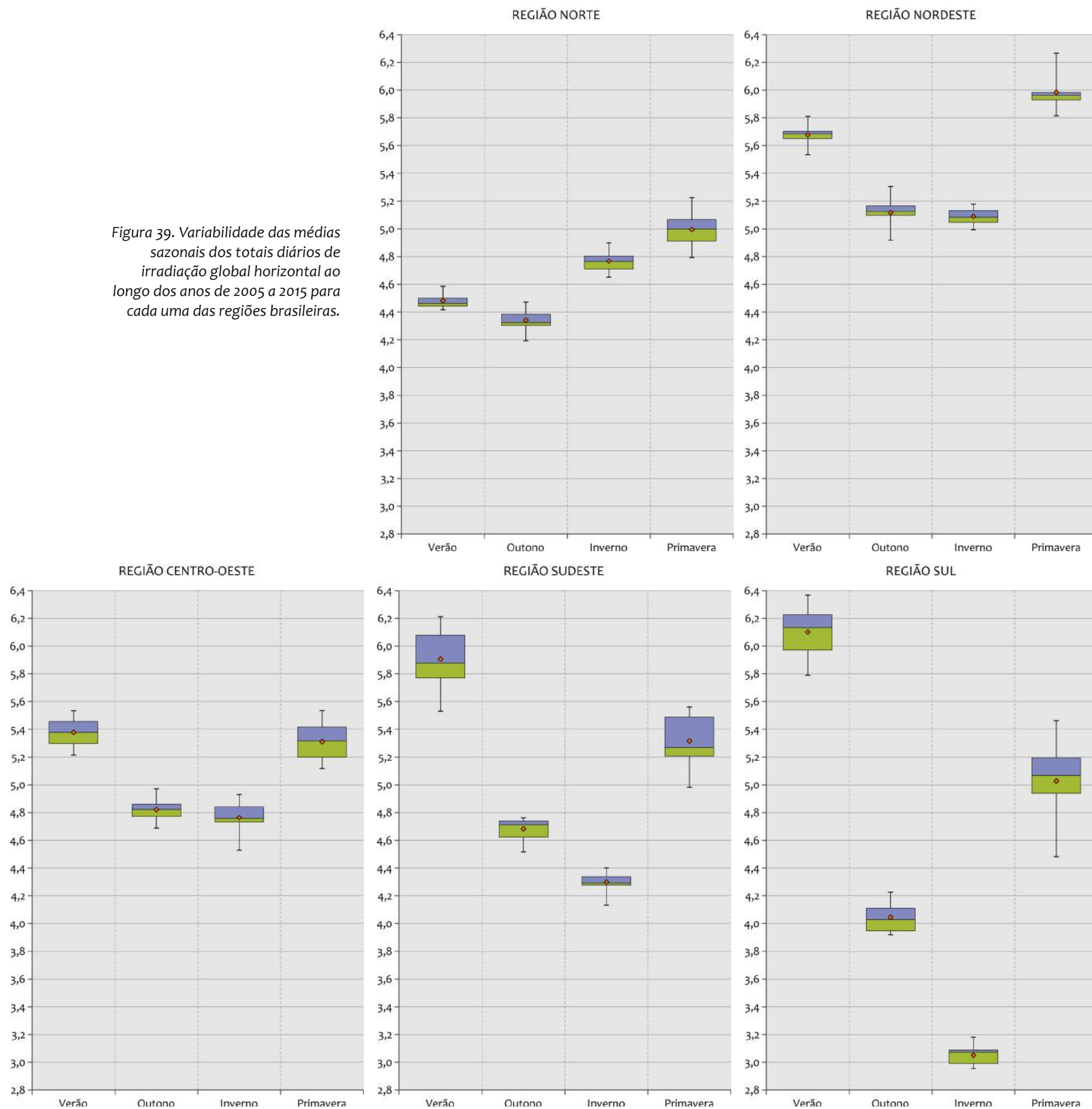
TENDÊNCIAS REGIONAIS

A Figura 42 (página 56) mostra as tendências das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo do período de estudo, determinadas pelo uso do método originalmente criado por Mann (1945) e reformulado por Kendall (1975). Os envelopes definidos pelas linhas pontilhadas indicam o intervalo de confiança de 95% no ajuste das tendências.

Na escala anual, verificou-se que todas as regiões apresentaram tendência significativa de aumento da irradiação global, com exceção da região Sul, onde o teste indicou redução da incidência de irradiação solar, porém sem significância estatística. Para as demais regiões, o teste indicou tendências de aumento da irradiação global com taxas de crescimento anual entre 10 e 20 Wh/m². Esse resultado, embora estatisticamente significativo, não permite inferir uma conexão com os efeitos das mudanças climáticas globais, visto que a série temporal de irradiação utilizada não abrange um período longo suficiente para uma análise conclusiva sobre essa tendência, podendo ela ser devida à variabilidade climática natural.

VARIABILIDADE INTERANUAL - MÉDIA DA IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m²)

Figura 39. Variabilidade das médias sazonais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões brasileiras.



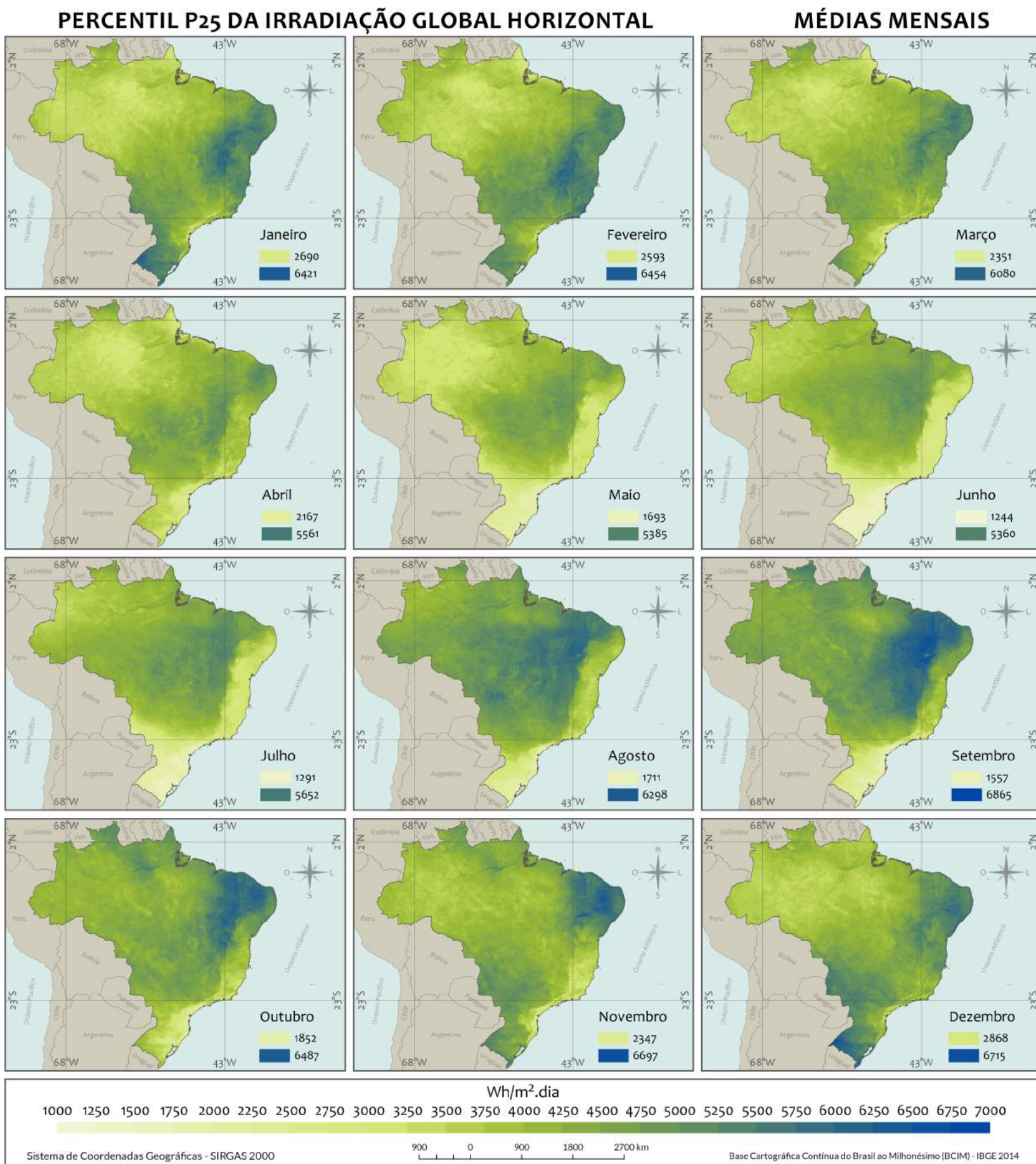


Figura 40. Mapas do percentil P₂₅ da irradiação global horizontal ao longo do ano para o território brasileiro.

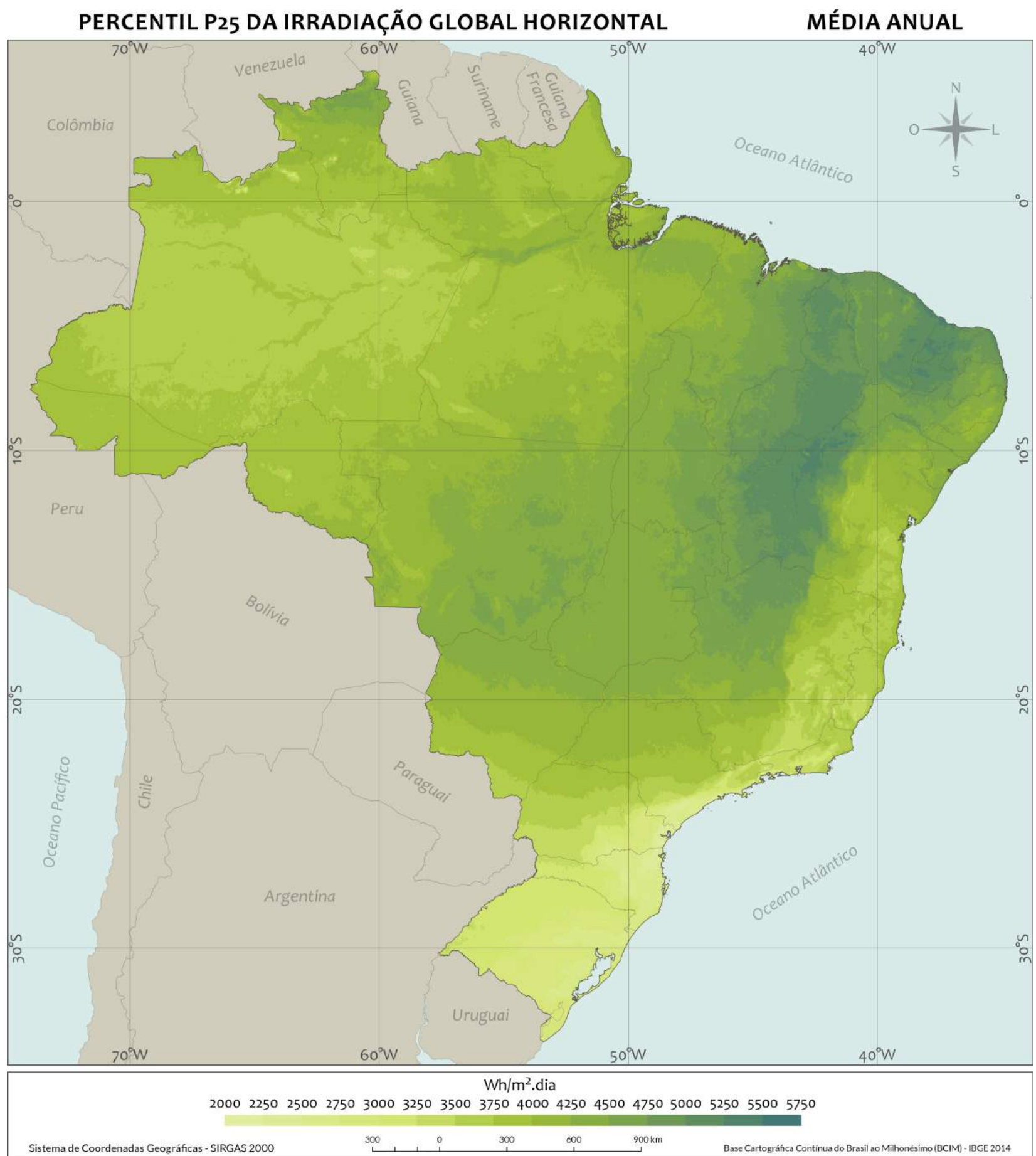


Figura 41. Mapa do percentil P₂₅ da irradiação global horizontal anual para o território brasileiro.

TENDÊNCIAS - MÉDIA DA IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m²)

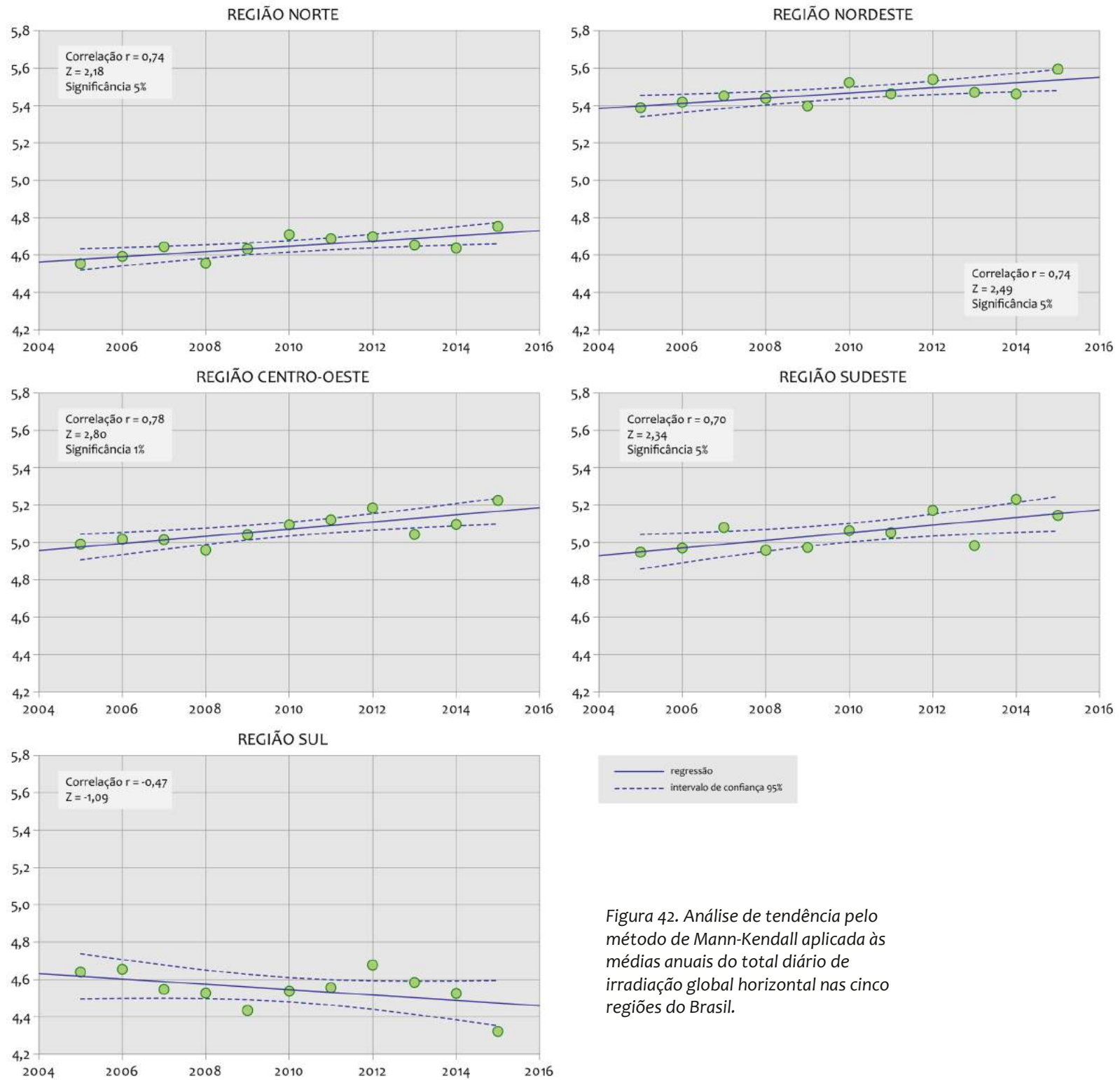


Figura 42. Análise de tendência pelo método de Mann-Kendall aplicada às médias anuais do total diário de irradiação global horizontal nas cinco regiões do Brasil.

