

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

CAMPUS ARARANGUÁ

CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE

DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Pietra Isabele Ferreira de Andrade

**Análise da Distribuição Espacial e Temporal da Radiação Solar na Região Sul Litorânea
e Serrana de Santa Catarina a partir de Estações Meteorológicas de Superfície**

Araranguá, SC

2020

Pietra Isabele Ferreira de Andrade

Análise da Distribuição Espacial e Temporal da Radiação Solar na Região Sul Litorânea e Serrana de Santa Catarina a partir de Estações Meteorológicas de Superfície

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito para a obtenção do título de Engenheira de Energia.

Orientador: Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.

Araranguá, SC

2020

Pietra Isabele Ferreira de Andrade

Análise da Distribuição Espacial e Temporal da Radiação Solar na Região Sul Litorânea e Serrana de Santa Catarina a partir de Estações Meteorológicas de Superfície

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Profa. Carla de Abreu D'aquino, Dra.
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. André Possamai Rosso, Me.
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheira de Energia.

Prof. Luciano Lopes Pfitscher, Dr.
Coordenador do Curso

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.
Orientador

Pietra Isabele Ferreira de Andrade
Autor

Araranguá, 25 de novembro de 2020.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

de Andrade, Pietra Isabele Ferreira

Análise da Distribuição Espacial e Temporal da Radiação Solar na Região Sul Litorânea e Serrana de Santa Catarina a partir de Estações Meteorológicas de Superfície / Pietra Isabele Ferreira de Andrade ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, 2020.

76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá,
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Dados solarimétricos. 3. Radiação solar. 4. Variabilidade espacial e temporal . 5. Litoral Sul e Serra de Santa Catarina. I. Rampinelli, Giuliano Arns . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Energia. III. Título.

Este trabalho é dedicado à
minha avó.

AGRADECIMENTOS

À todos aqueles que contribuem diariamente para a permanência da universidade pública e qualidade do ensino, pesquisa e extensão primordiais para a realização desse trabalho, meus mais sinceros agradecimentos.

Ao meu professor orientador, Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli, agradeço pela paciência, suporte e incentivo durante o percurso.

À todos aqueles que contribuíram para a fundação do PES e trabalham em conjunto para a constante disseminação do nosso propósito.

Aos meus amigos, Ágata, Giovani, Mateus, Rubia, André e Lucas por todos os lugares, todas as memórias, todas as transformações e todos os desafios compartilhados comigo durante todos esses anos.

Aos meus tios, Márcio, Miguela e Mateus, às minhas primas, Larissa e Isadora, ao meu pai, Mário e à minha avó, Dora pela liberdade de construir minha trajetória com toda a confiança, apoio e amor oferecidos durante a minha vida. À minha mãe, Vera, pela felicidade de sonhar em conjunto e por me mostrar o amor através da dedicação e da companhia durante toda a nossa história.

“Não se recordam os dias, recordam-se os instantes”

Cesare Pavese

Análise da Distribuição Espacial e Temporal da Radiação Solar na Região Sul Litorânea e Serrana de Santa Catarina a partir de Estações Meteorológicas de Superfície

Pietra Isabele Ferreira de Andrade

RESUMO

A necessidade de diversificar as fontes de energia propiciou um campo de incentivos para o aproveitamento de recursos renováveis. Para tanto, o estudo das variáveis que determinam a disponibilidade temporal e espacial é primordial para justificar a realização de empreendimentos eficientes. A região de estudo compreende as cidades de Araranguá, Laguna, Florianópolis, Urussanga, Lages, São Joaquim e Bom Jardim da Serra, em que dados medidos pelo INMET no período de 2015 a 2019 foram utilizados para avaliar a variabilidade espacial e temporal do recurso solar. A análise foi realizada delimitando duas regiões de estudo: região litorânea, composta pelas cidades de Araranguá, Laguna e Florianópolis e região serrana, composta pelas cidades de Lages, São Joaquim e Bom Jardim da Serra, enquanto que a cidade de Urussanga foi empregada como limite entre as duas regiões. A partir dos dados obtidos, se constata que o mês de dezembro, além de apresentar a maior radiação solar média diária obtida para todas as localidades, também é o mês com maior variabilidade nos dados. Ao avaliar a radiação solar média diária anual, a cidade de Laguna apresentou a maior irradiação solar, de 5,13 kWh/m².dia, além do maior desvio padrão. Em relação as médias anuais, as regiões de estudo apresentaram 3% de variação percentual, sendo o litoral com maior valor de irradiação solar. A fim de comparação entre fontes de dados diferentes, se utilizou dos dados disponibilizados pelo LABREN para verificar disparidade entre os resultados obtido através do INMET. Com isso, se verificou a divergência de cidade com maior valor de radiação solar média diária anual, sendo que de acordo com o LABREN, a cidade de São Joaquim recebeu essa atribuição. Além disso, a variação percentual média anual da radiação solar entre as duas fontes utilizadas foi de 4% para o litoral e de 1% para a serra. Essa variação pode ser atribuída a diferença de instrumentos utilizados por cada fonte, em que possuem diferentes precisões.

Palavra-chave: Radiação Solar, Variabilidade Espacial e Temporal, Litoral Sul e Serra de Santa Catarina, Dados Solarimétricos

Análise da Distribuição Espacial e Temporal da Radiação Solar na Região Sul Litorânea e Serrana de Santa Catarina a partir de Estações Meteorológicas de Superfície

Pietra Isabele Ferreira de Andrade

ABSTRACT

The need to diversify the sources of energy provided a field of incentives for the use of renewable resources. That said, the study of the variables that determine the temporal and spatial availability is essential to justify efficient enterprises. The study region comprises the cities of Araranguá, Laguna, Florianópolis, Urussanga, Lages, São Joaquim and Bom Jardim da Serra, in which data measured by INMET from 2015 to 2019 were used to evaluate the spatial and temporal variability of the solar resource. The analysis was carried out delimiting two study regions: the coastal region, composed of the cities of Araranguá, Laguna and Florianópolis and the mountain region, composed of the cities of Lages, São Joaquim and Bom Jardim da Serra, while the city of Urussanga was used as a limit between the two regions. From the data obtained, it appears that the month of December, in addition to presenting the highest average solar radiation obtained for all locations, is also the month with the greatest variability in the data. When assessing the average daily solar radiation, the city of Laguna has the highest solar radiation, of 5.13 kWh/m².day, in addition to the largest standard deviation. The averages-wise, the regions of impartial study 3% of percentage variation, being the coast with greater value of solar irradiation. In order to compare different data sources, the data made available by LABREN is used to check the disparity between results through INMET. As a result, the divergence of the city with the highest daily average solar radiation value was verified, and according to LABREN, the city of São Joaquim is the latter. In addition, an average annual percentage change in solar radiation between the two sources used was 4% for the coast and 1% for the mountains. This variation can be attributed to a difference in the instruments used by each source, in which they have different precision.

