

**Fiorella del Carmen Alvaro Cabrera**

**Avaliação da disponibilidade do  
recurso solar no Estado do Rio de  
Janeiro**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
Programa de Pós-graduação em Engenharia  
Mecânica

Rio de Janeiro  
Novembro de 2014



**Fiorella del Carmen Alvaro Cabrera**

**Avaliação da disponibilidade do recurso solar  
no Estado do Rio de Janeiro**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Prof. Sergio Leal Braga

Rio de Janeiro  
Novembro de 2014



**Fiorella del Carmen Alvaro Cabrera**

**Avaliação da disponibilidade do recurso solar  
no Estado do Rio de Janeiro**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Sergio Leal Braga**

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica — PUC-Rio

**Prof. Mauricio Nogueira Frota**

Programa de Pós-Graduação em Metrologia

**Prof. Alcir de Faro Orlando**

INMETRO

**Prof. Leila Rosa de Oliveira Cruz**

Instituto Militar de Engenharia

**Prof. José Eugênio Leal**

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico — PUC-Rio

Rio de Janeiro, 28 de Novembro de 2014

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Fiorella del Carmen Alvaro Cabrera**

Graduou-se em Engenharia Industrial pela Universidad Católica San Pablo (UCSP - Arequipa, Perú) em 2011. Tem se desenvolvido como Assistente de Pesquisa no Instituto de Energia e Meio Ambiente da UCSP, trabalhando em projetos de aproveitamento de energia e biocombustíveis. Atualmente, desenvolve atividades de pesquisa em energia solar no Instituto de Energia da PUC-Rio.

#### Ficha Catalográfica

Alvaro Cabrera, Fiorella del Carmen

Avaliação da disponibilidade do recurso solar no Estado do Rio de Janeiro / Fiorella del Carmen Alvaro Cabrera; orientador: Sergio Leal Braga. – 2014.

102 f: il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2014.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Energia solar. 3. Radiação solar. 4. Ano Meteorológico Típico. 5. Sistemas fotovoltaicos. 6. Krigagem ordinária. I. Braga, Sergio Leal. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

A Teodora Seminario Castro, in memoriam.  
Sigo escribiendo mis planas, abuelita querida.

## Agradecimentos

A Deus Pai por me guiar sempre, por me levar pelos melhores caminhos e encher a minha vida de bençãos.

Ao Professor Sergio Leal Braga, meu orientador, pelas inúmeras oportunidades que tem me oferecido desde a primeira vez que vim ao Rio de Janeiro, há mais de 5 anos. Agradeço-lhe por me abrir as portas do Brasil e pela confiança depositada.

Aos meus pais, Carmen e Eduardo, pelo grande esforço que eles sempre tem realizado para me dar a melhor educação, para me tornar a pessoa que sou hoje.

À minha irmãzinha querida, Maria Claudia (Cutí Rat), por ser a causadora do meu sorriso, uma das alegrias da minha vida e um exemplo para mim.

À minha tia Maria Auxiliadora, por ser como uma outra mãe para mim, por me cuidar tão bem e pelo grande carinho.

Ao meu fiancé, Pierre Lassalle, por compartilhar comigo seus sonhos, e pela paciência que revela seu carinho. O desenvolvimento desta dissertação não teria sido possível sem sua ajuda, literalmente.

A cada um dos membros da família Cabrera Seminario. Agradeço-lhes pelo grande carinho e pelo apoio incondicional.

Ao Professor Juan Milón por me introduzir no mundo da pesquisa e me mostrar o caminho para o Rio de Janeiro.

Aos meus grandes amigos, Herbert e Liliana, porque têm me demonstrado que até em momentos complicados posso contar com eles.

Aos professores do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio, pelos conhecimentos compartilhados com grande entusiasmo e à equipe técnica e administrativa do Instituto Tecnológico da PUC-Rio, pelo apoio e simpatia.

Aos membros da banca, Prof. Mauricio Frota, Prof. Alcir de Faro Orlando e Profa. Leila Cruz, pela disponibilidade e pelas análises e críticas a este trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro durante os dois anos do Mestrado.

À EDF Norte Fluminense e à Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços (SEDEIS) pelo apoio financeiro para o desenvolvimento da pesquisa.

## Resumo

Alvaro Cabrera, Fiorella del Carmen; Braga, Sergio Leal. **Avaliação da disponibilidade do recurso solar no Estado do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro, 2014. 102p. Dissertação de Mestrado — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O potencial da energia solar para a geração de energia elétrica no mundo é sem dúvida o maior dos potenciais das fontes energéticas renováveis, com uma capacidade de produção de eletricidade estimada em 745,8 TWh por ano. Embora não seja responsável por uma parte significativa da matriz elétrica mundial, o crescimento do setor fotovoltaico no mundo é notável. A capacidade instalada mundial de centrais fotovoltaicas cresceu 39% no ano 2013. Os mapas mundiais de radiação solar mostram que aqueles que mais investem em energia solar fotovoltaica não são necessariamente aqueles cujo território recebe a maior quantidade deste recurso. O Brasil, com um grande potencial solar, confirmado por diversos levantamentos, não é um dos principais produtores de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos. Este setor no Brasil é ainda incipiente, porém, uma das estratégias do país para promover a implementação de sistemas fotovoltaicos é um mecanismo de *net metering* para mini e micro produtores. Diversos especialistas afirmam que esta estratégia poderia gerar um grande volume de empreendimentos em pequena e média escala nos próximos anos. Este trabalho fornece uma ferramenta de informação sobre a radiação solar no estado do Rio de Janeiro, conformada por mapas de radiação solar global e dados de anos meteorológicos típicos. Com base nos dados gerados, realizaram-se simulações para estimar a radiação solar incidente e a eletricidade produzida por painéis fotovoltaicos em diferentes configurações fixas e com rastreamento. Avaliaram-se os ganhos e perdas ocasionados por cada configuração em relação a configuração horizontal.

## Palavras-chave

Energia solar; radiação solar; Ano Meteorológico Típico; sistemas fotovoltaicos; krigagem ordinária.

## Abstract

Alvaro Cabrera, Fiorella del Carmen; Braga, Sergio Leal (Advisor). **Solar Radiation Resource Assessment for Rio de Janeiro, Brazil**. Rio de Janeiro, 2014. 102p. MsC Thesis — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Solar energy potential for electricity generation undoubtedly surmounts the potential of all the other renewable energy sources, with an estimated electricity production capacity of 745.8 TWh per year. Albeit solar energy does not account for a significant share of the world electricity matrix, the growth of the photovoltaic market in the world is remarkable: the installed PV capacity increased in 39% on 2013. Nevertheless, the world maps of solar radiation show that the countries that invest the most in solar photovoltaic energy are not necessarily the ones that receive the highest solar radiation. Brazil, with an important solar potential, confirmed by diverse assessments, is not one of the main producers of PV-generated electricity. The PV-market in Brazil is still immature, however, one of the strategies of the Government to promote the implementation of PV systems is a net metering mechanism for mini and micro producers. Different specialists claim that this strategy could generate a big volume of new endeavors in small and medium scale in the next years. This study provides information tools about solar radiation in Rio de Janeiro. It comprises maps of global solar radiation in horizontal surfaces and Typical Meteorological Year data sets. Simulations were performed based on the generated data to estimate the incident solar radiation and the electricity produced by PV systems in different fixed and tracking configurations. The gains and losses caused by each configuration with respect to the horizontal configuration were evaluated.

## Keywords

Solar energy; solar radiation; Typical Meteorological Year; photovoltaic systems; ordinary kriging.

# Sumário

1	Introdução	<b>13</b>
1.1	Situação atual do setor solar fotovoltaico	13
1.2	Marcos regulatórios	15
1.3	Avaliação do recurso solar	17
1.4	Disponibilidade de informação de radiação solar no Brasil	21
1.5	Motivação	22
1.6	Estrutura	23
2	Geração de Anos Meteorológicos Típicos	<b>25</b>
2.1	Fontes de dados	25
2.2	Processo de produção	30
3	Disponibilidade de Radiação Solar	<b>43</b>
3.1	Posição do Sol e da superfície	43
3.2	Radiação solar direta e difusa em superfícies horizontais	46
3.3	Radiação solar direta e difusa em superfícies inclinadas	47
4	Interpolação Espacial por Krigagem	<b>53</b>
4.1	O semivariograma	54
4.2	A krigagem	57
4.3	Cálculo do semivariograma	61
5	Estimação da Radiação Solar Global no Rio de Janeiro	<b>64</b>
5.1	Janeiro	65
5.2	Fevereiro	66
5.3	Março	67
5.4	Abril	68
5.5	Maio	69
5.6	Junho	70
5.7	Julho	71
5.8	Agosto	72
5.9	Setembro	73
5.10	Outubro	74
5.11	Novembro	75
5.12	Dezembro	76
6	Simulação Numérica da Produção de Eletricidade	<b>77</b>
6.1	Determinação da produção de eletricidade	77
6.2	Ganhos na produção de energia	79
7	Conclusões e Recomendações para Trabalhos Futuros	<b>95</b>
	Referências Bibliográficas	<b>99</b>

## Lista de figuras

1.1	Potencial das energias renováveis e geração mundial.	13
1.2	Radiação solar global no mundo.	14
1.3	Capacidade instalada de centrais fotovoltaicas por habitante.	15
2.1	Localização das estações do INMET.	26
2.2	FDA's empíricas da série de longo prazo e dos anos 2009, 2011, 2012 e 2013. Estação: A652. Mês: Janeiro.	32
2.3	FDA's empíricas da série de longo prazo, dos anos com o melhor e pior ajuste e do ano selecionado como MMT. Estação: A652. Mês: Janeiro.	34
3.1	(a) Declinação, $\delta$ . (b) Ângulo azimutal solar em plano horizontal, $\gamma_s$ . (c) Ângulos zenital, $\theta_z$ , azimutal, $\gamma_s$ , e de elevação solar, $\alpha_s$ , e ângulos azimutal, $\gamma$ , e inclinação do plano, $\beta$ .	44
3.2	(a) Superfície com inclinação fixa. (b) Superfície com rastreamento em um eixo inclinado. (c) Superfície com rastreamento em um eixo vertical. (d) Superfície com rastreamento em dois eixos.	48
3.3	Radiação direta e difusa incidente em uma superfície inclinada	52
4.1	Situação hipotética de amostragem.	54
4.2	Amostras separadas por distâncias $h$ .	55
4.3	Semivariograma.	56
4.4	Modelos de semivariogramas: (a) esférico; (b) exponencial; (c) linear; e (d) Gaussiano.	57
4.5	Semivariograma com modelos ajustados. Mês: Outubro.	62
5.1	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Janeiro.	65
5.2	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Janeiro.	65
5.3	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Fevereiro.	66
5.4	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Fevereiro.	66
5.5	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Março.	67
5.6	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Março.	67
5.7	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Abril.	68
5.8	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Abril.	68
5.9	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Maio.	69

5.10	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Maio.	69
5.11	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Junho.	70
5.12	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Junho.	70
5.13	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Julho.	71
5.14	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Julho.	71
5.15	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Agosto.	72
5.16	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Agosto.	72
5.17	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Setembro.	73
5.18	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Setembro.	73
5.19	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Outubro.	74
5.20	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Outubro.	74
5.21	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Novembro.	75
5.22	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Novembro.	75
5.23	Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Dezembro.	76
5.24	Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m <sup>2</sup> -dia. Mês: Dezembro.	76
6.1	Radiação solar recebida em superfícies em diferentes configurações. Céu claro de verão. Estação: A652.	80
6.2	Radiação solar recebida em superfícies em diferentes configurações. Céu nublado de verão. Estação: A652.	81
6.3	Radiação solar recebida em superfícies em diferentes configurações. Céu claro de inverno. Estação: A652.	81
6.4	Radiação solar recebida em superfícies em diferentes configurações. Céu nublado de inverno. Estação: A652.	82
6.5	Radiação solar diária recebida em superfícies em diferentes configurações para dias típicos de verão e de inverno.	83
6.6	Ganhos na produção de eletricidade em superfícies fixas inclinadas por mês.	88
6.7	Ganhos na produção de eletricidade para superfícies com rastreamento por mês.	90
6.8	Máximos ganhos anuais na produção de eletricidade para painéis fixos com inclinação fixa.	91
6.9	Energia elétrica máxima produzida em painéis fixos com inclinação fixa, kWh/m <sup>2</sup> -ano.	91

6.10	Máximos ganhos anuais na produção de eletricidade para painéis com rastreamento em dois eixos.	92
6.11	Energia elétrica máxima produzida em painéis com rastreamento em dois eixos, kWh/m <sup>2</sup> -ano.	92
6.12	Máximos ganhos anuais na produção de eletricidade para painéis com rastreamento em um eixo inclinado.	93

## Lista de tabelas

2.1	Coordenadas geográficas das Estações INMET.	28
2.2	Estações INMET e períodos de registro de dados.	29
2.3	Valores dos pesos para as estatísticas FS.	33
2.4	Estatísticas FS ponderadas. Estação: A652. Mês: Janeiro.	35
2.5	Anos candidatos para MMT. Estação: A652. Mês: Janeiro.	35
2.6	Estatísticas de longo prazo. Estação: A652. Mês: Janeiro.	36
2.7	Estatísticas de curto prazo. Estação: A652. Mês: Janeiro.	36
2.8	Estatísticas de persistência. Parâmetro: Temperatura de Bulbo Seco.	39
2.9	Estatísticas de persistência. Parâmetro: Radiação.	39
2.10	Meses Meteorológicos Típicos das Estações INMET.	40
2.11	Dados horários de radiação solar global horizontal, $I$ , temperatura de bulbo seco, $T_a$ , e velocidade do vento, $V$ . Estação: A652.	41
4.1	Parâmetros dos semivariogramas.	63
6.1	Características técnicas do módulo fotovoltaico.	78
6.2	Ganhos na produção de eletricidade com variação da inclinação, $\beta$ . Estação: A652.	86
6.3	Ganhos na produção de eletricidade com variação do ângulo azimutal, $\gamma$ . Estação: A652.	87
6.4	Ganhos na produção de eletricidade com rastreamento solar. Estação: A652.	89
6.5	Produção de energia elétrica por configuração, kWh/m <sup>2</sup> -ano.	94
6.6	Ganhos na produção de energia elétrica por configuração, %.	94

# 1 Introdução

## 1.1 Situação atual do setor solar fotovoltaico

O potencial da energia solar para a geração de energia elétrica no mundo é sem dúvida o maior dos potenciais das fontes energéticas renováveis, com uma capacidade estimada de produção de eletricidade de 745,8 TWh por ano [1]. No entanto, atualmente a energia solar é responsável por uma mínima parte da energia elétrica produzida mundialmente. Observa-se na Figura 1.1, que no ano 2011, a produção de eletricidade a partir de energia solar registrou uma contribuição do 0,28% na matriz elétrica mundial, menos do que a eólica, com 2,12% e muito menos do que a hídrica, com 16,47%, cuja conversão em eletricidade é mais barata [1, 2].

O incremento da utilização da energia solar no mundo é notável. Entre todas as indústrias de energias renováveis, a fotovoltaica foi a que registrou o maior crescimento: um aumento de 39% da capacidade instalada no final do ano 2013, que tinha crescido em total 55% desde 2008. Para efeitos de comparação, também em 2013, a capacidade instalada de centrais eólicas e hidrelétricas cresceu 12,4% e 4,2%, respectivamente [3].

A capacidade instalada mundial de centrais fotovoltaicas totalizou 139 GW no ano 2013; no início de 2004, era de apenas 2,6 GW.

A Alemanha continua sendo líder no setor fotovoltaico, com 25,8% da capa-

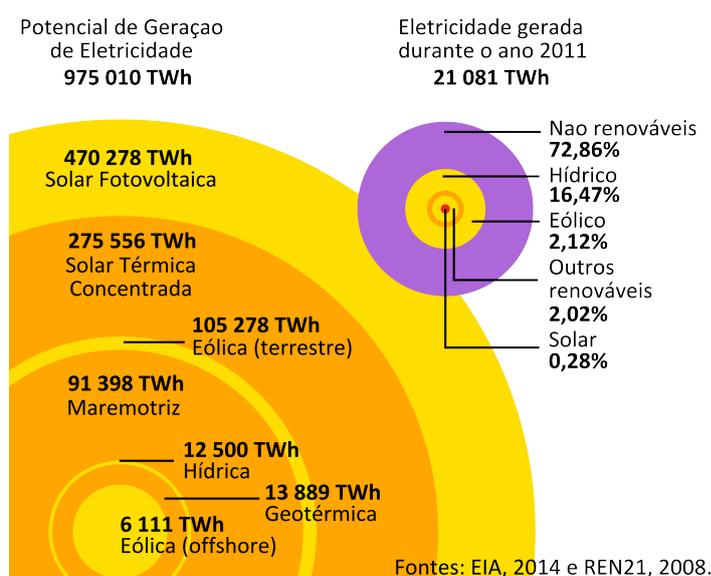


Figura 1.1: Potencial das energias renováveis e geração mundial.

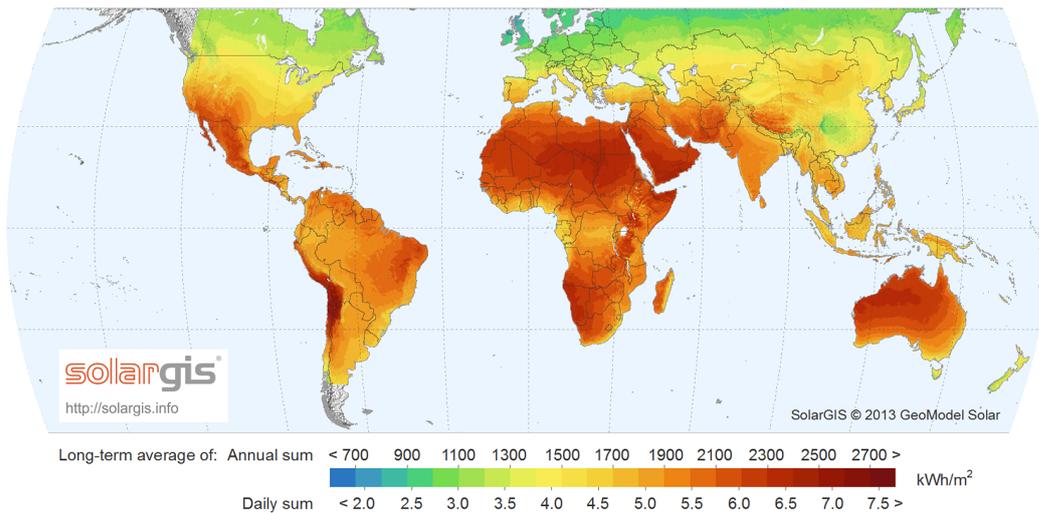


Figura 1.2: Radiação solar global no mundo.

cidade instalada mundial, seguida pela China, que agora ocupa o primeiro lugar na lista dos países que mais investiram em centrais fotovoltaicas. Esse país asiático, que instalou 3,5 GW no ano 2012, ultrapassou com os 12 GW instalados em 2013, o investimento da Europa, que totalizou 11 GW no mesmo ano [3].

A indústria de energia solar térmica concentrada também apresenta crescimento: 35% na capacidade instalada no final do ano 2013. Os países com a maior quantidade deste tipo de empreendimentos são os Estados Unidos e a Espanha [3].

O incremento da capacidade instalada tem um efeito positivo na queda de preços dos painéis fotovoltaicos, componente básico das centrais fotovoltaicas. No mercado Alemão, os preços dos painéis de silício monocristalino caíram 13,2% no ano 2013, atingindo EUR 0,66/W<sub>p</sub> [4].

A eficiência dos painéis também constitui um fator determinante para a promoção do investimento. Atualmente, os painéis de silício monocristalino de maior eficiência no mercado atingem ao redor de 20,4% [5].

Neste contexto, os Estados Unidos, a Europa e a China continuam investindo no desenvolvimento da indústria de energia solar fotovoltaica.

Observando um mapa mundial de radiação solar (Figura 1.2), percebe-se que aqueles que mais investem em energia solar fotovoltaica não são necessariamente aqueles cujo território recebe a maior quantidade deste recurso. O mapa mostra que o Brasil tem um importante potencial solar, melhor do que o da Europa, ou o da China. Mas, como está reagindo o Brasil ao notável crescimento mundial? Observando um mapa da capacidade instalada por habitante (Figura 1.3) é possível perceber a posição do Brasil no mundo. No

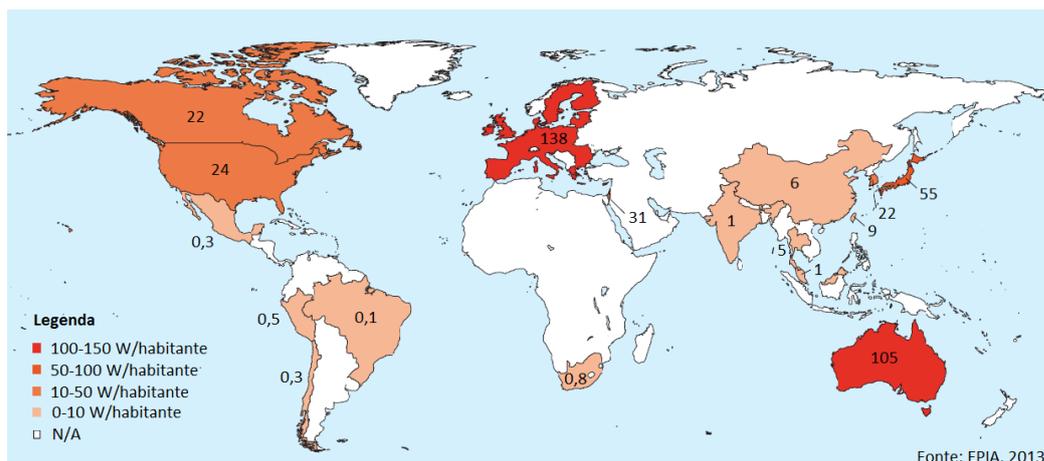


Figura 1.3: Capacidade instalada de centrais fotovoltaicas por habitante.

ano 2012, o país tinha 0,1 W instalados em centrais fotovoltaicas por cada habitante. No ano 2011, o valor era de 0,2 W por habitante, porém, muitas instalações fotovoltaicas experimentais foram desativadas. Na Alemanha, a radiação solar máxima é de 4,3 kWh/m<sup>2</sup>-dia [6] e é o país que mais utiliza energia solar, com 35,8 GW [3]. Por outro lado, no Brasil, a radiação média é de 4,8 a 6,0 kWh/m<sup>2</sup>-dia [6], possuindo uma capacidade instalada de apenas 17 MW [3].

## 1.2

### Marcos regulatórios

A estratégia utilizada pela Alemanha para se tornar a líder mundial no uso da energia solar fotovoltaica foi a implementação da Lei de Energias Renováveis (*Erneuerbare Energien Gesetz, EEG*). No ano de 1991, quando a produção de eletricidade a partir de células fotovoltaicas custava 10 vezes mais do que a produzida a partir de carvão ou energia nuclear, políticos Alemães de todos os partidos sancionaram uma lei pouco anunciada que teria um grande impacto anos depois [7].

Esta Lei, a EEG, garantia um mercado para os produtores de eletricidade a partir de energia renovável. A EEG requeria que todas as companhias fornecedoras de energia permitissem a conexão de todos os produtores renováveis, desde o menor sistema fotovoltaico de telhado, à rede nacional de eletricidade e que comprassem a energia a um preço ligeiramente maior do que o do mercado. Este diferencial teria que equilibrar os custos ocasionados pela poluição. Assim, os investidores começaram a orientar suas ações ao mercado da energia solar e eólica, com um futuro garantido pela lei e com a promessa de conexão à rede. O Governo eliminou os procedimentos burocráticos para eles e investiu

maciçamente em pesquisa. As tarifas *feed-in* e os subsídios oferecidos tornaram a indústria fotovoltaica Alemã competitiva na Europa e no mundo.

O crescimento da Europa impulsionou a implementação de centrais fotovoltaicas ao redor do mundo, mesmo em países sem incentivos do Governo.

A proliferação de produtores privados na Europa preocupa as grandes companhias de energia. Por duas décadas, eles têm tido que impulsionar seus consumidores a se tornarem produtores. A instabilidade da produção também é um problema para as grandes, pois, a energia solar fotovoltaica, como quase todas as renováveis ainda tem que enfrentar um problema: a sua natureza intermitente.

Enquanto uma forma econômica e eficiente de armazenar energia em grande escala não for encontrada, as grandes companhias devem continuar operando, e também, repensando sobre a sua forma de fazer negócios.

Uma resposta significativa do Brasil ao desenvolvimento no mundo se fez esperar até 2012. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa 482, que estabelece que os consumidores de eletricidade podem gerar parte ou todo o potencial elétrico que consomem utilizando micro hidrelétricas, micro aerogeradores ou painéis fotovoltaicos. A potência máxima destes geradores é classificada segundo dois tipos de empreendimento: micro geração (até 100 kWp) e mini geração (de 100 kWp a 1 MWp). A REN 482 também estabelece um sistema de compensação de energia segundo o qual eventuais excessos de produção podem se transformar em créditos energéticos que podem ser aproveitados pelo consumidor em até 3 anos.

Os empreendimentos maiores do que 1 MWp e menores do que 5 MWp não precisam de uma autorização, porém devem ser comunicados à autoridade correspondente e apresentar uma licença ambiental. Infelizmente, não existem procedimentos determinados para este tipo de empreendimentos, o que dificulta, inicialmente, a determinação da autoridade competente e finalmente, atrasa o empreendimento.

As instalações com capacidade maior a 5 MWp são objeto de licitação e concessão, porém, devido ao elevado custo da eletricidade produzida a partir de energia solar, até setembro de 2014, nenhuma central fotovoltaica tinha sido concessionada.

O primeiro leilão de geração de energia elétrica a partir de fonte solar aconteceu no dia 31 de outubro de 2014. Investimentos da ordem de R\$ 4,1 bilhões foram comprometidos para a construção de 31 empreendimentos de energia solar. Este leilão foi o mais disputado da história dos leilões de energia no Brasil. O preço inicial da energia solar sofreu um deságio de 17,9%, caindo de R\$ 262/MWh, preço inicial, para um preço médio final de R\$ 215/MWh.

Os empreendimentos de energia solar terão uma capacidade instalada total de 889,66 MW, sendo que a maioria deles estará nos estados de São Paulo e Bahia. A competitividade demonstrada neste leilão é um sinal positivo para os investimentos solares em geral, pois indica que o custo desta tecnologia no Brasil pode atingir valores mais baixos ainda.

Em relação à adequação das companhias energéticas a novas fontes de energia entrando na rede nacional, a ANEEL publicou, também em 2012, a Resolução Normativa 502, que estabelece que as concessionárias de energia devem começar a instalação de *smart meters* em lugar de medidores convencionais de energia. Assim, poderia se obter maior informação sobre os perfis de consumo da população e determinar estratégias para o ingresso de fontes renováveis na rede e a adaptação das concessionárias ao incremento de empreendimentos de energias renováveis.

O crescimento do setor fotovoltaico na Europa deve-se, principalmente, ao incremento de produtores privados de eletricidade, por exemplo, proprietários que decidiram colocar painéis fotovoltaicos nos seus telhados. Com a finalidade de promover o investimento em energia solar fotovoltaica, os Governos Americano e Europeu disponibilizam dados de radiação solar e ferramentas de simulação ao público para orientar o dimensionamento de seus sistemas sem grandes complicações.

A seguir, apresenta-se uma revisão das principais bases de dados existentes no mundo e no Brasil.

### 1.3

#### **Avaliação do recurso solar**

O primeiro passo para determinar a capacidade de um sistema solar fotovoltaico é conhecer o recurso solar.

Existem dois métodos principais para se estimar a radiação solar em diferentes pontos geográficos: (a) a utilização de uma rede de radiômetros distribuídos por uma região e uma série de técnicas de interpolação espacial e (ii) o uso de modelos matemáticos para a determinação de estimativas da radiação solar a partir de equações de transferência radiativa na atmosfera.

Duffie e Beckman [8] indicam que não é prático basear previsões ou cálculos de radiação solar na atenuação da radiação solar extraterrestre pela atmosfera, pois muitas vezes existe informação meteorológica disponível. Em lugar de prever o desempenho de um sistema no futuro, utilizam-se medidas passadas da radiação solar no ponto em questão ou de pontos próximos similares.

Os dados de radiação solar podem ser encontrados em diversas formas e para diferentes propósitos. Os dados mais disponíveis são os de radiação global em

superfície horizontal e os mais detalhados são horários. Os dados neste formato são os mais úteis para a simulação de processos solares.

O seguinte formato, em ordem de utilidade, é a radiação solar em superfície horizontal diária. A radiação solar horária pode ser calculada com base nestes dados. Finalmente, existem os dados de radiação solar média mensal, porém, como alguns processos de conversão de energia não são lineares com a radiação solar, o uso destas médias poderia conduzir a erros, se a não linearidade não for levada em conta.

Os dados de radiação solar estão usualmente disponíveis via serviços meteorológicos nacionais e instituições especializadas. Por exemplo, a Organização Mundial de Meteorologia (*World Meteorological Organization*, WMO) patrocina a compilação deste tipo de dados, que são publicados anualmente no *Solar Radiation and Radiation Balance Data (The World Network)*.

A Rede Base de Radiação Solar (*Baseline Solar Radiation Network*, BSRN) publica os dados correspondentes às estações que fazem parte dela, por meio da rede de publicação PANGAEA (*Publishing Network for Geoscientific & Environmental Data*).

Outros registros de dados de radiação solar, fornecidos por serviços meteorológicos nacionais, são aqueles dos Estados Unidos e da Europa:

- (i) *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB). A primeira versão da NSRDB (1961-1990) contem dados de radiação solar e meteorológicos por um período de 30 anos para 237 estações meteorológicas nos Estados Unidos, Guam e Porto Rico.

A aquisição de dados de radiação solar nos Estados Unidos começou em 1951, com a rede SOLRAD do Serviço Meteorológico dos Estados Unidos (NWS). Os dados das 60 estações pertencentes à rede eram digitados e centralizados no *National Climatic Data Center* (NCDC). No ano 1975, depois de uma avaliação da qualidade dos dados, concluiu-se que somente 26 estações forneciam dados corretos.

No ano 1978, ambos o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) e o *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) produziram a base de dados SOLMET/ERSATZ, baseada nos dados das 26 estações qualificadas e em dados modelados para 22 estações que não faziam parte da rede SOLRAD.

Utilizando 39 estações modernizadas, o NWS continuou a aquisição de dados e em 1985, enviou todos os dados para o *Solar Energy Research Institute* (SERI) hoje *National Renewable Energy Laboratory* (NREL).

Com informação de radiação solar global horária coletada pelo NWS desde 1977 até 1980, dados meteorológicos do NOAA e o modelo METS-

TAT, o NREL produz, em 1992, a base de dados NSRDB (1961-1990). Este empreendimento do DOE e o *National Climatic Data Center* (NCDC-NOAA) substituiu a base de dados SOLMET/ERSATZ, pois as últimas medições desta base foram feitas em 1975.

O NREL atualizou a base de dados no ano 2007, produzindo o NSRDB (1991-2005). A última versão do NSRDB é o NSRDB (1991-2010), apresentada no ano 2010. Ela fornece dados de radiação e outros parâmetros meteorológicos para 1454 estações nos Estados Unidos [9].

Com base nos dados do NSRDB, o NREL tem desenvolvido diferentes mapas solares de médias diárias mensais para os Estados Unidos para promover a implementação de centrais fotovoltaicas e solares térmicas concentradas.

- (ii) *European Solar Radiation Atlas* (ESRA). O Volume 1 do ESRA está baseado em dados piranométricos de 139 estações em 29 países. O Atlas inclui radiação solar derivada de dados de insolação para 315 estações, com 114 estações reportando ambas, radiação e insolação, totalizando 340 estações. Foram utilizados dados de 10 anos para cada estação, exceto para algumas, para as quais somente períodos menores estavam disponíveis [8].