CENÁRIOS E APLICAÇÕES DE ENERGIA SOLAR



POTENCIAL SOLAR TÉRMICO

Registros históricos indicam que desde o início da civilização o ser humano fez uso do Sol em diversas situações que iam desde necessidades de conforto térmico até a produção de alimentos. Com o tempo, o uso térmico da energia solar passou por uma série de avanços tecnológicos e atualmente é possível utilizá-la em distintas áreas que podem ser classificadas de acordo com a temperatura ou tipo de aplicação.

Nas temperaturas mais baixas, próximas à temperatura ambiente e chegando à faixa em torno dos 100°C, uma série de aplicações podem ser feitas (secagem, controle térmico de ambientes, processos que usam água aquecida), porém deve-se destacar o aquecimento de água para uso doméstico, que é a aplicação da energia solar mais difundida atualmente. À medida que temperaturas mais altas são necessárias, surgem possibilidades de aplicação como: processos industriais que demandam vapor, refrigeração, fornos, entre outras. Nesse caso, o maior destaque é dado à geração heliotérmica (termoelétrica a partir da energia solar), que aparece como uma das possibilidades futuras para a produção de energia elétrica em grande escala.

Aquecimento solar para uso doméstico

O uso da energia solar para aquecimento de água a temperaturas abaixo de 100°C é, atualmente, a aplicação mais difundida no Brasil, principalmente em substituição a sistemas de aquecimento elétrico (chuveiros) ou a gás. Isso se deve ao fato da tecnologia para conversão de energia solar em energia térmica ser bastante simples e amplamente disponível no mercado brasileiro, com diversos fornecedores e fabricantes, além da viabilidade econômica facilmente atingida em bons projetos. Incentivos governamentais são indutores do uso em larga escala de sistemas de aquecimento solar residencial. Entre eles podem ser destacados: isenção de impostos,

obrigatoriedade de uso em determinadas situações, oferta gratuita de equipamentos através de programas de eficiência energética da ANEEL e programas de moradias de interesse social como o Minha Casa Minha Vida. Diversos trabalhos (Abreu et al., 2004; Salazar et al., 2005; Napolini e Rüther, 2011; Giglio e Lamberts, 2016) apresentam resultados obtidos a partir de medições em sistemas instalados em conjuntos habitacionais e comprovam a eficácia do uso desse tipo de tecnologia. A Figura 43 mostra um condomínio residencial de interesse social, onde o sistema de aquecimento solar fez parte dos equipamentos padrão instalados em cada uma das unidades.



Figura 43. Vista das unidades habitacionais unifamiliares do Residencial Vista Bela (Londrina – PR) com sistemas de aquecimento solar compactos instalados (cortesia: Thalita Giglio).

Considerando apenas o setor residencial, os gastos com aquecimento de água chegam a 24% do total de energia elétrica consumida (ELETROBRAS, 2007). Chuveiros elétricos, cuja potência pode exceder os 6000 W, contribuem com a elevação da demanda no horário de ponta, concentrado normalmente entre 18:00 e 21:00 horas (3 horas consecutivas, de acordo com a curva de carga da concessionária de energia). Isso aumenta a demanda total de energia do Sistema Interligado Nacional e,

consequentemente, implica em altos custos de expansão dos sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição para atender um equipamento com alta potência e baixo tempo de uso durante o dia (baixo fator de carga).

Do ponto de vista econômico, a viabilidade do aquecimento solar no Brasil está fortemente associada ao custo da energia normalmente usada para o aquecimento de água. A predominância do uso do chuveiro elétrico no Brasil faz com que sua substituição por aquecedores solares implique diretamente na economia de energia elétrica, cujo custo é elevado e altamente variável em função da disponibilidade de recursos hídricos. A escassez de chuvas em determinados períodos provoca a elevação do custo da energia elétrica e demanda a racionalização do seu uso. Com base nesse aspecto, o aquecimento solar configura-se como uma das melhores alternativas para aquecimento doméstico de água, tanto do ponto de vista econômico, como na melhoria da eficiência do uso de energia. O maior problema no uso em larga escala de sistemas de aquecimento solar no Brasil está associado a dois fatores principais: a falta de conscientização da população e o investimento inicial relativamente elevado quando comparado ao equipamento mais usado, o chuveiro elétrico. Iniciativas de “gerenciamento pelo lado da demanda”, como a tarifação horária (Tarifa Branca), e o rebate/financiamento de sistemas também podem colaborar com a maior disseminação dos sistemas de aquecimento solar.

A capacidade total mundial instalada de aquecedores solares em 2016 ultrapassou os 456 GWth (gigawatt térmico), correspondendo a aproximadamente 652 milhões de metros quadrados de coletores instalados (Figura 44). A China é atualmente o mercado para novas instalações, com predominância do uso da tecnologia de coletores de tubos evacuados. Em termos mundiais, além dos coletores de tubo evacuados, também são bastante utilizados os coletores convencionais de placa plana com cobertura de vidro e os coletores poliméricos ou abertos, como pode ser observado na Figura 45. Apesar do Brasil ter a terceira maior capacidade total instalada de sistemas de aquecimento solar, em valores per capita ocupa apenas a 30ª posição. Isso indica haver muito espaço para crescimento desse mercado, visto que em valores per capita o país está atrás de diversos outros onde a disponibilidade do recurso energético solar é bem menor. Essas informações e maiores detalhes sobre o mercado global de aquecimento solar podem ser obtidos no relatório *Solar Heat Worldwide*, publicado anualmente pela *International Energy Agency* (IEA) (Weiss et al., 2017).

Metodologias para projeto e análise econômica de sistemas de aquecimento solar fornecem resultados bastante confiáveis e estão disponíveis em diferentes graus de

complexidade. As incertezas dos resultados obtidos também estão associadas à disponibilidade de informações precisas do recurso energético solar disponível em cada região. Com o uso dessas metodologias é possível não só estimar o desempenho de sistemas de aquecimento solar para pontos específicos, como fez Passos (2011), mas também construir cenários para o uso em larga escala de sistemas de aquecimento solar. Uma das metodologias mais usadas para isso é o método *F-Chart* (Duffie e Beckmann, 2013) que permite estimar o desempenho de sistemas de aquecimento solar a partir de valores médios mensais de irradiação solar. Essa metodologia apresenta limitações quando comparada aos casos reais brasileiros, pois usa sistemas com circulação forçada em vez de circulação natural (termossifão) que são mais comuns no Brasil. Apesar disso, a metodologia é adequada para a construção de cenários e os valores médios da economia anual de energia diferem pouco dos resultados obtidos com simulações detalhadas na maioria dos casos.

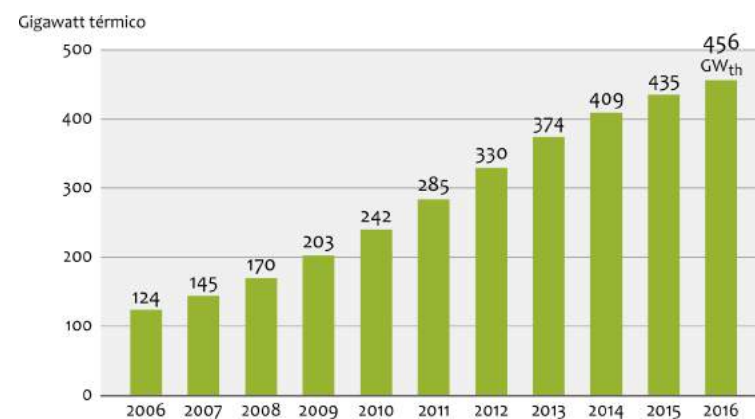


Figura 44. Capacidade em operação da energia térmica solar global, 2006-2016 (IEA - Weiss et al., 2017).

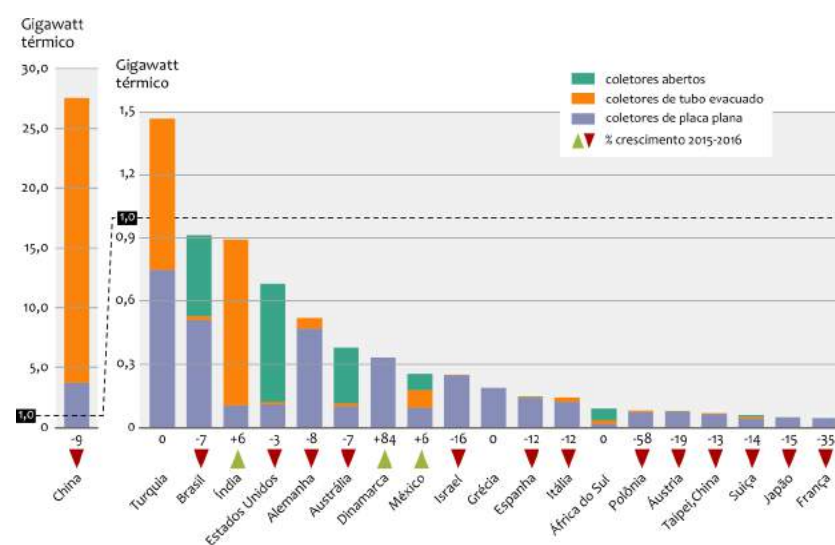


Figura 45. As 20 maiores capacidades totais de coletores solares em operação em 2016 (IEA - Weiss et al., 2017).

Para a criação de qualquer cenário econômico é necessário partir de parâmetros como custo do equipamento, custo da energia auxiliar, taxas diversas, inflação, etc. Esses valores, porém, variam muito ao longo dos anos, levando à imprecisão das estimativas feitas. Por isso, optou-se por apresentar um cenário de desempenho de um sistema típico no Brasil. Considerou-se o uso de:

- coletor de placa plana com cobertura de vidro (curva de eficiência conforme Mauthner et al., 2015);
- volume do reservatório igual ao volume de água consumido diariamente;
- relação entre volume do reservatório e área de placa 75 litros/m²;
- consumo diário de 300 litros de água aquecida a 40°C;
- a temperatura da água fria equivale à média mensal da temperatura ambiente local.

Calculando a produção anual de energia em relação à área de coletores obtém-se um parâmetro que pode ser facilmente transformado em resultado financeiro, considerando o preço de um sistema completo e a tarifa local de energia. Os resultados obtidos consideram o uso de um sistema padrão para todo o país e, portanto, melhores resultados podem ser obtidos analisando individualmente cada região. A Figura 46 mostra que uma maior produção anual de energia térmica por área de coletor instalada não está necessariamente nas regiões de maior incidência de irradiação solar. Isso ocorre porque a demanda de energia térmica é maior em regiões de clima mais frio (Figura 47), fazendo com que o potencial de aquecimento do sistema seja melhor aproveitado. Para as regiões de clima mais quente, o sistema adotado nessa simulação fica superdimensionado, pois é capaz de fornecer mais energia térmica do que necessária. Isso também comprova a necessidade de dimensionar o equipamento de acordo com as características climáticas locais. Nas regiões Sudeste e Sul, a maior demanda de energia exige equipamentos maiores, o que faz com que os custos específicos dos componentes complementares do sistema sejam menores, trazendo maior retorno financeiro a essas regiões. Por outro lado, o correto dimensionamento em climas mais quentes permite uma redução de custo que pode tornar atraente economicamente sistemas de aquecimento solar, principalmente os de grande porte. É interessante também observar o menor desempenho dos equipamentos na região Norte provocado pela alta nebulosidade.

Obviamente, toda essa discussão é afetada pelos preços cobrados pela energia elétrica, que é diferente de acordo com a concessionária prestadora do serviço e ajustado anualmente pelo agente regulador de acordo com os PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL, 2011).

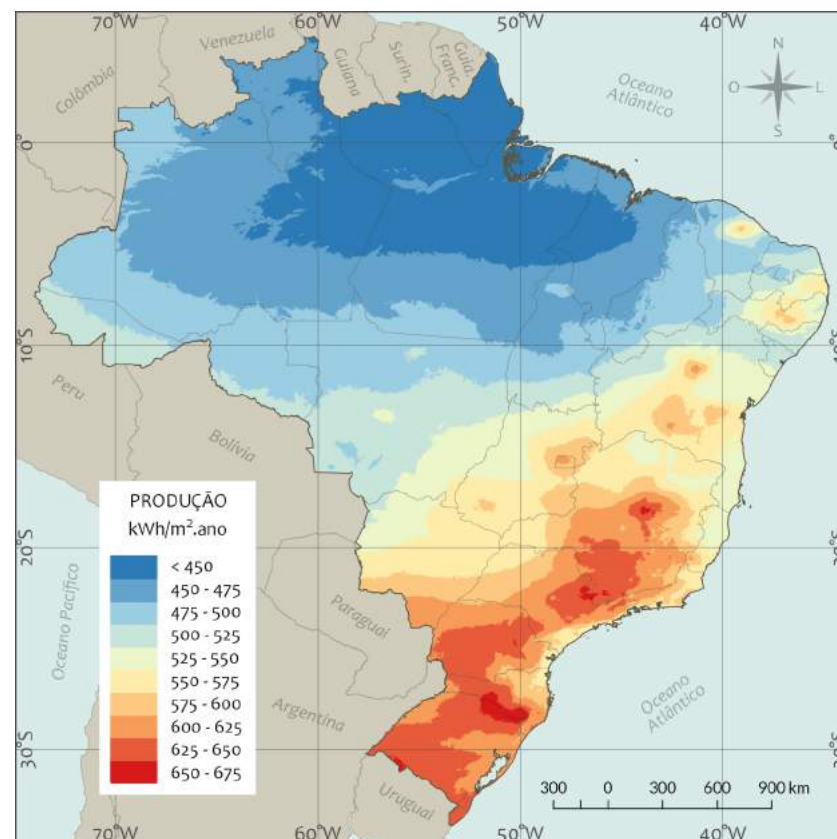


Figura 46. Produção anual de energia térmica por área de coletor solar instalada utilizando um sistema de referência (reservatório = consumo diário = 300 litros; relação reservatório/área de placa = 75 litros/m²; temperatura de consumo = 40°C).