Keywords: Solar radiation, Spatial and Temporal Variability; South Coast and Mountain of Santa Catarina, Solarimetric Database

LISTA DE FIGURA

Figura 1 -	Decomposição da radiação solar.....	19
Figura 2-	Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes.....	20
Figura 3-	Movimento da Terra em relação ao Sol e as estações do ano.....	21
Figura 4-	Trajectoria descrita pelo Sol em relação a um ponto na Terra descrevendo a variabilidade diária e sazonal do Sol.....	21
Figura 5-	Ângulos da relação geométrica em Sol-Terra.....	22
Figura 6a-	Representação dos ângulos formados pelos raios solares em relação ao plano horizontal.....	23
Figura 6b-	Relação entre uma superfície inclinada e plano horizontal.....	23
Figura 7a-	Irradiância direta incidente sobre uma superfície no plano horizontal.....	23
Figura 7b-	Irradiância direta incidente sobre uma superfície no plano inclinado.....	23
Figura 8-	Comparação entre as curvas de resposta do piranômetro de fotodiodo de silício (linha contínua verde) e do piranômetro de termopilha (linha vermelha).....	25
Figura 9-	Representação do piranômetro de termopilha.....	26
Figura 10-	Representação do piranômetro de fotodiodo de silício.....	27
Figura 11-	Representação do pirheliômetro.....	27
Figura 12-	Processo de calibração outdoor da célula de referência.....	27
Figura 13a-	Variação espacial das médias diárias anuais da radiação solar global inclinada.....	29
Figura 13b-	Variação espacial das médias diárias anuais da radiação solar direta.....	29
Figura 13c-	Variação espacial das médias diárias anuais da radiação solar global horizontal.....	29
Figura 14-	Variação temporal instantânea percentual da radiação em KW/m ²	30
Figura 15-	Oferta interna de energia elétrica por fonte.....	36
Figura 16-	Empreendimentos em operação.....	36
Figura 17-	Previsão de entrada em operação de novas usinas.....	37
Figura 18-	Evolução da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil entre 1974 a 2018.....	38
Figura 19-	Mapa político de Santa Catarina.....	39
Figura 20-	Total diário da irradiação global horizontal para o Brasil.....	40
Figura 21-	Distribuição por fonte da geração elétrica e da capacidade instalada para o estado de Santa Catarina.....	41
Figura 22-	Recorte do mapa do estado de Santa Catarina de acordo com a área estudada.....	43
Figura 23-	Informações sobre o gráfico <i>boxplot</i>	45
Figura 24-	Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Araranguá.....	47
Figura 25-	Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Laguna.....	48
Figura 26-	Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Florianópolis.....	50
Figura 27-	Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a	

	cidade de Urussanga.....	51
Figura 28-	Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de São Joaquim.....	52
Figura 29-	Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Lages.....	53
Figura 30-	Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Bom Jardim da Serra.....	55
Figura 31-	Desvio padrão mensal entre dados de 2015 a 2019 para cada localidade.....	56
Figura 32-	Dispersão dos dados para o período estudado comparando litoral e serra.....	58
Figura 33-	Variação percentual entre dados do LABREN e a média obtida a partir do INMET para a região litorânea.....	61
Figura 34-	Variação percentual entre dados do LABREN e a média obtida a partir do INMET para a região serrana.....	61
Figura 35-	Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Araranguá.....	70
Figura 36-	Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Laguna.....	71
Figura 37-	Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Florianópolis.....	72
Figura 38-	Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Urussanga.....	73
Figura 39-	Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade São Joaquim.....	74
Figura 40-	Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Lages.....	75
Figura 41-	Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Bom Jardim da Serra.....	76

LISTA DE TABELA

Tabela 1-	Especificações geográficas utilizadas na análise.....	42
Tabela 2-	Radiação solar média diária mensal, em kWh/m ² .dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Araranguá.....	46
Tabela 3-	Radiação solar média diária mensal, em kWh/m ² .dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Laguna.....	48
Tabela 4-	Radiação solar média diária mensal, em kWh/m ² .dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Florianópolis.....	49
Tabela 5-	Radiação solar média diária mensal, em kWh/m ² .dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Urussanga.....	50
Tabela 6-	Radiação solar média diária mensal, em kWh/m ² .dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de São Joaquim.....	51
Tabela 7-	Radiação solar média diária mensal, em kWh/m ² .dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Lages.....	53
Tabela 8-	Radiação solar média diária mensal, em kWh/m ² .dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Bom Jardim da Serra.....	54
Tabela 9-	Radiação solar média diária anual, desvio padrão e coeficiente de variabilidade para cada localidade.....	55
Tabela 10-	Variação percentual da radiação solar média diária mensal máxima e mínima na serra em relação ao litoral.....	59
Tabela 11-	Médias mensais da radiação solar diária para as regiões litorânea e serrana, além dos respectivos valores mensais de variação percentual...	59
Tabela 12-	Comparação entre os dados do INMET e do LABREN da radiação solar média diária anual para cada localidade (kWh/m ² .dia).....	62
Tabela 13-	Comparação entre os dados do INMET e do LABREN da radiação solar média diária anual para cada região (kWh/m ² .dia).....	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.....	[-]
CC	Corrente contínua.....	[-]
CGH	Central geradora hidrelétrica.....	[-]
EOL	Central geradora eolielétrica.....	[-]
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.....	[-]
G_d	Irradiância solar global horizontal diária.....	[W/m ²]
$G_{d,h}$	Componente direta da irradiância que incidem normalmente a um plano horizontal.....	[W/m ²]
$G_{d,m}$	Irradiância solar global horizontal média diária mensal.....	[W/m ²]
$G_{d,\beta}$	Componente direta da irradiância que incidem normalmente a um plano inclinado.....	[W/m ²]
G_I	Irradiância solar global horizontal instantânea.....	[W/m ²]
GEE	Gases do Efeito Estufa.....	[-]
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.....	[-]
IDS	Indicadores de Desenvolvimento Sustentável.....	[-]
IEA	Agência Internacional de Energia.....	[-]
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano.....	[-]
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia.....	[-]
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change.....	[-]
LabEEE	Laboratório de Eficiência Energética em Edificações.....	[-]
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia.....	[-]
PCH	Pequenas centrais hidrelétricas.....	[-]
UFV	Central geradora fotovoltaica.....	[-]
UHE	Usina hidrelétrica de energia.....	[-]
UTE	Usinas termelétricas de energia.....	[-]
UTN	Usina termonuclear.....	[-]

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
1.1.	OBJETIVO GERAL.....	17
1.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
2.	REFERENCIAL TEÓRICO	17
2.1.	RADIAÇÃO SOLAR NA SUPERFÍCIE TERRESTRE.....	17
2.1.1.	Geometria Sol-Terra	19
2.1.2.	Ângulos da geometria solar	21
2.1.3.	Instrumentos de medição da radiação solar	24
2.2.	ESTADO DA ARTE.....	28
3.	APROVEITAMENTO DO RECURSO SOLAR	33
3.1.	GERAÇÃO CONECTADA À REDE E GERAÇÃO ISOLADA.....	33
3.2.	PANORAMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	35
3.3.	PANORAMA ELÉTRICO DE SANTA CATARINA.....	38
4.	MATERIAIS E MÉTODOS	41
4.1.	INDICADORES ESTATÍSTICOS.....	44
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
5.1.	VARIABILIDADE TEMPORAL.....	46
5.1.1.	Araranguá	46
5.1.2.	Laguna	47
5.1.3.	Florianópolis	49
5.1.4.	Urussanga	50
5.1.5.	São Joaquim	51
5.1.6.	Lages	52
5.1.7.	Bom Jardim da Serra	54
5.2.	VARIABILIDADE ESPACIAL E TEMPORAL.....	55
5.3.	COMPARAÇÃO COM DADOS DO LABREN.....	60
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	63
	REFERÊNCIAS	65
	APÊNDICE A – Radiação solar média diária mensal para cada localidade	70

1 INTRODUÇÃO

Ao decorrer da primeira Revolução Industrial a energia tornou-se uma questão estratégica para os países em relação aos aspectos econômicos, geopolíticos, sociais, tecnológicos e ambientais. Os combustíveis fósseis, em destaque para o petróleo e seus derivados, tornaram-se o padrão energético mundial a partir da Segunda Revolução Industrial. Esse processo reforçou a dependência do crescimento econômico com a disponibilidade energética (DE ANDRADE e MATTEI, 2012).