O Volume 2 [10] utiliza bases de dados para o período de 1981 a 1990. Este volume fornece valores médios mensais de radiação solar global, direta e difusa e valores do índice de clareza,  $K_T$ . O ESRA fornece também dados horários para algumas estações.

Para a geração de mapas solares, utilizaram-se duas bases de dados: uma base de dados horários de radiação solar de 89 estações, de insolação de 695 estações e de temperaturas médias, máximas (85), mínimas e precipitação de 86 estações e uma base de dados de imagens satelitais. Estes dados foram interpolados para o território Europeu utilizando co-krigagem. Os mapas de radiação direta e difusa foram derivados destes mapas.

Com base neste Atlas, o Instituto para a Energia e o Transporte (IET) da Comunidade Europeia desenvolveu a base de dados PVGIS, que consiste em mapas de radiação solar em superfícies horizontais. Para gerar estes mapas, o IET utilizou o método de interpolação de spline regularizado[11].

Os mapas solares apresentam dados de radiação solar média mensal ou média anual. No entanto, a informação de radiação solar mostrada em mapas indica tendências gerais. Por exemplo, no mapa da Figura 1.2, observa-se que existem

algumas áreas nas quais o clima não varia abruptamente e para as quais o mapa fornece uma estimativa adequada do recurso solar. Porém, esta representação gráfica não permite conhecer as variações climatológicas que afetam a radiação solar na superfície.

Como indicam Duffie e Beckman [8], as instituições de serviços meteorológicos geralmente geram uma base de dados com maior resolução temporal, chamada de Ano Meteorológico Típico. Esta base de dados permite a estimação do desempenho de sistemas solares em longo prazo.

Existem diferentes metodologias para a obtenção de uma série anual típica com dados horários, desenvolvidas por centros e laboratórios de meteorologia nos Estados Unidos e na Europa. As três principais são as seguintes:

- (i) Ano Meteorológico Típico (*Typical Meteorological Year - TMY*). Esta metodologia foi determinada por Hall et al. [12] e foi utilizada pelo NREL para definir os anos meteorológicos típicos (TMYs) das 26 estações qualificadas da rede SOLRAD, a partir da base de dados SOLMET.

A base de dados conformada por um Ano Meteorológico Típico contém valores horários de radiação solar, temperatura ambiente, umidade, velocidade do vento, direção do vento e outros dados meteorológicos.

A segunda base de anos meteorológicos típicos, TMY2, foi desenvolvida com o NSRDB 1961-1990 como input e a terceira, o TMY3, foi desenvolvida com o NSRDB 1991-2005. O TMY3 fornece dados para 1021 pontos geográficos dos Estados Unidos. O procedimento completo para a geração de um Ano Meteorológico Típico é descrito no Capítulo 2.

- (ii) Ano Referencial de Testes (*Test Reference Year - TRY*). Esta metodologia segue padrões aceitos pela Comunidade Europeia e é regulamentada pelo padrão EN ISO 15927-4:2005. Ela utiliza como inputs dados horários de temperatura de bulbo seco, radiação solar global em superfície horizontal, umidade relativa e velocidade do vento a 10 m de altura do solo. A metodologia consiste em comparar a função de distribuição acumulada de cada mês do ano com aquela da série histórica de dados correspondente ao mesmo mês, para cada um dos três primeiros parâmetros. Para isto, o padrão ISO utiliza a estatística de Finkelstein-Schafer (FS), que será explicada no Capítulo 2. Os três valores de FS obtidos são somados e os três meses com os menores valores para o somatório são escolhidos como candidatos. O mês que tiver o menor desvio da média de longo prazo para a velocidade do vento é escolhido para ser parte do Ano Referencial de Testes.

- (iii) Ano Referencial de Projeto (*Design Reference Year - DRY*). Esta metodologia foi definida pela *International Energy Agency* em parceria com a Universidade Técnica da Dinamarca. Para a seleção do ano meteorológico típico, realizam-se duas avaliações. Na primeira, avalia-se se os dados da base estão dentro de um desvio padrão da média dos dados da série histórica. Os principais parâmetros avaliados são a temperatura média, a média entre a temperatura máxima e mínima do dia, a frequência de seqüências de dias com velocidade e direção do vento similares, a pressão, a insolação, a precipitação e a umidade relativa. Na segunda parte, avaliam-se a média e a variância da temperatura de bulbo seco, a temperatura máxima do dia e a radiação solar global [13].

Em função dessas metodologias, diferentes serviços meteorológicos mundiais e pesquisadores têm definido anos meteorológicos típicos ou realizado diferentes métodos a partir destes para obter anos típicos para diversos pontos geográficos no mundo, principalmente na China e no norte da África.

#### 1.4

#### Disponibilidade de informação de radiação solar no Brasil

No Brasil, o recurso solar também tem sido mensurado, porém, sendo apresentando em forma de mapas solares.

Em 1998, o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR - EMC/UFSC) desenvolveram o Atlas de Irradiação Solar do Brasil [14]. Eles derivaram os dados de radiação solar a partir de imagens satelitais e os validaram com base em dados medidos na superfície. Os autores utilizaram o algoritmo do modelo físico BRAZILSR, que é uma variação do modelo físico IGMK desenvolvido no Instituto de Geofísica e Meteorologia de Colônia, Alemanha.

Dois anos depois, foi desenvolvido o Atlas Solarimétrico do Brasil [15]. Este foi desenvolvido em colaboração pela Universidade Federal de Pernambuco, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL/Eletróbrás) e a Companhia Hidroelétrica de São Francisco (CHESF). Este trabalho mostra mapas de isolinhas com valores de radiação solar diária média mensal elaborados manualmente.

No ano 2006, o Atlas Brasileiro de Energia Solar foi elaborado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) no marco do Programa SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), patrocinado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente - PNUMA, em parceria com o NREL, a Universidade Estadual de Nova York (SUNY), o Centro Aeroespacial Alemão

(DLR), a Universidade Técnica de Dinamarca (DTU) e o Instituto de Energia e Recursos da Índia (TERI) [16]. Neste trabalho, utilizou-se um método computacional para estimar a radiação solar incidente por meio da solução da equação de transferência radiativa na atmosfera. Os resultados deste projeto foram mapas de radiação solar direta, difusa e global diária média mensal do Brasil e dados de radiação solar global horários apresentados como anos meteorológicos típicos para 24 pontos geográficos no Brasil, sendo que somente um ponto está localizado no Rio de Janeiro, no Aeroporto Santos Dumont. Estes mapas solares e anos meteorológicos típicos estão disponíveis no site do Projeto SWERA.

O levantamento extensivo de informação realizado pelo INPE para este projeto, concluiu que a base de dados de radiação solar e meteorológicos na superfície necessários para a validação de modelos matemáticos é extremamente escassa no Brasil e em toda a América Latina. Por isto, o INPE continua implementando estações solarimétricas de alta qualidade com o apoio da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e a Petrobras. Atualmente, o INPE disponibiliza dados de radiação solar global e outros parâmetros meteorológicos medidos por estações sinópticas no seu site. O INMET realiza uma tarefa similar, mostrando dados horários dos mesmos parâmetros em tempo real.

Alguns outros atlas solares têm sido elaborados também para diferentes estados de maneira individual, como iniciativa dos governos estaduais. Dentre estes, destacam-se o Atlas Solarimétrico de Alagoas (2008), desenvolvido pela Universidade Federal de Pernambuco em parceria com a Eletrobrás; o Atlas Solarimétrico do Ceará (2011) realizado pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUNCEME) e o Governo do Estado do Ceará; o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (2012) realizado por iniciativa da CEMIG, com o apoio do Governo do Estado de Minas Gerais e a ANEEL e, o Levantamento do Potencial da Energia Solar Paulista (2013), realizado pelo Governo do Estado de São Paulo.

## 1.5

### Motivação

O Brasil tem um grande potencial solar no seu extenso território, confirmado pelos diversos estudos apresentados na seção anterior. Não obstante estas condições favoráveis, caberia indagar por que o Brasil não é um dos principais produtores de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos.

A situação do mercado responde a esta questão: a indústria fotovoltaica, não apenas no Brasil, mas em toda a América Latina é ainda emergente. Os painéis fotovoltaicos, as baterias, os inversores e outros acessórios são caros, o que torna

o preço deste tipo de energia pouco competitivo.

Nos países deste continente, que não têm acesso a benefícios como as tarifas *feed-in* implementadas na Europa, o principal motor do desenvolvimento do setor fotovoltaico é a paridade de preços.

O Brasil incentiva a implementação de sistemas fotovoltaicos de grande escala de diferentes maneiras: diminui os impostos de alguns produtos fotovoltaicos, diminui as taxas de transmissão e distribuição, diminui a burocracia para obter uma autorização e recentemente, oferece a promessa de conexão à rede durante vários anos, realizando leilões de geração de energia elétrica.

O índice de nacionalização requerido neste tipo de empreendimentos incrementa o custo, pois o Brasil ainda não sedia uma indústria fotovoltaica competitiva. Este tema é complexo e não é tratado neste trabalho, que possui outro objetivo.

Para promover a implementação de sistemas fotovoltaicos em média e pequena escala, o Brasil adotou outra estratégia: um sistema de *net metering*, aprovado pela Resolução N°482/2012 da ANEEL. Segundo especialistas do setor, esta estratégia pode alavancar um grande número de empreendimentos [17].

Esta é a razão: o mercado solar fotovoltaico no Brasil é ainda incipiente, o número de companhias operando no setor é muito pequeno, assim, eles determinam seus preços obtendo uma grande margem de lucro. Se a demanda de sistemas fotovoltaicos crescesse, o setor seria mais atrativo, fazendo com que mais companhias entrassem no setor, tornando-o mais competitivo. Assim, o mercado seria regulado e os preços dos sistemas fotovoltaicos seriam reduzidos, gerando cada vez mais interesse por parte dos usuários.

Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma ferramenta de informação sobre a radiação solar no estado do Rio de Janeiro, para promover a implementação de sistemas fotovoltaicos em pequena e média escala, despertando o interesse dos usuários do Sistema Elétrico Nacional.

## 1.6

### Estrutura

Esta dissertação está organizada em sete capítulos.

O primeiro é a introdução, que mostra os antecedentes e a motivação para a realização deste trabalho.

No segundo capítulo, indica-se o procedimento para a geração de Anos Meteorológicos Típicos. Este processo é realizado para 35 estações meteorológicas instaladas dentro do estado do Rio de Janeiro e adjacências.

O terceiro capítulo apresenta as equações utilizadas para a avaliação da disponibilidade do recurso solar no Rio de Janeiro. Avalia-se a incidência da radiação

solar em superfícies horizontais e inclinadas fixas e com rastreamento solar. No quarto capítulo, explica-se a teoria das variáveis regionalizadas e a krigagem. Neste capítulo, determinam-se os parâmetros necessários para a elaboração dos mapas solares do Rio de Janeiro por meio de krigagem ordinária. O quinto capítulo mostra os mapas de radiação solar global obtidos por meio da aplicação das equações da krigagem utilizando um programa desenvolvido em MATLAB. Mostram-se também os mapas do desvio padrão das estimativas feitas.

O sexto capítulo descreve o processo de obtenção de estimativas de produção de eletricidade para diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos com base nos AMTs obtidos e nos cálculos feitos de radiação solar incidente descritos no terceiro capítulo. O capítulo, discute também os resultados das simulações realizadas: os ganhos e perdas de energia, para as configurações avaliadas.

Finalmente, o sétimo capítulo apresenta as principais conclusões do trabalho e encaminha recomendações para trabalhos futuros.

## 2

### Geração de Anos Meteorológicos Típicos

Um Ano Meteorológico Típico (AMT) é uma série anual de dados horários que tipificam as condições meteorológicas de uma locação específica ao longo de um período extenso de tempo.

O AMT contém informações sobre as variações naturais diárias e sazonais dos parâmetros meteorológicos. Esta base de dados serve como elemento de entrada para o projeto e simulação de sistemas de conversão de energias renováveis.

Embora o AMT compile dados meteorológicos medidos, não é uma base apropriada para a avaliação da produção de energia ou eficiência em tempo real, pois não contém informações sobre condições climáticas extremas.

#### 2.1

##### Fontes de dados

A base de dados utilizada para a geração dos AMTs foi obtida dos arquivos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Utilizou-se informação correspondente a 39 estações localizadas no estado do Rio de Janeiro e regiões adjacentes pertencentes aos estados de Minas Gerais, São Paulo e Espírito Santo.

A Figura 2.1 mostra a localização das estações, a Tabela 2.1 e a Tabela 2.2 mostram a lista de estações e a extensão da série de dados históricos disponíveis.

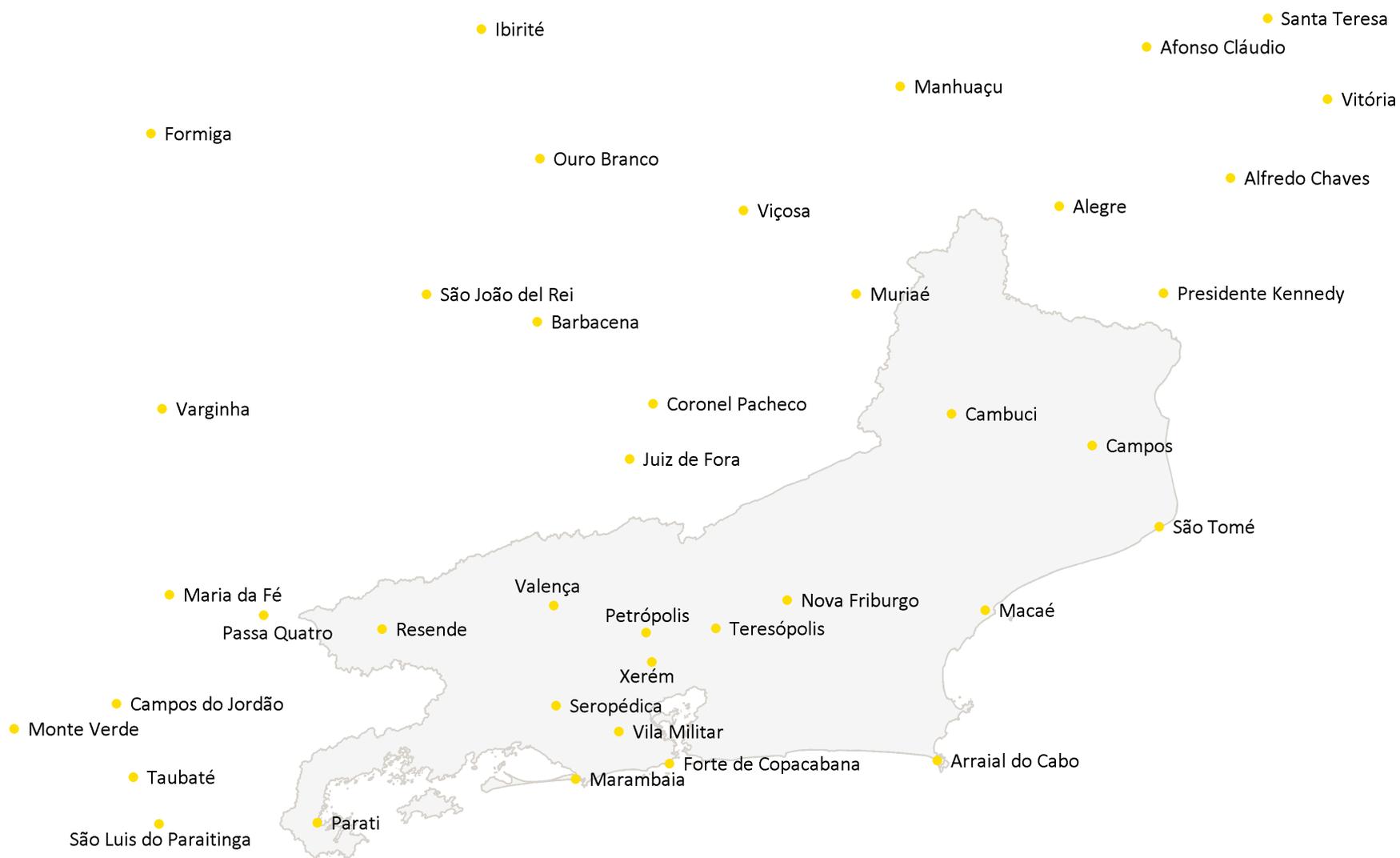


Figura 2.1: Localização das estações do INMET.

As séries históricas utilizadas constituem um registro de medições primárias. Um dos requerimentos para a obtenção do AMT é contar com dados serialmente completos. Porém, devido a falhas nos instrumentos, manutenção inadequada e problemas de segurança, entre outros, existem períodos com dados faltantes ou errados. Por isto, alguns valores horários têm sido preenchidos ou interpolados para estes períodos. Este processo foi feito seguindo os procedimentos utilizados pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), para a elaboração da base de dados de radiação solar dos Estados Unidos de América, o *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB) [9].

Neste documento, o propósito da aplicação dos métodos de preenchimento descritos pelo NREL não é manter as características climatológicas da série, mas, contar com dados serialmente completos baseados em dados de radiação solar e meteorológicos reais.

Quatro métodos foram utilizados para a interpolação e o preenchimento de dados:

1. Interpolação de curto prazo. *Gaps* de até 5 horas foram preenchidos por meio de interpolação linear.
2. Preenchimento de médio prazo. *Gaps* de até 24 horas foram preenchidos com um perfil médio entre o dia anterior e o dia posterior ao *gap* para as mesmas horas.
3. Preenchimento de longo prazo. Para *gaps* de até 1 ano, os dados antes e depois do *gap* foram caracterizados. Logo, procurou-se um ano com características similares para tais datas. Os *gaps* foram preenchidos utilizando os dados correspondentes às datas do *gap* para o ano encontrado.
4. Preenchimento de última instância. Depois dos preenchimentos anteriores, ainda poderiam ter ficado *gaps* por causa de dados insuficientes antes e depois dos *gaps* para serem caracterizados. Neste caso, procuram-se dados serialmente completos para as datas do *gap* em outros anos e estes são utilizados para preencher tais *gaps* diretamente.

O preenchimento e interpolação dos dados dos arquivos do INMET foram realizados por meio do software MATLAB.

Tabela 2.1: Coordenadas geográficas das Estações INMET.

Estação	Latitude, °	Longitude, °
Barbacena/MG	-21,2166	-43,7667
Monte Verde/MG	-22,8500	-46,0500
Viçosa/MG	-20,7667	-42,8666
Ouro Branco/MG	-20,5567	-43,7561
São João del Rei/MG	-21,1061	-44,2506
Varginha/MG	-21,5667	-45,4044
Muriaé/MG	-21,1050	-41,3758
Juiz de Fora/MG	-21,7700	-43,3642
Formiga/MG	-20,4550	-45,4539
Passa Quatro/MG	-22,3961	-44,9617
Maria da Fé/MG	-22,3142	-45,3731
Ibirité/MG	-20,0314	-44,0111
Manhuaçu/MG	-20,2636	-42,1828
Coronel Pacheco/MG	-21,5469	-43,2611
Seropédica/RJ	-22,7578	-43,6847
Marambaia/RJ	-23,0500	-43,6000
Xerém/RJ	-22,5833	-43,2666
Cambuci/RJ	-21,5875	-41,9583
Arraial do Cabo/RJ	-22,9761	-42,0213
Campos/RJ	-21,7147	-41,3441
Macaé/RJ	-22,3763	-41,8122
Resende/RJ	-22,4511	-44,4447
Pico do Couto/RJ	-22,4650	-43,2914
Valença/RJ	-22,3577	-43,6955
Vitoria/ES	-20,3156	-40,3172
Santa Teresa/ES	-19,9886	-40,5794
Alfredo Chaves/ES	-20,6364	-40,7414
Alegre/ES	-20,7506	-41,4889
Teresópolis/RJ	-22,4489	-42,9872
Parati/RJ	-23,2233	-44,7267
São Tomé/RJ	-22,0416	-41,0519
Vila Militar/RJ	-22,8608	-43,4111
Presidente Kennedy/ES	-21,1012	-41,0338
Nova Friburgo/RJ	-22,3347	-42,6769
Forte de Copacabana/RJ	-22,9883	-43,1901
Afonso Cláudio/ES	-20,1042	-41,1069
Campos do Jordão/SP	-22,7500	-45,6039
Taubaté/SP	-23,0419	-45,5302
São Luiz do Paraitinga/SP	-23,2283	-45,4172

Tabela 2.2: Estações INMET e períodos de registro de dados.

Estação	Código	Primeiro Ano	Último Ano	Período, anos
Barbacena/MG	A502	2003	2014	12
Monte Verde/MG	A509	2005	2014	10
Viçosa/MG	A510	2006	2014	9
Ouro Branco/MG	A513	2007	2014	8
São João del Rei/MG	A514	2007	2014	8
Varginha/MG	A515	2007	2014	8
Muriaé/MG	A517	2007	2014	8
Juiz de Fora/MG	A518	2008	2014	7
Formiga/MG	A524	2007	2014	8
Passa Quatro/MG	A529	2008	2014	7
Maria da Fé/MG	A531	2007	2014	8
Ibirité/MG	A555	2009	2014	6
Manhuaçu/MG	A556	2011	2014	4
Coronel Pacheco/MG	A557	2013	2014	2
Seropédica/RJ	A601	2001	2014	14
Marambaia/RJ	A602	2003	2014	12
Xerém/RJ	A603	2003	2014	12
Cambuci/RJ	A604	2003	2014	12
Arraial do Cabo/RJ	A605	2007	2014	8
Campos/RJ	A607	2007	2014	8
Macaé/RJ	A608	2007	2014	8
Resende/RJ	A609	2007	2014	8
Pico do Couto/RJ	A610	2007	2014	8
Valença/RJ	A611	2007	2014	8
Vitória/ES	A612	2007	2014	8
Santa Teresa/ES	A613	2008	2014	7
Alfredo Chaves/ES	A615	2007	2014	8
Alegre/ES	A617	2007	2014	8
Teresópolis/RJ	A618	2007	2014	8
Parati/RJ	A619	2007	2014	8
São Tomé/RJ	A620	2009	2014	6
Vila Militar/RJ	A621	2007	2014	8
Pres. Kennedy/ES	A622	2009	2014	6
Nova Friburgo/RJ	A624	2011	2014	4
Forte de Copacabana/RJ	A652	2008	2014	7
Afonso Claudio/ES	A657	2012	2014	3
Campos do Jordão/SP	A706	2002	2014	11
Taubaté/SP	A728	2007	2014	8
São Luiz do Paraitinga/SP	A740	2008	2014	7

## 2.2

### Processo de produção

O AMT é composto por doze (12) Meses Meteorológicos Típicos (MMT). Os MMTs são meses individuais de diferentes anos do período do registro da série histórica, que são julgados como os mais típicos. Estes meses são concatenados sem modificações essenciais, para formar um ano com um registro serialmente completo de medições primárias de parâmetros meteorológicos.

O objeto do AMT é tipificar as condições meteorológicas de um local, por isto, quanto maior a série histórica de dados, melhor a representação das variações climáticas. O NREL utiliza séries de dados com mais de 10 anos de registros para gerar o AMT dos Estados Unidos (TMY3). No entanto, diferentes estudos tem demonstrado que cinco (05) anos podem ser suficientes para capturar a maioria das características estatísticas de um clima [18].

Neste estudo, utilizaram-se somente as estações com um período de registro maior do que cinco (05) anos. Assim, as estações de Manhuaçu (MG), Coronel Pacheco (MG), Nova Friburgo (RJ) e Afonso Claudio (ES) não foram levadas em conta para a geração do AMT e a elaboração dos mapas solares.

O AMT para cada uma das outras 35 estações foi produzido com base nos procedimentos do *SANDIA National Laboratories* [12]. O método Sandia é uma aproximação empírica para a seleção de MMTs a serem incluídos no AMT. O método utiliza quatro (04) parâmetros meteorológicos e seleciona MMTs em base a estes.

1. Temperatura de bulbo seco.
2. Temperatura do ponto de orvalho.
3. Velocidade do vento.
4. Radiação solar global em superfícies horizontais.

Destes parâmetros, nove (09) índices diários são utilizados: a temperatura de bulbo seco média, máxima e mínima, a temperatura do ponto de orvalho média, máxima e mínima, a velocidade do vento média e máxima e a radiação solar global total.

A seleção dos MMTs pode ser dividida em dois passos. O primeiro é a seleção dos cinco (05) anos mais típicos baseada nos índices diários dos parâmetros estudados e o segundo é a seleção final considerando a média, a mediana e a persistência dos fenômenos climáticos.

### 2.2.1

#### Seleção dos meses candidatos

Este procedimento foi feito por meio da comparação entre a função de distribuição acumulada (FDA) de cada ano e a FDA da série de longo prazo para cada um dos 9 índices, utilizando a estatística de Finkelstein-Schafer (FS) [19].

Na explicação da seleção dos MMTs, o termo ano refere-se à combinação mês/ano. Por exemplo, ao se tratar o mês de Janeiro, “2000” refer-se-á ao mês de Janeiro de 2000.

A função de distribuição acumulada (FDA) de uma variável aleatória  $X$ ,  $F(x)$ , é a função dada por:

$$F(x) = P(X \leq x) \quad (2-1)$$

$F(x)$  fornece o valor da probabilidade da variável aleatória  $X$  assumir um valor inferior ou igual a  $x$ . Assim,  $X$  representa o parâmetro em questão e  $x$  é cada uma das realizações de tal parâmetro.

A distribuição de probabilidade dos índices meteorológicos obtidos, ou seja, de cada  $X$ , não é conhecida. Por isto, para representar a FDA utiliza-se uma aproximação chamada de FDA empírica.

Para construir uma FDA empírica, os dados são ordenados de menor a maior. Atribui-se ao primeiro dado a posição  $i = 1$ , e ao último,  $i = n$ , onde  $n$  é o tamanho da amostra. Cada salto ou passo na FDA empírica é de  $1/n$  e ocorre em cada  $x$ . Como  $n$  é o número de observações de  $x$ , por exemplo, o mês de maio teria o  $n = 31$ .

O eixo horizontal de uma FDA empírica contem os valores dos dados ( $x$ ) e o eixo vertical contem a probabilidade  $i/n$  de que  $x$  seja inferior ou igual àquela observação ou realização. Assim, a maior realização teria  $i/n = 1$ , ou seja, uma probabilidade nula de ser excedido.

Como trata-se de uma amostra, a possibilidade do máximo valor ser excedido deve ser considerada. Por isto, utilizou-se uma posição de plotagem, que fornece um valor menor do que  $i/n$ , no eixo vertical. Enquanto o tamanho da amostra cresce, o gráfico se assemelha mais à população.

Existem diferentes posições de plotagem para diferentes aplicações. Neste caso, utilizou-se a posição de plotagem de Hazen [20], pois é bem aplicada para a comparação de duas amostras e é utilizada por Hall [12] no método Sandia. A fórmula da posição de plotagem de Hazen é:

$$p = (i - 0,5)/n \quad (2-2)$$

Onde,  $p$  é a posição de plotagem,  $i$  é o número de ordem da realização ou amostra e  $n$  é o tamanho da amostra.

Na Figura 2.2, mostra-se uma FDA empírica para a radiação solar global total na estação do Forte de Copacabana (A652) durante o mês de Janeiro. A FDA de longo prazo, ou seja, de todos os anos juntos, está baseada em um registro de dados de 7 anos, conseqüentemente, formada por 217 observações. Observam-se na mesma figura, quatro FDAs de curto prazo para os anos de 2009, 2011, 2012 e 2013, todas baseadas em 31 observações.

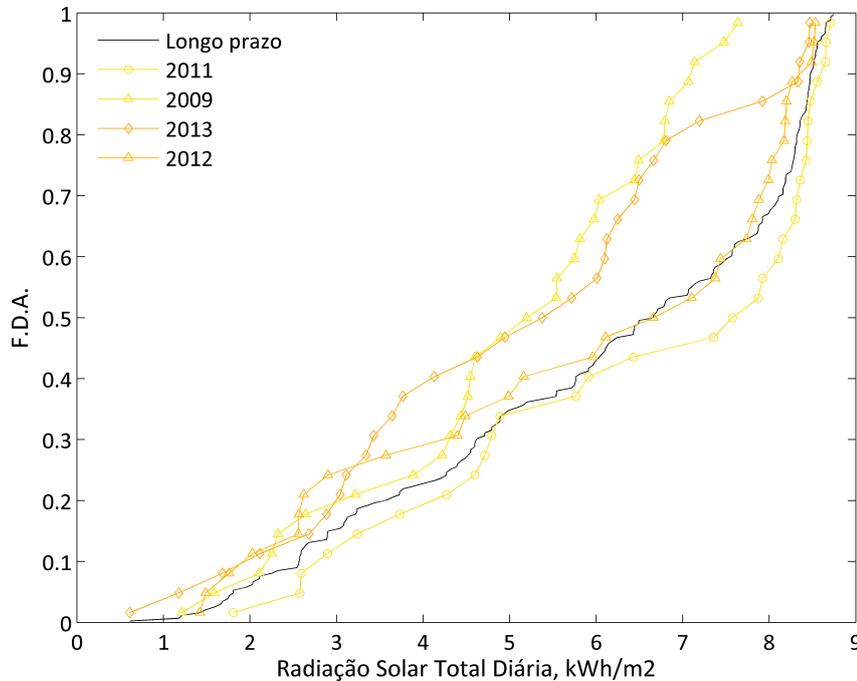


Figura 2.2: FDAs empíricas da série de longo prazo e dos anos 2009, 2011, 2012 e 2013. Estação: A652. Mês: Janeiro.

A estatística de Finkelstein-Schafer é calculada com a informação que fornecem as FDAs. A fórmula é a seguinte:

$$FS = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \delta_i \tag{2-3}$$

Onde,  $\delta_i$  é a diferença absoluta entre a FDA de longo prazo e a FDA de curto prazo em  $x_{(i)}$ , com  $i = 1, 2, 3, \dots, n$  e  $n$  é o número de observações. Assim, quanto mais perto estão as FDAs, menor é o valor de FS.

Para cada ano e estação, 09 estatísticas FS foram calculadas, uma para cada índice. A similaridade entre as FDAs, representada pela FS, é mais importante para alguns índices que para os outros. Por isto, o método Sandia estabelece uma forma de ponderar os valores das FS e obter outra estatística comparável, WFS (*Weighted Finkelstein-Schafer*).

$$WFS = \sum w_i \cdot FS_i \tag{2-4}$$

Onde  $w_i$  é o peso atribuído a cada índice. O valor de  $w_i$  depende principalmente

da aplicação requerida para o AMT gerado. O método Sandia propõe os pesos mostrados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Valores dos pesos para as estatísticas FS.

Índice	Peso
Temperatura máxima de bulbo seco	1/24
Temperatura mínima de bulbo seco	1/24
Temperatura média de bulbo seco	2/24
Temperatura máxima do ponto de orvalho	1/24
Temperatura mínima do ponto de orvalho	1/24
Temperatura média do ponto de orvalho	2/24
Velocidade do vento máxima	2/24
Velocidade do vento média	2/24
Radiação solar global total	12/24

Com estes pesos, calcula-se uma WFS para cada ano e escolhem-se cinco (05) anos com os menores valores de WFS. Estes são os candidatos para a seleção final dos MMTs.

### 2.2.2

#### Seleção final baseada em persistência

Os MMTs selecionados não são necessariamente aqueles cuja FDA empírica é mais similar àquela da série de longo prazo. A seleção final dos MMTs foi baseada em parâmetros estatísticos e na persistência dos valores associados com a temperatura média de bulbo seco e a radiação solar global total.

Inicialmente, avaliou-se a diferença absoluta entre a média e a mediana mensal e a média e a mediana da série histórica, respectivamente. Os MMTs candidatos foram ordenados em função do menor desvio.

A persistência das características climáticas foi avaliada caracterizando a frequência e o comprimento de seqüências contínuas de valores dos parâmetros, acima e abaixo de percentis fixos baseados na série de dados de longo prazo. Para a temperatura média de bulbo seco, calcularam-se a frequência e o comprimento da seqüência de valores abaixo do 33.º percentil e acima do 67.º percentil. Para a radiação solar global, calcularam-se a frequência e o comprimento da seqüência de valores abaixo do 33.º percentil. Os anos com maior número de seqüências, o ano com as seqüências mais longas e o ano sem seqüências foram descartados.