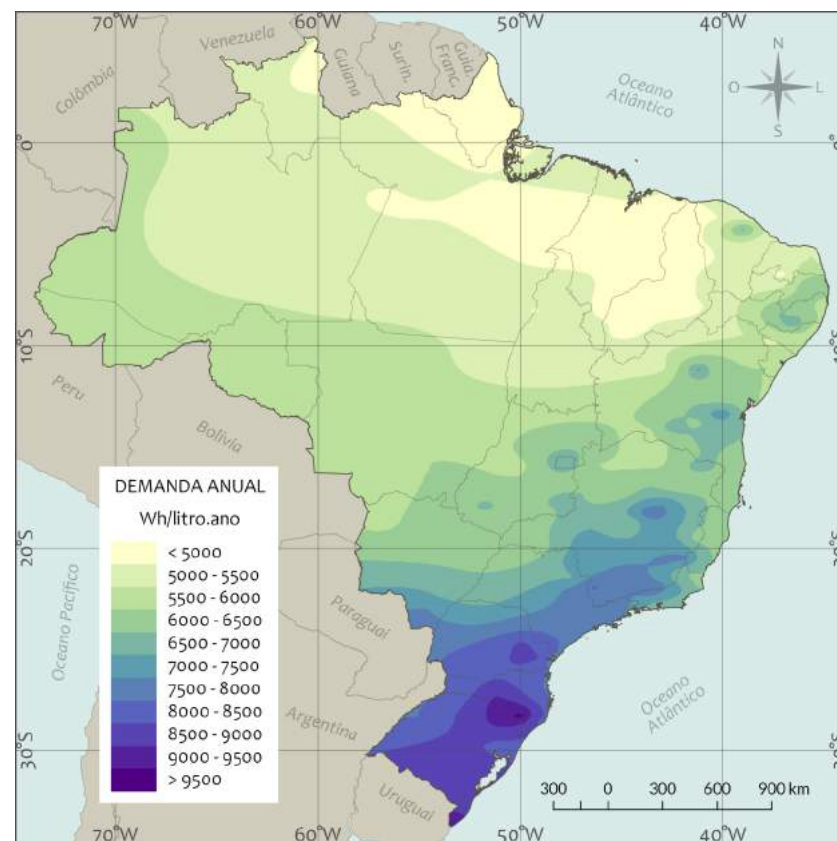


Figura 47. Demanda anual de energia térmica por litro de água aquecida a 40°C.

Geração de energia elétrica heliotérmica

A geração de energia elétrica a partir do aproveitamento térmico da energia solar pode ser nomeada de diferentes formas. O termo mais usado mundialmente é “*Concentrated Solar Power – CSP*”, que foi adaptado para português como energia solar térmica concentrada, ou simplesmente energia heliotérmica. Diferentes tecnologias de concentração da irradiação solar podem ser usadas, o que implica em diferentes temperaturas e, conseqüentemente, diferentes eficiências termodinâmicas de conversão de energia térmica em potência útil.

A concentração da energia solar só acontece com a irradiação solar direta. Em geral, locais com uma disponibilidade de irradiação solar anual acima de 2000 kWh/m² e baixa nebulosidade apresentam potencial para geração heliotérmica (Schlecht e Meyer; 2012). No Brasil, tais valores anuais estão praticamente restritos à região do semiárido nordestino, como já detalhado por Martins et al. (2012). As estimativas apresentadas neste Atlas confirmam as observações anteriores, como pode ser visto na Figura 48, porém a série mais longa de dados indica uma área maior com potencial adequado, embora uma área localizada ao sul da Região Centro-Oeste tenha apresentado valores inferiores aos encontrados anteriormente. Essa maior abrangência espacial leva à discussão sobre a possibilidade de outras aplicações da energia solar, o que será detalhado mais adiante.

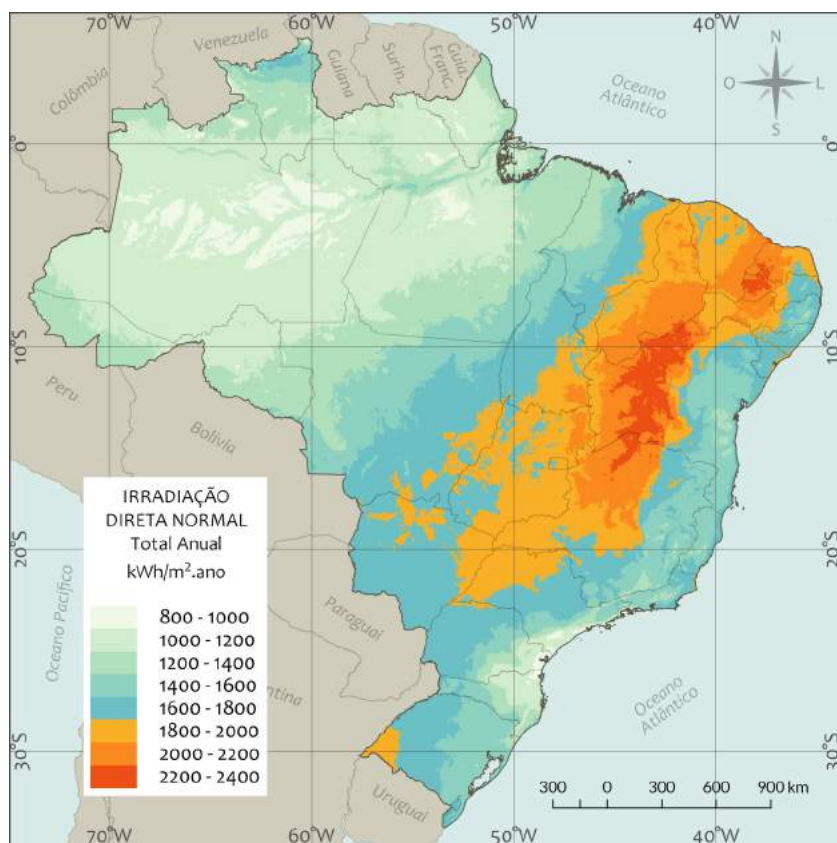


Figura 48. Mapa do total anual de irradiação solar direta normal com destaque para regiões com maior potencial de aproveitamento da energia solar concentrada.

Com relação às tecnologias mais promissoras para a absorção da energia solar, existem dois grupos principais de coletores solares: os de concentração linear e os de concentração bidimensional. Os concentradores lineares aumentam a densidade de fluxo da irradiação sobre uma linha onde localiza-se o dispositivo absorvedor da energia solar. As principais tecnologias de concentradores lineares são os coletores parabólicos (*parabolic troughs*) e os coletores Fresnel (*linear Fresnel collectors*). A tecnologia de coletores parabólicos é atualmente a mais difundida em usinas para geração termoelétrica a partir da energia solar, como pode ser visto na Figura 49. Sistemas bidimensionais concentram os raios solares sobre um ponto aumentando a densidade de fluxo de irradiação e permitindo temperaturas de trabalho mais altas e, conseqüentemente, melhor eficiência de conversão do ciclo termodinâmico para geração de potência. Discos concentradores (parabólicos ou cilíndricos) e torres centrais são as principais tecnologias usadas para esse tipo de aplicação. As torres concentradoras têm se mostrado promissoras. O uso dessa tecnologia em usinas de porte comercial já está devidamente comprovado como, por exemplo, na usina Gemasolar na Espanha (19,9 MW), a primeira a conseguir gerar energia elétrica por 24 horas ininterruptas (Burgaleta et al., 2011). Outro exemplo é Ivanpah nos EUA, atualmente a maior usina em operação, com 392 MW de capacidade instalada (Bright Source Energy, 2017). A Figura 50 apresenta uma usina heliotérmica com torre central onde pode-se observar a torre e o campo de heliostatos (espelhos).



Figura 49. Coletores solares parabólicos.
Fonte: divulgação Noor I, Marrocos.

Um grande diferencial da geração heliotérmica de eletricidade é a possibilidade de armazenamento a baixo custo. Sistemas de armazenamento com óleo ou sais fundidos permitem a geração de eletricidade mesmo durante períodos de nebulosidade ou noturnos. Isso facilita o controle do despacho da energia elétrica produzida para a rede de distribuição, possibilitando atender à demanda independente da disponibilidade instantânea de irradiação solar.

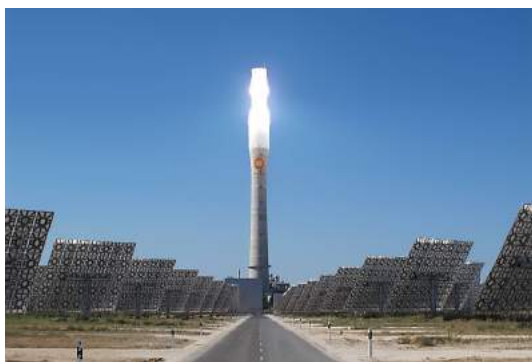


Figura 50. Usina heliotérmica com torre central Gemasolar, Espanha (Burgaleta et al., 2011).

Outras aplicações da energia solar térmica

O número de aplicações da energia solar é muito abrangente se forem considerados todos os níveis de temperatura e demandas de energia. Essas aplicações vão desde processos agropecuários, passando pela cocção de alimentos, a dessalinização de água, uma ampla gama de processos industriais e até mesmo a refrigeração e climatização.

Entre as aplicações que exigem baixa temperatura, destacam-se as atividades agropecuárias, muitas delas feitas com tecnologia rudimentar e baixo custo de equipamentos. O setor agropecuário tem importante papel econômico no Brasil, sendo responsável por uma parcela significativa do PIB e ocupando destaque ainda maior quando considerados os valores relativos às exportações. O setor é altamente superavitário na balança comercial, sendo, portanto, necessário buscar melhoria contínua dos processos produtivos para garantir a liderança internacional em vários produtos. O uso da energia solar poderia ser mais intenso e agregar mais tecnologia, principalmente no que tange à secagem, aquecimento de ambientes para criação de animais e desinfecção de produtos. É importante ainda ressaltar que, atualmente, a fonte de calor para parte desses processos é a queima de combustíveis não renováveis e sua substituição diminuiria substancialmente sua pegada ecológica.

A cocção de alimentos e a dessalinização de água podem ser aplicações interessantes da energia solar, principalmente em regiões áridas e remotas como o sertão nordestino. As tecnologias para essas aplicações já existem, porém, principalmente no que tange à dessalinização solar, altos investimentos e baixa produtividade fazem com que seja necessário maior desenvolvimento para viabilizar uma escala de produção.

O uso da energia solar para produção de calor de processo no setor industrial talvez seja o potencial mais imediato, mas é ainda pouco explorado. O calor de processo pode ser necessário nos mais diversos níveis de temperatura e em várias situações mais de um nível de temperatura é necessário ao mesmo tempo. Por isso, as aplicações industriais podem ser simples, ou adquirir um grau de complexidade bastante elevado, como nos sistemas de poligeração, onde diferentes usos da energia acontecem simultaneamente. No caso da poligeração, uma visão holística de todos os processos se faz necessária. Analisando as oportunidades de uso de energia térmica solar, muitas vezes surge a possibilidade de substituição pelo uso de rejeitos térmicos. Dessa forma, em muitas situações, a engenharia envolvida no aproveitamento da energia solar no setor industrial é complexa, porém a correta análise caso a caso pode comprovar a viabilidade técnica econômica, sendo essa área um terreno fértil para a inovação tecnológica.

O uso da energia solar térmica para a produção de frio, conhecido como refrigeração solar (*solar cooling*), é uma tecnologia bastante promissora, visto que as temperaturas necessárias não são muito altas e podem ser obtidas por coletores planos convencionais de alto desempenho ou coletores concentradores de pequeno porte. Várias tecnologias podem ser usadas (Kima e Infante Ferreira, 2007), porém destacam-se os sistemas resfriadores por absorção, que, dependendo da configuração e solução de trabalho, utilizam fontes de calor pouco abaixo de 100°C para sistemas de efeito simples e entre 120 e 270°C para sistemas de duplo e triplo efeito (Häberle, 2012). A escolha da tecnologia mais adequada para cada caso depende não apenas da disponibilidade de energia solar, mas também do clima da região. No caso de sistemas que precisam de temperaturas mais altas para funcionar, o uso de coletores concentradores é necessário, solução que se adequa apenas a locais com altos índices de irradiação direta. Outra vantagem da refrigeração solar é que existe uma coincidência entre os picos de demanda de energia de sistemas de condicionamento de ar e a intensidade de irradiação solar. Mesmo quando é necessário algum deslocamento entre o acúmulo da energia térmica e a necessidade de resfriamento, é possível armazenar facilmente tanto na forma de calor para uso posterior no sistema de absorção, como na forma de frio que pode ser usado diretamente no sistema de distribuição de ar condicionado. Um exemplo de instalação pode ser visto na Figura 51, onde um sistema com concentradores lineares tipo Fresnel é usado para climatizar um protótipo de arena esportiva no Qatar (Zahler et al., 2011).



Figura 51. Campo de coletores concentradores de uma instalação de refrigeração solar em uma arena esportiva em Doha, Qatar (Zahler et al., 2011).



É importante lembrar que todas as aplicações citadas anteriormente podem ter uma variação sazonal de uso. Exemplificando, as demandas para produção agrícola estão muito associadas a períodos de plantio e de colheita, onde as necessidades de energia são distintas. Nesses casos, a simples avaliação de mapas médios anuais do recurso solar não é suficiente para a construção de cenários econômicos do uso da energia solar e recomenda-se analisar individualmente cada caso, pois é possível que inúmeras aplicações economicamente viáveis sejam identificadas a partir do conhecimento mais detalhado da disponibilidade do recurso solar. Um processo que exige maior temperatura e a necessidade de coletores concentradores pode coincidir com a época do ano onde se tem a maior disponibilidade de irradiação direta, viabilizando o uso desse tipo de coletor. Em situações que exigem informações ainda mais precisas, como no detalhamento de projetos ou na operação de sistemas, é necessário compreender inclusive a variabilidade diária ou instantânea da irradiação solar, pois esta pode afetar muito a dinâmica de funcionamento do sistema e tem importância fundamental sobre o dimensionamento de componentes complementares como os sistemas de armazenamento.

Outra maneira de viabilizar o uso da energia solar é usá-la de forma complementar às fontes convencionais. Principalmente no setor industrial, a variabilidade dessa forma de energia faz com que ela enfrente resistência devido ao uso já consolidado das fontes convencionais. A substituição gradual agrega confiabilidade à energia solar e permite que o setor se aproprie da nova tecnologia com um risco menor, permitindo que novas alternativas sejam testadas sem comprometer a viabilidade econômica do processo industrial.

Analisando os mapas da distribuição da irradiação solar global no Brasil (encontrados no Capítulo 8), observa-se que todo o território brasileiro recebe elevada irradiação, porém em geral abaixo dos níveis necessários para produção de calor a altas temperaturas durante todo o ano. Para isso é necessário um número alto de horas de insolação direta e, com exceção do semiárido nordestino, todas as regiões brasileiras apresentam períodos com alta nebulosidade e chuvas. Pode-se afirmar que em todo o território brasileiro há condições para produção de calor para o setor industrial e agropecuário em temperaturas abaixo de 100°C , o que engloba uma ampla gama de processos. Há também a possibilidade de atender os processos acima de 100°C se considerarmos o uso da energia solar para pré-aquecimento. O mapa de irradiação solar direta apresentado anteriormente na Figura 48 possui uma área em destaque com irradiação anual acima de 1800 Wh/m^2 , que, apesar de não atingir intensidade suficiente para geração heliotérmica, pode ser utilizada em diversas aplicações de geração de calor para processo. Essa faixa, que vai desde o Nordeste do Brasil, espalhando-se pela região Centro-Oeste e interior da região Sudeste, engloba tanto regiões de forte produção industrial e agrícola quanto áreas densamente povoadas e desenvolvidas economicamente, o que torna o desenvolvimento de novas tecnologias de uso da energia solar bastante interessante.