Sob uma perspectiva a longo prazo, o modelo de produção que sustenta o sistema econômico atual não seria ambientalmente possível caso os limites impostos pela natureza não fossem considerados, isto é, ultrapassar os limites suportáveis do planeta (DE ANDRADE e MATTEI, 2012). Ao constatar a impossibilidade de frear a ambição das nações pelo crescimento econômico, a busca por soluções que viabilizem os suprimentos das necessidades básicas das populações atuais, quanto das gerações futuras é primordial. Por tanto, a discussão contemplada pelo desenvolvimento sustentável é um imperativo (FRAGAS e CORRÊA, 2019). A partir dessa afirmação, a capacidade de uma nação prover logística e energia para o desenvolvimento de sua produção econômica, com segurança e em condições competitivas de forma ambientalmente sustentável compõe o fundamento da sustentabilidade econômica de um país (TOLMASQUIM, 2012).

Para Bernardy et al. (2014), o setor de energia elétrica possui tanto um impacto econômico quanto social, causando a interação entre as regiões, diversificando a produção do país e gerando novas oportunidades para a população. Visto isso, a importância do investimento nesse setor é evidente dado o risco de desabastecimento de energia, fato que acarretaria na contenção do consumo e sendo um fator decisivo para a reestruturação do país (PRESTES et al., 2019).

Conforme dados da EPE (2019b), a demanda de energia elétrica exige uma rápida expansão da capacidade de geração de energia no período de 10 anos dado que as projeções para o consumo futuro indicam um aumento anual médio de 3,2%. Considerando isso, as energias renováveis são um atrativo para suprir essa demanda e complementar as unidades hidrelétricas, como a energia solar, eólica e de biomassa (CAMPOS e CHAVES, 2019).

Priorizar a diversificação da matriz elétrica é benéfica não apenas para o meio ambiente, mas também para o próprio funcionamento da sociedade ao considerar a importância da energia para a sua manutenção. Com isso, é necessário priorizar políticas públicas que incentivem o

consumo consciente, além de privilegiar empreendimentos elétricos visando a produção setorizada e investimentos em tecnologia com o objetivo de elevar a eficiência energética e barateamento da produção (SILVEIRA, 2018). Como citam Cengiz e Mamis (2015), utilizar a luz solar para geração de energia elétrica, devido a simples aplicação dos dispositivos utilizados, não gerarem ruídos ou emitirem elementos poluentes durante a sua operação possui grandes benefícios ambientais e podem ser uma alternativa para a segurança energética (DA SILVA et al., 2019).

A energia proveniente do Sol, além de chegar à superfície terrestre de forma não homogênea, a sua disponibilidade é muito superior à demanda global de energia elétrica e diversos fatores influenciam o seu potencial de aproveitamento, tais como a latitude, a estação do ano e as condições climáticas. Conforme o desenvolvimento de tecnologias que fazem uso da energia solar avança, torna a fonte mais competitiva ante outras opções e estimula a sua crescente participação na matriz elétrica. Em diversos países, inclusive no Brasil, isso já é verificado. Assim como observado no decênio 2009-2018, em média, a capacidade instalada de geração de energia elétrica a partir da fonte solar cresceu 40,8% ao ano no mundo. As projeções indicam aumento expressivo da participação da fonte solar na matriz de geração de energia elétrica mundial (BEZERRA, 2020).

A compreensão do recurso solar é a variável de maior importância para a execução de um projeto de sistema de aproveitamento da energia solar. Sendo assim, a medição da radiação solar na superfície terrestre é essencial para o estudo das influências das condições climáticas e atmosféricas, bem como para garantir o aproveitamento máximo do recurso nos empreendimentos, como sistemas fotovoltaicos, ao longo do ano considerando que a radiação solar sofre significativas alterações de intensidade (PINHO E GALDINO, 2014).

Visto isso, se aproveitar da energia solar para abastecer comunidades isoladas, complementar a matriz elétrica, ampliar medidas sustentáveis e garantir a competitividade é crucial para as nações desenvolvidas e em desenvolvimento. Para tanto, a análise da radiação solar na região de interesse é primordial para realizar projetos eficientes, além de justificar o empreendimento e incentivar a pesquisa de novas tecnologias. Ao decorrer desse trabalho, serão abordados conceitos considerados importantes para o entendimento do tema, ademais o avanço do emprego da radiação solar como fonte energética. Para isso, se propõe analisar a variabilidade temporal e espacial da radiação solar na região sul litorânea e serrana do Estado de Santa Catarina a partir de cinco anos de dados disponibilizados pelo INMET.

1.1. Objetivo Geral

A partir de dados de estações meteorológicas de superfície da rede INMET, avaliar a distribuição espacial e temporal da radiação solar na região sul litorânea e serrana de Santa Catarina utilizando uma amostra de cinco anos de dados das cidades de Florianópolis, Laguna (Farol de Santa Marta), Araranguá, Urussanga, Lages, Bom Jardim da Serra (Morro da Igreja) e São Joaquim.

1.2. Objetivos Específicos

- Avaliar a influência espacial nos valores de irradiação solar entre litoral e serra do estado de Santa Catarina;
- Avaliar a influência temporal nos valores de irradiação solar para cada cidade ao longo de cinco anos de dados;
- Avaliar a influência temporal nos valores de irradiação solar entre as regiões (litoral-serra) ao longo de cinco anos de dados;
- Avaliar e comparar diferentes fontes de dados de radiação solar;

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. Radiação solar na superfície terrestre

As partículas que compõem a atmosfera afetam o resultado da radiação solar que incide no solo terrestre, além do conteúdo de vapor d'água e outros elementos variarem temporal e espacialmente. Esse fator, influencia a disponibilidade da energia solar ao incidir obliquamente ocasionando no espalhamento dos seus raios sobre uma área maior e serem forçados a atravessar uma espessura maior da atmosfera. Além disso, ao atravessar a atmosfera, os raios solares sofrem com o efeito de dispersão e parte de sua energia é absorvida nesse processo (EPE, 2018).

Pinho e Galdino (2014) citam que as perdas do fluxo de potência ao considerar a irradiância incidente no topo da atmosfera terrestre e a irradiância global incidente sobre uma superfície inclinada são de aproximadamente 27%. O resultado de cerca de 1.000 W/m² que atinge a referida superfície é considerado como o valor padrão quando especificado a potência nominal de uma célula ou de um módulo fotovoltaico.