Finalmente, o primeiro ano (ordenado em função do desvio) que cumprisse com o critério de persistência foi escolhido como MMT.

A Figura 2.3 mostra as FDAs empíricas da série de longo prazo e as dos anos

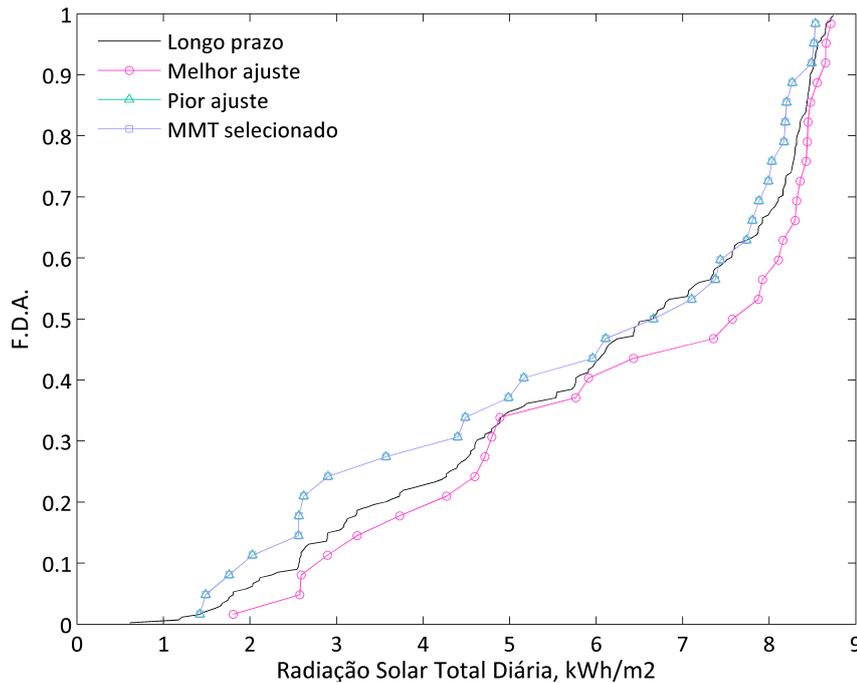


Figura 2.3: FDAs empíricas da série de longo prazo, dos anos com o melhor e pior ajuste e do ano selecionado como MMT. Estação: A652. Mês: Janeiro.

2011 e 2012, que mostraram, respectivamente, o melhor e o pior ajuste segundo a estatística ponderada de Finkelstein-Schafer. O parâmetro representado é a radiação solar global na estação do Forte de Copacabana. Para esta estação, a série histórica está formada por 217 observações, correspondentes a 7 anos. O mês selecionado como MMT foi o de pior ajuste, devido às suas características apropriadas de persistência.

As Tabelas 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8 e 2.9 mostram um resumo das estatísticas descritas neste capítulo correspondentes à estação do Forte de Copacabana (A652) para o mês de Janeiro.

A Tabela 2.4 mostra a estatística Finkelstein-Schafer ponderada para cada ano da série histórica. Os cinco (05) anos com o menor WFS, foram selecionados como candidatos para ser o MMT (Tabela 2.5).

A Tabela 2.6 mostra as medidas estatísticas da série histórica de dados e a Tabela 2.7 mostra as medidas estatísticas de cada série mensal de dados, incluindo o desvio absoluto da média e da mediana.

As Tabelas 2.8 e 2.9 mostram a frequência das seqüências ordenada por comprimento por cada ano para os parâmetros temperatura de bulbo seco e radiação solar global, respectivamente. A frequência e o comprimento médios das seqüências para a temperatura média de bulbo seco foram 5,14 e 4,00. Para a radiação solar global, os valores em questão foram 3,57 e 2,92, respectivamente.

Os 12 MMTs selecionados foram concatenados para formar o AMT. A Tabela 2.10 mostra os MMTs selecionados para cada estação.

Tabela 2.4: Estatísticas FS ponderadas. Estação: A652. Mês: Janeiro.

Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
WFS	0,1021	0,1094	0,1350	0,0893	0,1304	0,1118	0,1899

Tabela 2.5: Anos candidatos para MMT. Estação: A652. Mês: Janeiro.

Anos Candidatos	2011	2008	2009	2013	2012
-----------------	------	------	------	------	------

No processo de geração dos AMTs, para evitar descontinuidades nas uniões entre os meses, que podem fazer parte de anos diferentes, as últimas 6 horas de cada mês foram suavizadas junto com as primeiras 6 horas do mês posterior correspondente.

A Tabela 2.11 mostra os dados horários correspondentes a uma semana do AMT gerado para a estação do Forte de Copacabana. A tabela contém os dados de radiação solar global horizontal,  $I$ , temperatura média de bulbo seco,  $T_a$  e velocidade média do vento,  $V$  para o período horário que acaba na hora local mostrada na segunda coluna.

Tabela 2.6: Estatísticas de longo prazo. Estação: A652. Mês: Janeiro.

	Temperatura de Bulbo Seco, °C			Temperatura do Ponto de Orvalho, °C			Velocidade do Vento, m/s		Radiação Solar Global, kJ/m <sup>2</sup>
	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima	Total
Média	25,76	26,42	25,13	21,52	22,08	20,97	2,50	5,39	21785,48
Mediana	25,83	26,41	25,18	21,65	22,16	21,00	2,23	5,18	23982,15
Desvio Padrão	1,65	1,75	1,56	1,15	1,13	1,19	0,92	1,45	7257,47

Tabela 2.7: Estatísticas de curto prazo. Estação: A652. Mês: Janeiro.

	Temperatura de Bulbo Seco, °C			Temperatura do Ponto de Orvalho, °C			Velocidade do Vento, m/s		Radiação Solar Global, kJ/m <sup>2</sup>
	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima	Total
2008									
FS	0,1622	0,1528	0,1646	0,1808	0,1901	0,1781	0,0485	0,0410	0,0751
Média	24,46	25,12	23,82	20,59	21,12	20,06	2,47	5,27	20229,05
Desv. Absoluto	1,31	1,31	1,31	0,93	0,97	0,91	0,03	0,12	1556,43
Mediana	24,57	25,28	23,90	20,53	21,00	19,85	2,38	5,15	22146,57
Desv. Absoluto	1,25	1,13	1,28	1,12	1,16	1,15	0,15	0,03	1835,58
Desvio Padrão	2,09	2,26	1,93	1,28	1,28	1,27	0,84	1,53	8284,37

*(Continua)*

Tabela 2.7 – *Continuação.*

	Temperatura de Bulbo Seco, °C			Temperatura do Ponto de Orvalho, °C			Velocidade do Vento, m/s		Radiação Solar Global, kJ/m <sup>2</sup>
	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima	Total
2009									
FS	0,0532	0,0550	0,0626	0,0647	0,0691	0,0645	0,0450	0,0340	0,1650
Média	25,41	26,06	24,82	21,69	22,27	21,15	2,86	5,79	17804,17
Desv. Absoluto	0,35	0,36	0,32	0,17	0,19	0,18	0,36	0,40	3981,31
Mediana	25,38	25,84	25,00	21,86	22,54	21,08	2,18	5,33	18713,33
Desv. Absoluto	0,45	0,57	0,19	0,21	0,37	0,08	0,05	0,15	5268,83
Desvio Padrão	1,86	2,05	1,68	1,11	1,12	1,12	1,60	2,24	6602,23
2010									
FS	0,3321	0,3159	0,3441	0,2619	0,2731	0,2438	0,0488	0,0360	0,0587
Média	28,24	28,83	27,66	22,87	23,47	22,26	2,45	5,25	23055,29
Desv. Absoluto	2,47	2,41	2,52	1,35	1,38	1,29	0,04	0,14	1269,80
Mediana	28,59	29,14	27,92	22,76	23,38	22,11	2,38	5,16	27263,22
Desv. Absoluto	2,76	2,73	2,73	1,11	1,22	1,11	0,15	0,02	3281,07
Desvio Padrão	1,14	1,19	1,12	1,09	1,01	1,19	0,64	1,05	8224,13
2011									
FS	0,1164	0,1146	0,1226	0,1556	0,1478	0,1537	0,1259	0,0520	0,0587
Média	26,55	27,19	25,95	22,31	22,87	21,74	2,13	5,02	23055,29
Desv. Absoluto	0,79	0,77	0,82	0,79	0,78	0,77	0,37	0,37	1269,80
Mediana	26,50	27,18	25,97	22,44	22,94	21,93	1,88	4,96	27263,22
Desv. Absoluto	0,67	0,78	0,78	0,79	0,77	0,93	0,35	0,22	3281,07
Desvio Padrão	1,34	1,32	1,41	1,25	1,23	1,30	0,80	1,19	8224,13

*(Continua)*

Tabela 2.7 – *Continuação.*

	Temperatura de Bulbo Seco, °C			Temperatura do Ponto de Orvalho, °C			Velocidade do Vento, m/s		Radiação Solar Global, kJ/m <sup>2</sup>
	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima	Total
2012									
FS	0,2821	0,2665	0,2940	0,2964	0,2888	0,2873	0,0974	0,0314	0,0482
Média	23,59	24,28	22,88	20,05	20,61	19,51	2,18	5,17	20720,52
Desv. Absoluto	2,17	2,14	2,26	1,47	1,48	1,46	0,31	0,22	1064,97
Mediana	23,74	24,39	23,05	19,94	20,55	19,46	2,07	5,09	23982,15
Desv. Absoluto	2,09	2,02	2,13	1,71	1,62	1,54	0,16	0,09	0,00
Desvio Padrão	1,89	2,11	1,64	0,94	0,92	1,01	0,63	1,23	9115,35
2013									
FS	0,1023	0,1054	0,1005	0,0601	0,0685	0,0565	0,1241	0,1268	0,1271
Média	25,23	25,84	24,68	21,41	21,94	20,92	2,92	6,17	18103,61
Desv. Absoluto	0,53	0,59	0,46	0,11	0,14	0,05	0,43	0,78	3681,87
Mediana	24,98	25,74	24,38	21,57	22,18	21,07	2,59	5,82	19361,27
Desv. Absoluto	0,84	0,67	0,80	0,08	0,02	0,07	0,36	0,64	4620,89
Desvio Padrão	1,59	1,77	1,43	1,02	0,99	1,03	1,14	1,82	8199,70
2014									
FS	0,1372	0,1528	0,1286	0,0419	0,0459	0,0366	0,0541	0,0642	0,2998
Média	26,86	27,64	26,13	21,73	22,32	21,14	2,46	5,06	29530,47
Desv. Absoluto	1,10	1,22	1,00	0,21	0,23	0,17	0,04	0,33	7744,98
Mediana	26,85	27,66	26,00	21,74	22,43	21,10	2,32	4,89	30126,06
Desv. Absoluto	1,03	1,25	0,82	0,09	0,27	0,10	0,09	0,29	6143,91
Desvio Padrão	1,63	1,56	1,69	1,38	1,38	1,40	0,80	1,07	2152,37

Tabela 2.8: Estatísticas de persistência. Parâmetro: Temperatura de Bulbo Seco.

Comprimento	Ano							Comprimento Total
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
1	1	3	0	1	0	4	3	12
2	1	1	1	2	0	2	0	7
3	0	1	0	0	0	1	0	2
4	2	0	0	0	0	1	0	3
5	0	1	2	0	0	0	0	3
6	0	0	0	0	1	0	1	2
7	0	1	0	0	0	0	0	1
8	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	1	1
>10	1	0	1	1	2	0	0	5
Frequência Total	5	7	4	4	3	8	5	36

Tabela 2.9: Estatísticas de persistência. Parâmetro: Radiação.

Comprimento	Ano							Comprimento Total
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
1	1	1	1	1	2	1	0	7
2	0	1	0	0	1	2	0	4
3	2	2	0	0	1	0	0	5
4	0	0	0	0	1	1	0	2
5	1	1	2	2	0	1	0	7
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0
>10	0	0	0	0	0	0	0	0
Frequência Total	4	5	3	3	5	5	0	25

Tabela 2.10: Meses Meteorológicos Típicos das Estações INMET.

Estação	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Barbacena/MG	2004	2012	2012	2010	2007	2004	2007	2013	2013	2008	2010	2013
Monte Verde/MG	2013	2011	2013	2013	2010	2009	2011	2012	2013	2013	2013	2010
Viçosa/MG	2009	2009	2008	2011	2009	2008	2007	2009	2008	2012	2006	2008
Ouro Branco/MG	2009	2013	2014	2007	2011	2009	2007	2013	2008	2013	2010	2013
São João del Rei/MG	2013	2013	2010	2012	2011	2009	2007	2013	2012	2013	2007	2011
Varginha/MG	2012	2007	2008	2014	2013	2009	2012	2006	2010	2013	2013	2013
Muriaé/MG	2013	2012	2014	2012	2013	2008	2007	2013	2013	2010	2006	2009
Juiz de Fora/MG	2011	2013	2010	2014	2010	2009	2011	2013	2010	2013	2012	2013
Formiga/MG	2008	2013	2009	2007	2013	2007	2011	2013	2010	2008	2010	2009
Passa Quatro/MG	2010	2008	2010	2013	2013	2012	2007	2011	2013	2013	2013	2013
Maria da Fé/MG	2012	2010	2010	2013	2011	2009	2010	2007	2013	2008	2013	2013
Ibirité/MG	2012	2012	2012	2010	2013	2011	2011	2013	2011	2013	2008	2008
Seropédica/RJ	2003	2005	2008	2010	2014	2006	2001	2002	2000	2008	2005	2002
Marambaia/RJ	2003	2013	2008	2010	2011	2011	2011	2013	2007	2008	2010	2013
Xerém/RJ	2003	2013	2010	2010	2013	2006	2013	2007	2012	2011	2010	2009
Cambuci/RJ	2013	2009	2003	2013	2011	2010	2013	2004	2011	2010	2003	2013
Arraial do Cabo/RJ	2008	2007	2008	2014	2008	2008	2012	2007	2008	2006	2007	2013
Campos/RJ	2009	2010	2013	2014	2013	2008	2007	2007	2013	2008	2006	2007
Macaé/RJ	2008	2013	2014	2014	2014	2009	2007	2007	2013	2006	2013	2006
Resende/RJ	2008	2014	2010	2009	2011	2008	2013	2007	2012	2011	2006	2006
Pico do Couto/RJ	2011	2009	2008	2012	2014	2008	2012	2013	2013	2008	2010	2013
Valença/RJ	2008	2009	2013	2014	2010	2011	2007	2009	2010	2007	2006	2013
Vitória/ES	2009	2013	2014	2007	2011	2008	2007	2007	2013	2013	2006	2009
Santa Teresa/ES	2011	2014	2009	2009	2014	2012	2011	2008	2012	2013	2013	2010
Alfredo Chaves/ES	2012	2011	2008	2010	2013	2008	2007	2007	2013	2013	2011	2009
Alegre/ES	2013	2012	2012	2012	2013	2008	2007	2013	2013	2013	2007	2010
Teresópolis/RJ	2008	2012	2009	2012	2013	2009	2007	2012	2011	2011	2006	2013
Parati/RJ	2013	2011	2013	2014	2010	2007	2011	2007	2013	2007	2013	2012
São Tomé/RJ	2013	2014	2011	2012	2014	2013	2010	2009	2008	2008	2012	2008
Vila Militar/RJ	2010	2013	2013	2010	2014	2011	2012	2010	2012	2010	2012	2013
Pres. Kennedy/ES	2014	2010	2013	2009	2010	2010	2008	2010	2010	2011	2011	2011
Ft. de Copacabana/RJ	2012	2013	2013	2010	2014	2007	2007	2009	2013	2013	2007	2013
Campos do Jordão/SP	2003	2009	2012	2009	2011	2009	2012	2002	2008	2011	2008	2008
Taubaté/SP	2008	2008	2008	2014	2011	2008	2011	2011	2010	2008	2007	2011
S. L. do Paraitinga/SP	2011	2010	2008	2010	2012	2009	2010	2013	2013	2013	2009	2009

Tabela 2.11: Dados horários de radiação solar global horizontal,  $I$ , temperatura de bulbo seco,  $T_a$ , e velocidade do vento,  $V$ . Estação: A652.

Dia	Hora	$I$ , kJ/m <sup>2</sup>	$T_a$ , °C	$V$ , m/s	Dia	Hora	$I$ , kJ/m <sup>2</sup>	$T_a$ , °C	$V$ , m/s
12	1	0	23,3	1,7	12	13	2645	23,8	2,9
12	2	0	23,4	2,6	12	14	2229	23,2	3,1
12	3	0	23,3	2,0	12	15	1247	23,0	2,6
12	4	0	20,7	2,6	12	16	894	23,0	5,1
12	5	0	20,7	0,9	12	17	582	22,1	4,3
12	6	130	23,5	0,7	12	18	324	21,5	1,3
12	7	435	22,3	1,1	12	19	48	21,4	1,0
12	8	1194	22,5	2,3	12	20	0	20,9	1,8
12	9	2378	23,8	1,9	12	21	0	21,4	1,2
12	10	2560	23,4	1,1	12	22	0	21,3	0,6
12	11	3297	25,1	1,0	12	23	0	22,2	1,9
12	12	4032	24,5	1,6	12	24	0	21,7	2,0
13	1	0	23,4	0,5	13	13	3863	32,2	3,0
13	2	0	21,1	2,0	13	14	3655	26,4	5,8
13	3	0	21,7	1,8	13	15	3201	26,1	6,6
13	4	0	21,9	1,4	13	16	2509	26,4	3,5
13	5	0	24,0	0,9	13	17	950	24,0	4,4
13	6	94	24,7	1,1	13	18	311	23,8	2,4
13	7	493	22,9	0,9	13	19	103	24,3	1,9
13	8	978	25,3	0,6	13	20	0	23,8	1,0
13	9	2024	27,1	1,8	13	21	0	21,9	2,3
13	10	3250	28,1	1,1	13	22	0	23,3	0,8
13	11	3712	31,4	1,5	13	23	0	23,8	1,1
13	12	3771	32,0	1,9	13	24	0	24,6	1,3
14	1	0	26,8	2,4	14	13	3702	32,1	1,2
14	2	0	27,0	0,8	14	14	3677	25,7	6,6
14	3	0	26,7	1,8	14	15	2946	25,7	6,0
14	4	0	27,3	2,6	14	16	1775	26,3	2,9
14	5	0	27,8	3,4	14	17	1751	27,4	5,0
14	6	67	28,4	2,0	14	18	355	28,1	2,7
14	7	546	28,9	2,1	14	19	23	22,2	5,1
14	8	1287	31,1	2,9	14	20	0	25,2	3,6
14	9	1816	32,7	2,0	14	21	0	26,4	0,7
14	10	2804	33,2	2,4	14	22	0	26,1	1,3
14	11	3378	34,3	2,3	14	23	0	27,4	3,6
14	12	3735	32,9	1,8	14	24	0	28,6	2,6
15	1	0	29,8	2,3	15	13	727	31,0	0,6
15	2	0	30,6	1,4	15	14	827	25,0	2,7
15	3	0	30,3	2,5	15	15	1521	25,0	1,4
15	4	0	30,3	2,0	15	16	1045	26,6	0,5
15	5	0	29,3	1,1	15	17	533	27,2	1,3

(Continua)

Tabela 2.11 – Continuação.

Dia	Hora	$I$ , kJ/m <sup>2</sup>	$T_a$ , °C	$V$ , m/s	Dia	Hora	$I$ , kJ/m <sup>2</sup>	$T_a$ , °C	$V$ , m/s
15	6	28	29,1	0,8	15	18	31	26,1	0,5
15	7	150	29,7	1,5	15	19	3	25,2	1,2
15	8	330	29,9	1,6	15	20	0	25,1	0,1
15	9	839	29,5	1,0	15	21	0	23,9	0,1
15	10	1329	29,9	1,6	15	22	0	23,6	2,0
15	11	936	29,6	1,4	15	23	0	25,3	1,1
15	12	916	31,7	2,0	15	24	0	24,5	0,2
16	1	0	22,3	1,0	16	13	3013	25,5	1,1
16	2	0	21,2	4,0	16	14	3390	25,6	1,3
16	3	0	21,0	4,5	16	15	2557	24,7	1,5
16	4	0	21,4	4,8	16	16	532	24,2	1,0
16	5	0	21,4	3,5	16	17	269	23,2	0,4
16	6	119	22,4	1,7	16	18	72	23,0	0,5
16	7	515	22,3	1,3	16	19	18	22,6	1,5
16	8	1240	23,1	1,3	16	20	0	23,2	2,5
16	9	1792	25,9	2,4	16	21	0	23,5	1,9
16	10	2240	26,3	4,5	16	22	0	24,2	1,5
16	11	1456	23,5	3,7	16	23	0	23,3	1,1
16	12	1376	24,6	0,9	16	24	0	23,1	0,6
17	1	0	23,8	0,2	17	13	3919	26,3	2,2
17	2	0	22,3	1,6	17	14	3625	25,6	2,9
17	3	0	22,2	1,4	17	15	3114	25,6	2,5
17	4	0	22,2	1,2	17	16	2446	24,2	3,4
17	5	0	21,9	2,0	17	17	1602	23,4	0,3
17	6	119	22,2	1,5	17	18	419	22,8	0,6
17	7	613	23,5	1,5	17	19	48	22,5	0,2
17	8	1224	24,1	1,3	17	20	0	22,3	1,9
17	9	1890	25,7	2,5	17	21	0	22,0	3,7
17	10	2644	25,6	2,6	17	22	0	22,1	5,1
17	11	2930	24,5	2,9	17	23	0	22,2	6,5
17	12	3509	26,0	3,0	17	24	0	22,1	4,6
18	1	0	22,0	3,6	18	13	3925	25,6	3,8
18	2	0	22,3	1,6	18	14	3659	26,4	2,8
18	3	0	22,3	1,6	18	15	3167	26,0	3,0
18	4	0	22,3	1,5	18	16	2074	24,0	1,4
18	5	0	22,3	1,8	18	17	655	24,0	0,8
18	6	89	22,4	1,8	18	18	253	23,3	0,1
18	7	610	23,4	2,5	18	19	36	23,0	2,3
18	8	1649	23,8	2,5	18	20	0	22,5	4,7
18	9	2325	23,8	2,4	18	21	0	22,5	2,4
18	10	3005	24,7	3,6	18	22	0	22,5	2,0
18	11	3426	25,6	2,9	18	23	0	22,3	2,3
18	12	3890	25,9	2,6	18	24	0	22,1	2,8

## 3

### Disponibilidade de Radiação Solar

Com o intuito de conhecer a disponibilidade de radiação solar no estado do Rio de Janeiro, utilizaram-se os dados dos AMTs gerados como input para um programa desenvolvido em MATLAB que calcula a radiação solar total incidente em superfícies inclinadas com e sem rastreamento solar.

Com os dados de radiação obtidos como output e os dados de temperatura de bulbo seco e velocidade do vento dos AMTs este programa também calcula a energia gerada por painéis fotovoltaicos para cada caso. Esta segunda parte é avaliada no Capítulo 6.

Os dados disponíveis no AMT correspondem à radiação solar global em superfície horizontal,  $I$ . Para estimar a energia incidente em uma superfície inclinada, precisa-se tratar com os componentes da radiação solar: radiação solar direta em superfície horizontal,  $I_b$ , e radiação solar difusa em superfície horizontal,  $I_d$ , por separado.

Os inputs iniciais para realizar estes cálculos envolvem as coordenadas do ponto de observação em questão e a descrição da posição do Sol. As coordenadas, latitude,  $\phi$  e longitude,  $L_{loc}$ , são expressas em graus, como todos os ângulos tratados neste capítulo. Os outputs desta seção permitem o cálculo da radiação solar direta e difusa em superfícies horizontais, ambas com periodicidade horária. Com as componentes da radiação solar conhecidas, realizam-se os cálculos para superfícies inclinadas.

Finalmente, avalia-se a radiação solar total incidente em quatro diferentes configurações.

#### 3.1

##### Posição do Sol e da superfície

A posição do Sol relativa a uma superfície pode ser descrita pela declinação, o ângulo zenital, o ângulo azimutal solar e o ângulo horário solar.

A Figura 3.1 mostra estes ângulos solares e os ângulos relativos à superfície em questão, necessários para calcular a radiação solar recebida.

##### 3.1.1

##### Posição do Sol

##### Declinação

A declinação,  $\delta$ , indica a posição do Sol no meio-dia solar com respeito ao plano do Equador. Varia de  $-23,45^\circ$  a  $23,45^\circ$ , sendo positivo quando o Sol se

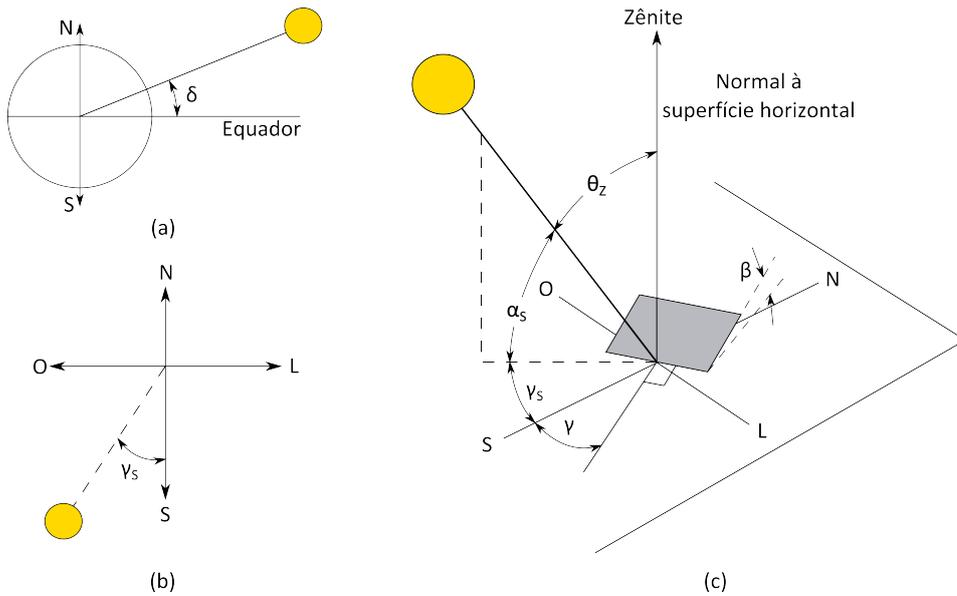


Figura 3.1: (a) Declinação,  $\delta$ . (b) Ângulo azimutal solar em plano horizontal,  $\gamma_s$ . (c) Ângulos zenital,  $\theta_z$ , azimutal,  $\gamma_s$ , e de elevação solar,  $\alpha_s$ , e ângulos azimutal,  $\gamma$ , e inclinação do plano,  $\beta$ .

encontra ao Norte do Equador [8]. Este parâmetro foi calculado por dia, pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} \delta = & (180/\pi)(0,006918 - 0,399912 \cos B + 0,070257 \sin B \\ & - 0,006758 \cos 2B + 0,000907 \sin 2B - 0,002697 \cos 3B \\ & + 0,00148 \sin 3B) \end{aligned} \quad (3-1)$$

Nexta expressão,  $B$  é calculado pela equação:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (3-2)$$

E  $n$  é o dia do ano que se pretende avaliar.

### Ângulo zenital

O ângulo zenital,  $\theta_z$ , é o ângulo formado pela linha vertical e a linha do Sol. É o ângulo de incidência da radiação solar direta em uma superfície horizontal [8]. Este parâmetro foi calculado por hora, pela seguinte equação:

$$\theta_z = \arccos [\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta] \quad (3-3)$$

Onde,  $\omega$ , o ângulo horário solar, é o deslocamento angular do Sol na direção Leste ou Oeste do meridiano local devido à rotação da Terra no seu próprio eixo [8]. O valor de  $\omega$  é negativo pela manhã e positivo pela tarde.

$$\omega = (\text{hora solar} - 12) \cdot 15^\circ \quad (3-4)$$

A hora solar é a hora baseada no movimento angular aparente do Sol através do céu, considerando como meio dia o instante no qual o Sol atravessa o meridiano no ponto de observação. A diferença entre a hora solar e a hora local é explicada por duas correções que respondem por: (i) a diferença entre o meridiano do observador e o meridiano de referência da hora local e (ii) as perturbações na velocidade de rotação da Terra [8]. Esta diferença está expressa em minutos.

$$\text{Hora solar} - \text{Hora local} = 4 \cdot (L_{st} - L_{loc}) + E \quad (3-5)$$

Onde,  $L_{st}$  é o meridiano do fuso horário local. Ambas as longitudes,  $L_{st}$  e  $L_{loc}$  expressam-se em graus na direção Oeste, ou seja, variam de  $0^\circ$  a  $360^\circ$ .  $E$  é a equação do tempo [8]:

$$E = 229,2 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cos B - 0,032077 \sin B - 0,014615 \cos 2B - 0,04089 \sin 2B) \quad (3-6)$$

### Ângulo azimutal solar

O ângulo azimutal solar,  $\gamma_s$ , é o deslocamento angular entre a projeção da linha do Sol no plano horizontal e o Sul no ponto de observação. Os deslocamentos ao Leste são negativos e aqueles ao Oeste são positivos. O ângulo  $\gamma$  é calculado pelas seguintes equações [21]:

$$\gamma_s = \sigma_{ew} \cdot \sigma_{ns} \cdot \gamma_{so} + \left( \frac{1 - \sigma_{ew} \cdot \sigma_{ns}}{2} \right) \cdot \sigma_\omega \cdot 180^\circ \quad (3-7)$$

Onde,

$$\gamma_{so} = \arcsin \left[ \frac{\sin \omega \cos \delta}{\sin \omega_z} \right] \quad (3-8)$$

$$\sigma_{ew} = \begin{cases} 1 & \text{se } |\omega| < \omega_{ew} \\ -1 & \text{se } |\omega| \geq \omega_{ew} \end{cases} \quad (3-9)$$

$$\sigma_{ns} = \begin{cases} 1 & \text{se } \phi(\phi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{se } \phi(\phi - \delta) < 0 \end{cases} \quad (3-10)$$

$$\sigma_\omega = \begin{cases} 1 & \text{se } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{se } \omega < 0 \end{cases} \quad (3-11)$$

Onde,  $\omega_{ew}$  é o valor absoluto do ângulo horário solar quando o Sol está diretamente no Leste ou Oeste [21].

$$\omega_{ew} = \arccos [\cot \phi \tan \delta] \quad (3-12)$$

### 3.1.2

#### Posição da superfície

Os ângulos que descrevem a posição da superfície são a inclinação, o ângulo azimutal e o ângulo de incidência. Estes ângulos podem ser definidos pelo usuário.

#### Inclinação

A inclinação da superfície,  $\beta$ , é o ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal, ou visto de outra maneira, o ângulo entre a normal da superfície e a vertical [21]. O ângulo varia de  $0^\circ$  a  $180^\circ$ : quando  $\beta$  é maior do que  $90^\circ$ , a superfície se encontra voltada para baixo.

#### Ângulo azimutal

O ângulo azimutal,  $\gamma$ , é o desvio entre a projeção da normal da superfície no plano horizontal e o meridiano local. O valor de  $\gamma$  varia de  $-180^\circ$  a  $180^\circ$ . O ângulo é  $0^\circ$  quando a superfície está orientada ao Sul e  $180^\circ$  quando está orientada ao Norte. Os desvios para o Leste são negativos e aqueles para o Oeste são positivos.

#### Ângulo de incidência

O ângulo de incidência,  $\theta$ , é o ângulo entre a radiação direta em uma superfície e a normal da superfície. O ângulo,  $\theta$ , pode ser calculado com equações que relacionam os ângulos revisados nesta seção [8].

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (3-13)$$

E

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos (\gamma_s - \gamma) \quad (3-14)$$

Se o ângulo  $\theta$  for maior do que  $90^\circ$ , significa que o Sol está atrás da superfície em questão.