POTENCIAL FOTOVOLTAICO

A geração fotovoltaica de energia elétrica tem um grande potencial no Brasil, como indica o mapa da Figura 52. No local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo. O mapa mostra o rendimento energético anual máximo (medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada) em todo o território nacional, tanto para usinas de grande porte centralizadas e instaladas em solo, como para a geração fotovoltaica distribuída integrada em telhados e coberturas de edificações. A taxa de desempenho médio anual de 80% foi adotada para simplificar a análise e representa o desempenho de um gerador solar fotovoltaico bem projetado e instalado com equipamentos de boa qualidade e etiquetados pelo INMETRO. A concentração populacional é também mostrada através dos círculos azuis espalhados pelo território brasileiro nesta figura. A Figura 53 mostra a sazonalidade da distribuição deste potencial de geração em 12 mapas mensais, onde se percebe como a distribuição da geração se comporta mês a

mês em cada região. É importante notar que nos meses de verão, principalmente de dezembro a março, a geração é máxima nos estados do extremo Sul e Sudeste do Brasil e coincide com os máximos de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS para essas regiões. Neste contexto e por sua natureza distribuída, a geração solar fotovoltaica tem também um grande potencial de contribuição para a redução dos picos de demanda dos sistemas de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN. Nos próximos anos, com o aumento da penetração da geração solar fotovoltaica por todo o Brasil, a geração de eletricidade próxima ao ponto de consumo deverá ser reconhecida pelo sistema elétrico como um dos principais atributos desta tecnologia de geração. Com a acentuada redução de custos experimentada pela tecnologia fotovoltaica nos últimos anos, o cenário vem ficando cada vez mais favorável à sua adoção em escala crescente.

Geração solar fotovoltaica centralizada

As usinas de grande porte, tipicamente instaladas em solo sobre estruturas metálicas inclinadas fixas, ou com seguimento da trajetória aparente do Sol em um eixo, têm sido localizadas principalmente nas regiões Nordeste, Centro-Oeste e também no Sudeste do Brasil. Essas regiões apresentam os maiores rendimentos médios anuais, como mostra a Figura 52. Na medida em que essas áreas e os respectivos sistemas de transmissão de energia tenderem à saturação ou necessitem de investimentos mais vultosos para acomodar capacidades instaladas crescentes, outras regiões do Brasil passarão a ser competitivas, notadamente o Sul e Sudeste do país, por dois motivos principais: (i) as distâncias aos grandes centros de consumo são menores, (ii) a grande concentração de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) ocorre nestas regiões e (iii) maior disponibilidade de pontos de conexão à rede sem necessidade de novas linhas de transmissão. O oeste dos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul apresenta índices de irradiação média anual excelentes nos meses de verão e, em algumas regiões, até acima da média de muitos locais onde inicialmente vêm sendo instaladas as usinas fotovoltaicas de grande porte no Brasil. Em termos de cenários futuros, pode-se esperar que usinas de grande porte também venham a ser instaladas nessas regiões, espalhando a geração fotovoltaica centralizada por todo o país.

Geração solar fotovoltaica distribuída

A geração distribuída (GD), tipicamente urbana e integrada em telhados e coberturas de edificações, tem,

desde o início de sua utilização no Brasil, um caráter bastante pulverizado por todo o território nacional. Sua adoção é tanto mais viável quanto mais cara for a tarifa de eletricidade convencional da distribuidora local e quanto maior for o índice de irradiação anual da região. A demanda crescente de energia elétrica, representada pelo uso crescente de aparelhos de ar-condicionado, vem alterando o perfil de consumo e demanda no Brasil. Ano a ano os valores máximos de demanda são registrados nos meses de verão e no horário entre 12 e 15 horas, com excelente coincidência com a disponibilidade de radiação solar para a geração fotovoltaica. O mapa do potencial mostrado na Figura 52 revela uma ótima coincidência entre a concentração de municípios e população brasileira e a distribuição da disponibilidade de irradiação anual. Com a queda acentuada dos preços dos geradores solares fotovoltaicos nos últimos anos, sua adoção por todo o território brasileiro é crescente e atingiu crescimento exponencial a partir do final de 2016. Gerar eletricidade solar no telhado de uma residência é cada vez mais competitivo com os preços e tarifas de energia elétrica convencionais e cada vez mais as distribuidoras de energia vêm reconhecendo a tecnologia solar fotovoltaica muito mais como uma oportunidade do que como um risco (perda de receita). Financiar os ativos da geração de energia elétrica nunca foi papel do consumidor final e as concessionárias distribuidoras de energia no Brasil pouco a pouco começam a entender que por serem detentoras do sistema de distribuição, têm por isso já um contrato com o consumidor final. Neste contrato, as distribuidoras podem simplesmente estender a oferta dos serviços de fornecimento de energia através da instalação (e dos serviços de operação e manutenção) de um gerador fotovoltaico no telhado das unidades consumidoras e compartilhar com o consumidor final os benefícios da geração solar distribuída e conectada junto ao ponto de consumo. As distribuidoras de energia locais são, portanto, o caminho natural de entrada no Brasil da geração solar fotovoltaica distribuída e a oferta desta tecnologia por parte das próprias concessionárias distribuidoras deve tomar um grande impulso no país, na medida em que os benefícios da tecnologia vão sendo compreendidos pelo setor.

Potencial e perspectivas da geração fotovoltaica distribuída (GD)

Desde o início de sua comercialização, a energia elétrica tem sido fornecida a consumidores residenciais, comerciais, industriais e públicos por meio de geração centralizada e complexos sistemas de transmissão e distribuição (T&D). Sem peças móveis, de manutenção mínima, sem produzir ruído ou qualquer tipo de poluição e utilizando a energia

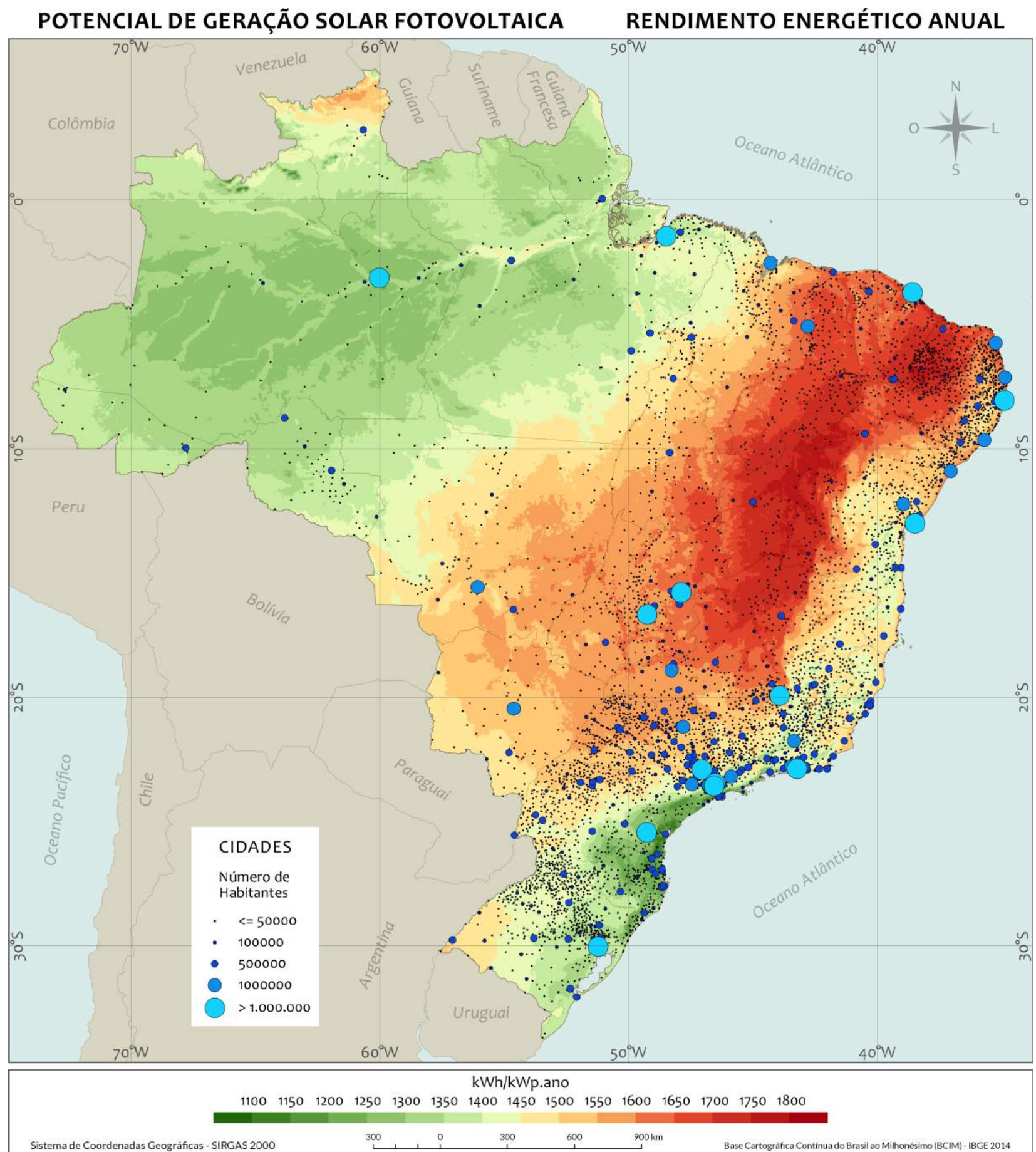


Figura 52. Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos e distribuição da população brasileira nas cidades.

POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

RENDIMENTO ENERGÉTICO MENSAL

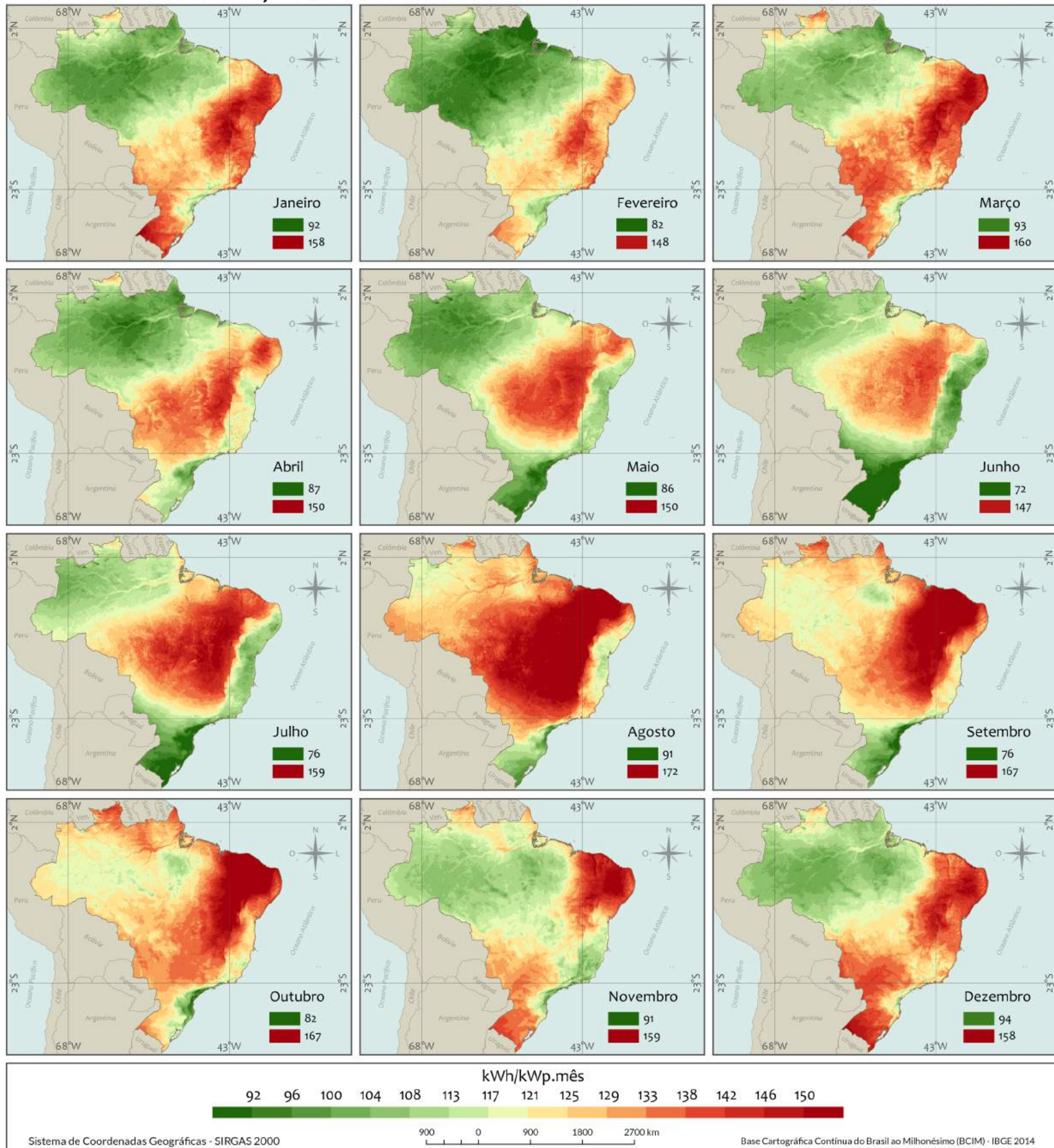


Figura 53. Sazonalidade do potencial de geração solar fotovoltaica para os 12 meses do ano, em termos de rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.mês no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos.

praticamente inesgotável do Sol, geradores solares fotovoltaicos integrados às edificações e conectados à rede elétrica pública vêm crescendo em importância e aplicação em todo o mundo. Os assim chamados Edifícios Solares Fotovoltaicos integram à sua fachada ou cobertura painéis solares que geram, de forma descentralizada e junto ao ponto de consumo, energia elétrica pela conversão direta da luz do Sol e podem servir ao mesmo tempo como material de revestimento. Geradores deste tipo injetam na rede elétrica pública qualquer excedente de energia gerado (para consumo futuro) e, por outro lado, utilizam a rede elétrica como uma imensa bateria de *backup* em períodos noturnos, ou quando a quantidade de energia fotogerada não é suficiente para atender a instalação consumidora. Países como Alemanha, Austrália, Estados Unidos e Inglaterra fazem isso há mais tempo e já somam mais de cinco milhões de telhados solares, enquanto no Brasil a soma ao final de 2016 recém ultrapassava os cinco mil.

No Brasil, somente a partir de 2012 a agência reguladora ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) estabeleceu as regras e a regulamentação para a assim chamada micro e minigeração. Através da Resolução Normativa 482/2012, o Brasil adotou o mecanismo de compensação de energia, em que um telhado solar pode ser conectado na rede elétrica pública através da Unidade Consumidora (UC) e injetar o excedente na rede elétrica como se ela fosse uma bateria de capacidade infinita, acumulando créditos a serem compensados em kWh. O limite de potência contemplado pela REN 482/2012 era de 1000 kWp em 2012 e em 2016 este limite foi ampliado pela REN 687/2015 para até 5000 kWp por UC (o que equivale ao consumo médio de mais de mil residências de classe média no Brasil). Os créditos de energia injetados na rede elétrica têm validade de 60 meses para serem compensados.