Segundo Pinho e Galdino (2014), a radiação solar ao ser relacionada a energia por unidade de área utiliza-se o termo irradiação solar, quando relacionada ao fluxo de potência é

denominada de irradiância solar. No estudo elaborado sobre o Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050 (EPE, 2018), a terminologia da radiação solar é analisada em termos da irradiância solar, sendo a taxa na qual a energia vinda do Sol incide em uma superfície (medida em watt por metro quadrado: W/m^2) e da irradiação solar, sendo a energia solar integrada durante um dia (medida em watt hora por metro quadrado: Wh/m^2) (EPE, 2018).

Para fins de análise, a radiação solar que atinge a superfície da Terra pode ser decomposta em planos. No plano horizontal, a radiação total é composta pela soma da componente direta e da componente difusa, enquanto no plano inclinado, além dos dois componentes acima, uma parte é refletida na superfície e nos elementos circundantes (EPE, 2018).

A radiação incidente em uma superfície plana horizontal (Irradiação Global Horizontal) é a de maior interesse ao considerar o aproveitamento fotovoltaico, sendo composta pela parcela dispersa, a irradiação difusa horizontal, e resultado do espalhamento pelos elementos constituintes da atmosfera terrestre, e incluindo a parcela constituinte da irradiação direta normal, sendo a radiação que incide diretamente o solo (EPE, 2018).

Em dias totalmente ensolarados, a componente difusa representa pelo menos 20% da irradiação e em dias totalmente nublados, a radiação direta é nula, sendo a irradiação solar, portanto, composta apenas da parcela difusa. Considerando uma superfície inclinada com relação à horizontal, além das componentes citadas, haverá a reflexão da radiação solar devido a elementos do entorno no ambiente, como solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, entre outros, formando um terceiro coeficiente de reflexão denominado de “albedo” (PINHO e GALDINO, 2014).

A Figura 1 representa a decomposição da energia solar ao incidir sobre a atmosfera terrestre e sobre uma superfície inclinada, sendo que a soma das parcelas direta, difusa e resultado do albedo (quando a superfície é inclinada) compõe a radiação global (PINHO e GALDINO, 2014).

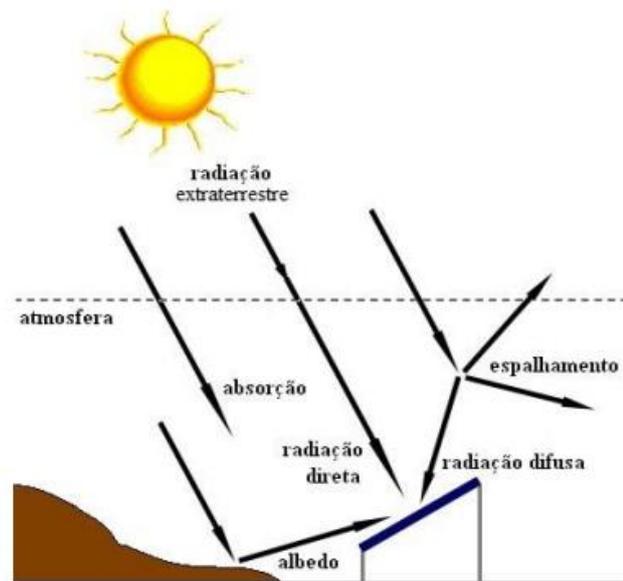


Figura 1: Decomposição da radiação solar. Fonte: Pinho et al., (2008).

O cálculo da energia elétrica que pode ser obtida ao utilizar um sistema fotovoltaico considera o valor da irradiação solar incidente em um plano orientado na direção do Equador e com uma inclinação de valor aproximado à latitude local (PINHO e GALDINO, 2014).

2.1.1. Geometria Sol-Terra

Segundo Pinho e Galdino (2014), o “sol é basicamente uma enorme esfera de gás incandescente, em cujo núcleo acontece a geração de energia através de reações termonucleares”. É uma estrela de tamanho médio e as reações de fusão nuclear dos átomos de hidrogênio para formar o hélio originam a energia irradiada por ele a taxas aproximadamente constantes há bilhões de anos (PEREIRA et al., 2017). Como consequência dessa liberação de energia, outras fontes energéticas são aproveitadas na Terra, como a hidráulica, eólica, biomassa e os combustíveis fósseis (EPE, 2018).

A geografia terrestre e os movimentos astronômicos de rotação e translação tornam a energia solar que incide sobre a superfície variável ao longo do dia, do ano e de acordo com a localidade. A Terra em seu movimento de translação em torno do Sol determina o plano da órbita da Terra ao redor do Sol descrevendo uma trajetória elíptica. O movimento de rotação possui uma inclinação fixa de $23,45^\circ$ do eixo axial da Terra com relação à perpendicular do plano da eclíptica. Essa inclinação em conjunto com o movimento de translação originam as

mudanças das estações e como a duração do dia varia de acordo com a latitude ao longo do ano (EPE, 2018).

Durante o solstício de inverno no hemisfério Sul, o ângulo entre os raios solares e o plano do Equador varia entre $+23,45^\circ$ no dia 21 de junho e, para o solstício de verão, no dia 21 de dezembro, esse ângulo é de $-23,45^\circ$. Este ângulo é definido como declinação solar (δ), sendo positivo no hemisfério Norte e negativo no hemisfério Sul. A declinação solar atinge o ângulo zero quando os raios solares se alinham com o plano do Equador, sendo o equinócio de primavera no dia 21 de setembro e, em 21 de março, o equinócio de outono para o hemisfério Sul (PINHO e GALDINO, 2014).

A Figura 2 representa a variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes (PEREIRA et al., 2017). Durante o solstício de verão, observa-se dias mais longos no hemisfério Sul e dias mais curtos no solstício de inverno. Durante os equinócios, verifica-se dias com durações iguais para qualquer localidade, além da duração dos dias serem sempre iguais em localizações próximas ao Equador (PINHO e GALDINO, 2014). Verifica-se como a irradiação varia ao longo do ano de acordo com a latitude, sendo mais acentuada a variação quanto mais próxima dos polos (PEREIRA et al., 2017).

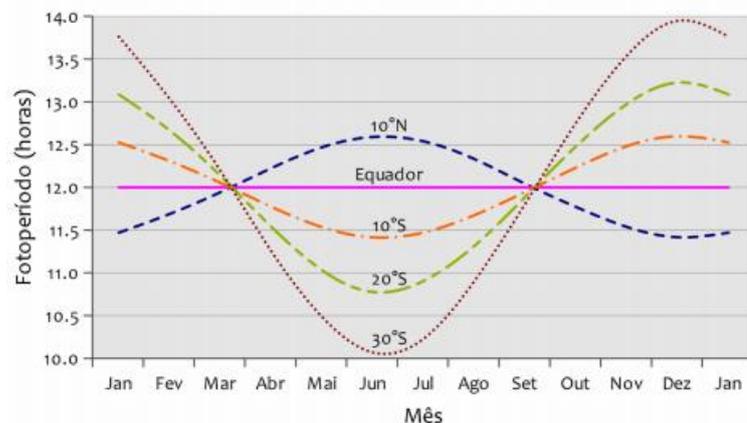


Figura 2: Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes. Fonte: Pereira et al. (2017).