## 3.2

### Radiação solar direta e difusa em superfícies horizontais

Para calcular a radiação direta e difusa incidente em uma superfície horizontal com os dados disponíveis, inicialmente deve-se calcular a radiação solar no topo da atmosfera ou extraterrestre,  $I_o$  [8]. Utiliza-se a seguinte equação :

$$I_o = \frac{12 \times 3600}{\pi} \cdot G_{sc} \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360n}{365} \right) \times \left[ \cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (3-15)$$

Onde,  $G_{sc}$  é a constante solar, cujo valor é  $1\,367 \text{ W/m}^2$ . Devido a que os cálculos são horários,  $\omega_2$  e  $\omega_1$  são os ângulos horários solares que limitam o período de tempo que pretende-se avaliar, neste caso, uma hora.

### 3.2.1

#### Radiação solar difusa

A radiação solar difusa,  $I_d$ , é a radiação solar recebida depois da dispersão que sofre na atmosfera. Para estimar a fracção da radiação global que é difusa, utiliza-se o índice de clareza horário,  $k_T$ , calculado pela seguinte equação [8]:

$$k_T = \frac{I}{I_o} \quad (3-16)$$

Onde,  $I$  é a radiação solar global em superfície horizontal, disponível no AMT. A fracção de radiação solar difusa é calculada utilizando a correlação de Erbs et al. (1982) [8]:

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_T & \text{para } k_T \leq 0,22 \\ 0,95 - 0,1640k_T + 4,388k_T^2 & \text{para } 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ -16,638k_T^3 + 12,33k_T^4 & \\ 0,165 & \text{para } k_T > 0,8 \end{cases} \quad (3-17)$$

Assim,  $I_d$  é diretamente calculada multiplicando a fracção obtida pela radiação solar total em superfície horizontal,  $I$ .

### 3.2.2

#### Radiação solar direta

A radiação solar direta,  $I_b$ , é a radiação solar recebida que não é dispersa pelos componentes da atmosfera [8]. A radiação solar direta em superfície horizontal é:

$$I_b = I - I_d \quad (3-18)$$

## 3.3

### Radiação solar direta e difusa em superfícies inclinadas

As duas componentes da radiação solar são tratadas de diferente forma para calcular a radiação solar total incidente em uma superfície inclinada.

Quatro (04) configurações foram avaliadas:

- (i) Superfície inclinada com inclinação e ângulo azimutal fixos.
- (ii) Superfície com rastreamento em torno a um eixo inclinado com inclinação igual à latitude.
- (iii) Superfície inclinada com inclinação igual à latitude com rastreamento em torno a um eixo vertical.
- (iv) Superfície com rastreamento em dois eixos.

As quatro configurações são mostradas na Figura 3.2.

Para calcular a radiação solar incidente em superfícies inclinadas, utilizou-se o ponto médio da hora anterior,  $\omega_{avg}$ .

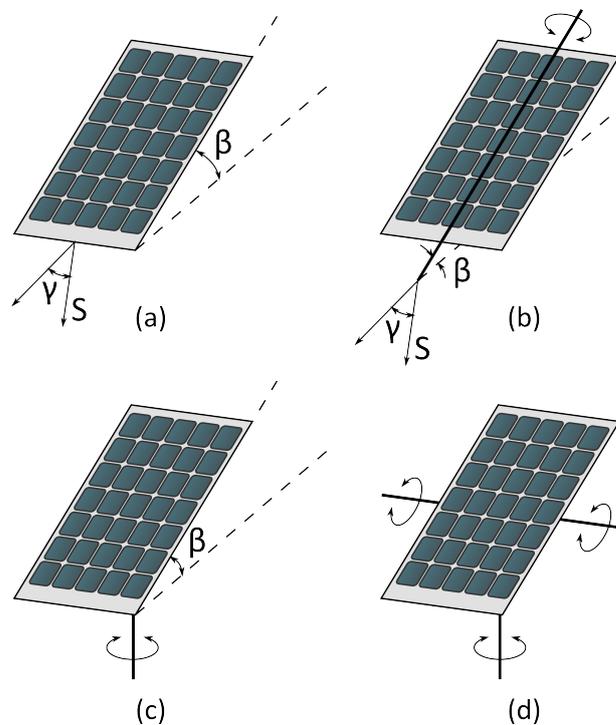


Figura 3.2: (a) Superfície com inclinação fixa. (b) Superfície com rastreamento em um eixo inclinado. (c) Superfície com rastreamento em um eixo vertical. (d) Superfície com rastreamento em dois eixos.

### 3.3.1 Contribuição da radiação direta

A razão entre a radiação direta que incide em uma superfície inclinada e a radiação direta incidente em uma superfície horizontal é representada pelo fator geométrico  $R_b$ . Este fator relaciona o ângulo de incidência em uma superfície inclinada e o ângulo de incidência em uma superfície horizontal [8].

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3-19)$$

Durante as horas que contêm o nascer e o pôr do Sol, o valor de  $\cos \theta_z$  aproxima-se de zero, conseqüentemente, o valor de  $R_b$  é muito alto. Este valor induz a erros no cálculo da radiação incidente, pois faz com que a radiação resultante seja muito mais elevada do que a radiação extraterrestre. Nestas horas a totalidade da radiação incidente registrada poderia ser difusa, causada pela reflexão da luz nas nuvens ou pela refração na atmosfera. Por isto, toda a radiação solar correspondente a estas horas, foi tratada como difusa [8].

A hora solar do pôr do Sol foi calculada com a equação:

$$\omega_s = \arccos [-\tan \phi \tan \delta] \quad (3-20)$$

O valor negativo da hora solar do pôr do Sol é a hora do nascer do Sol.

Para o cálculo do  $R_b$ , precisa-se do valor do  $\cos \theta$ , que varia dependendo da posição da superfície, ou seja, da configuração avaliada.

### Superfície com inclinação fixa

Nesta configuração, a inclinação,  $\beta$  e o ângulo azimutal da superfície,  $\gamma$ , são fixos.

Para superfícies fixas, a radiação solar anual máxima pode ser obtida com uma inclinação aproximadamente igual à latitude do lugar [22]. Por isto, os cálculos de radiação solar total incidente foram realizados com a inclinação fixa durante todo o ano, igual à latitude da estação em questão.

Os melhores ângulos azimutais para maximizar a radiação incidente são  $0^\circ$  no Hemisfério Norte e  $180^\circ$  no Hemisfério Sul, ou seja, as superfícies devem estar orientadas para o Equador [8].

Devido a que as estações avaliadas encontram-se no Rio de Janeiro e adjacências, o ângulo azimutal utilizado corresponde ao do Hemisfério Sul.

$$\beta = \phi \quad (3-21)$$

$$\gamma = 180^\circ \quad (3-22)$$

Com estes dados, calcula-se o ângulo de incidência,  $\theta$ , utilizando a equação 3-13, para a posterior obtenção do  $R_b$ .

$$R_b = \frac{\sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (3-23)$$

### Superfície com rastreamento em um eixo com inclinação fixa

No caso de superfícies com rastreamento é necessário estabelecer relações para  $\beta$  e  $\gamma$ . Na análise destas superfícies, assume-se que  $\beta$  e  $\gamma$  são continuamente ajustadas para maximizar a incidência da radiação direta, ou seja,  $\cos \theta$  [21].

Para uma superfície que realiza rastreamento em um eixo inclinado,  $\beta$  e  $\gamma$  variam com o tempo. A radiação direta é maximizada quando o Sol está no plano perpendicular à superfície que contém o eixo.

Para as seguintes equações,  $\gamma$  e  $\beta$  são o ângulo azimutal e a inclinação da superfície em questão, respectivamente. Os ângulos  $\gamma'$ ,  $\beta'$  e  $\theta'$  correspondem aos ângulos azimutal, de inclinação e de incidência do eixo da superfície, que neste caso, são os parâmetros fixos, pois  $\gamma$  e  $\beta$  mudam continuamente.

O ângulo  $\theta'$  é o ângulo de incidência calculado com  $\gamma'$  e  $\beta'$  utilizando a equação 3-13.

Inicialmente, calcula-se  $\gamma$ :

$$\gamma = \gamma_0 + \sigma_{\gamma 1} \cdot \sigma_{\gamma 2} \cdot 180^\circ \quad (3-24)$$

Onde,

$$\gamma_0 = \gamma' + \arctan \left[ \frac{\sin \theta_z \sin (\gamma_s + \gamma')}{\cos \theta' \sin \beta'} \right] \quad (3-25)$$

$$\sigma_{\gamma 1} = \begin{cases} 0 & \text{se } (\gamma_0 - \gamma')(\gamma_s - \gamma') \geq 0 \\ 1 & \text{se } (\gamma_0 - \gamma')(\gamma_s - \gamma') < 0 \end{cases} \quad (3-26)$$

$$\sigma_{\gamma 2} = \begin{cases} 1 & \text{se } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{se } \omega < 0 \end{cases} \quad (3-27)$$

Com o novo valor de  $\gamma$ , calcula-se  $\beta$ :

$$\beta = \beta'_0 + \sigma_\beta \cdot 180^\circ \quad (3-28)$$

Onde,

$$\beta'_0 = \arctan \left[ \frac{\tan \beta'}{\cos (\gamma - \gamma')} \right] \quad (3-29)$$

$$\sigma_\beta = \begin{cases} 0 & \text{se } \beta'_0 \geq 0 \\ 1 & \text{se } \beta'_0 < 0 \end{cases} \quad (3-30)$$

Finalmente, calcula-se o novo valor horário de  $R_b$ :

$$R_b = \frac{\cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos (\gamma_s - \gamma)}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (3-31)$$

### Superfície com rastreamento em um eixo vertical

Neste caso, a inclinação,  $\beta$ , é fixa e a radiação direta incidente na superfície é maximizada quando o ângulo azimutal da superfície é igual ao ângulo azimutal solar [21].

$$\gamma = \gamma_s \quad (3-32)$$

Assim,  $R_b$  é igual a:

$$R_b = \frac{\cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (3-33)$$

### Superfície com rastreamento em dois eixos

Neste caso, a radiação direta incidente na superfície é maximizada quando a inclinação e o ângulo azimutal da superfície são iguais ao ângulo zenital e azimutal do Sol, respectivamente [21].

$$\gamma = \gamma_s \quad (3-34)$$

E

$$\beta = \theta_z \quad (3-35)$$

Assim,  $R_b$  é igual a:

$$R_b = \frac{\cos^2 \theta_z + \sin^2 \theta_z}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (3-36)$$

#### 3.3.2

#### Contribuição da radiação difusa

A contribuição da radiação direta foi calculada com equações que relacionam a posição do Sol e a posição da superfície. Porém, a direção da recepção da radiação difusa, ou seja, sua distribuição na abóbada celeste, é função das condições de nebulosidade e claridade atmosférica, que são altamente variáveis. Alguns dados disponíveis sugerem a separação da radiação difusa em três partes: (i) uma parte isotrópica, recebida uniformemente de toda a abóbada celeste, (ii) uma parte difusa circumsolar, que resulta da dispersão da radiação solar concentrada ao redor do Sol e (iii) o brilho do horizonte, concentrado perto do horizonte. A Figura 3.3 mostra as fontes de radiação difusa. A distribuição da radiação difusa é também função do albedo da superfície,  $\rho_g$ . Para as simulações, adotou-se o valor de 0,2 para este parâmetro [23, 8].

Neste estudo, avaliaram-se os três modelos apresentados por Duffie e Beckman [8]: o modelo isotrópico, o modelo anisotrópico HDKR (Hay, Davies, Klucher e Reindl) e o modelo anisotrópico de Perez. Porém, para as estimativas, utilizou-se o modelo HDKR, pois, segundo os autores, ele fornece os resultados

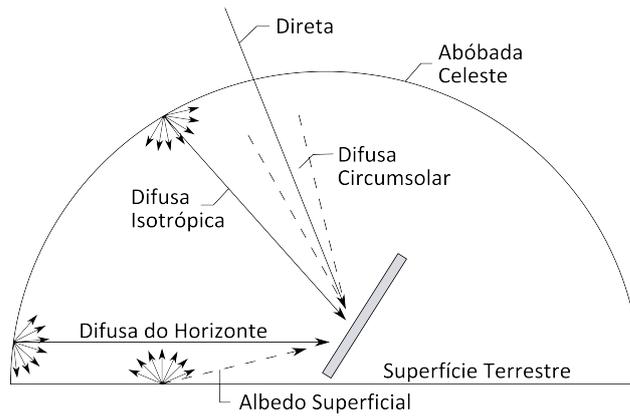


Figura 3.3: Radiação direta e difusa incidente em uma superfície inclinada

mais similares aos medidos. O modelo HDKR é recomendado para superfícies inclinadas para o Equador, que é nosso caso. O modelo de Perez realiza estimativas ligeiramente maiores, por isto, é o método menos conservador dos três. As simulações realizadas com o programa em MATLAB comprovaram estas afirmações. Este modelo é mais bem utilizado para superfícies cujo ângulo azimutal não está orientado diretamente ao Equador.

O modelo HDKR propõe a seguinte equação para o cálculo da radiação difusa em superfícies inclinadas,  $I_{d,T}$ :

$$I_{d,T} = I_d \left\{ (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + f \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] + A_i R_b \right\} \quad (3-37)$$

Onde,

$$A_i = \frac{I_b}{I_o} \quad (3-38)$$

E

$$f = \sqrt{\frac{I_b}{I}} \quad (3-39)$$

Finalmente, com os valores de  $R_b$  para a radiação direta e o valor da radiação difusa obtida com o modelo HDKR, a radiação total em uma superfície inclinada é:

$$I_T = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + f \sin^3 \frac{\beta}{2} \right] + I \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3-40)$$

## 4

### Interpolação Espacial por Krigagem

Os dados dos AMTs obtidos correspondem a diferentes estações no Estado do Rio de Janeiro e adjacências e permitem estimar a radiação solar nestes lugares. Porém, precisa-se também de uma estimativa da radiação solar em lugares para os quais não existem dados.

Esta estimação pode ser realizada utilizando diferentes métodos de interpolação. No entanto, quando os dados disponíveis são escassos e amostrados de maneira irregular, a krigagem é o método que fornece estimativas mais confiáveis.

A krigagem é um método geoestatístico para a interpolação espacial de uma variável regionalizada que permite a melhor estimação linear não enviesada.

O método foi desenvolvido pelo matemático francês Georges Matheron, baseado no trabalho realizado pelo engenheiro de minas sul-africano Danie Krige sobre valorização de reservas de minério em depósitos auríferos na África do Sul, em cuja homenagem o Professor Matheron deu nome à metodologia.

A krigagem foi explicada em detalhe pela primeira vez no Volume 2 do Tratado de Geoestatística Aplicada, chamado de '*Le krigeage*', que data de 1963 [24].

A formulação original leva agora o nome de 'krigagem ordinária' [25].

Segundo Cressie [26], a krigagem consiste em três componentes chave:

- (i) a utilização de covariâncias espaciais e variogramas,
- (ii) a utilização do melhor estimador linear enviesado (*Best Linear Unbiased Estimator* - BLUE),
- (iii) e a utilização de posições espaciais para definir covariâncias (ou semivariogramas) do processo aleatório.

A estimação geoestatística por krigagem é um processo de duas etapas [27]:

1. O estudo dos dados compilados para estabelecer a previsibilidade dos valores em cada posição da área de estudo. Esta análise resulta em um gráfico chamado de semivariograma.
2. A estimação dos valores nas posições não amostradas por meio da krigagem utilizando o semivariograma.

A seguir, detalham-se ambas as ferramentas: o semivariograma e a krigagem.

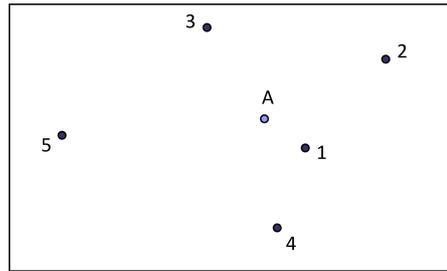


Figura 4.1: Situação hipotética de amostragem.

## 4.1

### O semivariograma

Para estimar o valor de uma variável em diferentes pontos, a krigagem trabalha com a Teoria das Variáveis Regionalizadas. Uma variável é chamada de regionalizada quando está distribuída no espaço [28].

Esta teoria assume que a variação espacial de qualquer variável ou variável regionalizada (V.R.) mostra dois aspectos:

- (i) um componente estruturado que reflete as características estruturais do fenômeno regionalizado e
- (ii) um componente aleatório que representa a irregularidade e as variações imprevisíveis entre os pontos.

Desde o ponto de vista matemático, uma V.R. é simplesmente uma função  $Z(x)$ , geralmente irregular, que denota o valor de uma característica  $Z$  de um fenômeno em um ponto  $x$ .

A função aleatória (F.A.)  $Z(x)$  pode ser descrita por dois parâmetros: a média e a variância [29, 30].

A média é o valor esperado da F.A.  $Z(x)$ , sendo também função de  $x$ :

$$m(x) = E[Z(x)] \quad (4-1)$$

A variância é o segundo momento centrado da variável aleatória.

$$\sigma^2(x) = Var\{Z(x)\} = E[(Z(x) - m(x))^2] \quad (4-2)$$

A interpolação dos valores das realizações de  $Z(x)$ , está fundamentada na simples observação de que, em média, valores em pontos próximos no espaço tendem a ser mais similares do que pontos mais distantes [31].

Para explicar as suposições feitas, mostra-se na Figura 4.1 um fenômeno amostrado em diferentes pontos. Deseja-se estimar o valor do parâmetro estudado no ponto A. É razoável estimar esse valor dando mais importância (ou um peso maior) ao valor da amostra no ponto 1 do que ao valor da amostra no

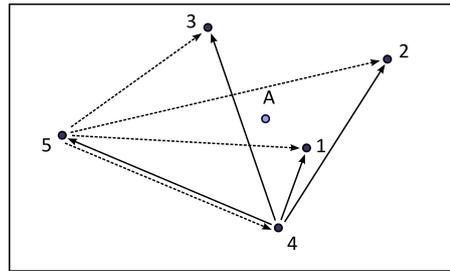


Figura 4.2: Amostras separadas por distâncias  $h$ .

ponto 5.

Assume-se, então, que a relação entre o valor no ponto A e o valor em qualquer ponto amostrado depende somente na distância (e algumas vezes na direção) entre as duas posições.

Os pesos das amostras para a estimação de A baseiam-se, então, na similaridade entre eles, que pode ser medida estatisticamente pela covariância entre amostras, explicada a seguir.

Consideram-se duas variáveis aleatórias,  $Z(x_1)$  e  $Z(x_2)$ , que têm variâncias nos pontos  $x_1$  e  $x_2$ . Estes dois pontos estão separados por uma distância  $h$ , comumente chamada de *lag*, de maneira tal que  $x_1 = x$  e  $x_2 = x + h$ .

As duas variáveis têm uma covariância, função das duas posições  $x_1$  e  $x_2$ .

$$Cov\{x, x + h\} = E[(Z(x) - m(x))(Z(x + h) - m(x + h))] \quad (4-3)$$

Oposta à covariância, a semivariância,  $\gamma$ , constitui uma medida da dissimilaridade, sendo definida como:

$$\gamma(x, x + h) = \frac{1}{2} Var\{Z(x + h) - Z(x)\} \quad (4-4)$$

Ou,

$$\gamma(x, x + h) = \frac{1}{2n(h)} \sum [Z(x + h) - Z(x)]^2 \quad (4-5)$$

Onde,  $n(h)$  é o número de pares de valores separados por uma distância  $h$ .

Com o intuito de ilustrar o processo de obtenção dos valores da semivariância, mostra-se, na Figura 4.2, que, por exemplo, o ponto 4 está separado dos outros por diferentes distâncias  $h$ . Acontece o mesmo com o ponto 5 e com todos os outros pontos amostrados. Cada valor de  $\gamma$  deve ser calculado reunindo todos os pares de valores separados por cada  $h$ . Devido a que é pouco provável que muitos pares de valores estejam separados por uma distância  $h$  exata, introduz-se no cálculo uma tolerância de distância, colocando os pares de valores dentro de um intervalo de  $h \pm \Delta h$ , com o fim de ter um número razoável de pares com o qual determinar o semivariograma empírico ou experimental.

Uma vez obtidos os valores de  $\gamma$  correspondentes a cada intervalo de  $h$ , plotam-se os primeiros versus os segundos, dando origem ao gráfico chamado de

semivariograma (Figura 4.3).

O semivariograma tem três características principais:

- (i) Patamar. É o valor da semivariância no qual o variograma se estabiliza.
- (ii) Alcance. É a distância  $h$  na qual o variograma atinge o valor do patamar.
- (iii) Efeito Pepita. É o valor da semivariância que representa a variabilidade do parâmetro em questão em distâncias menores do que as distâncias de amostragem normais, incluindo erros de medição. Teoricamente o valor do efeito pepita deve ser zero.

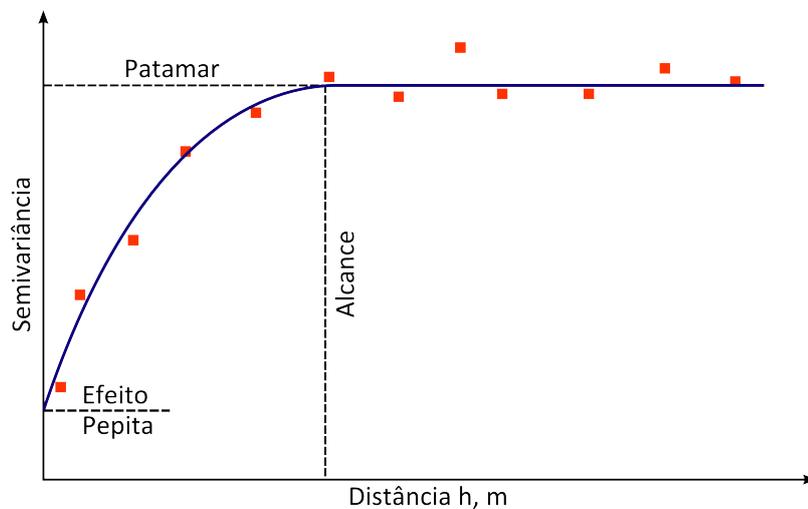


Figura 4.3: Semivariograma.

Para realizar a interpolação por meio da krigagem, deve-se substituir o variograma experimental obtido dos dados amostrados por um modelo teórico aceitável. Esse ajuste deve ser feito devido a que o processo de krigagem precisa de covariâncias derivadas de semivariâncias para distâncias  $h$  diferentes daquelas utilizadas na elaboração do semivariograma experimental.

Os modelos teóricos utilizados precisam cumprir certas propriedades para que as equações da krigagem sejam solucionáveis. Usualmente, escolhe-se o semivariograma de um conjunto de modelos aceitáveis (Figura 4.4).

As covariâncias necessárias para o processo de krigagem são obtidas a partir da relação entre a covariância e a semivariância:

$$\gamma(h) = Cov\{0\} - Cov\{h\} \quad (4-6)$$

Onde,

$$Cov\{0\} = Cov\{Z(x), Z(x)\} = Var\{Z(x)\} \quad (4-7)$$

A seguir, explica-se o processo de krigagem, que incluirá os valores das covariâncias,  $Cov\{h\}$ .

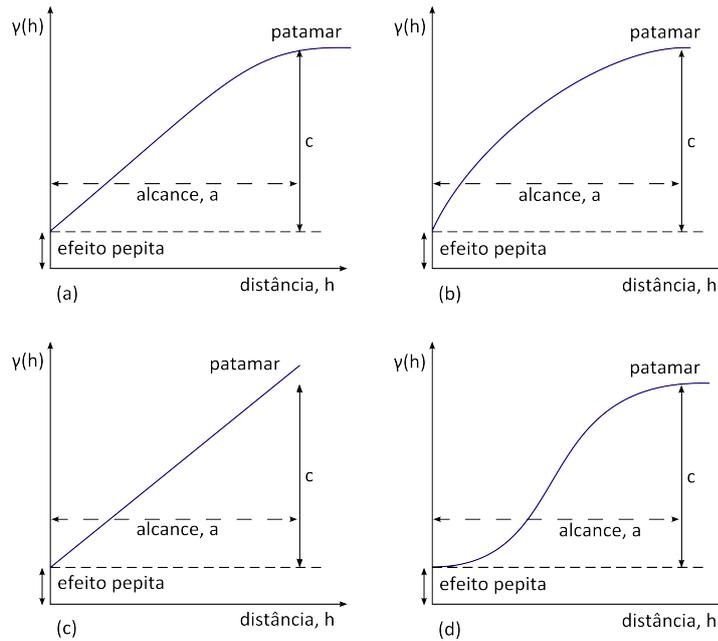


Figura 4.4: Modelos de semivariogramas: (a) esférico; (b) exponencial; (c) linear; e (d) Gaussiano.

## 4.2 A krigagem

Tem-se uma F.A.  $Z(x)$  com um valor esperado diferente de zero:

$$Z(x) = m(x) + R(x) \tag{4-8}$$

Onde  $m(x)$  é o valor esperado de  $Z(x)$ ,  $R(x)$  é o componente residual e  $x$  é uma posição em 1, 2 ou 3 dimensões.

Tem-se também um espaço vetorial euclidiano  $S$  que contém realizações da F.A. conhecidas experimentalmente.

$$S = \{x_\alpha, \alpha = 1, 2, \dots, n\} \tag{4-9}$$

Para estimar diferentes valores, por exemplo, no ponto  $x_0$ , que não pertence a  $S$ , deve-se estabelecer um estimador linear que resulte das realizações  $z(x_\alpha)$ .

$$Z^*(x) = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha Z(x_\alpha) \tag{4-10}$$

Onde  $\lambda_\alpha$  é o peso atribuído a cada realização de  $Z$  em  $x_\alpha$ . O objetivo da krigagem é determinar estes pesos  $\lambda$  que minimizem a variância do estimador  $Z^*(x)$ .

$$\sigma_E^2 = Var\{Z^*(x) - Z(x)\} \tag{4-11}$$

E que atendam à restrição de enviesamento amostral:

$$E[Z^*(x) - Z(x)] = 0 \tag{4-12}$$

Estas três restrições fazem da krigagem o melhor estimador linear não enviesado ou BLUE (siglas em inglês de *Best Linear Unbiased Estimator*).

A diferença nos principais tipos de krigagem reside no tratamento do componente de tendência,  $m(x)$ .

A seguir, aborda-se a krigagem simples, cujo equacionamento se estenderá até a dedução das equações da krigagem ordinária, método utilizado no processamento dos dados para a obtenção dos mapas solarimétricos.

#### 4.2.1

##### Krigagem simples

Para a krigagem simples, considera-se que o componente de tendência  $m(x)$  é constante e igual a  $m$  [32]. Assim,  $Z(x)$  e  $Z^*$  ficam da seguinte forma:

$$Z(x) = m + R(x) \quad (4-13)$$

$$Z^*(x) = m + R^*(x) \quad (4-14)$$

Precisa-se minimizar a variância do estimador,  $\sigma_E^2$ . Substituindo (4-13) e (4-14) na equação (4-11), temos:

$$\sigma_E^2 = Var\{R^*(x) - R(x)\} = E[(R^*(x) - R(x))^2] \quad (4-15)$$

Utilizando propriedades do valor esperado e da variância para esta combinação linear de variáveis aleatórias, obtemos:

$$\sigma_E^2 = E[(R^*(x))^2] - 2E[R^*(x)R(x)] + E[(R(x))^2] \quad (4-16)$$

Que é igual a:

$$\begin{aligned} \sigma_E^2 = & \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\alpha} \lambda_{\beta} Cov\{R(x_{\alpha}), R(x_{\beta})\} - 2 \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} Cov\{R(x_{\alpha}), R(x)\} \\ & + Cov\{R(x), R(x)\} \end{aligned} \quad (4-17)$$

Para minimizar a variância do estimador, deve-se igualar as derivadas parciais da equação (4-17) com respeito aos pesos da krigagem,  $\lambda_{\alpha}$ , a zero.

Obtém-se o seguinte sistema:

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} Cov\{R(x_{\alpha}), R(x_{\beta})\} = Cov\{R(x_{\alpha}), R(x)\} \quad (4-18)$$

Sendo que  $R(x)$ , o componente residual de  $Z(x)$ , tem um valor esperado de zero e uma covariância estacionária que não depende da posição,  $x$ , mas, da distância entre as posições,  $h$ , também chamado de *lag*, tem-se que:

$$Cov\{R(x), R(x+h)\} = E[R(x)R(x+h)] = Cov\{R(h)\} \quad (4-19)$$

Devido à média constante, a função de covariância para  $Z(x)$  é igual àquela do componente residual,  $R(x)$ . Por isto, pode-se afirmar que:

$$Cov\{R(h)\} = Cov\{h\} \quad (4-20)$$

Assim, o sistema na equação (4-18) pode ser escrito em função das distâncias  $h$  entre posições  $x$ .

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} Cov\{x_{\alpha} - x_{\beta}\} = Cov\{x_{\alpha} - x\} \quad (4-21)$$

A expressão (4-21) pode ser escrita na forma matricial:

$$\mathbf{K}\lambda = \mathbf{k} \quad (4-22)$$

Onde  $\mathbf{K}$  é a matriz de covariâncias entre pontos experimentais (realizações),  $\mathbf{k}$  é o vetor de covariâncias entre os pontos experimentais e o ponto que está sendo interpolado e  $\lambda$  é o vetor de pesos de krigagem dos pontos experimentais.

$$\mathbf{K}_{i,j} = Cov\{x_i - x_j\} \quad (4-23)$$

$$\mathbf{k}_i = Cov\{x_i - x\} \quad (4-24)$$

### 4.2.2 Krigagem ordinária

Assume-se, para a krigagem ordinária, que o componente de tendência,  $m(x)$ , não é constante no domínio inteiro, mas é na vizinhança local de cada ponto experimental, sendo também igual a  $m(x_{\alpha})$ . Assim, a F.A. e o estimador ficam da seguinte forma:

$$Z(x) = m(x) + R(x) \quad (4-25)$$

$$Z^*(x) = m(x) + R^*(x) \quad (4-26)$$

E o estimador toma a forma da expressão (4-10):

$$Z^*(x) = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} Z(x_{\alpha}) \quad (4-27)$$

Devido a que a componente  $m(x)$  não é conhecida, é necessário impor uma condição de universalidade, fazendo que a soma dos pesos seja igual a 1.

$$\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} = 1 \quad (4-28)$$

Novamente, para encontrar os valores dos pesos da krigagem, deve-se minimizar a variância do estimador. Substituindo (4-25) e (4-26) na expressão (4-11), tem-se:

$$\sigma_E^2 = E \left[ \left( m(x) \left( \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} - 1 \right) + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} R(x_{\alpha}) + R(x) \right)^2 \right] \quad (4-29)$$

Esta expressão somente pode ser minimizada se a condição (4-28) for considerada. Por outro lado, a restrição de enviesamento (4-12) também deve ser provada:

$$E[Z^*(x)] - E[Z(x)] = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} m(x) - m(x) \quad (4-30)$$

De maneira similar, esta expressão somente pode ser zero se a condição (4-28) for respeitada. Na krigagem ordinária, para minimizar a variância do estimador sujeita à condição (4-28), deve-se adicionar um termo envolvendo um multiplicador de Lagrange,  $\mu(x)$ . Assim, a expressão a minimizar é:

$$L = \sigma_E^2 + 2\mu(x) \left[ \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} - 1 \right] \quad (4-31)$$

Depois de minimizar, obtém-se o sistema:

$$\begin{cases} \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} Cov\{R(x_{\alpha}), R(x_{\beta})\} + \mu(x) = Cov\{R(x_{\alpha}), R(x)\} \\ \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} = 1 \end{cases} \quad (4-32)$$

Novamente, este sistema está em função da covariância do componente residual da F.A. Para a krigagem simples, podia-se afirmar que (4-20) era verdadeiro, pois  $m(x)$  era constante, porém, esta igualdade não aplica neste caso.

De qualquer maneira, a substituição é comumente feita, assumindo que o semivariograma do qual a  $Cov\{h\}$  é obtida, filtra a influência de tendências de grande escala no valor esperado.