Também a partir de 1º de março de 2016, com a REN 687/2015, a ANEEL revisou a regulamentação e estendeu a abrangência dos telhados solares para os conceitos de condomínio, consórcio, cooperativa e também autoconsumo remoto. Com isso, quem mora em apartamento e não tem um telhado para “solarizar” pode agora gerar eletricidade solar em outro local (por exemplo numa chácara ou casa de praia de sua propriedade) e utilizar os créditos de energia gerados em seu apartamento na cidade, desde que dentro da área de concessão da distribuidora. Pode-se também constituir um condomínio, cooperativa ou consórcio e instalar um gerador comunitário em local distinto do ponto de consumo de qualquer dos condôminos, cooperativados ou consorciados. Com esta flexibilização, a ANEEL estima que até 2024, no Brasil, terão sido instalados mais de 1,2 milhão de geradores solares

fotovoltaicos dentro desta classificação de micro e minigeração distribuída e com potência máxima de 5 MWp. A maior parte desses geradores será instalada em edificações, com os painéis integrados ao telhado ou à fachada da edificação onde a energia gerada será consumida, fazendo uso do atributo mais importante desta elegante forma de gerar eletricidade: a geração solar fotovoltaica dispersa e distribuída, disponível em qualquer lugar do país.

Grandes empresas de energia, integradoras e instaladoras de sistemas solares fotovoltaicos começam também a oferecer mecanismos de financiamento, através dos quais um cliente pode pedir a instalação de um telhado solar em sua residência e pagar o custo desta instalação com a economia de energia que o gerador solar proporciona. Com os custos crescentes das tarifas residenciais e os preços em queda dos telhados solares, esta opção fica cada vez mais interessante para o consumidor. Pesquisas em desenvolvimento na Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (www.fotovoltaica.ufsc.br) identificaram situações em que módulos solares fotovoltaicos utilizados como material de revestimento de prédios de escritório podem justificar-se economicamente pelo custo evitado na substituição de materiais de revestimento de fachadas como vidro, granito ou ACM (*aluminium composite material*). Com a redução de custos que a tecnologia fotovoltaica vem experimentando, mais e mais aplicações de integração na edificação passam a ser economicamente viáveis, até mesmo em casos onde a exposição solar não é a ideal, seja pela orientação (fora do norte verdadeiro) ou inclinação (fora da latitude e até em fachadas verticais), ou por obstáculos que projetam sombras sobre o gerador solar.

Em todos estes casos, o conhecimento da irradiação solar incidente no plano dos painéis solares fotovoltaicos é fundamental para o correto dimensionamento do gerador integrado na edificação (telhado ou fachada) e a correta estimativa da quantidade de energia que o mesmo pode gerar anualmente. Neste contexto, esta nova versão do Atlas Brasileiro de Energia Solar apresenta um considerável refinamento em relação à versão anterior, tanto na melhoria da resolução espacial das médias mensais dos totais diários de irradiação solar, como na ampliação da série histórica de dados utilizados para consolidar essas médias. O novo Atlas proporciona, assim, maior precisão e menores incertezas associadas à estimativa da disponibilidade do recurso solar em todo o território nacional.

As figuras 54 a 57 mostram exemplos de geradores solares fotovoltaicos integrados a edificações urbanas residenciais e comerciais.



Figura 54. Casa Eficiente Eletrosul em Florianópolis-SC, com um gerador solar fotovoltaico de 2 kWp integrado em seção do telhado orientado para o norte verdadeiro e inclinado a 27 graus (equivalente à latitude de Florianópolis).



Figura 55. Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina em Florianópolis-SC, com 100 kWp de geradores solares fotovoltaicos integrados nas coberturas dos prédios e também do estacionamento.



Figura 56. Edifício Sede da Eletrosul em Florianópolis-SC, com geradores solares fotovoltaicos integrados na cobertura do prédio e nos estacionamentos, somando 1 MWp de potência.



Figura 57. Integração de gerador solar fotovoltaico sobre a edificação administrativa da Usina Termoelétrica a Gás EDF Norte Fluminense, em Macaé-RJ, com 320 kWp de potência.

Potencial e perspectivas da geração fotovoltaica centralizada de grande porte

Geradores solares fotovoltaicos instalados em estruturas metálicas montadas no solo, em grandes usinas centralizadas localizadas em áreas de grande disponibilidade de radiação solar, têm também um grande potencial de aplicação no Brasil. A partir dos leilões específicos de energia fotovoltaica promovidos pelo Governo Federal a partir de 2014, usinas de grande porte (centenas de MWp) vêm sendo contratadas em lotes que tipicamente ultrapassam 1 GWp de potência por leilão. Diferentemente da geração distribuída, que vem se espalhando por todas as regiões do Brasil, a geração solar fotovoltaica centralizada tem se concentrado nas áreas mais ensolaradas do país, onde, além da disponibilidade do recurso solar, também o custo da terra deve ser levado em conta. Usinas fotovoltaicas centralizadas de grande porte apresentam duas configurações típicas: sistemas fixos, com os arranjos de módulos solares fotovoltaicos orientados ao norte verdadeiro e tipicamente inclinados entre 10 e 20 graus, e sistemas com seguimento da trajetória aparente do Sol, em um ou dois eixos. Os sistemas com seguimento em dois eixos são mais complexos e de mais alto custo, sendo pouco utilizados no Brasil. Os sistemas com seguimento em um eixo (no sentido Leste-Oeste) são mais baratos e os mais comuns nos projetos brasileiros. No primeiro leilão específico de energia solar fotovoltaica realizado em 2014, a maior fração das usinas contratadas (68%) era composta por sistemas fixos. Já no terceiro leilão específico, realizado em 2015, a maioria das usinas (90%) apresentou projetos com seguimento em um eixo (EPE, 2016). A acentuada redução de

preços que a tecnologia fotovoltaica experimentou nos últimos dez anos vem se refletindo em custos cada vez mais competitivos das usinas solares de grande porte em comparação com a geração convencional. A continuação desta tendência deve resultar na adoção crescente desta tecnologia no Brasil.

Ao longo dos dez anos que separam a primeira desta segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, os cenários internacional e brasileiro dos custos e das aplicações da geração solar distribuída e centralizada mudaram consideravelmente:

- o preço dos módulos solares fotovoltaicos sofreu queda de mais de dez vezes nestes dez anos (de cerca de US\$ 3,90/Mp em 2006 para menos de US\$ 0,39 em 2016);
- esta redução de preços mudou o foco da instalação de geradores fotovoltaicos, que se transferiu da Europa para a China, EUA e vários países mais ensolarados da África, Oriente Médio, América Latina e Australásia;
- houve uma transição das pequenas instalações residenciais para as grandes usinas centralizadas e em 2016 mais de 75% das instalações solares fotovoltaicas foram usinas de porte superior a 20 MWp;
- no Brasil, a publicação da REN 482/2012 e os leilões específicos para a fonte solar promovidos pelo Governo Federal a partir de 2014 deram início à integração desta fonte no planejamento e na expansão do sistema elétrico nacional, que vem experimentando crescimento exponencial nos últimos anos.

A Figura 58 mostra um exemplo de usina solar fotovoltaica centralizada de grande porte.



Figura 58. Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul em Tubarão-SC, com potência instalada de 3 MWp e utilizando três tecnologias fotovoltaicas distintas.

Perspectivas com os veículos elétricos e as redes inteligentes (*smart grids*)

Veículos elétricos (VE) já são uma realidade em diversos países e farão parte também do cenário urbano brasileiro nos próximos anos. A utilização de VEs gera novas demandas por energia elétrica, que podem ser supridas pela geração solar fotovoltaica em área equivalente àquela ocupada pelo veículo estacionado. Assim, um VE pode estar conectado a um gerador solar fotovoltaico carregando sua bateria tanto quando estacionado na residência do proprietário, como em seu local de trabalho, ou até no estacionamento de um supermercado ou shopping center. Neste conceito, ao final de uma jornada de trabalho, o proprietário do VE pode retornar a sua residência com um veículo cuja bateria dispõe de uma quantidade considerável de energia. A carga remanescente pode ser utilizada na sua residência durante o horário de ponta do setor elétrico, no momento em que o proprietário conecta seu VE a uma tomada elétrica inteligente da residência (Drude et al., 2014; Rüther et al., 2015). Este conceito, ilustrado na Figura 59, em breve fará parte da realidade também no Brasil e é internacionalmente conhecido por V2G (do inglês *vehicle-to-grid*), quando o fluxo de energia se dá da bateria do VE para a rede elétrica. Passado o horário de ponta e com o VE ainda conectado na mesma tomada, a rede inteligente da residência comanda o fluxo de energia reverso G2V (do inglês *grid-to-vehicle*), que irá carregar completamente a bateria do VE ao longo das horas da madrugada, quando o sistema elétrico nacional é ocioso e (em ambiente de Tarifa Branca) o preço da energia para o proprietário do VE é o mais baixo possível. Ao longo do dia, geradores solares fotovoltaicos, integrados aos telhados, coberturas e fachadas das edificações urbanas, geram a eletricidade necessária para atender às novas demandas de energia elétrica representadas pela nova frota de VEs. As redes inteligentes permitem que todos estes conceitos sejam utilizados simultaneamente e irão potencializar sobremaneira a geração solar fotovoltaica distribuída (GD), integrada em edificações urbanas de todo o tipo.

Na maior parte dos centros urbanos, o uso de aparelhos de ar-condicionado e os chuveiros elétricos são os responsáveis pelos picos de demanda elétrica que ocorrem entre as 14 e as 21 horas (Naspolini et al., 2010; Naspolini & Rüther, 2011). No horário de ponta, as distribuidoras de energia impõem sobre os consumidores comerciais e industriais tarifas mais altas, de modo a reprimir a demanda e evitar o colapso do sistema de distribuição de energia. Tanto a geração solar fotovoltaica como o aquecimento solar podem ser utilizadas para atenuar estes picos. Adicionalmente e no contexto de redes inteligentes, os VEs se apresentam tanto como nova demanda de energia, que precisa ser gerada de alguma maneira, quanto também como

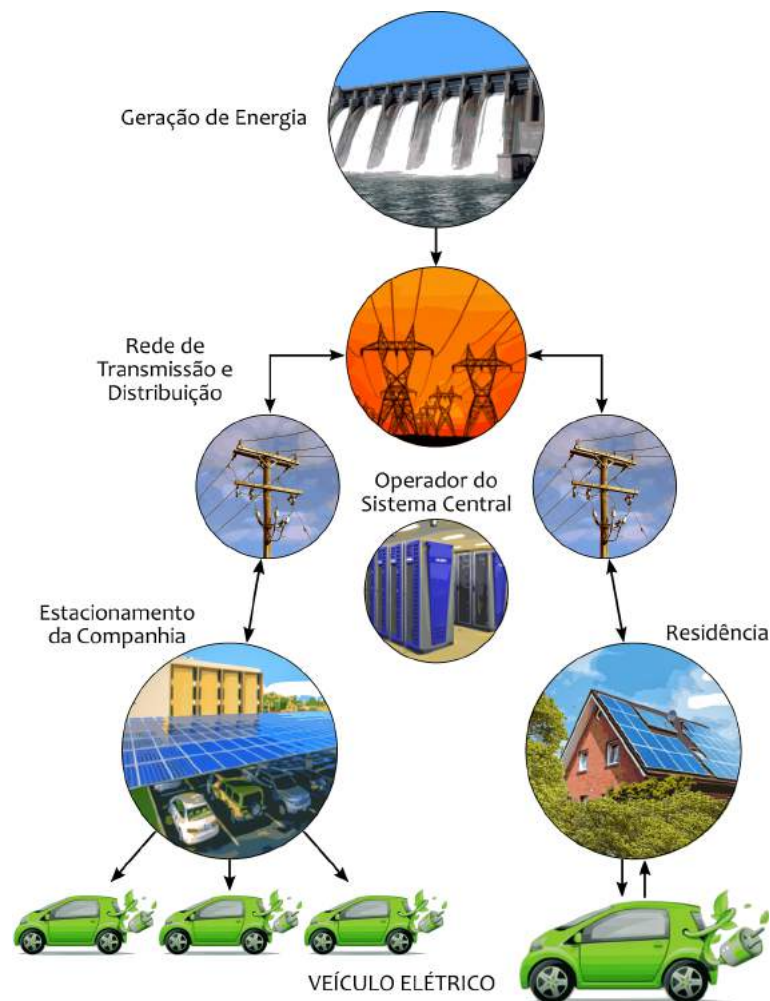


Figura 59. Diagrama esquemático da utilização da geração solar fotovoltaica integrada a telhados urbanos e de veículos elétricos atuando tanto como cargas quanto como fontes de energia em um ambiente de rede inteligente (smart grid).

repositórios de energia (através de sua bateria), que pode ser utilizada em horários de ponta para atenuar picos de demanda da distribuidora.

Para ilustrar como os VEs podem, em conjunto com as redes inteligentes, atuar na otimização do sistema elétrico, considere a Figura 60, que mostra a curva de carga típica de um alimentador do sistema de distribuição urbano de eletricidade de uma região metropolitana brasileira (Rüther et al. 2011). Neste exemplo, a distribuidora de energia necessita prover uma infraestrutura adicional, cara e complexa, para atender um período curto de cinco horas entre as 17:30 e as 22:30 horas. Esta capacidade adicional permanece ociosa pela maior parte do dia e representa custos que são repassados aos consumidores como uma componente da tarifa de energia. As baterias de VEs podem acumular a energia solar fotovoltaica ao longo do período do dia em que estão estacionados para atender tanto o seu funcionamento como meio de transporte quanto suprir parte da demanda no horário de ponta do sistema elétrico nacional. A rede

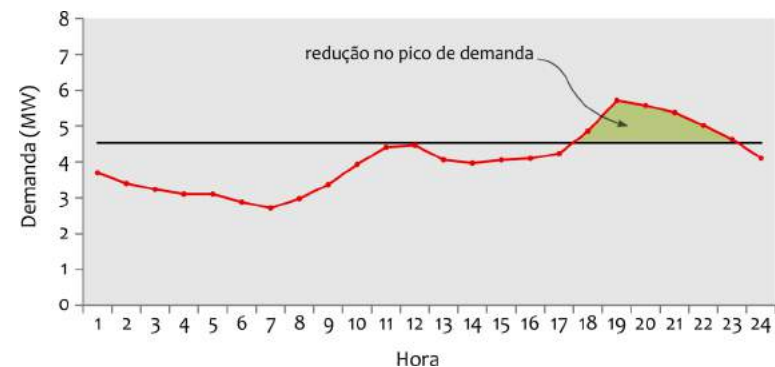


Figura 60. Curva de carga típica do alimentador urbano TDE05 do sistema de distribuição de Florianópolis-SC, Brasil. Com estratégias de V2G em um contexto de redes inteligentes, uma frota de EVs pode oferecer suporte à rede reduzindo o pico de demanda (área verde), enquanto que a geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas pode fornecer a eletricidade adicional necessária para a recarga das baterias desta frota de EVs.

inteligente é essencial para gerenciar os fluxos de energia, de carga e descarga de baterias, ao longo do dia. Assim, pode-se dizer que as redes inteligentes de energia potencializam e otimizam o uso da geração solar fotovoltaica.

A Figura 61 mostra um exemplo de como a utilização simultânea de todas estas estratégias pode contribuir na redução do pico de demanda de energia elétrica de um alimentador urbano típico do sistema de distribuição de energia de uma região metropolitana.