A Figura 3 ilustra a relação geométrica Sol-Terra que determina as estações ao longo do ano nos hemisférios. Com a Figura 4, é possível observar a amplitude de valores da declinação solar ao longo do ano (PEREIRA et al., 2017). Nas ocasiões em que o ângulo de incidência do está menor, a incidência da energia solar é espalhada sobre uma área maior, sendo menor o valor da irradiação solar durante aquela estação (EPE, 2018).



Figura 3: Movimento da Terra em relação ao Sol e as estações do ano. Fonte: Pereira et al. (2017)

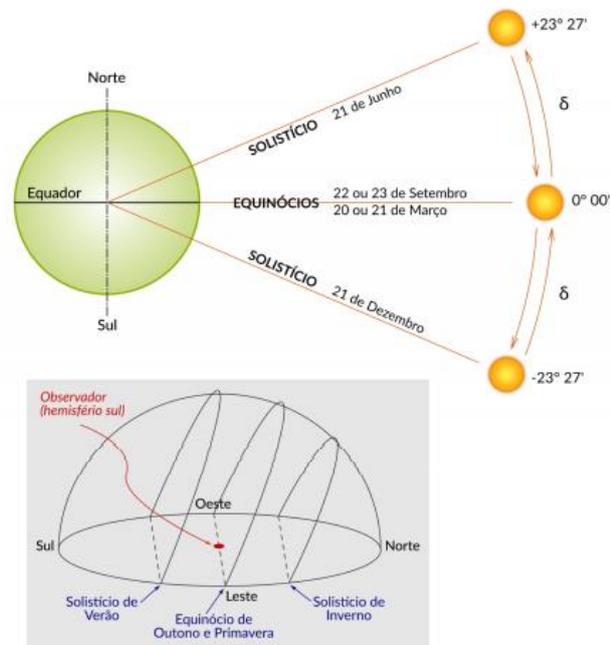


Figura 4: Trajetória descrita pelo Sol em relação a um ponto na Terra descrevendo a variabilidade diária e sazonal do Sol. Fonte: Pereira et al. (2017).

2.1.2. Ângulos da geometria solar

Devido ao movimento de translação orbital responsável pela mudança diária da incidência da energia solar, além da declinação solar, outros conceitos geométricos importantes são demonstrados por PEREIRA et al. (2017) através das Figura 5 e por Pinho e Galdino na Figura 6. Duffie e Beckman (2013) descrevem as relações geométricas abaixo:

ϕ Latitude: localização angular de norte ou sul em relação ao equador, sendo negativo ao sul e positivo ao norte; $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$.

- β Inclinação da superfície de captação: ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal; $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$.
- δ Declinação solar: posição angular do sol no meio-dia solar com relação ao plano no equador, sendo negativo ao sul; $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$.
- γ Ângulo azimutal do sol: projeção no plano horizontal da normal da superfície em relação ao meridiano local, por convenção, iniciando no norte geográfico (0°) e variando no sentido horário; $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$.
- θ Ângulo de incidência: ângulo entre a superfície de incidência da radiação e a normal da superfície.
- ω Ângulo horário solar: o deslocamento angular do sol de leste ou oeste em relação ao meridiano devido a rotação da Terra em seu eixo, sendo que uma hora equivale a 15° .
- θ_z Ângulo zenital: ângulo formado entre a vertical a partir do ponto de observação (zênite) e a direção da linha que o liga a superfície da Terra ao Sol ao mesmo ponto.
- α_s Ângulo de altitude solar: ângulo dos raios solares e a sua projeção na horizontal, sendo complementar ao ângulo zenital.
- γ_s Ângulo solar azimutal: deslocamento angular da projeção sul da radiação solar no plano horizontal.

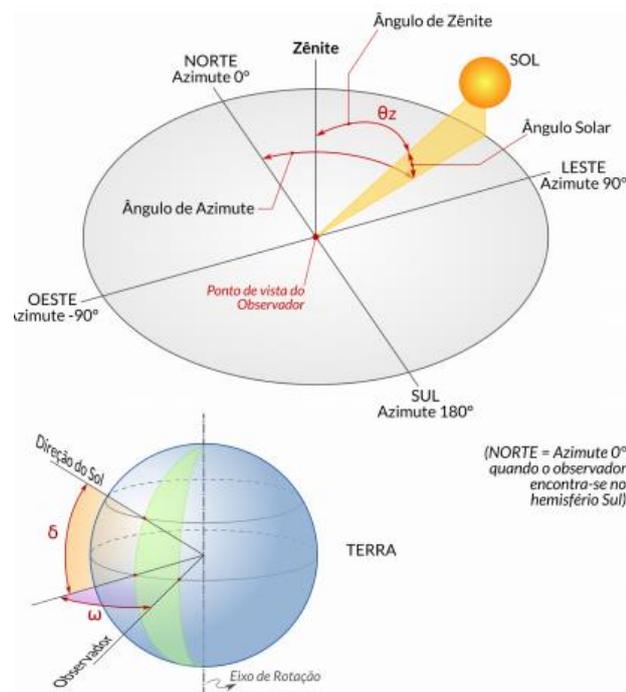


Figura 5: Ângulos da relação geométrica em Sol-Terra. Fonte: Pereira et al. (2017).

Na Figura 6a e na Figura 6b, observa-se que o ângulo descrito e o ângulo zenital solar são complementares (ou seja, $\theta_z + \alpha = 90^\circ$).

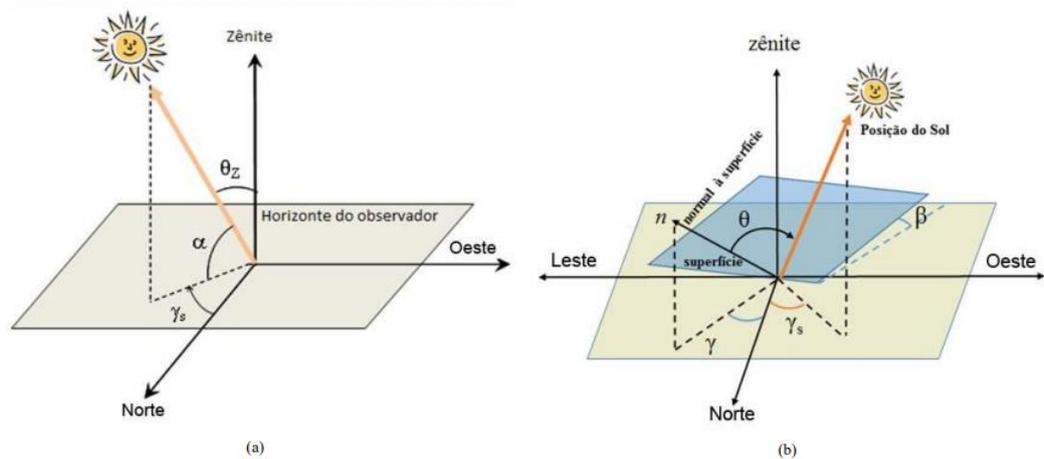


Figura 6: (a) Representação dos ângulos formados pelos raios solares em relação ao plano horizontal; (b) Relação entre uma superfície inclinada e o mesmo plano. Fonte: Pinho et al. (2014).