Assim, o sistema fica:

$$\begin{cases} \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} Cov\{x_{\alpha} - x_{\beta}\} + \mu(x) = Cov\{x_{\alpha} - x\} \\ \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} = 1 \end{cases} \quad (4-33)$$

Que pode ser escrito na forma matricial, de maneira similar àquela da krigagem simples.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{K}_{11} & \mathbf{K}_{12} & \cdots & \mathbf{K}_{1j} & 1 \\ \mathbf{K}_{21} & \mathbf{K}_{22} & \cdots & \mathbf{K}_{2j} & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & 1 \\ \mathbf{K}_{i1} & \mathbf{K}_{i2} & \cdots & \mathbf{K}_{ij} & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \vdots \\ \lambda_j \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{k}_1 \\ \mathbf{k}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{k}_i \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4-34)$$

Assim, adicionam-se ao sistema (4-22), utilizado na krigagem simples, a restrição (4-28) e o multiplicador de Lagrange,  $\mu$ .

A resolução do sistema de equações da krigagem ordinária fornece os valores de  $\lambda$  e de  $\mu$ , necessários para conhecer o peso de cada realização de  $Z(x)$  e a variância da krigagem.

Para encontrar o valor do parâmetro em estudo no ponto  $x$ , deve-se realizar o produto escalar entre o vetor dos valores obtidos de  $\lambda$  ( $\lambda_\alpha$ ) e o vetor dos valores da realização de  $Z$  nos pontos  $x_\alpha$ .

Para encontrar a variância da krigagem, utiliza-se a seguinte equação:

$$\sigma^2(x) = Cov\{0\} - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha Cov\{x_\alpha - x\} - \mu(x) \quad (4-35)$$

### 4.3

#### Cálculo do semivariograma

Os dados de radiação solar global em superfície horizontal disponíveis dos AMTs foram somados por dia para obter um índice diário. A partir destes dados, calculou-se uma média mensal, que utilizou-se como input para a geração de mapas de radiação solar global.

A geração do semivariograma experimental e o processo de ajuste de um semivariograma teórico ao semivariograma experimental foram realizados utilizando um programa desenvolvido em MATLAB.

Para a construção do semivariograma experimental, utilizaram-se índices médios mensais para 35 estações no Rio de Janeiro e adjacências.

Inicialmente, formam-se todos os pares de pontos possíveis e calcula-se a semivariância entre eles, ou seja, a diferença entre os seus valores ao quadrado, como foi explicado na seção 4.1. Logo, classificam-se estas semivariâncias em intervalos definidos pelos *lags*.

A seleção do tamanho do *lag* tem efeitos importantes na construção do semivariograma. Se o tamanho do *lag* é muito grande, os poucos pontos no intervalo da menor distância poderiam esconder a correlação. Por outro lado, se o *lag* é muito pequeno, os pontos dentro do intervalo poderiam ser muito poucos para obter uma média representativa.

Clark [29] propõe uma regra prática que consiste em calcular a média de todas as distâncias calculadas entre todos os pontos e utilizar como *lag* 10% deste valor. Assim, o valor do *lag* foi inicialmente definido em 25 km.

O processo de ajuste de um modelo a um semivariograma experimental é relativamente subjetivo. Diferentes autores sugerem diferentes procedimentos. Neste estudo, utilizou-se o coeficiente de correlação  $R^2$  para determinar a qua-

lidade de ajuste do modelo ao semivariograma.

A média das distâncias entre os pares e das semivariâncias foi calculada e o número de pares dentro de cada intervalo foi contabilizado.

Utilizou-se regressão não linear ponderada, com o número de pares dentro de cada intervalo como pesos.

Três (03) modelos teóricos para o semivariograma foram analisados: os modelos exponencial, Gaussiano e esférico. Foram testados cinco (05) *lags* diferentes de 25 km: 30 km, 20 km, 15 km, 11 km e 10 km com cada modelo.

Observou-se que com o *lag* de 30 km e o modelo esférico obtém-se um melhor ajuste. Assim, estes parâmetros foram utilizados para a elaboração dos mapas de todos os meses.

O modelo esférico ajustado é o seguinte:

$$g(h) = \begin{cases} c \cdot \left( 1,5 \left( \frac{h}{a} \right) - 0,5 \left( \frac{h}{a} \right)^3 \right) & \text{se } h \leq a \\ c & \text{se } h > a \end{cases} \quad (4-36)$$

Onde,  $h$  é a distância (*lag*),  $a$  é o alcance e  $c$  é o patamar.

Para todos os semivariogramas, utilizou-se a variância como valor para o patamar,  $c$ .

A Figura 4.5 mostra o semivariograma experimental para o mês de Outubro com os três modelos de semivariograma teórico ajustados.

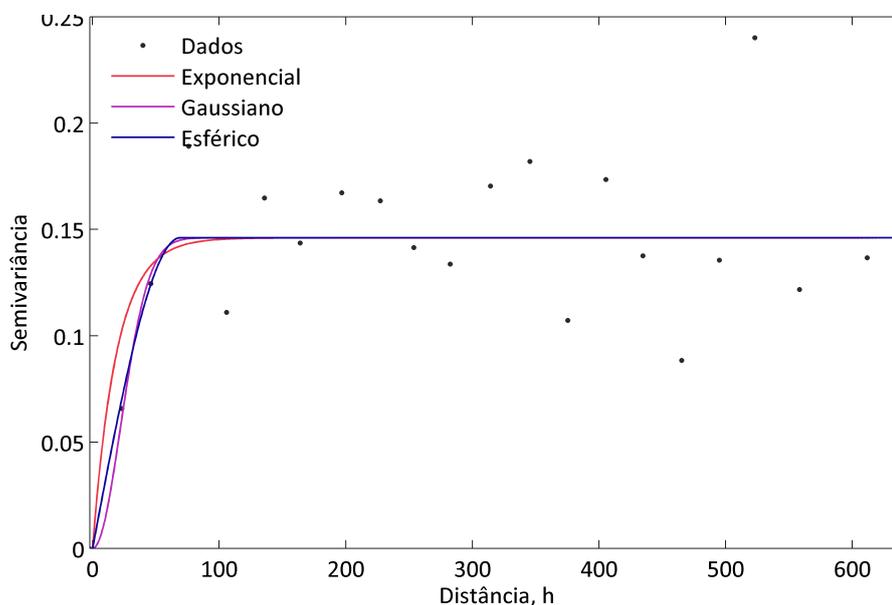


Figura 4.5: Semivariograma com modelos ajustados. Mês: Outubro.

A Tabela 4.1 mostra os parâmetros dos semivariogramas construídos para todos os meses.

Tabela 4.1: Parâmetros dos semivariogramas.

Mês	Efeito Pepita	Patamar, $c$	Alcance, $a$
Janeiro	0,0	0,3031	189,28
Fevereiro	0,0	0,3689	273,35
Março	0,0	0,1594	82,88
Abril	0,0	0,1309	142,06
Maio	0,0	0,0786	219,06
Junho	0,0	0,1283	261,06
Julho	0,0	0,1334	212,96
Agosto	0,0	0,1969	236,80
Setembro	0,0	0,1420	170,58
Outubro	0,0	0,1460	69,21
Novembro	0,0	0,2451	124,71
Dezembro	0,0	0,3979	80,09

## 5

### Estimação da Radiação Solar Global no Rio de Janeiro

Para a estimação da radiação solar dentro do território do Rio de Janeiro, construiu-se uma malha de 240 pontos por grau limitada pelas latitudes  $-20^{\circ}$  e  $-24^{\circ}$  e as longitudes  $-40^{\circ}$  e  $-46^{\circ}$ . Assim, obteve-se uma malha de 1 382 400 pontos que representam combinações de latitudes e longitudes separadas por uma distância aproximada de 2,5 km.

A operação matricial explicada em 4.2.2 foi realizada em cada um dos pontos da malha para encontrar os valores e as variâncias da krigagem e, posteriormente, a radiação solar e o seu desvio em cada um dos pontos.

A seguir, apresentam-se os mapas de radiação solar global em superfície horizontal no Rio de Janeiro e os mapas do desvio padrão correspondente às estimativas obtidas. Os valores da escala de cores estão em  $\text{kWh/m}^2\text{-dia}$  para ambos os mapas. No total, são 12 mapas de radiação e 12 mapas do desvio padrão correspondente.

Os mapas de radiação solar apresentados são uma estimativa do recurso solar disponível nas áreas geográficas. Eles fornecem informação indicativa preliminar que ressalta o potencial da região. Para a seleção definitiva de um local para instalar um sistema solar fotovoltaico ou térmico, precisa-se de medidas detalhadas do recurso solar no local e principalmente da sua variabilidade temporal.

Os AMTs obtidos para cada estação do Rio de Janeiro são uma fonte de informação mais detalhada que pode ser utilizada para dimensionar sistemas solares fotovoltaicos nos pontos geográficos avaliados.

**5.1**  
**Janeiro**

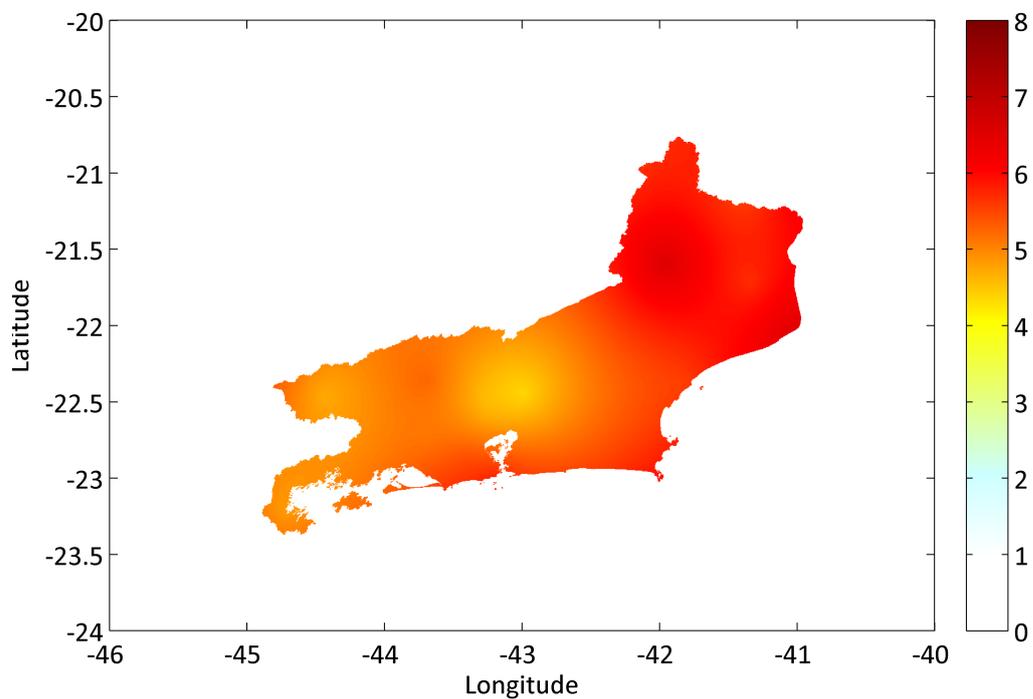


Figura 5.1: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Janeiro.

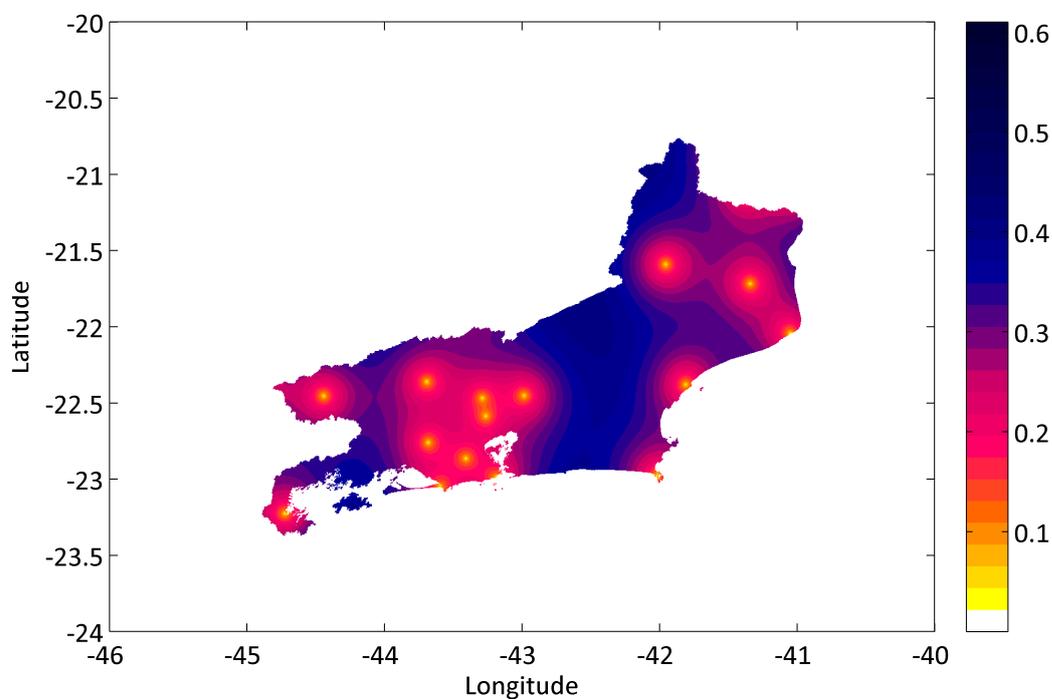


Figura 5.2: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Janeiro.

5.2  
Fevereiro

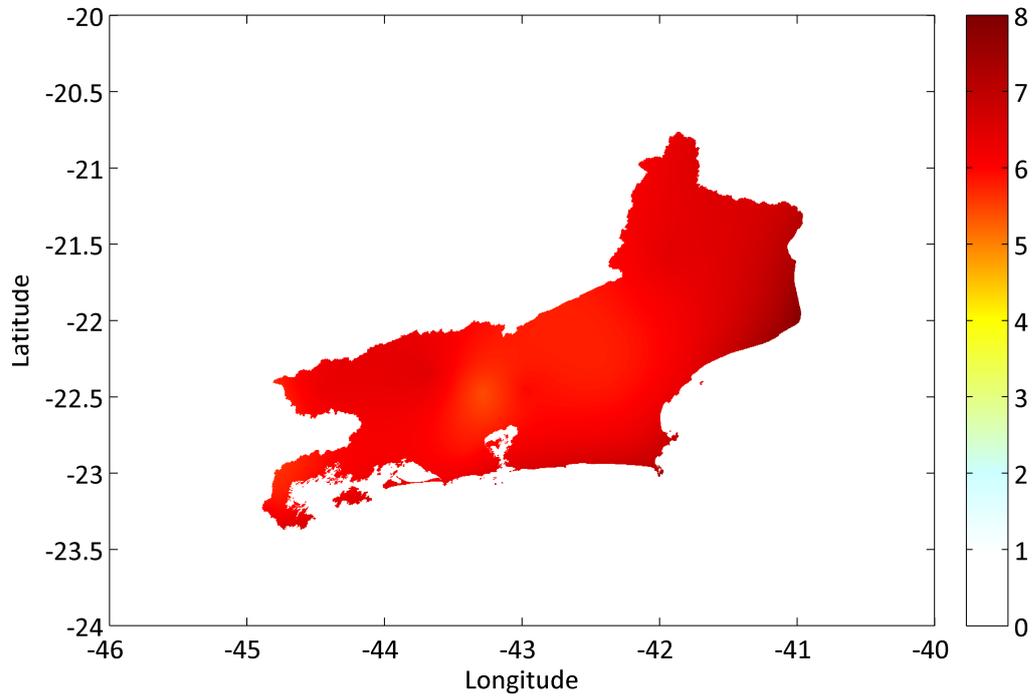


Figura 5.3: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Fevereiro.

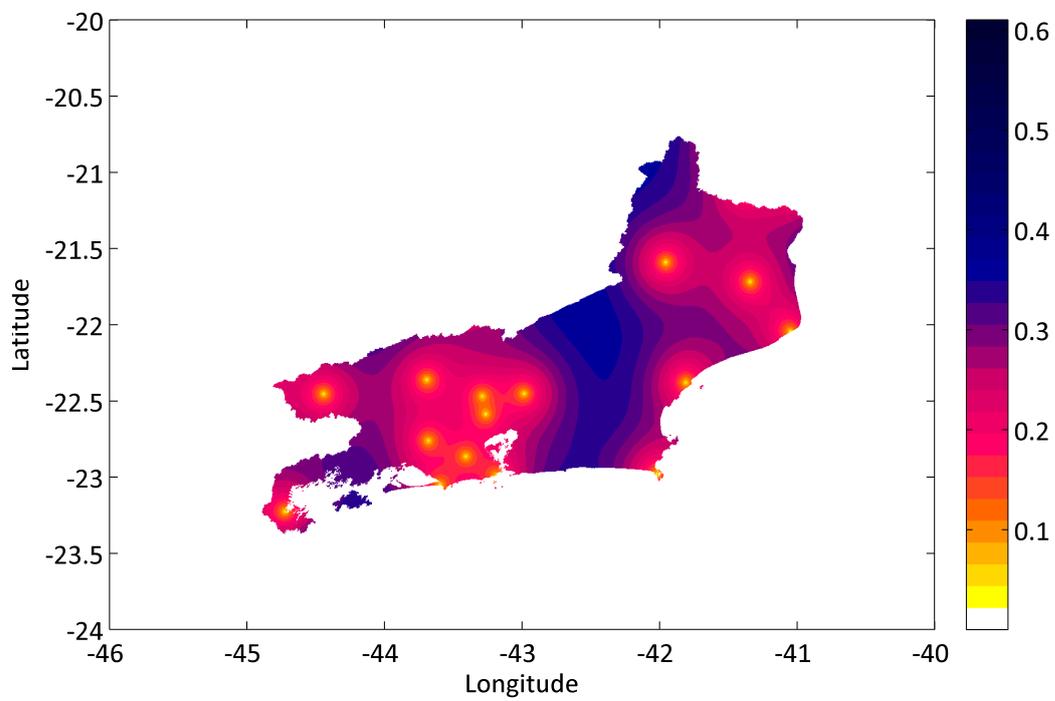


Figura 5.4: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Fevereiro.

**5.3**  
**Março**

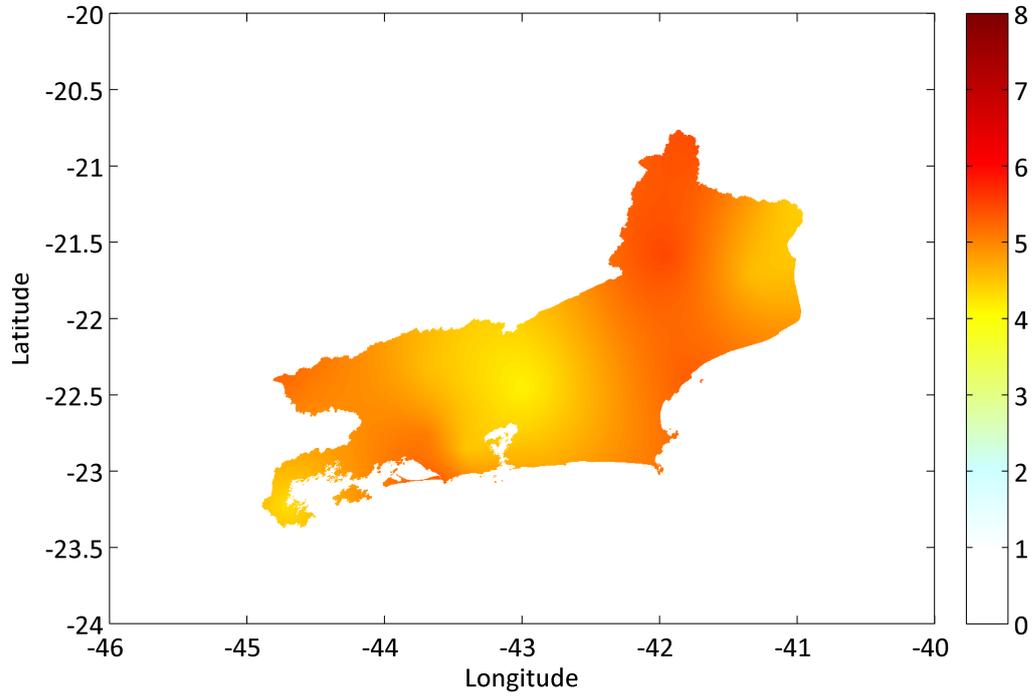


Figura 5.5: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Março.

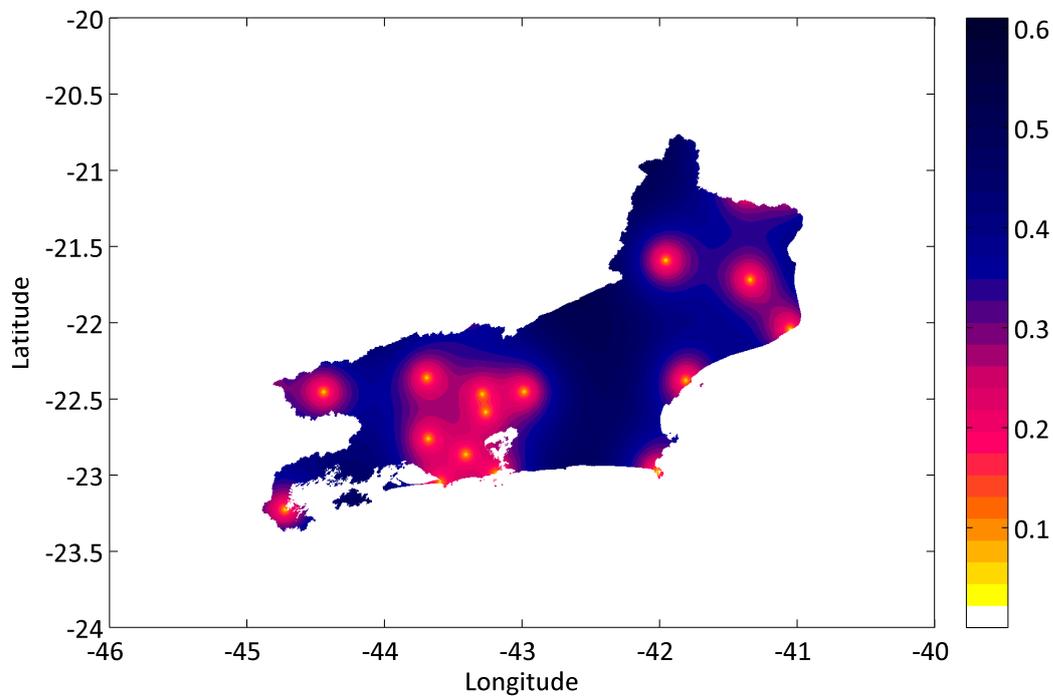


Figura 5.6: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Março.

**5.4**  
**Abril**

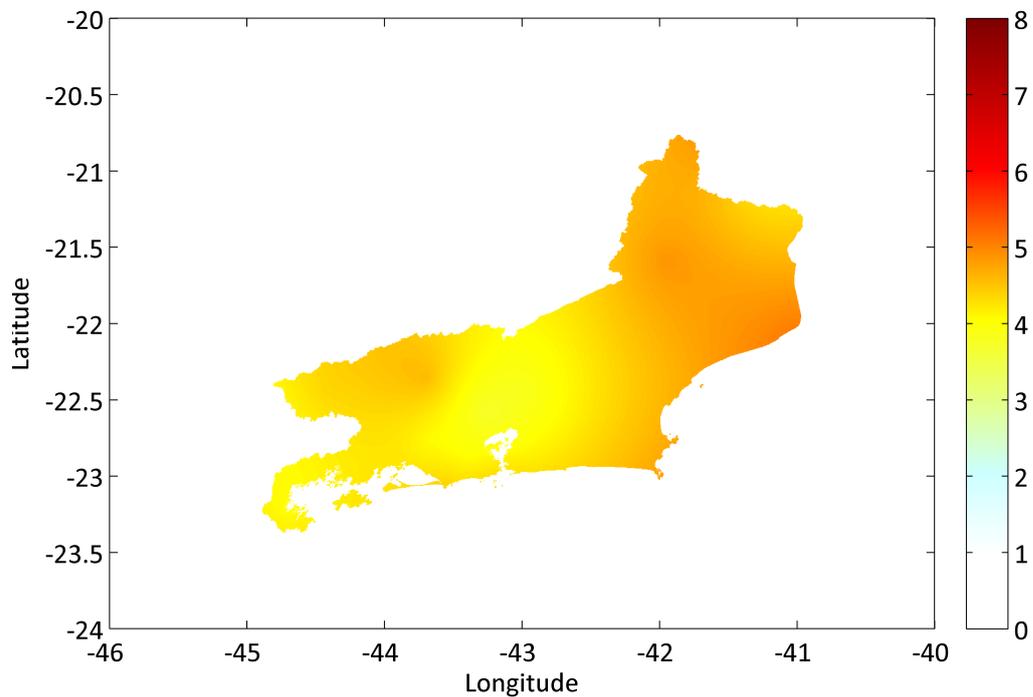


Figura 5.7: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Abril.

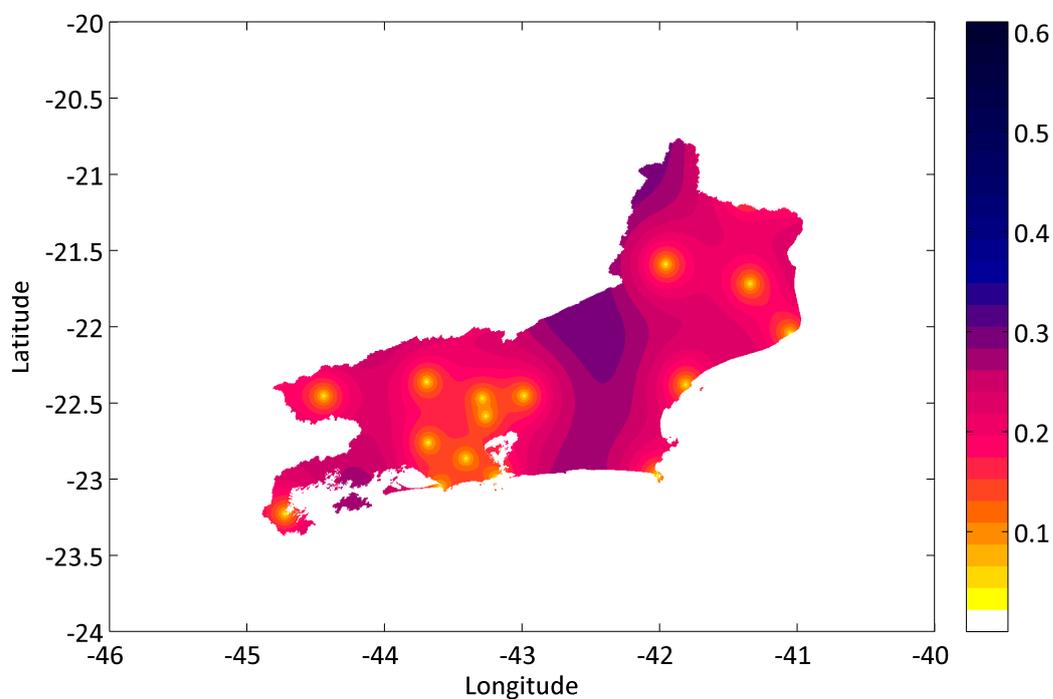


Figura 5.8: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Abril.

**5.5**  
**Maio**

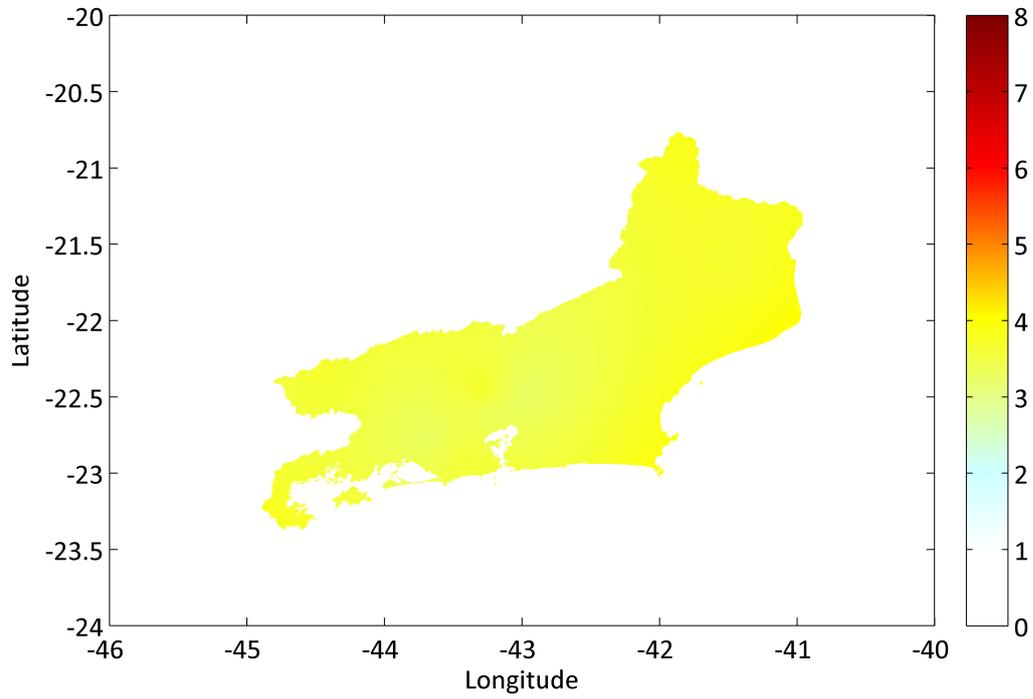


Figura 5.9: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Maio.

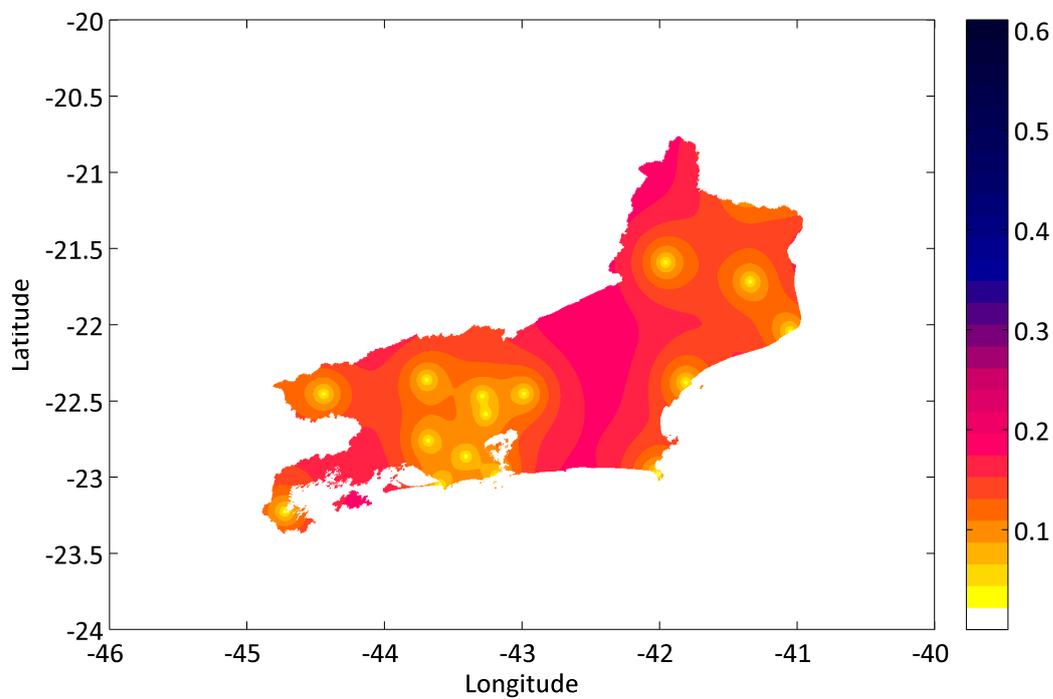


Figura 5.10: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Maio.