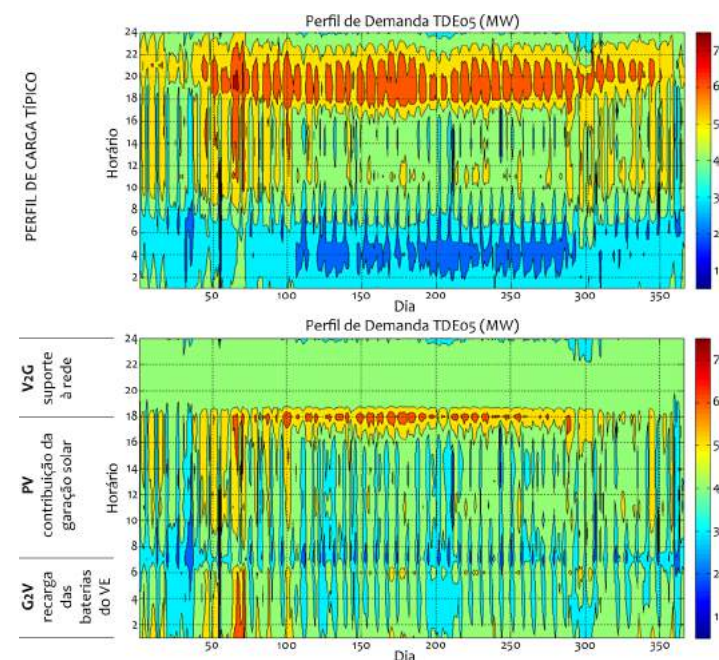


Figura 61. Perfil de carga de um alimentador típico de um sistema de distribuição urbana (superior) e (inferior) com a utilização de suporte V2G + geração solar fotovoltaica (PV) e recarga de VE's (G2V) durante a noite. No horário de ponta do setor elétrico os VE's potencializam a utilização do sistema de distribuição urbana de eletricidade.

As figuras 62, 63 e 64 mostram exemplos de veículos elétricos de pequeno e grande porte, que em breve farão parte do cenário urbano e para os quais a geração solar fotovoltaica pode contribuir de forma a atender completamente as novas demandas por energia elétrica. Assim, são potencializadas tecnologias benígnas através dos VEs e da geração solar fotovoltaica, que não somente eliminam a emissão de poluentes e reduzem o ruído das cidades, como também geram de forma mais limpa e renovável estes novos volumes de energia elétrica em um contexto em que as redes inteligentes de energia são o principal vetor.



Figura 62. Ônibus elétrico e veículo elétrico de pequeno porte, ambos dotados de baterias de íons de lítio e alimentados por energia solar fotovoltaica.



Figura 63. Veículo elétrico de pequeno porte estacionado sob telhado solar fotovoltaico.



Figura 64. Veículo elétrico de pequeno porte estacionado sob telhado solar fotovoltaico em prédio público.

CONSIDERAÇÕES FINAIS



O campo de pesquisa de meteorologia da energia no Brasil está avançando rapidamente, seguindo o progresso dos recursos de energias renováveis para geração de energia. Ele responde às necessidades futuras da demanda nacional de energia frente aos compromissos assumidos pela aprovação no Congresso Nacional da NDC brasileira (Contribuição Nacionalmente Determinada) apresentada na Assembleia Geral da ONU pela Presidente da República em 2016 (NDC, 2016). Entre esses compromissos está a participação de 45% de energias renováveis na matriz energética e a obtenção de ganhos de 10% de eficiência no setor elétrico. Nesse contexto, a energia solar entra como um importante protagonista.

Esta edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar constitui, assim como sua edição anterior, uma importante contribuição do LABREN e seus colaboradores no campo da meteorologia da energia. O uso de modelos numéricos, sejam eles estatísticos ou físicos, para estimar e avaliar potenciais locais para instalação de plantas de aproveitamento do recurso solar, já está bastante consolidado na comunidade acadêmica. Este Atlas utilizou o que há de mais moderno em termos da integração entre sensoriamento remoto, modelos físicos e técnicas estatísticas para mapear o recurso solar no país, com baixos índices de incerteza e grande confiabilidade.

Contudo, deve-se ressaltar que dados solarimétricos medidos em superfície são essenciais não somente para o desenvolvimento e ajustes de modelos como também para o pós processamento das estimativas produzidas. Neste Atlas, os dados coletados em superfície possibilitaram estimar as incertezas associadas à metodologia adotada na modelagem numérica e a eliminação de desvios sistemáticos. Isto demonstra a importância do esforço realizado por instituições como o INMET e o INPE para a operação e manutenção de redes de coleta de dados meteorológicos e solarimétricos.

Os dados medidos em campo se restringiram à rede meteorológica do INMET, à rede SONDA e algumas estações solarimétricas de instituições parceiras. Os dados medidos em

campo se restringiram àqueles que foram aprovados no rigoroso controle de qualidade que atende aos requisitos de alta confiabilidade estabelecidos pela BSRN antes de sua utilização no pós processamento dos dados gerados pelo modelo numérico. Infelizmente, o Brasil possui uma rede solarimétrica espacialmente limitada e com distribuição heterogênea. Como exemplo, dentre os dados utilizados, apenas 12% dos dados solarimétricos aprovados pelo controle de qualidade estão na região amazônica que, no entanto, corresponde a 65% do território nacional. A escassez da base de dados de irradiação direta normal é ainda maior, uma vez que as estações meteorológicas do INMET não realizam a aquisição dos dados dessa componente da radiação solar.

Esta edição ampliada e revisada do Atlas, além dos mapas de irradiação solar com parâmetros de incerteza bem inferior a sua versão anterior, fornece importante avaliação sobre similaridade entre a distribuição de probabilidade dos valores medidos e observados, estudos de tendências e de variabilidade dos recursos solares. Pode-se destacar a efetiva melhoria nos parâmetros de incerteza desta edição comparados aos da edição anterior, apresentados na Tabela 7.

Tabela 7. Evolução dos parâmetros de incerteza desta edição do Atlas com relação a primeira versão.

Irradiação	Parâmetro	Atlas 2006	Atlas 2017
Global Horizontal	REQM	13,5%	8,2%
	Viés	5,6%	0,2%

Destaca-se também o significativo aumento do número de anos de dados satelitais utilizados para a elaboração dessa edição. A base de imagens de satélite perfaz 17 anos contra 10 anos da versão anterior, sendo que a nova base de imagens apresenta uma frequência temporal de uma hora ou menos, fato que permitiu uma melhor avaliação da

variabilidade temporal da energia solar incidente no território brasileiro, além de possibilitar a obtenção de séries horárias de longo período.

Uma consequência importante da ampliação na base de dados foi a constatação de que a tendência temporal de redução dos níveis de irradiação solar global encontrada na primeira versão do Atlas era apenas um artefato da baixa frequência temporal dos dados de satélite utilizados. A tendência temporal apresentada nessa nova versão indica um crescimento dos níveis de irradiação em todas as regiões brasileiras, exceto para a região sul.

Com o rápido avanço da penetração das tecnologias de aproveitamento dos recursos de energia solar, esse novo Atlas surge em um momento oportuno como uma fonte de informação de qualidade reconhecida e fidedigna acerca da disponibilidade do recurso solar no Brasil. A qualidade da metodologia utilizada, empregando dados de satélite, na média de 17 anos, constitui uma importante base de dados complementar à das medições locais pelo período de um ano, conforme exigido pela legislação brasileira para a participação em leilões de energia solar. Os níveis de incerteza associados aos dados fornecidos pelo Atlas, embora ainda superiores às incertezas associadas aos dados medidos em superfície, possibilitam prever o recurso solar de longo prazo em um sítio proposto, relacionando as medidas de uma campanha de medição de curto prazo através de técnicas de MCP (*Measure-Correlate-Predict*) em sítios candidatos a sediarem usinas solares fotovoltaicas, por exemplo.

A Figura 65 apresenta o valor médio anual do total diário de irradiação solar para as cinco regiões brasileiras. A região Nordeste apresenta o maior potencial solar, com valor médio do total diário da irradiação global horizontal de 5,49 kWh/m² e da componente direta normal de 5,05 kWh/m². As regiões Sudeste e Centro-Oeste apresentam totais diários próximos para a irradiação global horizontal em torno de 5,07 kWh/m². A irradiação global média no plano inclinado na região Sudeste apresentou total diário de 5,26 kWh/m², enquanto na região Centro-Oeste apresentou 5,20 kWh/m². Os valores relativamente mais baixos da irradiação solar na região Norte se justificam pelas características climáticas desta região, onde a nebulosidade frequente reduz a irradiância solar que incide na superfície. Com isso a irradiação global média nos planos horizontal e inclinado apresenta valores próximos aos obtidos para a região Sul e a irradiação direta normal fica inferior à de todas as outras regiões do país. A média espacial da irradiação acumulada ao longo do ano também é apresentada na Figura 65.



Figura 65. Síntese dos níveis de irradiação solar por região.

Esse trabalho destacou o alto nível e a baixa variabilidade da irradiação solar do país em comparação, por exemplo, com o que se observa em países onde essa tecnologia já está bem estabelecida, como Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França. A Figura 66 compara a variabilidade da irradiação global horizontal média mensal nas cinco regiões brasileiras com esses países. A comparação é feita na forma de *box-plot*, com as caixas representando 50% dos valores, as linhas verticais os valores máximos e mínimos e os losangos vermelhos as médias. Conclui-se que o Brasil apresenta níveis bastante elevados de irradiação solar com uma variabilidade mensal muito mais baixa, indicada pela altura das caixas. A região Nordeste do Brasil supera até mesmo os países ibéricos em termos de irradiação solar média mensal, com a característica de possuir uma variabilidade mensal bem inferior. A região Sul apresenta características mais similares às encontradas nesses países europeus, particularmente no que se refere a variabilidade mensal, já que se encontra em latitudes mais altas e, portanto, com maiores diferenças na duração do dia entre as estações do ano.

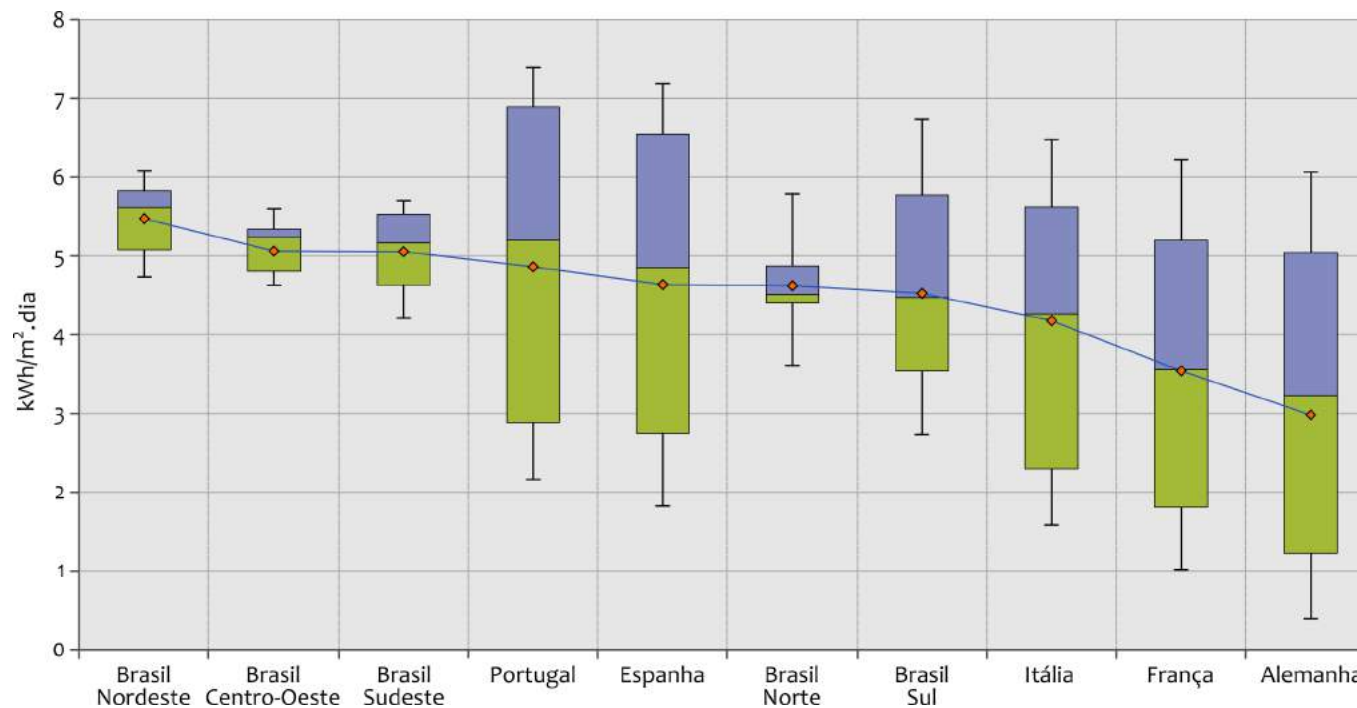


Figura 66. Comparativo das médias mensais da irradiação global horizontal no Brasil e em alguns países da Europa (kWh/m².dia).
As caixas indicam 50% de probabilidade e as linhas os máximos e mínimos valores encontrados.
Fonte: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>

Os cenários apresentados nesta nova edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar indicam o grande potencial energético ainda pouco explorado existente no país. Vasconsellos e Vidal, já em 1998, concluem, de forma visionária, em seu livro “Poder Dos Trópicos”: “Somos a maior nação solar do planeta. Nenhum outro país detém tanta água doce – a contrapartida da energia solar para a formação dos hidratos de carbono, ou seja, da biomassa”.

Esses autores destacavam o papel da energia da biomassa como nosso imenso patrimônio energético de natureza tropical e derivado de outro grande patrimônio natural, o nosso potencial solar, capaz de livrar o país da dependência econômica e energética secular liderada pelos países desenvolvidos. Naquela época, o desenvolvimento da tecnologia solar e a escala de mercado ainda não permitiam antecipar o que ocorre hoje, com a exploração direta da energia solar, seja através da conversão fotovoltaica, seja pela heliotérmica – apontando novamente o Sol como o nosso grande, e talvez principal, patrimônio energético. Esse cenário otimista decorre do fato do Brasil possuir, além da abundância da energia radiante do Sol, uma enorme extensão de áreas degradadas, ou de baixo valor econômico, para implantação de projetos de geração elétrica empregando tecnologia solar, e um sistema elétrico nacional interligado a um conjunto de hidroelétricas. Não obstante tais vantagens, um outro grande diferencial está alicerçado na possibilidade de transformação

socioeconômica da população de baixa renda do semiárido nordestino através da micro e mini geração fotovoltaica distribuída e da aplicação da tecnologia solar para dessalinização e bombeamento de água, que pode se transformar em realidade através de novas políticas públicas para a promoção do desenvolvimento econômico regional e inclusão social.