Dispositivos de coletas de dados necessários para a conversão de energia solar utilizando o cálculo da irradiância solar direta, em que os ângulos (θ_z) e (θ) permitem calcular a componente direta da irradiância que incidem normalmente a um plano horizontal ($G_{d,h}$) ou em uma superfície inclinada ($G_{d,\beta}$), conforme a Eq. 1 descreve e a Figura 7 demonstra (PINHO e GALDINO, 2014).

$$\frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} = \frac{G_d \cdot \cos \theta}{G_d \cdot \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1)$$

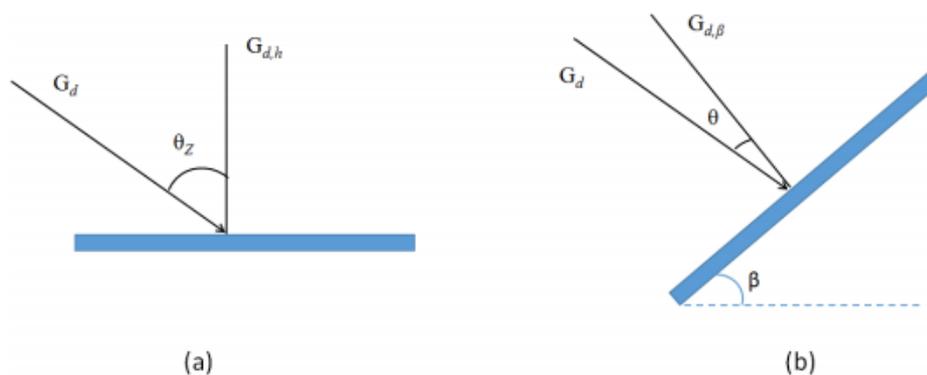


Figura 7: (a) Irradiância direta incidente sobre uma superfície no plano horizontal; (b) Irradiância direta incidente sobre uma superfície no plano inclinado. Fonte: Pinho et al. (2014).

2.1.3. Instrumentos de medição da radiação solar

Como indicam Pinho e Galdino (2014), a intensidade da radiação solar sofre alterações relevantes em virtude das condições climáticas e atmosféricas. Sob esse aspecto, com o intuito de garantir o máximo aproveitamento do recurso solar ao longo do ano para a captação e a conversão em energia elétrica, a obtenção de dados de medição da radiação solar é necessária para:

- Delimitação da localização mais propícia para instalação do sistema fotovoltaico;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- Cálculo da produção de energia anual, mensal ou diária;
- Definir estratégias operacionais e dimensionamento do sistema de armazenamento em sistemas isolados.

A obtenção experimental do valor instantâneo do fluxo energético solar, denominado de irradiância, ou integrado ao longo de tempo (minuto, hora, dia ou ano), nomeado de irradiação, é dada através da medição dos dados solares por aparelhos como piranômetro de termopilha, de fotodiodo e pirheliômetro (PINHO e GALDINO, 2014).

Piranômetro de termopilha

O piranômetro é um instrumento responsável por medir a irradiância solar global (direta + difusa) por intermédio de sensor de termopilha que converte a energia térmica em energia elétrica. Construído de forma a representar um “corpo negro”, a termopilha é revestida com uma tinta preta especial de modo que praticamente toda a energia radiante solar que incide é convertida em calor que, posteriormente, é convertida em uma diferença de potencial elétrico proporcional à irradiância solar incidente na termopilha (PEREIRA et al., 2017).

A faixa espectral da curva de resposta do piranômetro está entre 300 e 3000 nm, como exibido na Figura 8, com uma resposta excelente no ângulo sólido de 180° (resposta de cosseno), fato que contribui para a diminuição das incertezas das medições realizadas pelo instrumento (PEREIRA et al., 2017).

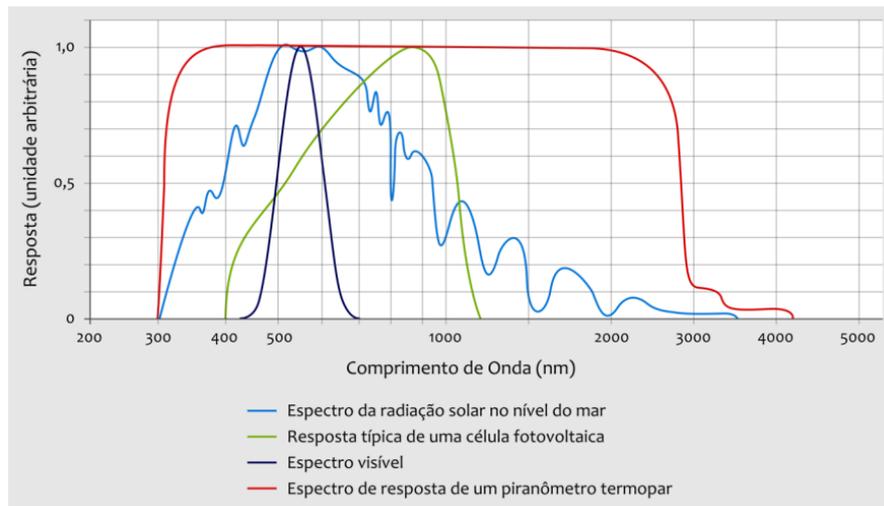


Figura 8: Comparação entre as curvas de resposta do piranômetro de fotodiodo de silício (linha contínua verde) e do piranômetro de termopilha (linha vermelha). Fonte: Kipp & Zonen.

Piranômetro de fotodiodo

O piranômetro de fotodiodo converte diretamente a radiação solar em corrente elétrica, sendo proporcional à irradiância solar incidente, utilizando uma célula semicondutora (fotodiodo) como elemento sensor. Ao considerar o menor custo em comparação com outros aparelhos, são preferíveis em aplicações como meteorologia e agrometeorologia, categoria em que os requisitos de incertezas não são tão restritivos. Bem como, podem ser considerados em etapas de estudo do potencial solarimétrico de uma região específica, além de serem utilizados, por exemplo, na rede de estações meteorológicas automáticas operadas pelo INMET (PEREIRA et al., 2017).

Esses equipamentos, como representado na Figura 8, não apresentam resposta espectral plana, sendo que a não linearidade causa incertezas distintas sob observações realizadas em condições de céu claro e céu totalmente nublado. Além disso, devido a resposta do cosseno ser inferior, esse equipamento é mais sensível a ruídos em comparação com os piranômetro de termopilha, pois o princípio de funcionamento do instrumento de fotodiodo é puramente elétrico, sendo, portanto, livre de inércia térmica (PEREIRA et al., 2017).

Pirheliômetro

O pirheliômetro é um radiômetro dotado de um colimador com abertura (5° por padrão internacional) suficiente para permitir que apenas a componente direta normal da radiação solar incida no sensor. Deve ser conectado a um sistema rastreador solar para acompanhar o

movimento do Sol, além de cobrir toda a faixa de ondas curtas do espectro solar (PEREIRA et al., 2017).

De acordo com a WMO (World Meteorological Organization), a precisão dos instrumentos de medição da radiação solar global determina a sua classificação entre três categorias: alta qualidade (erro máximo de 2% admitido na irradiação diária), boa qualidade (5%) e qualidade razoável. Para os instrumentos discutidos, os pirheliômetros são classificados entre alta (erro máximo de 0,5% admitido na irradiação diária) e boa qualidade (1%). O piranômetro de fotodiodo e o piranômetro termopilha (normalmente utilizado em medições em campo) possuem classificação de qualidade razoável e boa qualidade respectivamente (PINHO e GALDINO, 2014).