**5.6**  
**Junho**

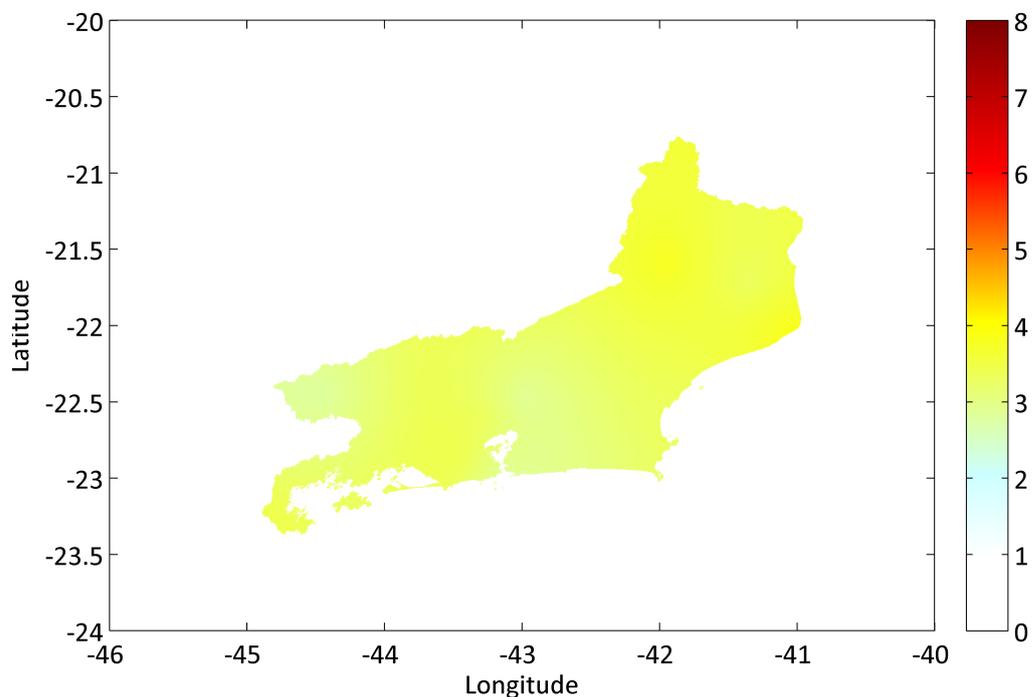


Figura 5.11: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Junho.

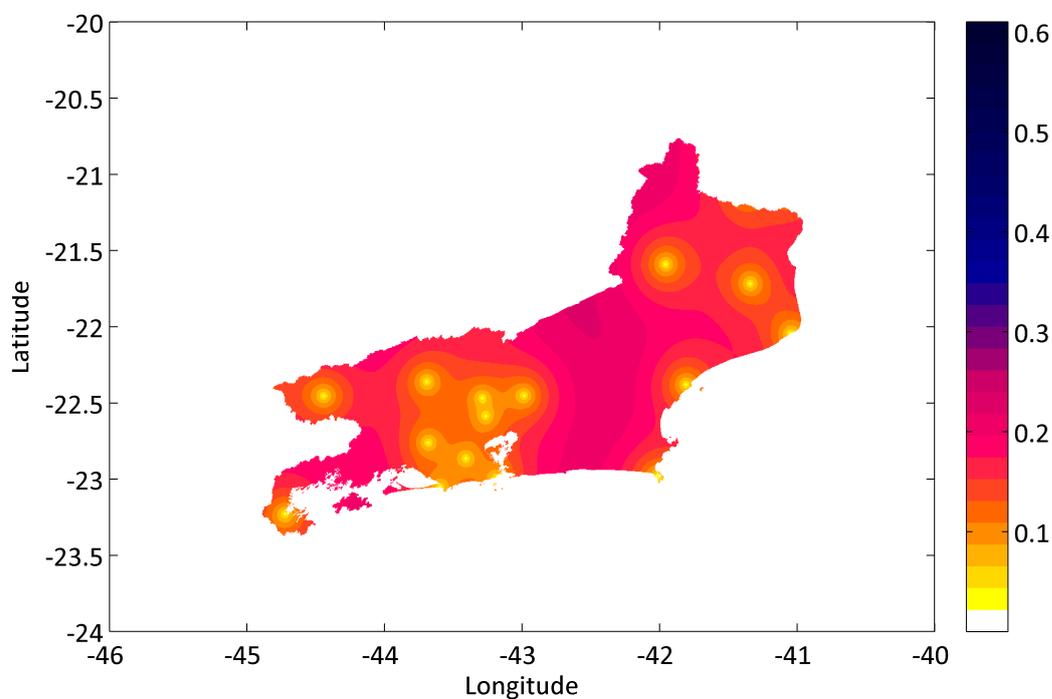


Figura 5.12: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Junho.

**5.7**  
**Julho**

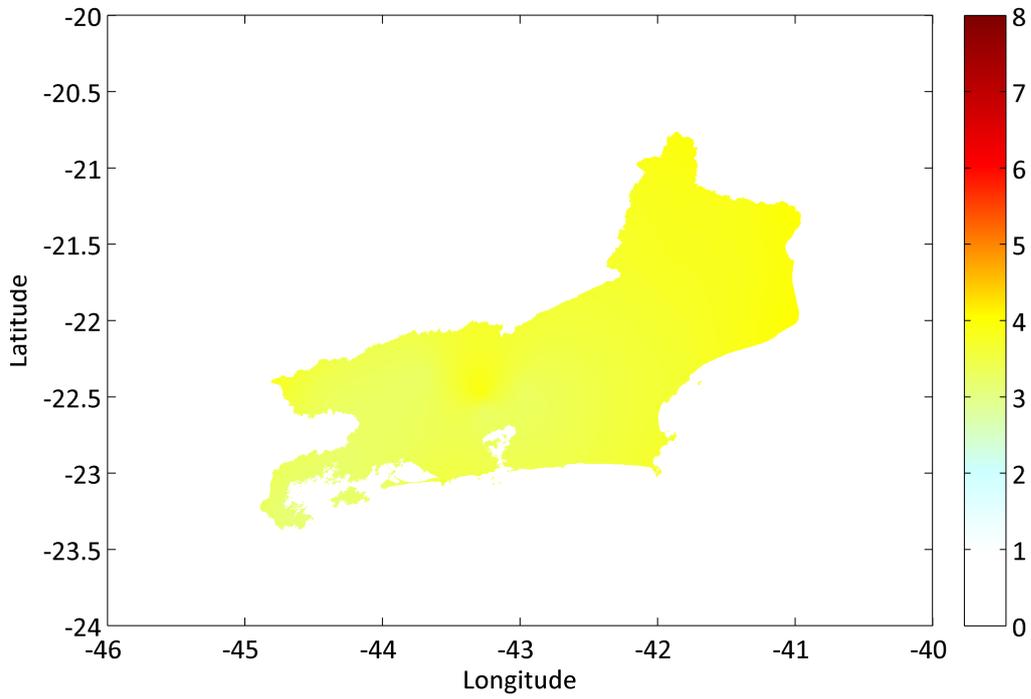


Figura 5.13: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Julho.

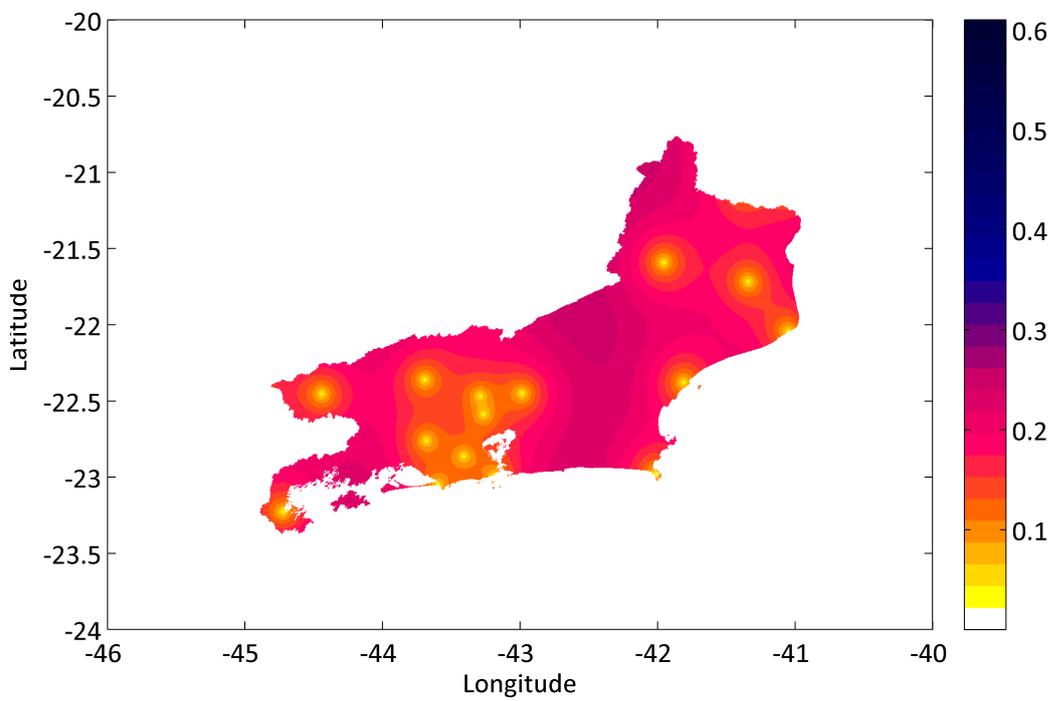


Figura 5.14: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Julho.

**5.8**  
**Agosto**

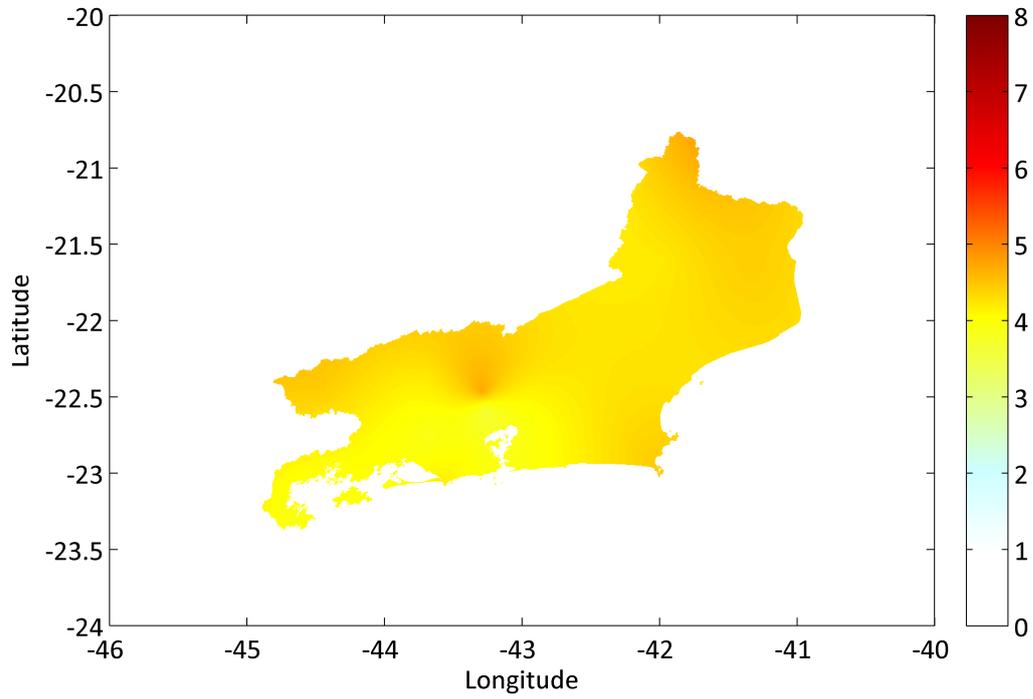


Figura 5.15: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Agosto.

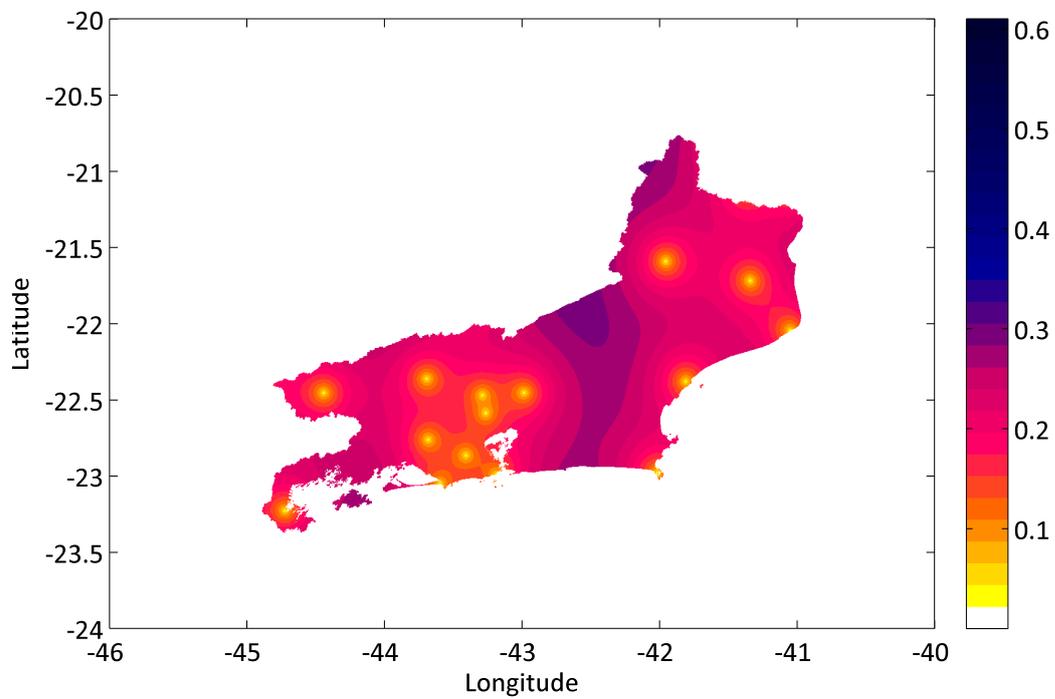


Figura 5.16: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Agosto.

**5.9**  
**Setembro**

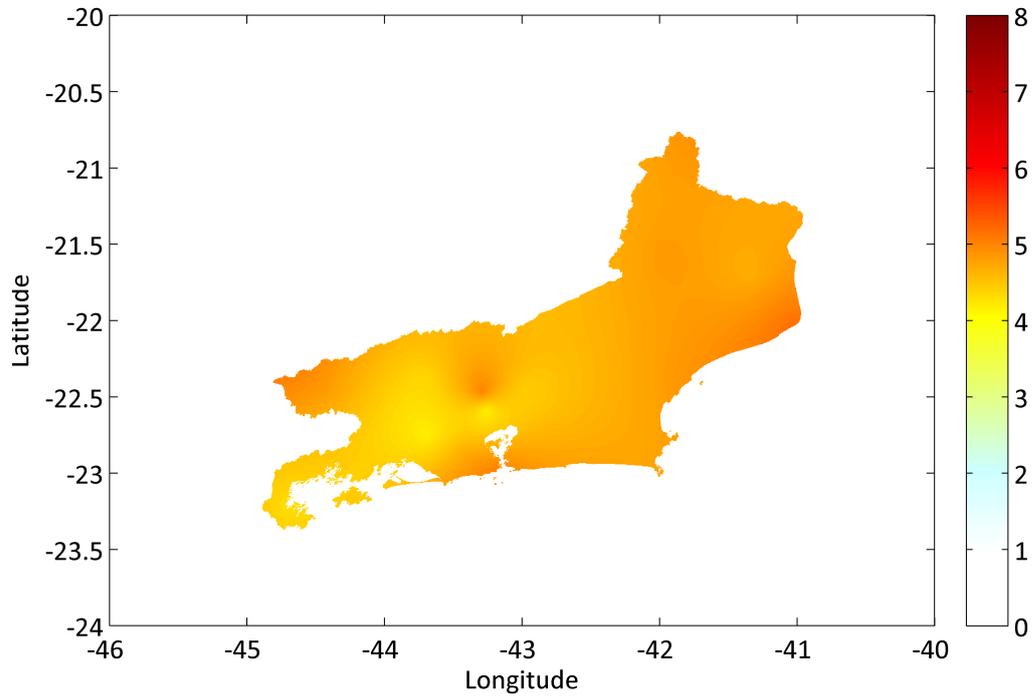


Figura 5.17: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Setembro.

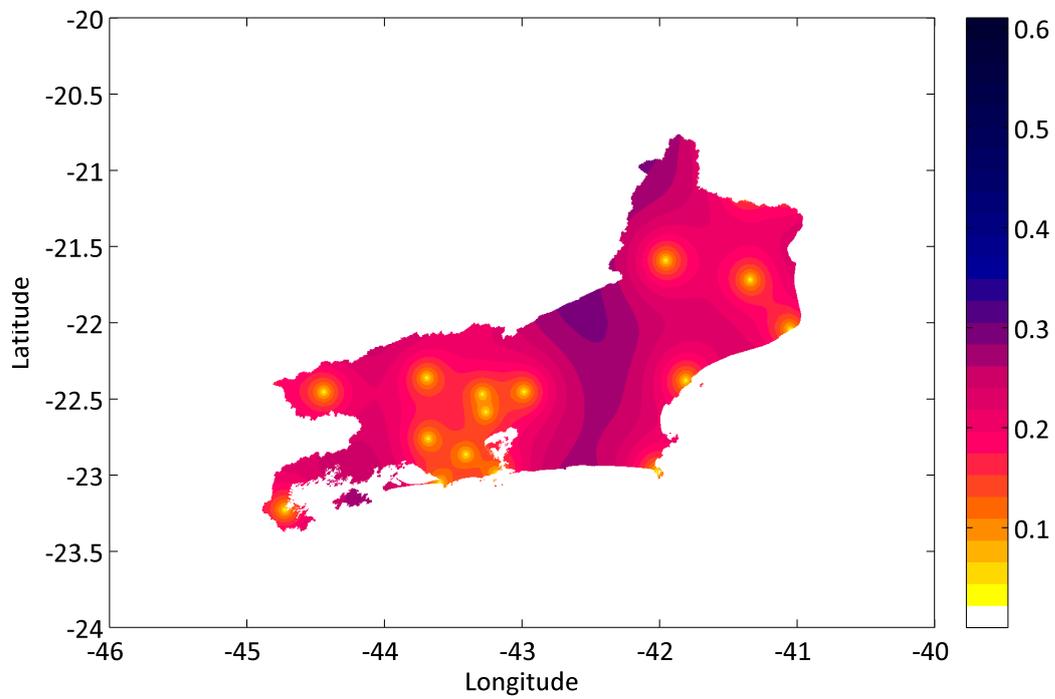


Figura 5.18: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Setembro.

**5.10**  
**Outubro**

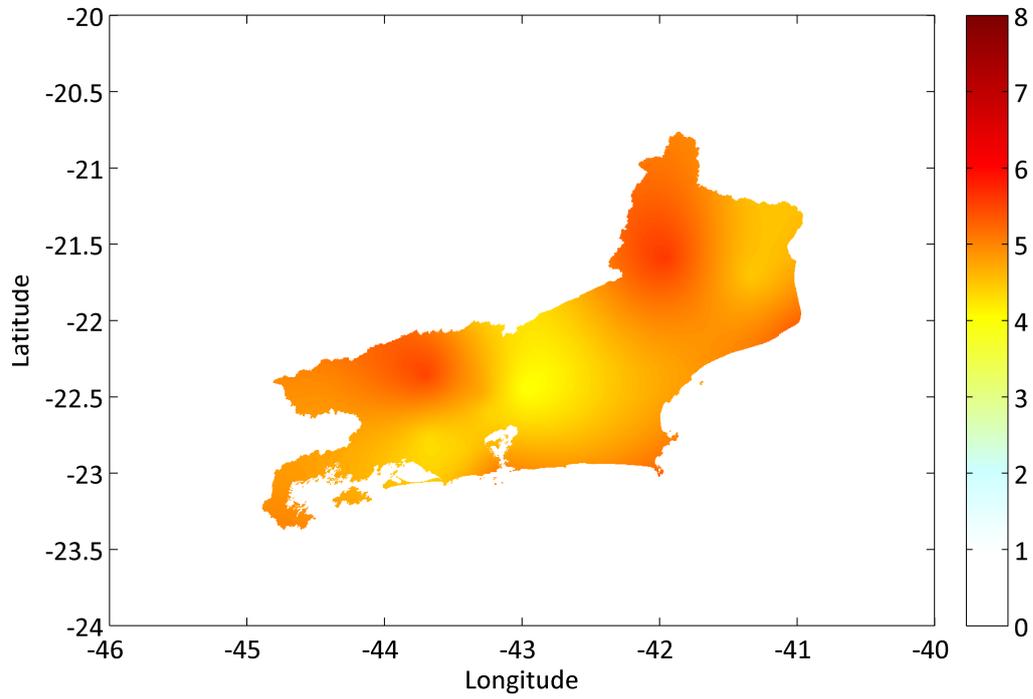


Figura 5.19: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Outubro.

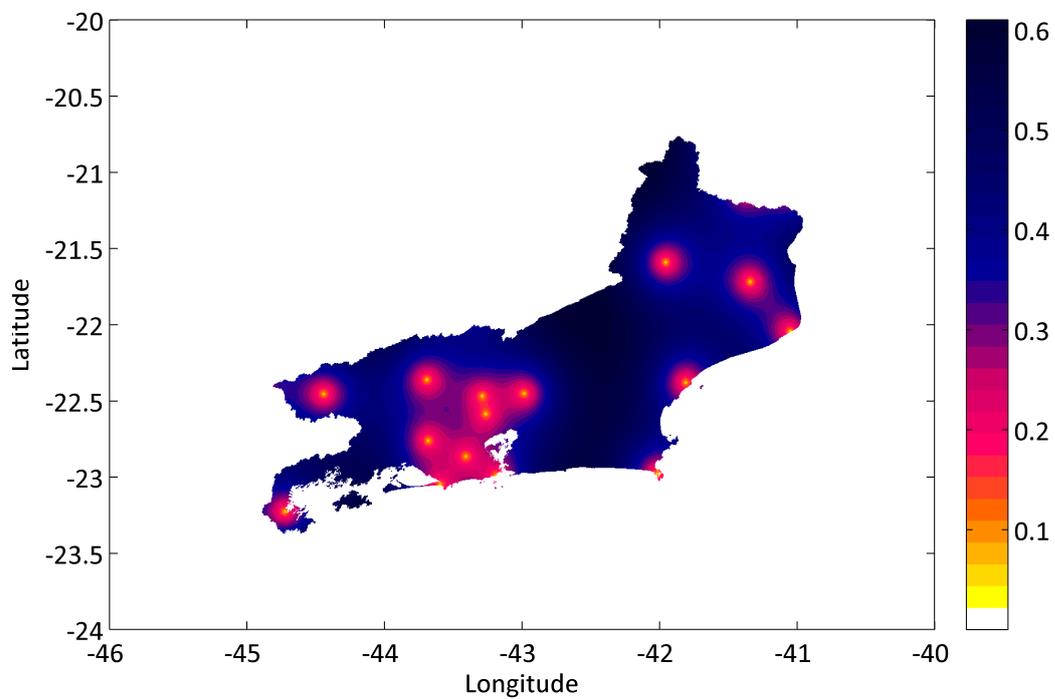


Figura 5.20: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Outubro.

**5.11**  
**Novembro**

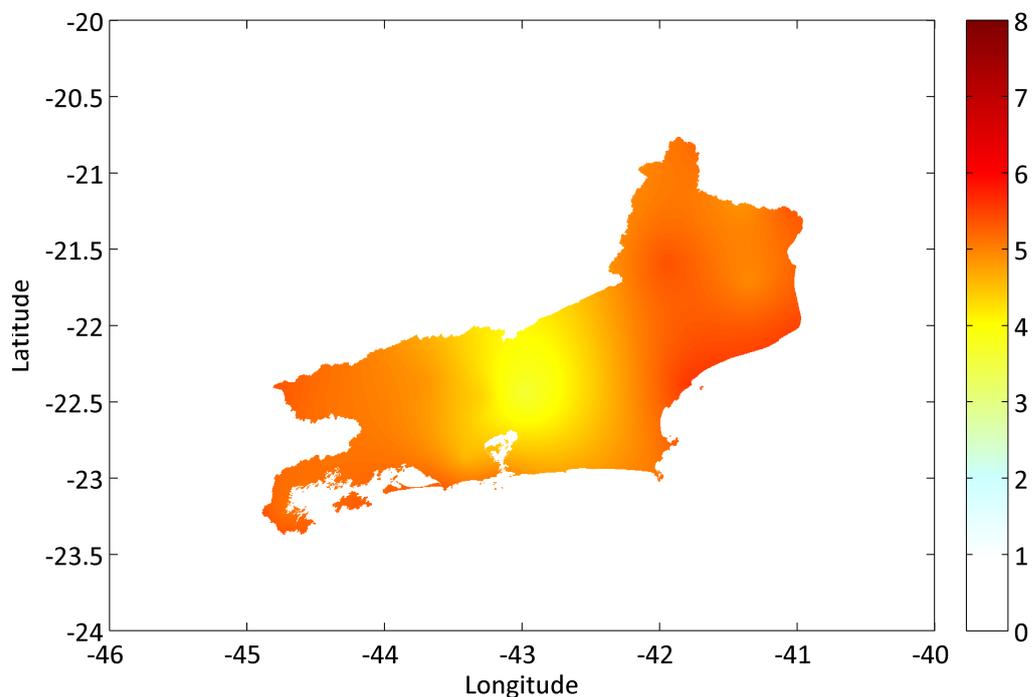


Figura 5.21: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Novembro.

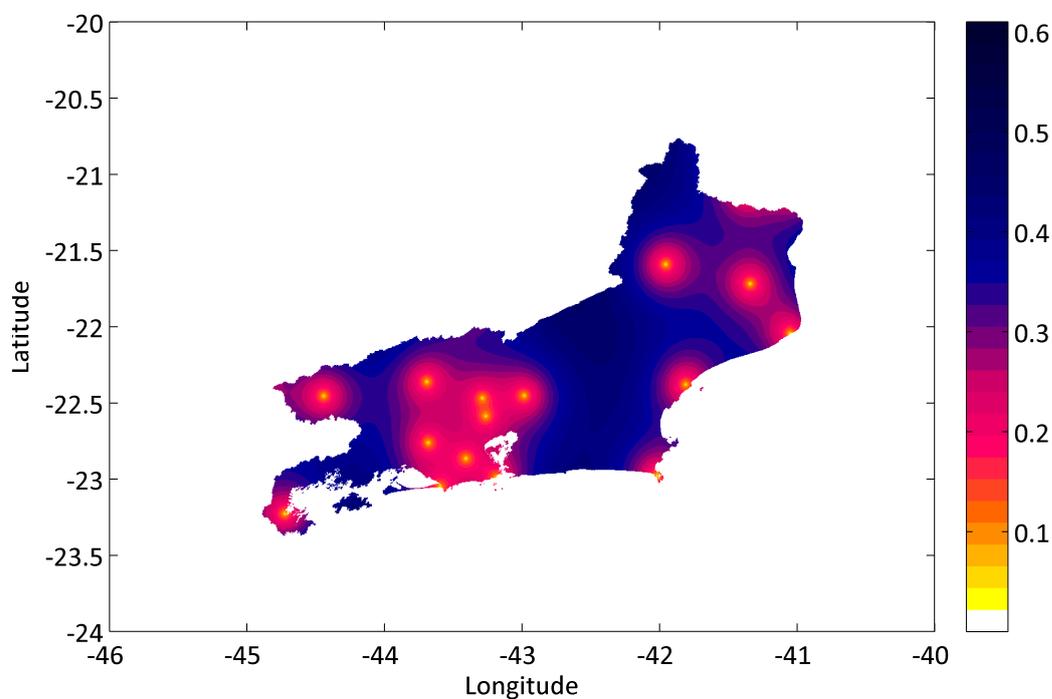


Figura 5.22: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Novembro.

**5.12**  
**Dezembro**

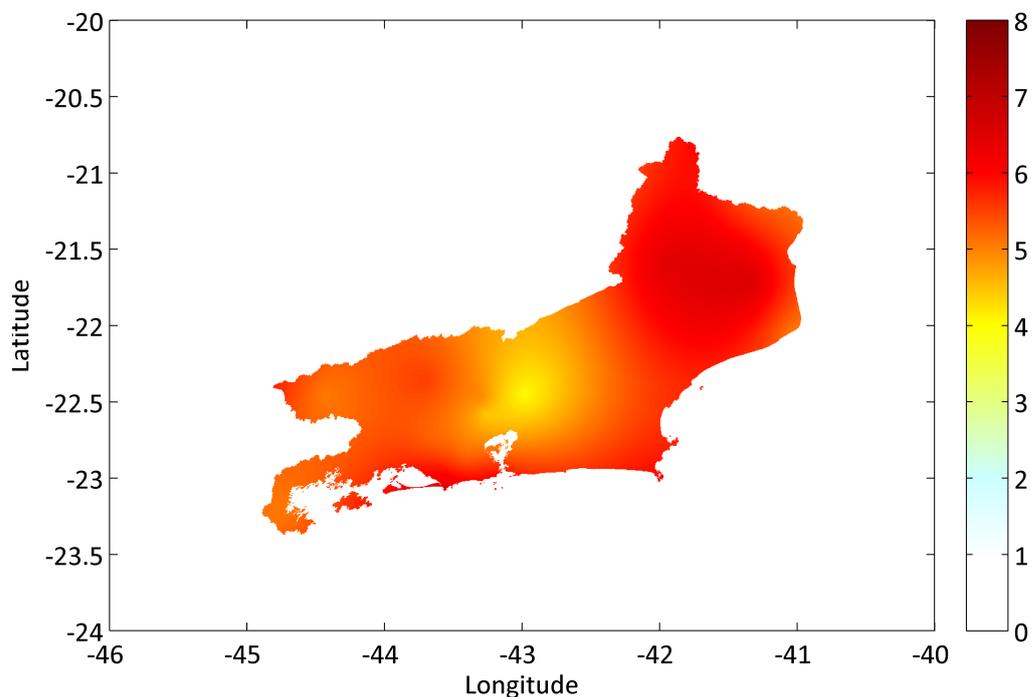


Figura 5.23: Radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Dezembro.

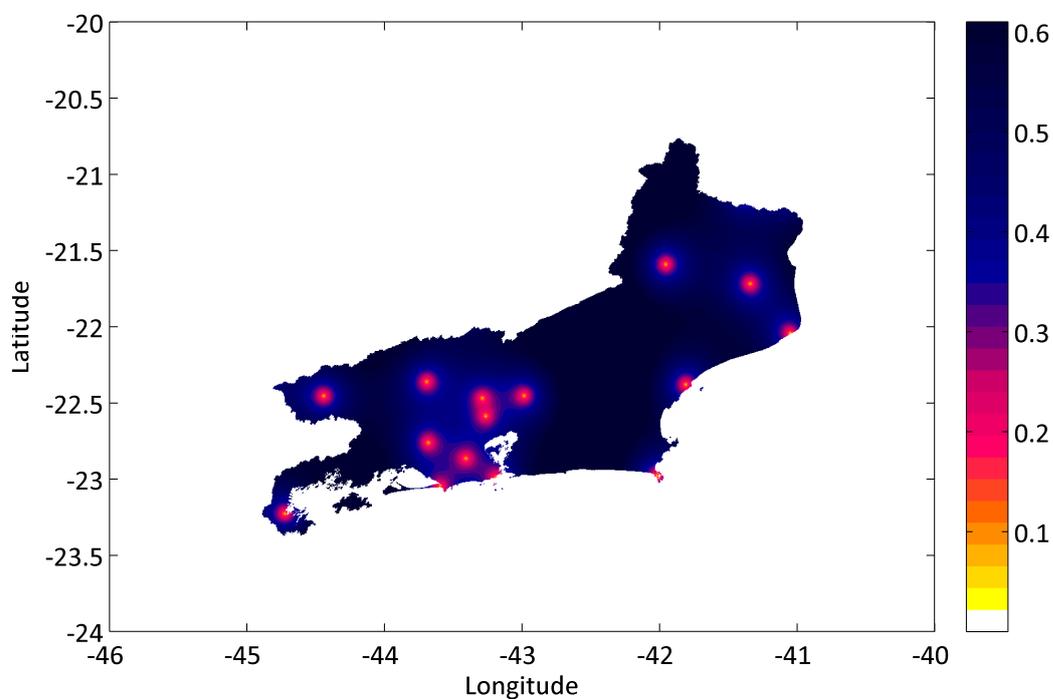


Figura 5.24: Desvio padrão da radiação solar global em superfície horizontal, kWh/m<sup>2</sup>-dia. Mês: Dezembro.