- ABREU, S. L., SALAZAR, J. P. L. C., COLLE, S., REGUSE, W. Impact of compact solar domestic hot-water systems on the peak demand of a utility grid in Brazil. In: EUROSUN INTERN. SONNENFORUM, 14, 2004. Proceedings..., Freiburg, 2014.
- AIRES, C. B., KIRCHOFF, V. W. J. H. Transporte de monóxido de carbono gerado em queimadas para regiões onde não se queima. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v. 19, n. 1, p. 61–74, 2001.
- ALVARES, C. A., STAPE, J. L., SENTELHAS, P. C., GONÇALVES, J. L. M., SPAROVEK, G. Köppen's climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, Vol. 22, No. 6, 711–728. 2013.
- ANGSTRÖM, A. The parameters of atmospheric turbidity. **Tellus**, Stockholm, v.16, n. 1, p. 64-75, 1964.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n. 435/2011**. Brasília, A Agência, 2011.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capacidade de Geração no Brasil. BIG - Banco de Informações de Geração**. 2017. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em maio 2017.
- BEN - Balanço Energético Nacional - **Relatório Síntese ano base 2015**. 2016. Disponível em <https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20Final_2016_Web.pdf >
- BRIGHT Source Energy. 2017. Disponível em <http://www.brightsourceenergy.com/ivanpah-solar-project#.WQyFtMa1u00>. Acesso em 05 maio 2017.
- BURGALETA, J. I., ARIAS, S., RAMIREZ D. GEMASOLAR, the first thermosolar commercial plant with molten salt storage. In: SOLAR PACES 2011 – CONCENTRATING SOLAR POWER AND CHEMICAL SYSTEMS. Proceedings..., Granada, 2011.
- CEBALLOS, J. C., M.J. BOTTINO, SOUZA, J. M. A simplified physical model for assessing solar radiation over Brazil using GOES-E imagery. **J. Geoph. Res**, v. 109, D02211, 2004.
- COSTA, R.S., **Influência dos aerossóis atmosféricos na quantificação do recurso energético solar** – experimentos em modelo de transferência radiativa. 2012. (Tese de Doutorado) INPE, São José dos Campos, 2012.
- COSTA, R.S., GONCALVES, A. R. ; SOUZA, J. G. ; MARTINS, F. R. ; PEREIRA, E. B. Assimilation of aerosols from biomass burning by the radiative transfer model Brasil-SR. In: AGU Fall Meeting 2015. **Proceedings...**, San Francisco. 2015
- CRUTZEN, P. J., ANDREAE, M. O. Biomass burning in the tropics: Impact on atmospheric chemistry and biogeochemical cycles. **Science**, New York, v. 250, n. 4988, p.1669-1678, 1990.

- DGS - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. **Planning & Installing Photovoltaic Systems - A guide for installers, architects and engineers.** Earth-scan, UK, 2008. ISBN 978-1-84407-442-6.
- DIAS DA SILVA, Philipp Edson; PEREIRA, Enio; MARTINS, Fernando; PEREIRA, Silvia. Quality control of solar radiation data within sonda network in Brazil: preliminary results. In: EUROSUN 2014-2015. **Proceedings...**, Aix-les-Bains, 2014. p. 1.
- DRUDE, L., PEREIRA JR., L. C., RÜTHER, R. Photovoltaics (PV) and electric vehicle-to-grid (V2G) strategies for peak demand reduction in urban areas in Brazil in a smart grid environment. **Renewable Energy**, v. 68, p.443-451, 2014.
- DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes.** 3. Ed. New York: John Wiley & Sons, 2013.
- DUMORTIER D. **Modelling global and diffuse horizontal irradiances under cloudless skies with different turbidities.** Final report JOU2-CT92-0144, Daylight II. Vaulx-en-Veli: Ecole Nationale des Travaux Publics de l'État, 1995.
- ELETRONBRAS/PROCEL. **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso – Ano base 2005 – Classe Residencial – Relatório Brasil.** 2007.
- EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015.** Disponível em <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202015.pdf>>.
- EPE. Nota Técnica sobre contratação de energia de reserva e 2º LER 2016. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>>. Acesso em maio/2017.
- FEARNSIDE, P.M. Emissões de gases de efeito estufa de reservatórios hidrelétricos na Amazônia: O exemplo de Tucuruí e comparação com as alternativas de combustível fóssil. pp. 161-177. Em: **Hidrelétricas na Amazônia: Impactos Ambientais e Sociais na Tomada de Decisões sobre Grandes Obras**, Vol. 2. Editora do INPA, Manaus. 297 pp., 2015.
- FURTADO, R. C. **Custos Ambientais da Produção de Energia Elétrica**, 306 p, Sinergia Editora, ISBN 978-85-61325-91-6, 2013.
- GIGLIO, Thalita; LAMBERTS, R. Savings related to solar water heating system: A case study of low-income families in Brazil. **Energy and Buildings**, Lausanne, v. 130, p. 434-442, 2016.
- HÄBERLE, A. Concentrating solar technologies for industrial process heat and cooling. LOVEGROVE, K. ; STEIN, W.(eds). **Concentrating solar power technology.** Woodhead Publishing, 2012. Cap. 19.
- IBGE. **Banco de Dados Séries Estatísticas & Séries Históricas**, 2017. Disponível em <http://seriesestatisticas.ibge.gov.br/lista_tema.aspx?op=1&no=1>.
- IBGE. **Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM 2014)**. Disponível em <http://mapas.ibge.gov.br/bases-e-referenciais/bases-cartograficas/cartas.html>. Acessado em dezembro 2015.
- INMET. **Normais Climatológicas do Brasil 1961-1990.** 2016. Disponível em <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/normaisclimatologicas>> Acesso em 05 junho 2017.
- INNESS, A., BAIER, F., BENEDETTI, A., BOUARAR, I., CHABRILLAT, S., CLARK, H., CLERBAUX, C., COHEUR, P., ENGELEN, R. J., ERRERA, Q., FLEMMING, J., GEORGE, M., GRANIER, C., HADJI-LAZARO, J., HUIJNEN, V., HURTMANS, D., JONES, L., KAISER, J. W., KAPSOMENAKIS, J., LEFEVER, K., LEITÃO, J., RAZINGER, M., RICHTER, A., SCHULTZ, M. G., SIMMONS, A. J., SUTTIE, M., STEIN, O., THÉPAUT, J.-N., THOURET, V., VREKOUSSIS, M., ZEREFOS, C., AND THE MACC TEAM: The MACC reanalysis: an 8 yr data set of atmospheric composition. **Atmos. Chem. Phys.**, n.13, p.4073-4109, doi:10.5194/acp-13-4073-2013, 2013.

- IPCC **Climate Change 2014**: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II, and III to the Fifth Assessment Report to the Intergovernmental Panel on Climate Change. Genève: IPCC, 2015. 151 p.
- ISO 9060**: solar energy - specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation. Genève: ISO, 1990. 11p.
- JARVIS A, H.I., REUTER, A. Nelson, GUEVARA, E. **Hole-filled seamless SRTM data V4, International Centre for Tropical Agriculture (CIAT)**, 2008. Disponível em <http://srtm.csi.cgiar.org>. Acesso em 21 setembro 2015.
- JORDAN, D. C. ; KURTZ, S. R. **Photovoltaic degradation rates** - an analytical review, NREL/JA-5200-51664. 2012 disponível em <<http://www.osti.gov/bridge>>
- KENDALL, M.G. **Rank Correlation Methods**. 4th ed. London: Charles Griffin. 1975.
- KIMA, D. S., INFANTE FERREIRA, C. A. Solar refrigeration options – a state-of-the-art review. **International Journal of Refrigeration**, Oxford, v. 31, p 3-15, 2007.
- KIPP & ZONEN. 2017. Disponível em <<http://www.kippzonen.com/>> Acesso em 03 abril 2017.
- LECKNER, B. The Spectral distribution of Solar Radiation at the Earth's Surface – Elements of a Model. **Solar Energy**, 20(2): 143-150, 1978.
- MANN, H.B. Non-parametric tests against trend. **Econometrica**, Menasha, v.13, p.245-259, <http://dx.doi.org/10.2307/1907187>, 1945.
- MARTINS, F.R., **Influência do processo de determinação da cobertura de nuvens e dos aerossóis de queimada no modelo físico de radiação BRASIL-SR**. 2001. (Tese de Doutorado) – INPE. São José dos Campos, 2001
- MARTINS, F. R., ABREU, S. L., PEREIRA, E. B. Scenarios for solar thermal energy applications in Brazil. **Energy Policy**, Guildford, v. 48, p. 640-649, 2012.
- MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., ABREU, S. L. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA Project. **Solar Energy**, Phoenix v.81, p. 517-528, 2007.
- MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B. Estudo comparativo da confiabilidade de estimativas de irradiação solar para o sudeste brasileiro obtidas a partir de dados de satélite e por interpolação/extrapolação de dados de superfície. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v.29, p. 265-276, 2011.
- MAUTHNER, F., Weiss, W., Spörk-Dür, M. **Solar Heat Worldwide – Markets and contributions to energy supply 2013**. IEA Solar Heating & Cooling Programme, June 2015.
- MCARTHUR, L. J. B. **World Climate Research Programme** - baseline surface radiation network (BSRN) - Operations Manual Version 2.1. 2005.
- McCLATCHEY, R. A., FENN, W. ; SELBY, J. E. A. ; VOLZ, F. E., GARIN, J. S. **Optical properties of the atmosphere**. AFGL-71-0279. Cambridge: Air Force Cambridge Research Laboratories, 1972. 85p.
- MEADOR, W.E; WEAVER, W. R. Two stream approximations to radiative transfer in planetary atmospheres: A unified description of existing methods and a new improvement. **Journal Atmospheric Science**, New York, v.37, p. 630-643, 1980.

- MME - Ministério de Minas e Energia. **Balanço Energético Nacional - Série Completa, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 1970-2015**. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompletas.aspx>>. Acesso em maio 2017.
- MME - Ministério de Minas e Energia. **Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015** / Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2016
- MME - Ministério de Minas e Energia. **Demanda de Energia 2050. Nota Técnica DEA 13/15, Empresa de Pesquisa Energética - EPE**, 2016.
- MME - Ministério de Minas e Energia. **Programa Luz para Todos**. 2015. Disponível em <<https://www.mme.gov.br/luzparatodos/asp/>>. Acesso em maio 2017.
- NASPOLINI, H. F., MILITÃO, H. S. G., RÜTHER, R. The role and benefits of solar water heating in the energy demands of low-income dwellings in Brazil. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 51, p. 2835–2845. 2010.
- NASPOLINI, H. F., RÜTHER, R. (2011). The impacts of solar water heating in low-income households on the distribution utility's active, reactive and apparent power demands. **Solar Energy**, v. 85, p. 2023–2032, 2011.
- NDC. **Contribuição do Brasil às Nações Unidas - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC)**. 2016. Disponível em <http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf>.
- NREL. **Glossary of solar radiation resource terms: National Renewable Energy Laboratory**. 2017. Disponível em <http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss_s.html>. Acesso em maio 2017.
- ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico - Sistema de Transmissão Horizonte – 2015**. 2015. Disponível em http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx.
- PALTRIDGE, G. W., PLATT, C. M. R. **Radiative processes in meteorology and climatology**. 6th ed. Amsterdam: Elsevier, 1976. 318 p.
- PASSOS, L. A. A. **Uma estimativa dos impactos técnicos e econômicos da agregação de aquecimento solar de água nos domicílios brasileiros**. 2011. (Dissertação Mestrado em Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina. 2011
- PEREIRA, E. B., ABREU, S. L., STUHLMANN, R., RIELAND, M. ; COLLE, S. Survey of The Incident Solar Radiation In Brazil by use of Meteosat Satellite Data. **Solar Energy**, Phoenix, v. 57, n.2, p. 125-132, 1996
- PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L., RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006. v. 1. 66p.
- PEREIRA, E. B., SETZER, A. W., GERAB, F., ARTAXO, P., PEREIRA, M. C., MONROE, G. Airborne Measurements of Burning of Biomass Aerosols in Brazil Related to Trace-A. **Journal of Geophysical Research**, Washington, v. 101, n.D19, p. 23983-23992, 1996.
- PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S.L., COUTO, P., STUHLMANN, R., COLLE, S. Effects of burning of biomass on satellite estimations of solar irradiation in Brazil. **Solar Energy**, Phoenix, v. 68, n.1, p. 91–1072, 2000.
- PEREIRA, M. C., SETZER, A. W. Spectral characteristics of deforestation fires in NOAA/AVHRR images. **International Journal of Remote Sensing**, London, v. 14, n.3, p. 583-597, 1993.
- 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**, Phoenix, v.60, n.2, p. 89–96, 1997.

- PINKER, R. T., LASZLO, I. On the use of climatological information in physical models for the surface insolation from satellites. In: IRS'88 CURRENT PROBLEMS IN ATMOSPHERIC RADIATION. **Proceedings of the International Radiation Symposium...**, Lille, 1989. p. 302-305.
- PROCÓPIO, A. S., **Forçante radiativa direta dos aerossóis na Região Amazônica devido à queima de biomassa**. 2005. 224p. (Tese de Doutorado) - Instituto de Física da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.
- RAMOS, A. M., SANTOS, L. A. R., FORTES, L. T. G. (orgs). **Normais Climatológicas do Brasil 1961-1990**. Brasília: INMET, 2009
- REN21 - Renewables 2016 - Global Status Report. Disponível em <<http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/05/GSR-2016-Full-Report-lowres.pdf>>
- RÜTHER, R., NASCIMENTO, L. R., CAMPOS, R. A. Extreme overirradiance events in Brazil: consequences on PV power plant output performance, submitted to **Solar Energy**, 2017.
- RÜTHER, R., PEREIRA JR, L. C., PFITSCHER, P. H., VIANA, T. S. Assessing the potential of electric vehicles and photovoltaics in a smart-grid environment in Brazil. In: EUROPEAN CONFERENCE ON SMART-GRIDS AND E-MOBILITY, 3. 2011. **Proceedings...**, Munich, 2011. p.172–179.
- RÜTHER, R., PEREIRA JR., L. C., BITTENCOURT, A. H., DRUDE, L., SANTOS, I. P., Strategies for plug-in electric vehicle-to-grid (V2G) and photovoltaics (PV) for peak demand reduction in urban regions in a smart grid environment. Rajakaruna, S., Shahnian, F., Ghosh, A. (Ed.). **Plug in electric vehicles in smart grids**. Springer 2015. p. 179-219.
- SALAZAR, J. P. L. C., ABREU, S. L., COLLE, S., REGUSE, W. Energy conservation and electric energy peak reduction potential during peak hours for a group of low-income residential consumers of a Brazilian utility. In: SOLAR WORLD CONGRESS. **Proceedings...**, Orlando, 2005.
- SCHLECHT, M., MEYER, R. Site selection and feasibility analysis for concentrating solar power (CSP) systems. LOVEGROVE, K. ; STEIN, W. **Concentrating solar power technology**. Cambridge, UK: Woodhead, 2012. Cap. 4.
- SENGUPTA, M., HABTE, A., KURTZ, S., DOBOS, A., WILBERT, S., LORENZ, E., STOFFEL, T., RENNÉ, D., GUEYMARD, C., MYERS, D., WILCOX, S., BLANC, P., PEREZ, R. **Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications, Technical Report NREL/TP5D00-63112**. 2015. Disponível em <http://www.ammonit.com/images/stories/download-pdfs/Standards-Guidelines/NREL_BestPracticesHandbookSolarResourceData.pdf>.
- SILVA, P. E. D. ; PEREIRA, E. ; MARTINS, F. R. Quality Control of Solar Radiation Data within Sonda Network in Brazil: Preliminary Results: In: EUROSUN 2014 CONFERENCE, 2014. **Proceedings...**, Aix-les-Bains, 2014.
- STUHLMANN, R., RIELAND, M., RASCHKE, E. An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data. **J. Applied Meteorology**, v.29, n.7, p.586-603, 1990.
- TIBA, C. Atlas Solarimétrico do Brasil. Recife: UFPE, 2000. 111p.
- TIEPOLO, G. M. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. 2015. 288p. (Tese doutorado). Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas – PPGEPS. Curitiba, 2015.
- TIEPOLO, G. M., URBANETZ, J., PEREIRA, E. B., PEREIRA, S. V., ALVES, A. R. **Energia solar no Estado do Paraná - Potencial, barreiras e políticas públicas**. X CBPE, Gramado, 2016.