Célula e módulo de referências

As vantagens de usar células e módulos de referência para medição da irradiância solar são o reduzido custo de construção e operação, além da resposta espectral ser idêntica à do módulo fotovoltaico utilizado para conversão de energia quando são da mesma tecnologia. De acordo com Keogh e Blakers (2004), caso usada uma célula de referência calibrada com precisão semelhante às células de um módulo fotovoltaico convencional, os erros que são apresentados pelos simuladores solares devido a não idealidade serão largamente cancelados. A calibração para medição da radiação solar utilizando esses dispositivos pode ser realizada em ambiente *indoor* ou em ambiente *outdoor*, além dos procedimentos poderem ser realizados utilizando um simulador solar ou sob iluminação natural (ROSSO, 2019).

As Figuras 9, 10, 11 e 12 ilustram cada componente descrito.



Figura 9: Representação do piranômetro de termopilha. Fonte: Kipp e Zonen (2016).



Figura 10: Representação do piranômetro de fotodiodo de silício. Fonte: Kipp e Zonen (2016).



Figura 11: Representação do pirheliômetro. Fonte: Kipp e Zonen (2016).



Figura 12: Processo de calibração outdoor da célula de referência. Fonte: Rosso (2019).

2.2. Estado da arte

Roversi e Rampinelli (2018), utilizaram a base de dados do projeto Swera (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) para analisar a variação espacial da radiação solar na região Sul de Santa Catarina. Empregou-se o programa *Surfer* desenvolvido pela *Golden Software Inc.* para a construção de mapas de variáveis a partir de dados de radiação global inclinada, direta e global de 31 cidades do sul de Santa Catarina, na região compreendida entre Florianópolis, Torres e a Serra Catarinense. Os resultados foram obtidos a partir de métricas de medidas de média e dispersão.

As análises construídas foram que a variação espacial da média anual da radiação solar é de até 5%; a média diária sazonal da radiação global inclinada do inverno é de 21,87% menor que a mesma média para o verão; a média diária sazonal da radiação solar direta do verão é 23,8% maior que a mesma média para o inverno; e a média diária sazonal de radiação solar global horizontal no verão é 47,6% maior que a mesma média no inverno (Roversi e Rampinelli, 2018).

Com os resultados obtidos por Roversi e Rampinelli (2018) e apresentados na Figura 13, se constata que a radiação solar apresenta pouca variação no limite espacial analisado, devido à proximidade da área de estudo e da pequena variação nas latitudes e longitudes. Além disso, se confirmou a grande variabilidade da média anual da radiação solar na região Sul do Brasil.

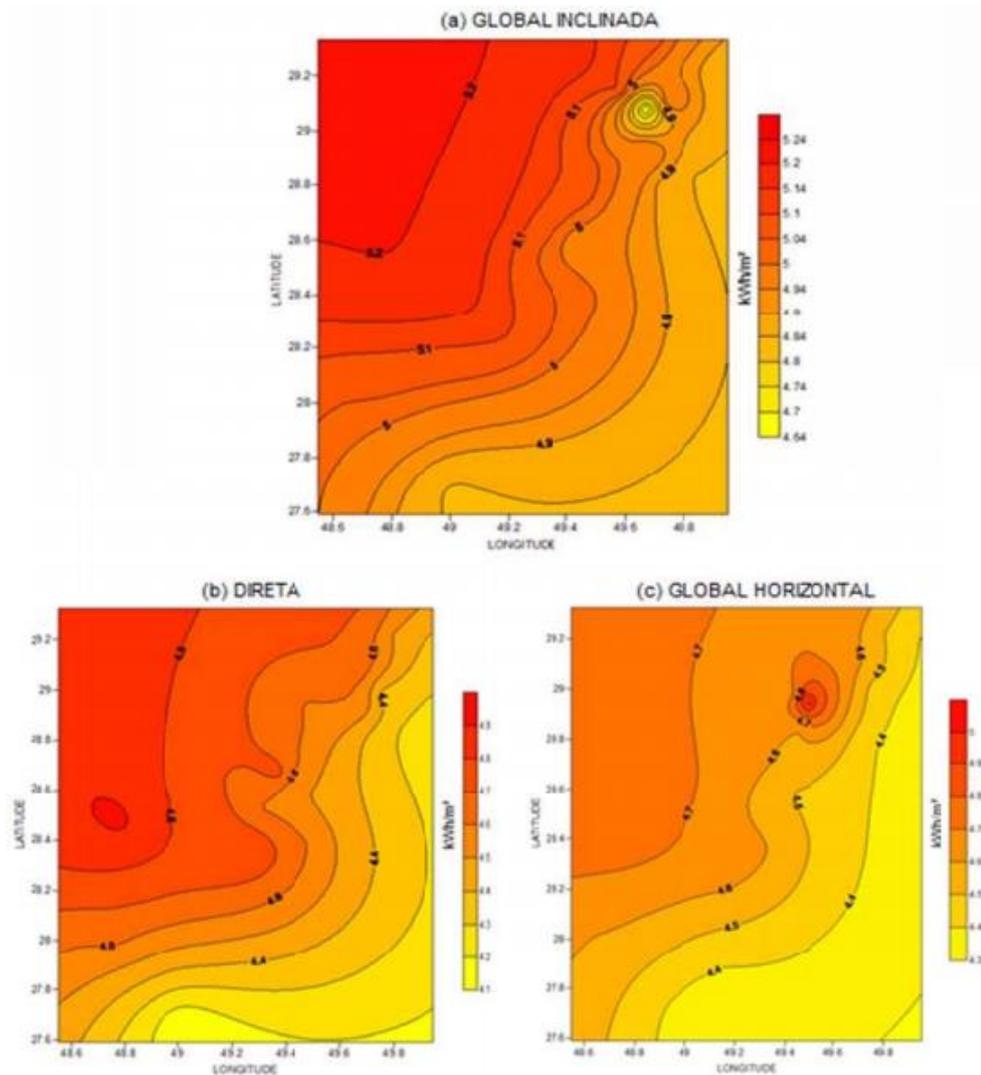


Figura 13: Variação espacial das médias diárias anuais da radiação solar; (a) global inclinada, (b) direta e (c) global horizontal. Fonte: Roversi e Rampinelli (2018).

Crotti e Rampinelli (2017) utilizaram dados do ano de 2016 obtidos de duas fontes, INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e LabEEE (Laboratório de Eficiência Energética em Edificações) para analisar a variabilidade temporal instantânea e espacial da radiação solar na região compreendida pelas cidades de Araranguá, Urussanga, Laguna e Florianópolis localizadas no sul de Santa Catarina.

A menor variação dos dados de radiação solar média mensal entre as fontes de dados ocorreu para o mês de junho na cidade de Araranguá, de 1%, e a maior variação ocorreu para a mesma cidade no mês de novembro, de 58%. Atribui essas discrepâncias aos diferentes instrumentos utilizados na medição e da incerteza associada a própria condição da radiação solar (CROTTI e RAMPINELLI, 2017).