## 6

### Simulação Numérica da Produção de Eletricidade

Utilizando os dados horários dos AMTs obtidos e os dados horários calculados no Capítulo 3, realizou-se uma simulação numérica da produção de eletricidade a partir de painéis fotovoltaicos nas estações localizadas no estado do Rio de Janeiro. Os inputs para tais cálculos foram:

- (i) Dados horários de radiação solar global total em superfície horizontal do AMT.
- (ii) Dados horários de temperatura de bulbo seco média do AMT.
- (iii) Dados horários de velocidade do vento média do AMT.
- (iv) Dados horários calculados de radiação solar global total incidente em superfícies inclinadas.
- (v) Características técnicas do módulo fotovoltaico.

O programa desenvolvido em MATLAB permite a utilização das características técnicas de qualquer módulo fotovoltaico para o cálculo da produção de eletricidade. Para a simulação utilizaram-se as especificações elétricas de um módulo fotovoltaico de marca KYOCERA e modelo KD240GX-LPB. A Tabela 6.1 mostra as características e especificações elétricas do módulo.

#### 6.1

##### Determinação da produção de eletricidade

Existem diferentes métodos para estimar a produção de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos. Os mais utilizados são o modelo de King et al. (2004), desenvolvido pelos Laboratórios Sandia, o modelo de Davis et al. (2001), utilizado pelo *National Institute of Standards and Technology* dos Estados Unidos (NIST), o modelo proposto por Masters (2004) da *Stanford University* e o modelo de Duffie e Beckman (2013). Uma comparação do desempenho destes modelos é realizada no trabalho de Martinez et al. [33]. Neste trabalho, foi utilizado o modelo de Duffie e Beckman (2013) devido a que utiliza dados tipicamente fornecidos pelo fabricante e permite a comparação das diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos nas mesmas condições estruturais.

Para estimar a produção de eletricidade de um módulo fotovoltaico utilizando este modelo, deve-se determinar inicialmente sua eficiência nas condições de

Tabela 6.1: Características técnicas do módulo fotovoltaico.

Características Mecânicas		
Material das células	mc-Si	
Área, $A$	1,6454	$m^2$
Condições de Referência (NOCT)		
Intensidade de referencia, $G_{NOCT}$	800	$W/m^2$
Temperatura ambiente na condição de referência, $T_{a,NOCT}$	20	$^{\circ}C$
Temperatura da célula na condição de referência, $T_{NOCT}$	45	$^{\circ}C$
Parâmetros de Desempenho (NOCT)		
Potência máxima, $P_{mp}$	172	W
Tensão de Máxima Potência, $V_{mp}$	26,7	V
Corrente de Máxima Potência, $I_{mp}$	6,45	A
Corrente de Curto Circuito, $I_{sc}$	6,95	A
Tensão de Circuito Aberto, $V_{oc}$	33,7	V
Coeficientes de Temperatura		
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$ , $\mu_{I_{sc}}$	0,06	$\%/^{\circ}C$
Coeficiente de temperatura de $V_{oc}$ , $\mu_{V_{oc}}$	-0,36	$\%/^{\circ}C$

operação. Esta eficiência depende, por sua vez, da temperatura da célula.

Estes parâmetros são determinados utilizando dados relativos a uma condição referencial. As condições de teste mais utilizadas são as Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions*, STC) e a Temperatura Nominal de Operação da Célula (*Nominal Operating Cell Temperature*, NOCT), ambas definidas pela *International Electrotechnical Commission* (IEC).

As Condições Padrão de Teste definem como condições de teste do painel fotovoltaico, uma radiação de  $1\,000\,W/m^2$ , uma temperatura ambiente de  $25\,^{\circ}C$  e uma Massa de Ar (AM) de 1,5.

A NOCT é definida como a temperatura da célula ou do módulo fotovoltaico atingida quando as células recebem uma radiação de  $800\,W/m^2$ , a uma temperatura ambiente de  $20\,^{\circ}C$  e expostas a uma velocidade do vento de  $1\,m/s$ .

Devido às condições mais reais do padrão, para a simulação, a temperatura do módulo foi calculada utilizando como referência a Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT).

O cálculo da temperatura da célula,  $T_c$ , não é um cálculo direto, requer a estimativa inicial de um valor para a eficiência e de iterações entre a eficiência da célula,  $\eta_c$ , e a temperatura da célula,  $T_c$ , até convergir. Assim, para iniciar a iteração, calcula-se a eficiência da célula nas condições NOCT de máxima potência,  $\eta_{mp,NOCT}$ , pois são para as quais se tem dados [8].

$$\eta_{mp,NOCT} = \frac{P_{mp,NOCT}}{G_{NOCT} \cdot A} \quad (6-1)$$

Onde,  $P_{mp,NOCT}$  é a potência máxima obtida nas condições NOCT.

Com este valor, calcula-se a temperatura da célula,  $T_c$ , nas condições desejadas, que são a radiação solar, a temperatura e a velocidade do vento horários do AMT. Utiliza-se a equação indicada por Duffie e Beckman [8].

$$T_c = \left\{ \frac{G}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 + 3,8V_s} \cdot \left[ 1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)} \right] [T_{NOCT} - T_{a,NOCT}] \right\} + T_a \quad (6-2)$$

Onde,  $G$  é a radiação solar global incidente na superfície,  $V_s$  é a velocidade do vento,  $(\tau\alpha)$  é o produto transmitância-absortância, que pode tomar o valor médio de 0,9 [8],  $T_{NOCT}$  é a temperatura da célula em condições NOCT,  $T_{a,NOCT}$  é a temperatura ambiente em condições NOCT e  $T_a$  é a temperatura ambiente real. Neste caso, a eficiência da célula,  $\eta_c$  toma o valor calculado de  $\eta_{mp,NOCT}$  para estimar um primeiro valor de  $T_c$ . Com este valor de  $T_c$ , calcula-se a eficiência da célula,  $\eta_c$ , pela seguinte expressão [8]:

$$\eta_c = \eta_{mp,NOCT} + \mu_{\eta,mp} (T_c - T_{c,NOCT}) \quad (6-3)$$

Onde, o coeficiente de temperatura para a potência máxima,  $\mu_{\eta,mp}$  é calculado pela expressão [8]:

$$\mu_{\eta,mp} = \eta_{mp,NOCT} \cdot \frac{\mu_{V_{oc}}}{V_{mp}} \quad (6-4)$$

Com a  $\eta_c$  calculada, recalcula-se  $T_c$  com a equação 6-2 até convergir.

Finalmente, a energia elétrica produzida pelo painel fotovoltaico é:

$$E = \eta_c \cdot G \cdot A \cdot t \quad (6-5)$$

Onde,  $t$  é igual a uma hora, pois todos os cálculos foram realizados com uma resolução temporal horária.

## 6.2

### Ganhos na produção de energia

Calcularam-se os ganhos na incidência de radiação solar para cada configuração definida na seção 3.3 em relação à configuração horizontal. Os correspondentes ganhos na produção de eletricidade utilizando as características técnicas do módulo fotovoltaico KYOCERA, foram avaliados.

#### 6.2.1

##### Ganhos na incidência de radiação solar em base diária

Nesta seção, apresentam-se os ganhos na incidência de radiação solar representativos para dias de verão e de inverno com céu claro e nublado para

as diferentes configurações. A radiação incidente na superfície para cada caso foi calculada utilizando a equação 3-40.

As Figuras 6.1, 6.2, 6.3 e 6.4 mostram a radiação solar horária incidente no painel durante dias típicos de verão com céu claro, verão com céu nublado, inverno com céu claro e inverno com céu nublado, respectivamente.

Comparam-se as 4 configurações indicadas na seção 3.3 com a configuração horizontal, sendo que a configuração do painel inclinado fixo corresponde a um painel com inclinação igual à latitude e orientado ao Norte.

Estes ganhos de radiação, representativos em base diária, correspondem à estação do Forte de Copacabana.

Observa-se, na Figura 6.1, que durante um dia de verão com céu claro, não existe uma diferença significativa entre a configuração fixa horizontal e a fixa inclinada.

A maior radiação incidente é obtida com rastreamento em dois eixos, porém, com rastreamento em um eixo inclinado, recebe-se uma quantidade similar de energia.

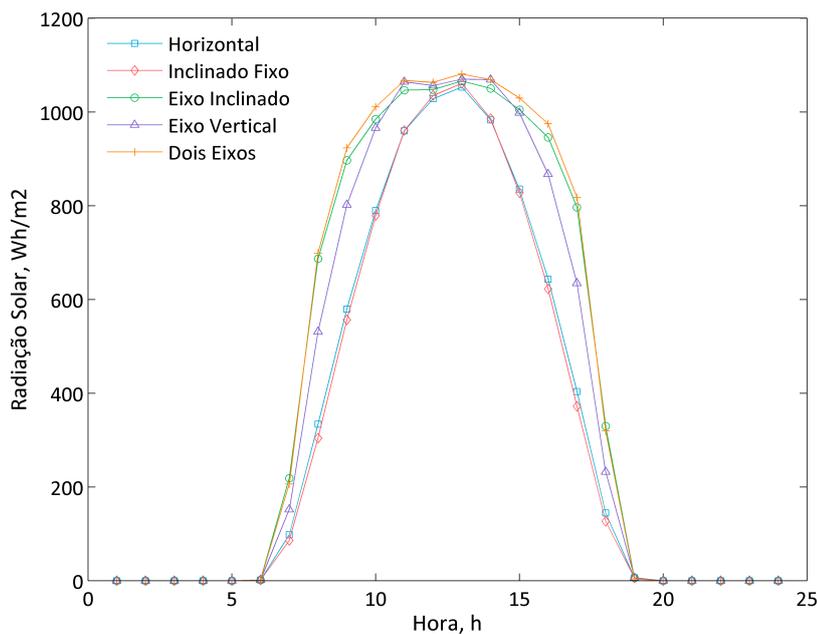


Figura 6.1: Radiação solar recebida em superfícies em diferentes configurações. Céu claro de verão. Estação: A652.

Já, durante um dia nublado de verão, a configuração do painel quase não faz diferença na obtenção de energia (Figura 6.2).

Durante um dia de inverno com céu claro, a radiação obtida é logicamente menor do que no verão e a insolação é também menor (Figura 6.3). Neste caso, inclinar o painel com um ângulo igual ou similar ao da latitude do lugar faz uma grande diferença.

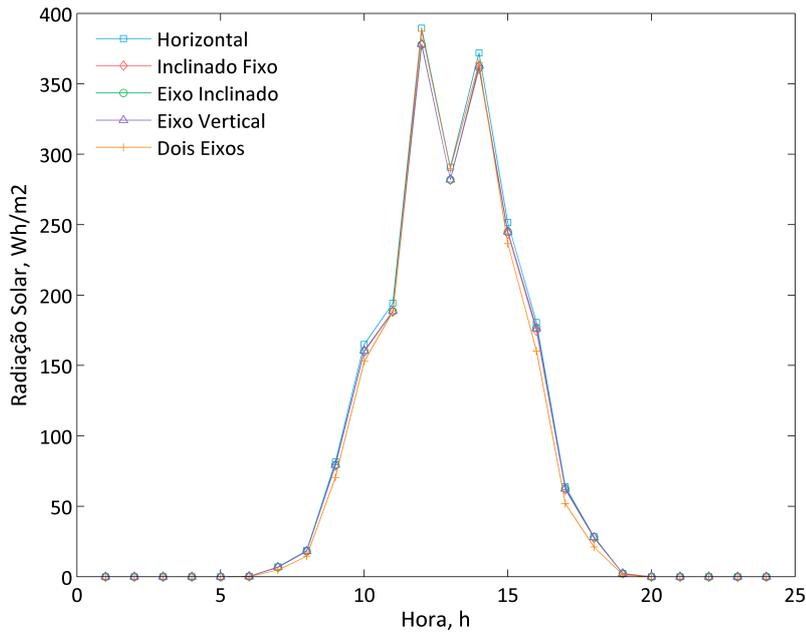


Figura 6.2: Radiação solar recebida em superfícies em diferentes configurações. Céu nublado de verão. Estação: A652.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1222130/CA

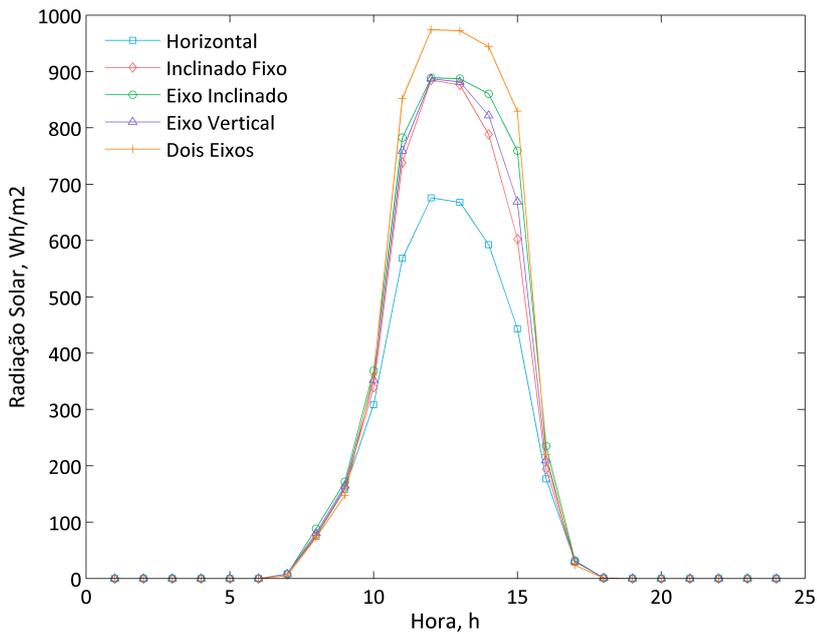


Figura 6.3: Radiação solar recebida em superfícies em diferentes configurações. Céu claro de inverno. Estação: A652.

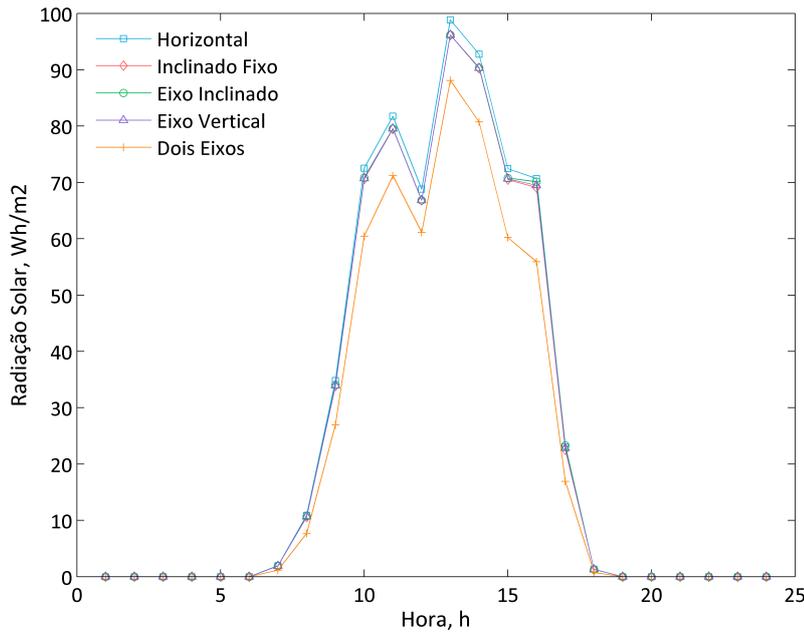


Figura 6.4: Radiação solar recebida em superfícies em diferentes configurações. Céu nublado de inverno. Estação: A652.

Devido a que a inclinação é importante, o rastreamento em dois eixos permite a obtenção de mais energia do que o rastreamento com inclinação fixa.

Por outro lado, a Figura 6.4 mostra que durante dias de inverno com céu nublado, não é conveniente realizar rastreamento solar, pois a maioria da radiação solar é difusa, e ao acompanhar o movimento do Sol, parte da radiação difusa que seria recebida é perdida. Neste caso, com o painel em posição horizontal, obtém-se um maior ganho de energia solar.

Na Figura 6.5, comparam-se a radiação total recebida para os quatro tipos de dia avaliados. Observa-se que utilizando rastreamento em dois eixos, são obtidos ganhos somente durante dias com céu claro. Nos dias nublados, o rastreamento em dois eixos não permite o ganho de energia e pode até reduzir a incidência de radiação em painéis. Este resultado é consistente com o estudo realizado por Mehrtash et al. [34].

A inclinação dos painéis durante o verão não parece apropriada, devido à posição do Sol no céu e à latitude do Rio de Janeiro. Em dias nublados, é mais favorável colocar os painéis em posição horizontal, devido à grande proporção de radiação difusa em comparação à radiação direta.

Entre os três sistemas de rastreamento, durante dias com céu claro, o que permite uma maior recepção de radiação é o sistema de rastreamento em dois eixos, seguido pelo sistema de rastreamento em um eixo inclinado e pelo sistema de rastreamento em um eixo vertical.

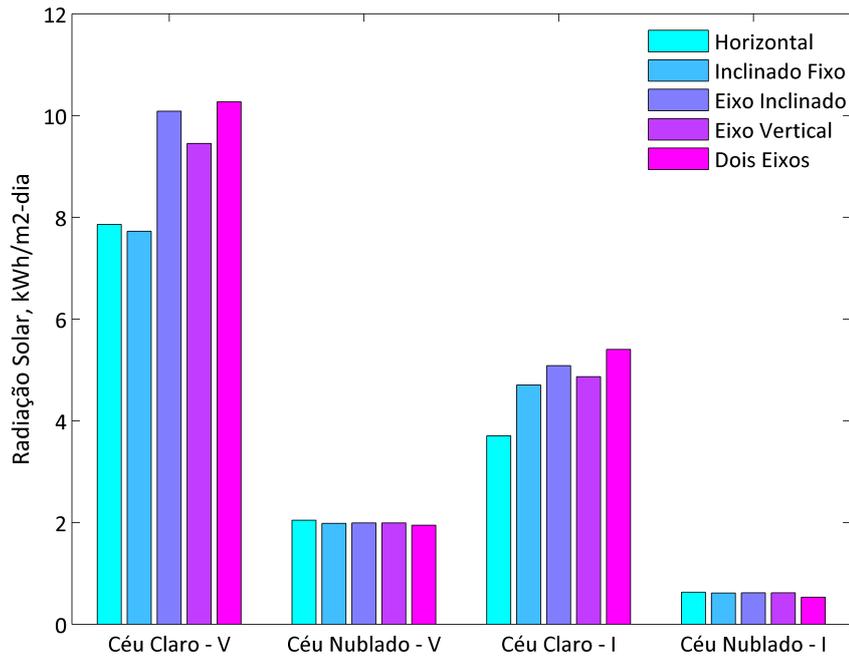


Figura 6.5: Radiação solar diária recebida em superfícies em diferentes configurações para dias típicos de verão e de inverno.

## 6.2.2

### Ganhos na produção de eletricidade

Nesta seção, avalia-se a produção de eletricidade do painel fotovoltaico nas configurações indicadas na seção 3.3.

Para a avaliação da configuração fixa inclinada, além de analisar o desempenho de um painel com uma inclinação fixa igual à latitude e orientado ao Norte, avaliou-se a influência da variação dos ângulos de inclinação e azimutal,  $\beta$  e  $\gamma$ , na produção de eletricidade.

Diferentes autores sugerem ângulos de inclinação ótimos para superfícies fixas inclinadas. Duffie e Beckman (2013) e Lunde (1980) indicam que uma variação adequada é de  $\pm 15^\circ$  com respeito à latitude:  $+15^\circ$  durante o inverno e  $-15^\circ$  durante o verão, aplicável para o Hemisfério Norte. Heywood (1971) propõe  $-10^\circ$  e Chinnery (1971) sugere  $+10^\circ$  para África do Sul, ambos fixos durante o ano e principalmente para aplicações de aquecimento de água. Para a mesma aplicação, Hottel (1954) e Yellot (1973) propõem variações maiores, da ordem de  $20^\circ$ .

Outros autores mais recentes propõem correlações que relacionam a latitude, o índice de clareza, a declinação, o ângulo solar horário, entre outros, e que consideram mudanças da inclinação e o ângulo azimutal diferentes vezes durante o ano, por mês ou estação [35].

Neste trabalho avalia-se somente a influência de variações de  $10^\circ$  e  $15^\circ$ , pois, a procura de um ângulo de inclinação ótimo permanentemente durante o ano,

assemelha-se ao rastreamento solar em 1 ou 2 eixos, que também é avaliado neste trabalho. Assim, a simulação realizada não considera a variação dos ângulos de inclinação e azimutal durante o ano para as superfícies fixas.

As variações avaliadas foram as seguintes:

- (i) Superfície com inclinação fixa igual à latitude mais 10 graus e orientada ao Norte, ( $\beta = \phi + 10^\circ$  e  $\gamma = 180^\circ$ )
- (ii) Superfície com inclinação fixa igual à latitude menos 10 graus e orientada ao Norte, ( $\beta = \phi - 10^\circ$  e  $\gamma = 180^\circ$ )
- (iii) Superfície com inclinação fixa igual à latitude mais 15 graus e orientada ao Norte, ( $\beta = \phi + 15^\circ$  e  $\gamma = 180^\circ$ )
- (iv) Superfície com inclinação fixa igual à latitude menos 15 graus e orientada ao Norte, ( $\beta = \phi - 15^\circ$  e  $\gamma = 180^\circ$ )
- (v) Superfície com inclinação fixa igual à latitude e orientada ao Norte com um desvio de 10 graus para o Oeste, ( $\beta = \phi$  e  $\gamma = 170^\circ$ )
- (vi) Superfície com inclinação fixa igual à latitude e orientada ao Norte com um desvio de 10 graus para o Leste, ( $\beta = \phi$  e  $\gamma = -170^\circ$ )
- (vii) Superfície com inclinação fixa igual à latitude e orientada ao Norte com um desvio de 15 graus para o Oeste, ( $\beta = \phi$  e  $\gamma = 165^\circ$ )
- (viii) Superfície com inclinação fixa igual à latitude e orientada ao Norte com um desvio de 15 graus para o Leste, ( $\beta = \phi$  e  $\gamma = -165^\circ$ )

Os ganhos (e perdas) na produção de eletricidade mensais e anuais para painéis fixos são mostrados nas Tabelas 6.2 e 6.3.

Estes dados correspondem também à estação do Forte de Copacabana. As tabelas correspondentes às outras 14 estações no Rio de Janeiro, encontram-se em apêndices eletrônicos que acompanham este trabalho.

A Tabelas 6.2 e 6.3 mostram os ganhos obtidos variando ambos os ângulos de inclinação e azimutal em  $10^\circ$  e  $15^\circ$ , individualmente.

Na Tabela 6.2, observa-se que o maior ganho anual é obtido com  $\beta = \phi$ . Porém, observando os ganhos mensais, percebe-se que durante os meses de outono e inverno, obtém-se um maior ganho com  $\beta = \phi + 15^\circ$ . Assim como o ganho é maior no inverno para esta configuração, a perda de energia é também maior durante os meses de verão. Observa-se que a maior produção de eletricidade durante os meses de setembro até abril é obtida com  $\beta = 0$ .

Isto é consistente com o estudo de Stanciu e Stanciu [36], que indicam que

para latitude do trópico no Hemisfério Norte, durante o inverno, o ângulo de inclinação dos painéis deve ser zero.

O Rio de Janeiro se encontra próximo ao Trópico de Capricórnio, no Hemisfério Sul. Por isto, o ângulo dos painéis teria que ser zero durante o verão. Durante o verão, especialmente durante o solstício de verão, o Sol se encontra mais próximo ao Hemisfério Sul, com uma declinação de  $23,45^\circ$ , que é similar à latitude do Rio de Janeiro. Assim, durante este período, a radiação solar atinge a superfície perpendicularmente e nenhuma inclinação dos painéis é necessária. A necessidade de inclinar ou não os painéis percebe-se de maneira mais clara na Figura 6.6. Nesta figura, mostra-se somente a variação de  $10^\circ$  para  $\beta$  e  $\gamma$ , pois, a variação de  $15^\circ$  é graficamente similar àquela de  $10^\circ$ .

Nesta figura, também observa-se que existe uma diferença ligeira, mais significativa, entre o ganho obtido com o painel com  $\gamma = -170^\circ$  e  $\gamma = 0^\circ$ . O ganho de eletricidade com o painel com  $\gamma = 170^\circ$  é similar àquele com  $\gamma$  orientado diretamente ao Norte.

Porém, com um desvio de  $\gamma$  de  $10^\circ$  ao Leste, obtém-se uma maior quantidade de energia. Este fenômeno foi observado para todas as estações no Rio de Janeiro: um desvio de  $\gamma$  em  $10^\circ$  ou  $15^\circ$  para o Leste incrementa a produção de energia.

Isto poderia indicar que no Rio de Janeiro, o Sol é mais predominante pela manhã. A dispersão da radiação solar na atmosfera poderia ser menor durante o amanhecer, pois, a poluição afeta em maior escala a parte continental do que os oceanos. Assim, durante a manhã a radiação incidente é maior e durante a tarde, nebulosidade ou poluição poderiam ocasionar a dispersão da radiação solar.

Tabela 6.2: Ganhos na produção de eletricidade com variação da inclinação,  $\beta$ . Estação: A652.

Mês	$\beta = 0$	$\beta = \phi, \gamma = 180^\circ$	$\beta = \phi + 10^\circ$		$\beta = \phi - 10^\circ$		$\beta = \phi + 15^\circ$		$\beta = \phi - 15^\circ$		
	E, kWh/m <sup>2</sup>	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %
J	23,39	21,59	-7,68	20,03	-14,36	22,70	-2,95	19,09	-18,37	23,07	-1,37
F	23,94	23,27	-2,79	22,10	-7,67	23,92	-0,08	21,33	-10,88	24,04	0,42
M	19,41	20,07	3,39	19,65	1,25	20,06	3,36	19,29	-0,61	19,90	2,51
A	16,98	19,16	12,83	19,41	14,30	18,48	8,84	19,37	14,07	17,99	5,91
M	14,65	17,52	19,61	18,14	23,82	16,51	12,71	18,29	24,88	15,86	8,30
J	11,44	14,25	24,55	14,96	30,70	13,23	15,55	15,18	32,65	12,60	10,06
J	14,17	17,88	26,17	18,80	32,72	16,52	16,58	19,10	34,81	15,69	10,72
A	16,00	18,72	17,05	19,20	20,05	17,81	11,31	19,28	20,50	17,19	7,45
S	19,93	21,77	9,24	21,73	9,08	21,29	6,85	21,53	8,04	20,86	4,71
O	20,63	20,58	-0,21	19,83	-3,83	20,90	1,31	19,30	-6,40	20,88	1,25
N	19,94	18,74	-6,01	17,59	-11,81	19,53	-2,08	16,88	-15,35	19,77	-0,86
D	24,40	22,35	-8,40	20,70	-15,17	23,56	-3,44	19,73	-19,17	23,99	-1,70
Ano	224,87	235,91	<b>4,91</b>	232,15	<b>3,24</b>	234,50	<b>4,28</b>	228,37	<b>1,56</b>	231,83	<b>3,09</b>

Tabela 6.3: Ganhos na produção de eletricidade com variação do ângulo azimutal,  $\gamma$ . Estação: A652.

Mês	$\beta = 0$	$\beta = \phi, \gamma = 180^\circ$	$\gamma = +170^\circ$		$\gamma = -170^\circ$		$\gamma = +165^\circ$		$\gamma = -165^\circ$		
	E, kWh/m <sup>2</sup>	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %
J	23,39	21,59	-7,68	21,52	-7,97	21,67	-7,34	21,50	-8,09	21,71	-7,15
F	23,94	23,27	-2,79	23,23	-2,96	23,29	-2,72	23,20	-3,08	23,28	-2,73
M	19,41	20,07	3,39	19,99	2,98	20,09	3,53	19,93	2,68	20,09	3,49
A	16,98	19,16	12,83	19,06	12,23	19,17	12,87	18,97	11,72	19,14	12,67
M	14,65	17,52	19,61	17,41	18,87	17,52	19,58	17,32	18,22	17,47	19,28
J	11,44	14,25	24,55	14,09	23,07	14,32	25,11	13,96	22,00	14,31	25,04
J	14,17	17,88	26,17	17,69	24,86	17,92	26,50	17,55	23,85	17,89	26,29
A	16,00	18,72	17,05	18,62	16,37	18,72	17,02	18,52	15,78	18,68	16,75
S	19,93	21,77	9,24	21,65	8,64	21,79	9,38	21,56	8,17	21,77	9,27
O	20,63	20,58	-0,21	20,50	-0,59	20,63	0,01	20,45	-0,84	20,63	0,05
N	19,94	18,74	-6,01	18,70	-6,21	18,79	-5,80	18,68	-6,31	18,81	-5,69
D	24,40	22,35	-8,40	22,32	-8,54	22,41	-8,18	22,31	-8,57	22,44	-8,04
Ano	224,87	235,91	<b>4,91</b>	234,78	<b>4,41</b>	236,31	<b>5,09</b>	233,95	<b>4,04</b>	236,23	<b>5,05</b>

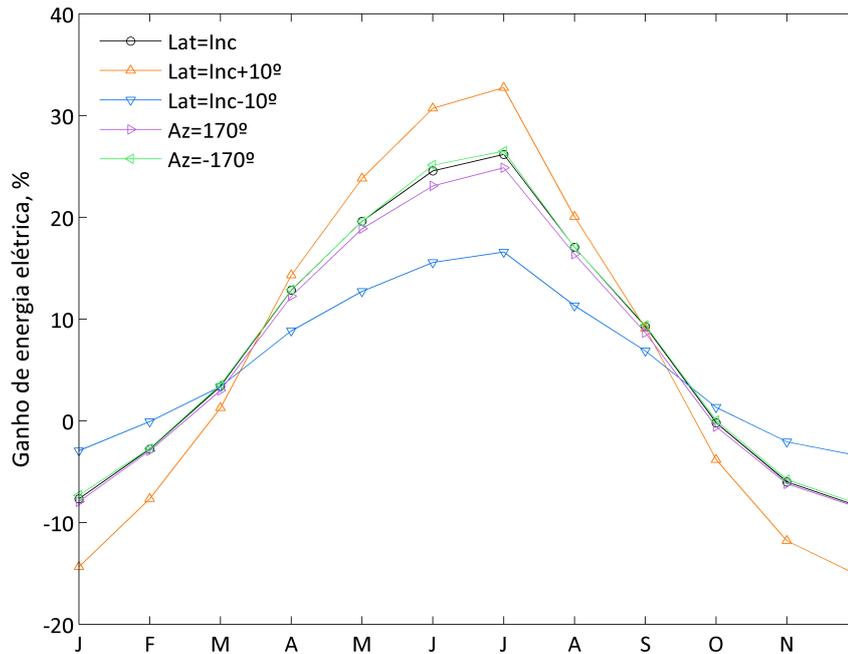


Figura 6.6: Ganhos na produção de eletricidade em superfícies fixas inclinadas por mês.

O resultado obtido é consistente com o estudo de [37], que indica que em cidades da Florida, Estados Unidos, com uma latitude ao redor de  $26^\circ$ , um desvio de  $10^\circ$  ao Leste é ótimo para a produção de eletricidade com painéis fotovoltaicos. Coincide também com os resultados da pesquisa de Rowlands et al. [38].

Em relação aos ganhos na produção de eletricidade, utilizando rastreamento solar, observa-se que, como esperado, a maior quantidade de energia elétrica é produzida utilizando rastreamento em dois eixos (Tabela 6.4). Na Figura 6.7, observa-se facilmente que a diferença entre o ganho na produção de energia elétrica com rastreamento em dois eixos e rastreamento em um eixo inclinado ocorre principalmente nos meses de inverno: de junho até agosto.