- VASCONSELLOS, G. F., VIDAL, J., BAUTISTA, E., **O Poder dos Trópicos – Meditação sobre a alienação energética na cultura brasileira**. São Paulo: Editora Casa Amarela, ISBN 85-86821-01-2, 303pp. 1998.
- VIANELLO, R. L., ALVES, A. R. **Meteorologia básica e aplicações**. S. L.: Editora UFV. 2013. 448 p
- WALLACE, J. M. ; HOBBS, P. V. **Atmospheric science: an introductory survey**. Amsterdam: Elsevier Academic Press, 2006.
- WEISS, W., SPÖRK-DÜR, M., MAUTHNER, F. **Solar Heat Worldwide – Global Market Development and Trends in 2016 / Detailed Market Figures 2015**. IEA Solar Heating & Cooling Programme, May 2017.
- WILKS, D. S. **Statistical methods in the atmospheric sciences**. 2. ed. London: Academic Press, 2006. 649p.
- WMO. **Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation**. Geneva: World Meteorological Organization, 2008. (WMO-No. 8)
- YAMASOE, M. A., CORRÊA, M. P. **Processos radiativos na atmosfera: fundamentos**. São Paulo: Oficina de Textos, 2016. 142p.
- ZAHLER, C., BERGER, M., LOUW, J. Industrial Solar Fresnel collectors powering the largest solar cooling system in the Middle East for a football stadium. In: SOLAR PACES 2011 – CONCENTRATING SOLAR POWER AND CHEMICAL SYSTEMS, 2011. **Proceedings...**, Granada, 2011.
- ZILLES, R. **Geração distribuída e sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2011, Disponível em <http://www.cogen.com.br/workshop/2011/Geracao_Distribuida_Sist_Fotovoltaicos_29032011.pdf> Acesso em abril 2014.

ACRÔNIMOS E ABREVIações

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
BCIM	Base Cartográfica Contínua ao Milionésimo	INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
BEN	Balanco Energético Nacional	IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
BSRN	Baseline Surface Radiation Network	ISES	International Solar Energy Society
CCM	Complexos Convectivos de Mesoescala	ISO	International Organization for Standardization
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre	LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
C_{eff}	Cobertura efetiva de nuvens (Effective cloud cover)	LIM	Laboratório de Instrumentação Meteorológica
CENPES	Centro de Pesquisas da Petrobras	MACC	Monitoring Atmospheric Composition and Climate
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos	MME	Ministério de Minas e Energia
CSP	Concentrated Solar Power	NDC	Nationally Determined Contributions (Contribuição Nacionalmente Determinada)
DNI	Direct Normal Irradiance	NREL	National Renewable Energy Laboratory
DSA	Divisão de Satélites Ambientais	ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts	ONU	Organização das Nações Unidas
EMA	Estação Meteorológica Automática	PAR	Photosynthetically Active Radiation (Radiação Fotossinteticamente Ativa)
FDA	Função de Distribuição Acumulada (CDF – Cumulative Distribution Function)	PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
G2V	Grid-to-Vehicle	REN	Resolução Normativa
GD	Geração Distribuída	REN21	Renewable Energy Network
GOES	Geostationary Operational Environmental Satellite	REQM	Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE - Root-Mean-Square Error)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística	SIG	Sistema de Informações Geográficas (GIS - Geographic Information System)
IEA	International Energy Agency	SIN	Sistema Interligado Nacional
IFSC	Instituto Federal de Santa Catarina	SIRGAS	Sistema de Referencia Geocêntrico para as Américas
INCT-MC	Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas		

SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
UC	Unidade Consumidora
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UNIFESP	Universidade Federal de São Paulo
UTC	Temps Universel Coordonné (Horário Coordenado Universal)
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
V2G	Vehicle-to-Grid
VE	Veículo Elétrico
WMO	World Meteorological Organization
ZCAS	Zona de Convergência do Atlântico Sul
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical
<i>G</i>	Irradiância global horizontal
<i>G_n</i>	Irradiância direta normal
<i>G_{dif}</i>	Irradiância difusa
<i>G_i</i>	Irradiância global no plano inclinado
<i>H</i>	Irradiação global horizontal
<i>H_n</i>	Irradiação direta normal
<i>H_{dif}</i>	Irradiação difusa
<i>H_i</i>	Irradiação global no plano inclinado

- Figura 1. 9
 Comparação entre incerteza típica nos dados interpolados de irradiância solar e dados obtidos através de modelos satelitais.
- Figura 2. 11
 Variação do consumo de energia versus Produto Interno Bruto Brasileiro entre 1995 e 2015. Compilado de EPE (2015) e IBGE (2017).
- Figura 3. 13
 Matriz elétrica brasileira em maio de 2017 de acordo com dados disponíveis no Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Figura 4. 13
 Representação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Fonte: ONS (2015).
- Figura 5. 14
 Série Histórica do Consumo Total de Energia Elétrica no Brasil (1970-2015) e previsão de demanda para o período 2020-2050. Fonte: Adaptado de MME (2017), MME (2016b).
- Figura 6. 15
 Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível humana.
- Figura 7. 16
 Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes. Deve-se notar que o fotoperíodo apresenta maior variabilidade a medida que a localidade está mais próxima dos polos.
- Figura 8. 16
 A geometria Sol-Terra determina as estações do ano e a duração do dia. O Sol está posicionado sobre a linha dos Trópicos de Câncer e de Capricórnio nos dias de solstício e posicionado sobre o Equador nos equinócios.
- Figura 9. 16
 Ângulos notáveis em solarimetria. A compreensão geométrica e espacial destas variáveis permite descrever a posição do Sol em relação a um ponto na superfície terrestre e descrever numericamente a variabilidade diária e sazonal do Sol.
- Figura 10. 17
 Amplitude de valores do ângulo de declinação.
- Figura 11. 17
 Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos.
- Figura 12. 18
 Espectro eletromagnético da radiação solar. A área entre as curvas representa a atenuação da radiação solar incidente durante sua passagem através da atmosfera. Para comparação é apresentada uma curva de emissão de um corpo negro a 6000 K (linha tracejada).
- Figura 13. 19
 Componentes da irradiância solar.
- Figura 14. 20
 Esquema da influência do clima sobre a produção de energia, sua distribuição e uso.
- Figura 15. 21
 Topografia do território brasileiro. Dados: SRTM v4 (Jarvis et al., 2008).
- Figura 16. 21
 Classificação climática para o Brasil segundo Köppen. Fonte: Alvares et al., 2013.
- Figura 17. 21
 Normal climatológica de precipitação anual. Fonte INMET (2016).
- Figura 18. 22
 Representação esquemática dos principais sistemas meteorológicos atuantes no território brasileiro nos períodos de outono / inverno e primavera / verão.
- Figura 19. 23
 Normais climatológicas (1961-1990) de temperatura no território brasileiro: (a) média anual dos valores de temperatura; (b) média de temperatura máxima observada no mês de dezembro; e (c) média de temperatura mínima observada no mês de junho. Fonte: INMET, 2009.
- Figura 20. 24
 Representação gráfica e imagem de um piranômetro de termopilha. Fonte: Kipp&Zonen (2016).

- Figura 21. 25
Comparação entre as curvas de resposta do piranômetro de fotodiodo de silício (linha contínua verde) e do piranômetro de termopilha (linha vermelha). Fonte: Kipp & Zonen.
- Figura 22. 25
Piranômetro de fotodiodo de silício. Fonte: Kipp&Zonen (2016).
- Figura 23. 25
Representação gráfica e imagem de um Pirheliômetro. Fonte: Kipp & Zonen, 2016.
- Figura 24. 26
Sistemas para sombreamento do piranômetro utilizados na aquisição de dados de radiação difusa: anel de sombreamento (a) e esfera de sombreamento com rastreador solar (b).
- Figura 25. 26
Relação entre os padrões de equipamentos, incertezas e exatidão.
- Figura 26. 28
Foto de uma estações de coleta de dados de radiação solar da rede SONDA, localizada em São Martinho da Serra, RS, empregada na validação do Atlas.
- Figura 27. 28
Fluxograma de qualificação de dados da rede SONDA.
- Figura 28. 29
Estação automática de coleta de dados.
- Figura 29. 29
Localização das estações da rede SONDA e das EMA's da rede de observação meteorológica operada pelo INMET utilizadas na validação do Atlas (adaptado de: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>).
- Figura 30. 30
Fluxograma dos procedimentos para manipulação dos dados de entrada para uso no modelo BRASIL-SR.
- Figura 31. 31
Imagens coletadas no mesmo dia e horário pelo satélite geoestacionário da série GOES nos canais visível (a) e infravermelho (b).
- Figura 32. 33
Fluxograma do modelo BRASIL-SR.
- Figura 33. 35
Escala de cores e valores adotada nos mapas de irradiação elaborados com as estimativas do modelo BRASIL-SR.
- Figura 34. 35
Informações obtidas com a escala de cores e valores única adotada nos mapas de irradiação.
- Figura 35. 43
À esquerda, gráficos de dispersão entre os valores observados e modelados para as médias mensais do total diário de irradiação global horizontal para cada região do país. À direita, histogramas e função de probabilidade acumulada para cada intervalo de desvio do modelo em relação à média observada para cada região do país.
- Figura 36. 44
Intervalo entre os percentis P_{10} (verde) e P_{90} (azul) dos desvios dos totais diários de irradiação global horizontal para cada uma das regiões brasileiras.
- Figura 37. 45
(a) Gráfico de Dispersão entre os valores observados e modelados para as médias mensais do total diário de irradiação direta normal para todo o país; (b) Histogramas e função de probabilidade acumulada para cada intervalo de desvio do modelo em relação a média observada para todo o país; (c) Desvios esperados para os percentis P_{10} (verde) e P_{90} (azul) entre as médias mensais modeladas e observadas para um ponto qualquer no Brasil.
- Figura 38. 46
Variabilidade das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões do Brasil.
- Figura 39. 48
Variabilidade das médias sazonais dos totais diários de irradiação global horizontal ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões brasileiras.
- Figura 40. 49
Mapas do percentil P_{25} da irradiação global horizontal ao longo do ano para o território brasileiro.
- Figura 41. 50
Mapa do percentil P_{25} da irradiação global horizontal anual para o território brasileiro.
- Figura 42. 51
Análise de tendência pelo método de Mann-Kendall aplicada às médias anuais do total diário de irradiação global horizontal nas cinco regiões do Brasil.
- Figura 43. 52
Vista das unidades habitacionais unifamiliares do Residencial Vista Bela (Londrina – PR) com sistemas de aquecimento solar compactos instalados (cortesia: Thalita Giglio).
- Figura 44. 53
Capacidade em operação da energia térmica solar global, 2006-2016 (IEA - Weiss et al., 2017).
- Figura 45. 53
As 20 maiores capacidades totais de coletores solares em operação em 2016 (IEA - Weiss et al., 2017).
- Figura 46. 54
Produção anual de energia térmica por área de coletor solar instalada utilizando um sistema de referência (reservatório = consumo diário = 300 litros; relação reservatório/área de placa = 75 litros/m²; temperatura de consumo = 40°C).

Figura 47. 54
Demanda anual de energia térmica por litro de água aquecida a 40°C.

Figura 48. 55
Mapa do total anual de irradiação solar direta normal com destaque para regiões com maior potencial de aproveitamento da energia solar concentrada.

Figura 49. 55
Coletores solares parabólicos. Fonte: divulgação Noor I, Marrocos.

Figura 50. 56
Usina heliotérmica com torre central Gemasolar, Espanha (Burgaleta et al., 2011).

Figura 51. 57
Campo de coletores concentradores de uma instalação de refrigeração solar em uma arena esportiva em Doha, Qatar (Zahler et al., 2011).

Figura 52. 59
Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.ano no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos e distribuição da população brasileira nas cidades.

Figura 53. 60
Sazonalidade do potencial de geração solar fotovoltaica para os 12 meses do ano, em termos de rendimento energético anual para todo o Brasil (medido em kWh/kWp.mês no perfil de cores), admitindo uma taxa de desempenho de 80% para geradores fotovoltaicos fixos.

Figura 54. 62
Casa Eficiente Eletrosul em Florianópolis-SC, com um gerador solar fotovoltaico de 2 kWp integrado em seção do telhado orientado para o norte verdadeiro e inclinado a 27 graus (equivalente à latitude de Florianópolis).

Figura 55. 62
Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina em Florianópolis-SC, com 100 kWp de geradores solares fotovoltaicos integrados nas coberturas dos prédios e também do estacionamento.

Figura 56. 62
Edifício Sede da Eletrosul em Florianópolis-SC, com geradores solares fotovoltaicos integrados na cobertura do prédio e nos estacionamentos, somando 1 MWp de potência.

Figura 57. 62
Integração de gerador solar fotovoltaico sobre a edificação administrativa da Usina Termoelétrica a Gás EDF Norte Fluminense, em Macaé-RJ, com 320 kWp de potência.

Figura 58. 63
Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul em Tubarão-SC, com potência instalada de 3 MWp e utilizando três tecnologias fotovoltaicas distintas.

Figura 59. 64
Diagrama esquemático da utilização da geração solar fotovoltaica integrada a telhados urbanos e de veículos elétricos atuando tanto como cargas quanto como fontes de energia em um ambiente de rede inteligente (smart grid).

Figura 60. 64
Curva de carga típica do alimentador urbano TDE05 do sistema de distribuição de Florianópolis-SC, Brasil. Com estratégias de V2G em um contexto de redes inteligentes, uma frota de EVs pode oferecer suporte à rede reduzindo o pico de demanda (área verde), enquanto que a geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas pode fornecer a eletricidade adicional necessária para a recarga das baterias desta frota de EVs.

Figura 61. 64
Perfil de carga de um alimentador típico de um sistema de distribuição urbana (superior) e (inferior) com a utilização de suporte V2G + geração solar fotovoltaica (PV) e recarga de VE's (G2V) durante a noite. No horário de ponta do setor elétrico os VE's potencializam a utilização do sistema de distribuição urbana de eletricidade.

Figura 62. 65
Ônibus elétrico e veículo elétrico de pequeno porte, ambos dotados de baterias de íons de lítio e alimentados por energia solar fotovoltaica.

Figura 63. 65
Veículo elétrico de pequeno porte estacionado sob telhado solar fotovoltaico.

Figura 64. 65
Veículo elétrico de pequeno porte estacionado sob telhado solar fotovoltaico em prédio público.

Figura 65. 67
Síntese dos níveis de irradiação solar por região.

Figura 66. 68
Comparativo dos níveis de irradiação solar no plano inclinado no Brasil e em alguns países da Europa (kWh/m².ano). As caixas indicam 50% de probabilidade e as linhas os máximos e mínimos valores encontrados. Fonte: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>

- Tabela 1. 27
Relevância relativa das principais etapas de uma campanha de medição solarimétrica.*
- Tabela 2. 27
Estações da rede SONDA operadas pelo INPE e empregadas no processo de validação do Atlas.*
- Tabela 3. 27
Estações parceiras da rede SONDA empregadas na validação do Atlas.*
- Tabela 4. 42
Métricas de validação das médias mensais dos totais diários de irradiação global horizontal para cada região brasileira.*
- Tabela 5. 44
Desvios percentuais máximos para os percentis de P_{10} e P_{90} para médias mensais dos totais diários de irradiação global horizontal para cada região brasileira.*
- Tabela 6. 45
Desvios percentuais e absolutos máximos para os percentis P_{10} e P_{90} para médias mensais dos totais diários de irradiação direta normal no território brasileiro.*
- Tabela 7. 66
Evolução dos parâmetros de incerteza desta edição do Atlas com relação a primeira versão.*