Isto acontece devido a que durante dias de inverno, com céu claro, o rastreamento em dois eixos é efetivo e acompanha os ângulos de elevação mais baixos do Sol durante esta temporada. Por outro lado, devido a que a inclinação do eixo do sistema de rastreamento em eixo inclinado é fixa, o sistema não consegue receber diretamente a radiação solar.

Tabela 6.4: Ganhos na produção de eletricidade com rastreamento solar. Estação: A652.

Mês	$\beta = 0$	$\beta = \phi, \gamma = 180^\circ$	1-eixo inclinado		1-eixo vertical		2-eixos		
	E, kWh/m <sup>2</sup>	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %	E, kWh/m <sup>2</sup>	Ganho, %
J	23,39	21,59	-7,68	26,40	12,86	26,18	11,93	27,50	17,59
F	23,94	23,27	-2,79	28,97	21,01	27,64	15,45	29,41	22,86
M	19,41	20,07	3,39	22,98	18,38	22,02	13,45	22,66	16,77
A	16,98	19,16	12,83	22,26	31,05	20,76	22,24	22,27	31,14
M	14,65	17,52	19,61	20,04	36,84	18,65	27,30	20,55	40,31
J	11,44	14,25	24,55	16,08	40,48	14,99	30,99	16,90	47,63
J	14,17	17,88	26,17	20,77	46,57	19,07	34,62	21,90	54,60
A	16,00	18,72	17,05	22,01	37,61	20,31	26,96	22,34	39,64
S	19,93	21,77	9,24	26,02	30,57	24,19	21,39	25,95	30,22
O	20,63	20,58	-0,21	24,60	19,25	23,44	13,66	24,53	18,91
N	19,94	18,74	-6,01	22,24	11,53	21,97	10,15	22,80	14,32
D	24,40	22,35	-8,40	26,90	10,22	26,99	10,60	28,13	15,30
<b>Ano</b>	<b>224,87</b>	<b>235,91</b>	<b>4,91</b>	<b>279,25</b>	<b>24,18</b>	<b>266,20</b>	<b>18,38</b>	<b>284,95</b>	<b>26,72</b>

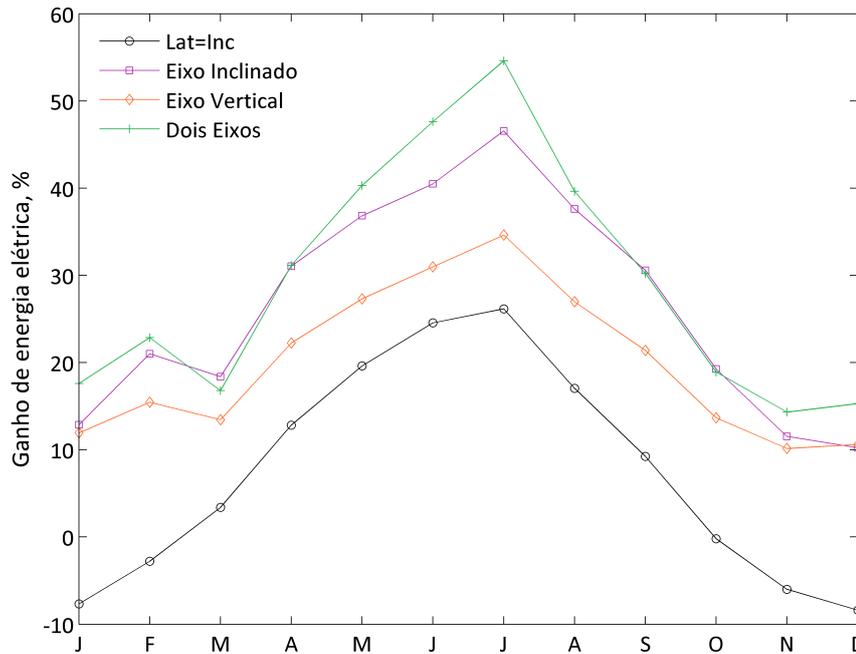


Figura 6.7: Ganhos na produção de eletricidade para superfícies com rastreamento por mês.

### 6.2.3 Ganhos em base anual no Rio de Janeiro

A seguir, apresentam-se os maiores ganhos obtidos por estação, no Rio de Janeiro, para configurações fixas.

Para as estações de Marambaia, Xerém, Cambuci, Arraial do Cabo, Macaé, Petrópolis, Valença, São Tomé e Forte de Copacabana, a melhor configuração fixa é aquela com inclinação igual à latitude e orientada ao Norte com um desvio de  $10^\circ$  para o Leste.

Para Campos, Teresópolis, Parati e Vila Militar, a configuração fixa que permite a maior produção de energia é aquela com inclinação igual à latitude e orientada ao Norte com um desvio de  $15^\circ$  para o Leste.

Somente para as estações de Seropédica e Resende, a melhor configuração é aquela com inclinação igual à latitude e orientada diretamente ao Norte.

Os maiores ganhos são obtidos nas estações de Teresópolis e Petrópolis (Figura 6.8). A radiação nestes dois lugares não é a mais elevada do Rio de Janeiro, porém, devido a que as temperaturas são menores nesta zona, a eficiência dos painéis poderia ser maior e permitir um ganho maior de energia.

A energia elétrica produzida correspondente aos ganhos apresentados é mostrada na Figura 6.9. Os valores estão em  $\text{kWh/m}^2 - \text{ano}$ .

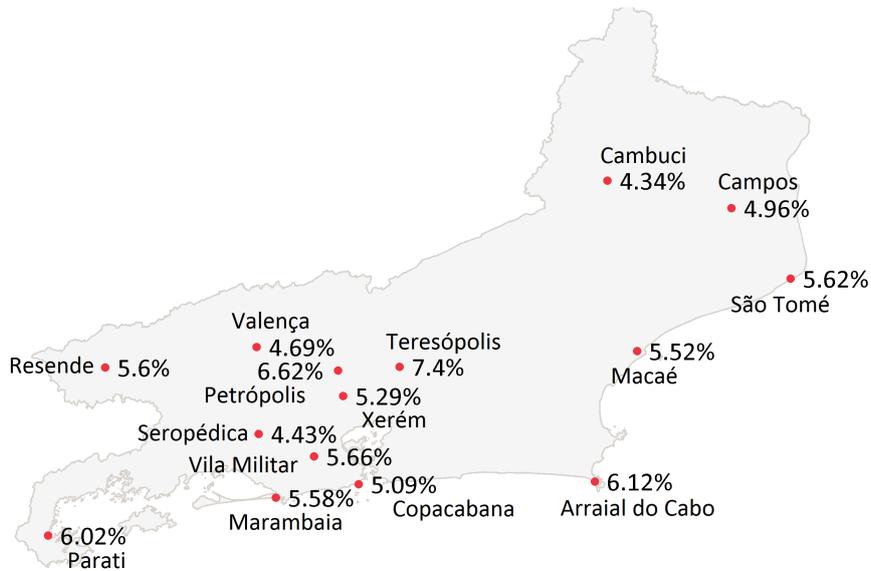


Figura 6.8: Máximos ganhos anuais na produção de eletricidade para painéis fixos com inclinação fixa.

Na região do Norte do Rio de Janeiro, produz-se mais eletricidade, devido à elevada radiação da zona. Na costa Sul também observam-se valores altos de energia produzida, porém, em Parati, a radiação diminui e a energia elétrica produzida, também.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1222130/CA

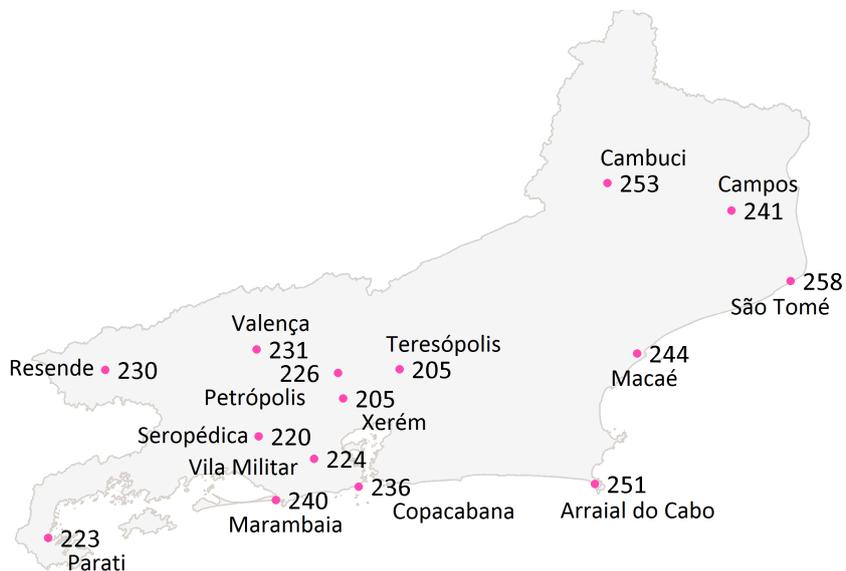


Figura 6.9: Energia elétrica máxima produzida em painéis fixos com inclinação fixa, kWh/m²-ano.

No caso do rastreamento em dois eixos, o ganho percentual é maior, principalmente na costa Norte do Rio até Arraial do Cabo e em Petrópolis. Os ganhos vão de 21% até 32%.

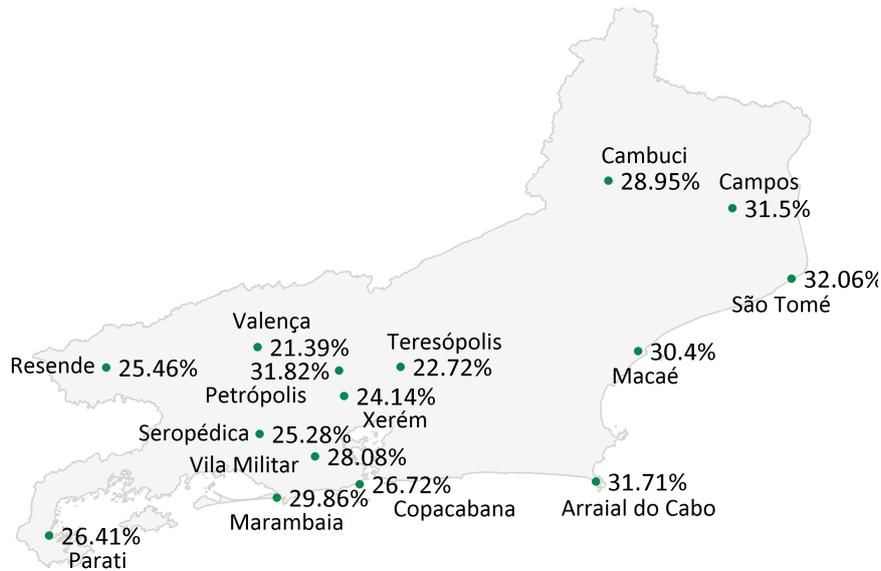


Figura 6.10: Máximos ganhos anuais na produção de eletricidade para painéis com rastreamento em dois eixos.

Observando os valores da produção de eletricidade, percebe-se que a produção ultrapassa os 300 kWh/m<sup>2</sup> – ano. Na parte Sul do Rio, a produção é menor, porém, também aprimorada pelo rastreamento (Figura 6.11).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1222130/CA

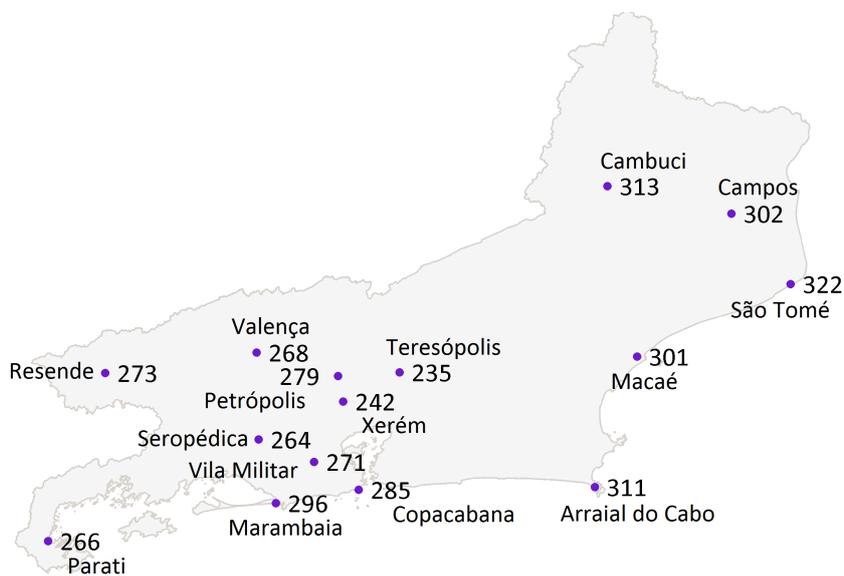


Figura 6.11: Energia elétrica máxima produzida em painéis com rastreamento em dois eixos, kWh/m<sup>2</sup>-ano.

Utilizando rastreamento em um eixo com inclinação igual à latitude, obtêm-se também ganhos consideráveis, que vão de 19% até 29 % (Figura 6.12). Estes ganhos também são maiores na costa Norte e em Petrópolis.

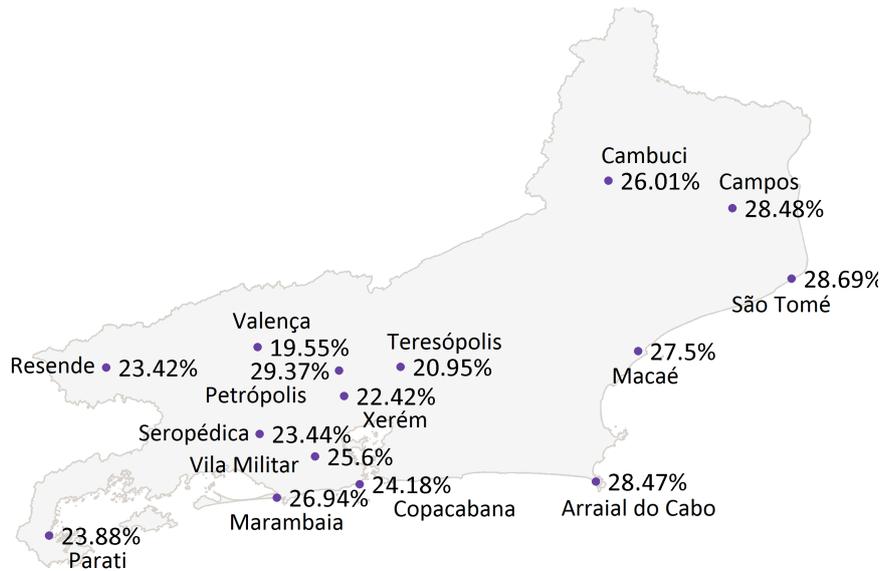


Figura 6.12: Máximos ganhos anuais na produção de eletricidade para painéis com rastreamento em um eixo inclinado.

Os ganhos obtidos, além de permitir a comparação entre configurações de sistemas fotovoltaicos, são um bom indicador das características climáticas das zonas estudadas. Por exemplo, quando existem ganhos consideráveis utilizando rastreamento, pode-se afirmar que na região a radiação difusa constitui uma proporção menor da radiação solar global, como foi observado no caso de Petrópolis.

A maneira de resumo, apresentam-se as Tabelas 6.5 e 6.6, que indicam a produção estimada de eletricidade e os ganhos de energia, respectivamente, para cada configuração avaliada. Os dados mostrados correspondem a 6 pontos geográficos do Estado do Rio de Janeiro.

Os dados apresentados mostram as tendências indicadas nesta seção.

Tabela 6.5: Produção de energia elétrica por configuração, kWh/m<sup>2</sup>-ano.

Estação	$\beta=0$	$\beta=\phi$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi+10^\circ$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi-10^\circ$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi+15^\circ$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi-15^\circ$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi$ $\gamma=170^\circ$	$\beta=\phi$ $\gamma=-170^\circ$	$\beta=\phi$ $\gamma=165^\circ$	$\beta=\phi$ $\gamma=-165^\circ$	1-eixo inclinado	1-eixo vertical	2-eixos
A. do Cabo	236	250	247	248	243	245	249	251	248	251	304	286	311
Campos	230	240	237	239	233	236	239	241	238	241	296	275	302
Resende	217	230	227	227	224	224	229	229	229	229	268	255	273
Petrópolis	212	225	224	222	221	219	224	226	223	226	274	254	279
Parati	210	222	219	220	216	217	221	223	220	223	260	248	266
Copacabana	225	236	232	234	228	232	235	236	234	236	279	266	285

Tabela 6.6: Ganhos na produção de energia elétrica por configuração, %.

Estação	$\beta=\phi$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi+10^\circ$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi-10^\circ$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi+15^\circ$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi-15^\circ$ $\gamma=180^\circ$	$\beta=\phi$ $\gamma=170^\circ$	$\beta=\phi$ $\gamma=-170^\circ$	$\beta=\phi$ $\gamma=165^\circ$	$\beta=\phi$ $\gamma=-165^\circ$	1-eixo inclinado	1-eixo vertical	2-eixos
Arraial do Cabo	5.9	4.5	4.9	3.0	3.5	5.3	6.1	4.8	6.1	28.5	20.8	31.7
Campos	4.5	3.0	3.8	1.4	2.5	3.8	4.9	3.4	5.0	28.5	19.5	31.5
Resende	5.6	4.4	4.5	3.0	3.1	5.4	5.5	5.2	5.3	23.4	17.2	25.5
Petrópolis	6.4	5.6	4.9	4.4	3.4	5.8	6.6	5.4	6.6	29.4	20.1	31.8
Parati	5.7	4.4	4.8	2.8	3.4	5.0	6.0	4.6	6.0	23.9	18.2	26.4
Copacabana	4.9	3.2	4.3	1.6	3.1	4.4	5.1	4.0	5.1	24.2	18.4	26.7

## Conclusões e Recomendações para Trabalhos Futuros

Este trabalho constitui um levantamento e geração de dados de radiação solar para fornecer informação sobre a disponibilidade deste recurso energético no território do estado do Rio de Janeiro.

Os mapas solares gerados, como parte deste processo, mostram que a região Norte e a costa Sul do Rio de Janeiro recebem uma radiação solar mais elevada do que o resto do território. A zona com menor radiação se encontra entre Xerém, Petrópolis e Teresópolis.

A radiação solar global média anual em diferentes localidades do Rio de Janeiro varia entre 4,0 e 5,1 kWh/m<sup>2</sup>-dia. A menor variação da radiação no território acontece em maio, quando a radiação varia entre 3,25 e 4,05 kWh/m<sup>2</sup>-dia. Por outro lado, a maior variação ocorre em dezembro, quando a radiação incidente varia entre 4,0 e 6,6 kWh/m<sup>2</sup>-dia.

No trabalho avaliaram-se diferentes configurações fixas e com rastreamento, cuja influência na recepção de radiação solar e na produção de eletricidade depende da radiação solar e de outros parâmetros meteorológicos.

Durante dias nublados, observou-se que o rastreamento não é somente desnecessário, senão também prejudicial. Acompanhar o Sol durante estes dias, constituiria um gasto de energia realizado para perder energia. Assim, durante estes dias, é mais vantajoso manter os painéis fotovoltaicos na posição horizontal, já que a maioria de radiação solar é difusa.

Das estratégias de inclinação anual fixa avaliadas, constatou-se que a melhor configuração é aquela com inclinação igual à latitude e orientada diretamente ao Norte. Porém, pode-se afirmar que o mais conveniente, em relação às alternativas avaliadas é inclinar os painéis com um ângulo igual à latitude mais 15° desde maio até agosto e manter os painéis em posição horizontal durante os outros meses. Esta estratégia responde à coincidência entre a latitude do Rio de Janeiro (Trópico) e a declinação do Sol durante o verão.

Verificou-se também que para o Rio de Janeiro, obtém-se mais energia elétrica se os painéis são desviados do Norte em um ângulo de 10 a 15° para o Leste. Aparentemente, a dispersão da radiação solar causada pela atmosfera é menor durante a manhã. Isto poderia ser causado pela reduzida quantidade de partículas de poluentes no ar acima do oceano, em comparação com a quantidade no ar sobre o continente.

Para painéis fixos com inclinação fixa, os ganhos obtidos na produção de eletricidade variam entre 4,34 e 7,40%, sendo menores para a região Norte do

Rio de Janeiro e maiores para a região de Teresópolis e Petrópolis. O ganho significativo desta zona poderia ser explicado pelas baixas temperaturas do lugar, que incrementariam a eficiência dos painéis fotovoltaicos. Por outro lado, devido a que a radiação incidente na região Norte do RJ já é elevada, a inclinação dos painéis incrementa a incidência de radiação em uma porcentagem mais moderada.

Em relação à energia produzida, as maiores quantidades são obtidas para região Norte do Estado do Rio de Janeiro até Arraial do Cabo.

Utilizando rastreamento solar, comprovou-se que a melhor configuração é a de rastreamento em dois eixos. Comparando os ganhos obtidos utilizando rastreamento em dois eixos e utilizando rastreamento em um eixo inclinado, observou-se que o rastreamento em dois eixos produz mais do que a outra configuração somente durante os meses de inverno.

Devido a que as simulações realizadas para a configuração com rastreamento em um eixo consideram que a inclinação do eixo é igual à latitude, novos cálculos com uma inclinação do eixo igual à latitude mais  $15^\circ$  durante o inverno poderiam obter ganhos similares àqueles obtidos com o rastreamento em dois eixos. O custo de implementação de um sistema desse tipo poderia ser menor do que o custo de um sistema de rastreamento em dois eixos.

Para o rastreamento em dois eixos, os ganhos na produção de eletricidade obtidos variam de 21 até 32% e são maiores para a zona Norte e para Petrópolis. Isto é devido à radiação mais elevada no norte do RJ e, provavelmente, a uma baixa proporção de radiação difusa em Petrópolis. A produção de eletricidade da região Norte atinge  $320 \text{ kWh/m}^2 - \text{ano}$ , enquanto na serra do Rio é menos do que  $280 \text{ kWh/m}^2 - \text{ano}$ .

Utilizando rastreamento em um eixo inclinado, também são obtidos resultados positivos: ganhos de 19 a 29% na energia produzida. Observa-se que estes ganhos, não são muito diferentes do que os ganhos obtidos com rastreamento em dois eixos. Como foi indicado nas linhas acima, se o ângulo de inclinação fosse mudado duas vezes por ano, ganhos similares aos do rastreamento em dois eixos poderiam ser obtidos.

Para concluir, observa-se que no caso mais simples, que é colocar os painéis com a inclinação e o ângulo azimutal fixos, podem se obter ganhos de até 7% e produzindo desde 200 até  $260 \text{ kWh/m}^2 - \text{ano}$ .

Um desvio de  $10^\circ$  do Norte no ângulo azimutal, origina uma variação 0,2 a 0,5% na produção de eletricidade e um desvio de  $15^\circ$  do Norte, 0,15% a 0,8%.

Variando a inclinação da latitude em  $10^\circ$ , a produção de eletricidade difere em 0,6 - 1,6% e variando a inclinação em  $15^\circ$ , a diferença é de 1,8 - 3,3% anuais.

As perdas de energia são mais significativas para a variação da inclinação do

que para a variação do ângulo azimutal ou orientação. Estas variações devem ser levadas em conta no projeto de sistemas fotovoltaicos em telhados, que é a principal forma de produção de eletricidade a partir de energia solar em pequena e média escala.

No Apêndice eletrônico deste trabalho, apresentam-se tabelas com dados de eletricidade produzida para diferentes configurações, obtidos a partir de cálculos desenvolvidos com os dados dos AMTs. Estas tabelas fazem parte do trabalho, visto que o objetivo é fornecer informação para promover a implementação de sistemas fotovoltaicos no Rio de Janeiro.

Em relação aos trabalhos futuros, encaminham-se as seguintes recomendações:

- (i) Incluir dados de radiação solar obtidos pelas estações sinópticas do Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE) e dados de insolação do INMET, após um correto tratamento, para a obtenção de Anos Meteorológicos Típicos e a posterior elaboração de mapas solares. Assim, as séries históricas mais longas poderiam descrever melhor as características climáticas dos pontos geográficos avaliados.
- (ii) Com uma maior quantidade de dados, na elaboração do semivariograma, a anisotropia poderia ser considerada. Assim, correlações mais exatas poderiam ser obtidas. Neste trabalho utilizou-se um semivariograma isotrópico devido à quantidade limitada de dados.
- (iii) Atualmente, não existem estações que com capacidade para medir a radiação solar direta no estado do Rio de Janeiro. Porém, o Projeto “Mapa do potencial de utilização da energia solar no estado do Rio de Janeiro para geração de energia elétrica e aquecimento de água”, desenvolvido pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), visa a aquisição de dados de radiação solar global, direta e difusa em três pontos geográficos no RJ, a partir do início do ano 2015. Este projeto é financiado pela empresa EDF Norte Fluminense, com apoio da Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços do Estado do Rio de Janeiro (SEDEIS). Em próximos trabalhos, poderiam ser incluídos dados de radiação solar direta fornecidos por estas estações, e para este caso, utilizar a metodologia de geração de AMTs do TMY3, que inclui o peso para os valores de radiação direta.
- (iv) Considerar a utilização de outro modelo para determinar o desempenho dos painéis fotovoltaicos e comparar os resultados com aqueles deste trabalho. O estudo realizado por Martinez et al. (2013) [33] indica que o modelo de King et al. (2004), desenvolvido nos Laboratórios Sandia,

apresenta um maior grau de concordância com dados experimentais, comparado com o modelo de Duffie e Beckman (2006). Assim, este modelo ou outros, como o de Masters (2004) e o de Davis et al. (2001), mencionados também no trabalho de Martinez et al. (2013), poderiam ser avaliados.

- (v) Como parte de um estudo de comparação de metodologias, poderia se avaliar a diferença entre os valores de radiação solar horários fornecidos pelos AMTs gerados e os valores de radiação solar horários calculados a partir da radiação solar diária média mensal fornecida pelos mapas solares.
- (vi) Realizar uma simulação para determinar os ângulos de inclinação e orientação ótimos para o Rio de Janeiro e validar os resultados com os dados obtidos a partir dos AMTs.

## Referências Bibliográficas

- [1] HOOGWIJK, M.; GRAUS, W.. **Global Potential of Renewable Energy Sources: A Literature Assessment**. Background Report, REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2008.
- [2] INDEPENDENT STATISTICS AND ANALYSIS. **International Energy Statistics**. U.S. Energy Information Administration, 2012.
- [3] MASSON, G.; ORLANDI, S. ; REKINGER, M.. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018**. Market Report, REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2014.
- [4] PHOTON INTERNATIONAL. **Photon newsletter: Photon module price index**. Market Report, Photon International, 2014.
- [5] SOLAR PLAZA. **Top 10 World's Most Efficient Solar PV Modules (Mono-Crystalline)**. Bases de Dados, Solar Plaza, 2012.
- [6] ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. **Inserção da energia solar no brasil**. Relatório Final, COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia, 2012.
- [7] CURRY, A.. **Article on slate: Can you have too much solar energy?**, 2013.
- [8] DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A.. **Solar Engineering of Thermal Processes**. John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [9] WILCOX, S.. **National Solar Radiation Database 1991-2010 Update: User's Guide**. National Renewable Energy Laboratory and National Climatic Data Center, 2012.
- [10] SCHARMER, K.; GREIF, J.. **European Solar Radiation Atlas**. Comissão Europeia e École des Mines de Paris, 2000.
- [11] INSTITUTE FOR ENERGY AND TRANSPORT (IET). **Solar radiation for Europe in PVGIS**. Joint Research Centre - European Commission, 2014.
- [12] HALL, I.; PRAIRIE, R.; ANDERSON, H. ; BOES, E.. **Generation of Typical Meteorological Years for 26 SOLMET Stations**. SANDIA Laboratories, 1978.

- [13] LUND, H.. **The Design Reference Year. Users Manual.** Technical University of Denmark - IEA Solar Heating and Cooling Programme. Subtask 9E, Solar Radiation and Pyranometry Studies, 1995.
- [14] COLLE, S.; PEREIRA, E. B.. **Atlas de Irradiação Solar do Brasil.** Universidad Federal de Santa Catarina e Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 1998.
- [15] TIBA, C.. **Atlas Solarimétrico do Brasil.** Universidade Federal de Pernambuco, 2000.
- [16] PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; DE ABREU, S. L. ; RÜTHER, R.. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais e Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, 2006.
- [17] GIFFORD, J.. **Interview on pvmagazine: The lure of Latin America,** Agosto 2013.
- [18] VIGNOLA, F.; MCDANIELS, K.. **Value of long-term solar radiation data.** Em: PROCEEDINGS OF THE SOLAR '93 CONFERENCE, AMERICAN SOLAR ENERGY SOCIETY. American Solar Energy Society (ASES), 1993.
- [19] FINKELSTEIN, J.; SCHAFER, R.. **Improved goodness-of-fit tests.** Biometrika, 3(58):641–645, 1971.
- [20] HAZEN, A.. **Storage to be provided in the impounding reservoirs for municipal water supply.** Em: TRANSACTIONS OF THE AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS, p. 1547–1550. American Society of Civil Engineers, 1914.
- [21] BRAUN, J.; MITCHELL, J.. **Solar Geometry for Fixed and Tracking Surfaces.** Solar Energy, 31(5):439–444, 1983.
- [22] WILCOX, S.; MARION, W.. **Solar Radiation Data Manual for Flat-Plate and Concentrating Collectors.** National Renewable Energy Laboratory, 1994.
- [23] AHRENS, C. D.. **Meteorology Today. An Introduction to Weather, Climate, and the Environment.** Brooks/Cole, Cengage Learning, 2009.
- [24] MATHERON, G.. **Traité de géostatistique appliquée: Le Krigeage.** Mémoires du Bureau de Recherches Géologiques et Minières. Éditions Technip, 1963.

- [25] JOURNEL, A.; HUIJBREGTS, C.. **Mining Geostatistics**. Academic Press, London, 1978.
- [26] CRESSIE, N.. **The origins of kriging**. *Mathematical Geology*, 22(3):239–252, 1990.
- [27] CLARK, I.. **What is kriging?** [www.kriging.com](http://www.kriging.com), 1978.
- [28] MATHERON, G.. **The theory of regionalized variables and its applications**. Caderneta, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1971.
- [29] CLARK, I.. **Practical geostatistics**. [www.kriging.com](http://www.kriging.com), 2001.
- [30] DUTTER, R.. **Geostatistics: Course Material of Vienna University of Technology**, 2003.
- [31] BURROUGH, P.; MCDONNELL, R.. **Principles of Geographical Information Systems**. Oxford University Press, 1998.
- [32] BOHLING, G.. **Kriging: Course Material of the University of Kansas**. <http://people.ku.edu/gbohling>, 2005.
- [33] MARTINEZ, L. O.; FROTA, M. N. ; ORLANDO, A. F.. **Conversão fotovoltaica: Comparação de modelos de desempenho**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Qualidade e Inovação, 2013.
- [34] MEHRTASH, M.; QUESADA, G.; DUTIL, Y. ; ROUSSE, D.. **Performance Evaluation of Sun Tracking Photovoltaic Systems in Canada**. Em: PROCEEDINGS OF THE 20TH ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE ON MECHANICAL ENGINEERING - ISME2012, 2012.
- [35] YADAV, A. K.; CHANDEL, S.. **Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23(0):503 – 513, 2013.
- [36] STANCIU, C.; STANCIU, D.. **Optimum tilt angle for flat plate collectors all over the World - A declination dependence formula and comparisons of three solar radiation models**. *Energy Conversion and Management*, 81(0):133–143, 2014.
- [37] LAVE, M.; KLEISSL, J.. **Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States**. *Renewable Energy*, 36(3):1145 – 1152, 2011.

- [38] ROWLANDS, I. H.; KEMERY, B. P. ; BEAUSOLEIL-MORRISON, I.. **Optimal solar-PV tilt angle and azimuth: An Ontario (Canada) case-study**. Energy Policy, 39(3):1397 – 1409, 2011.