A variação temporal instantânea da radiação em kW/m^2 entre as cidades da zona de controle é demonstrada através de um diagrama *boxplot* apresentado na Figura 14, em que foram desconsiderados dados inferiores a 100 W/m^2 . Constata-se que 50% dos dados estão no retângulo, que a maior parte do tempo durante o ano as variações temporais instantânea de radiação solares estão entre 0% e 150% e que variação superior a 800% pode ser encontrada em algumas horas no verão (CROTTI e RAMPINELLI, 2017).

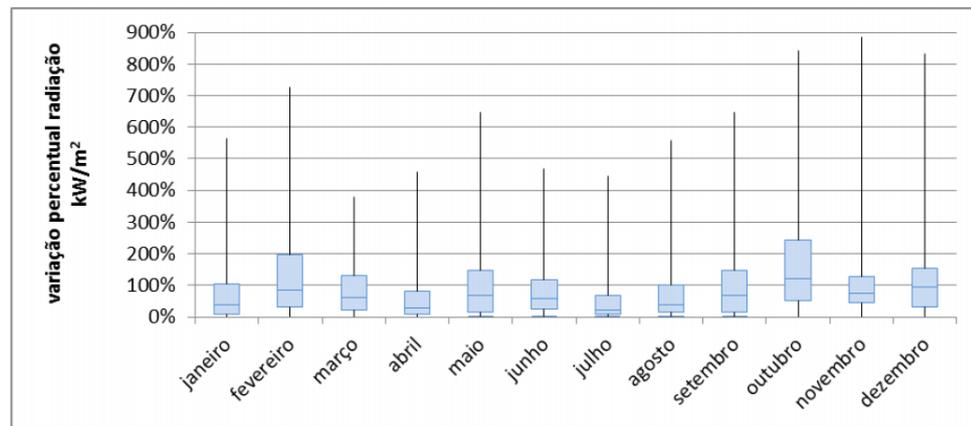


Figura 14: Variação temporal instantânea percentual da radiação em KW/m^2 . Fonte: Crotti e Rampinelli (2017).

Devido a variabilidade temporal atmosférica, em épocas mais quentes a atmosfera é mais instável, com maior precipitação e formação de nuvens, com isso há maior variabilidade da radiação solar, enquanto em épocas com temperaturas mais amenas, menor variabilidade (CROTTI e RAMPINELLI, 2017).

Grassi et al. (2018) através do *software* Radiasol 2, desenvolvido pelo LABSOL-UFRGS (Laboratório de Energia Solar da UFRGS), apresentou o nível de incidência solar na região carbonífera de Criciúma (SC), com o objetivo de identificar a tecnologia mais favorável para a implantação de um sistema heliotérmico na região. Para tanto, foi realizado um estudo de incidência de radiação direta (DNI) na cidade de Treviso (SC), local que incorpora a AMREC (Associação dos Municípios da Região Carbonífera).

A partir da média diária mensal de incidência de radiação direta, obteve-se a média diária anual de $1.443 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$. O valor considerado “ideal” para a implementação na região de uma usina termossolar é aquele superior a $2.000 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$. Sob esse aspecto, Grassi et al. (2018) sugere a construção de um sistema híbrido, no qual um sistema auxiliar acionado através da queima de combustíveis possa fornecer a carga térmica exigida quando o calor gerado pela

radiação solar for insuficiente para atender as características térmicas de processos de superaquecimento do vapor.

Dos Santos et al. (2009) avaliou a variabilidade temporal da radiação solar e insolação durante o período de 2001 a 2005 para o município de Araraguaína (TO) extraindo dados de insolação e nebulosidade da estação pertencente ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

A partir de imagens de satélite GOES foi obtida a radiação solar global e posteriormente a radiação solar refletida e absorvida, estabelecendo 0,3% de refletividade em relação ao albedo. Segundo dados disponibilizados pelo INMET, para o município de Araraguaína (TO) o número de horas de insolação totaliza 2.400 horas anual e 200 horas mensais. Sob esse aspecto, embora o município esteja localizado próximo ao equador, a insolação diária atinge 6,5 horas, devido o número de horas de nebulosidade no município apresentar uma média anual de 6/10 (DOS SANTOS et al., 2009).

No período seco da região, entre os meses de abril a setembro, período de reduzida nebulosidade, a radiação solar foi elevada atingindo 280 W/m^2 . No período de época chuvosa, entre os meses de dezembro a março, apresentou a menor radiação solar incidente atingindo 180 W/m^2 (DOS SANTOS et al., 2009).

Marques et al. (2012) utilizou séries históricas temporais de radiação solar global obtidas a partir de dados enviado via satélite ao Centro de Previsões de Tempo e Estudos Climáticos/Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE) para o NHMET/IEPA que disponibilizam os dados no estado do Amapá. A área de estudo compreendem as cidades de Macapá, Serra do Navio, Pacuí e Oiapoque no período de 2006 a 2008.

Mapas de isolinhas da radiação solar global confeccionados através do *software* SUFER, versão 7.02, mostraram variações em média entre 2.800 e $6.400 \text{ Wh/m}^2/\text{dia}$ para a região analisada. Além disso, foi constatado nos meses de abril a junho um período de mínimo em intensidade de radiação na faixa de 2.800 a $4.500 \text{ Wh/m}^2/\text{dia}$. As máximas ocorreram entre os meses de agosto a outubro, em que a intensidade estava na faixa de 3.600 a $6.400 \text{ Wh/m}^2/\text{dia}$. Entretanto, houve uma tendência de queda para todas as regiões estudadas no período de novembro a dezembro (MARQUES et al., 2012).

A região de Oiapoque apresentaram os índices mais baixos de radiação solar global, com valores na faixa de 2.800 a $5.600 \text{ Wh/m}^2/\text{dia}$, enquanto na região de Macapá verificou-se índices elevados, na ordem de 3.900 a $6.400 \text{ Wh/m}^2/\text{dia}$. Cabe ressaltar que a região de Oiapoque, localizada próximo ao litoral no extremo norte do estado de Amapá, apresenta um

sistema de brisa marítima durante o dia, que transporta umidade para a região (MARQUES et al., 2012).

A partir dos dados obtidos para 2016, Marques et al. (2012) apresentou um exemplo prático de estimativa da energia produzida em sistema fotovoltaico instalado na região estudada. Considerando o mês com menores valores observados para cada localidade, se obteve valores médios anuais significativos, na faixa de 256,8 e 288,8 kWh. Sob esse aspecto, a energia fotovoltaica poderia ser uma ótima alternativa para geração de energia para tais comunidades (MARQUES et al., 2012).

Rosso (2019) apresentou as etapas de desenvolvimento de protótipos de células e módulos de referência de baixo custo, além de utilizar métodos distintos para caracterizar eletricamente os protótipos e validar em campos os dispositivos para medição da radiação solar global. Através do processo de laminação os protótipos de células e módulos de referência são desenvolvidos para realizar o processo de encapsulamento das células fotovoltaicas, em que as tecnologias utilizadas foram de células de silício mono-cristalino e de silício multi-cristalino.

No Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) foram realizados ensaios *indoors* com simulador solar para verificação dos aspectos técnicos e parâmetros das curvas I-V, correlações de fator de forma e corrente de curto-circuito para as células e módulos de referência. Um piranômetro termoeletrico calibrado e uma célula de referência calibrada foram utilizados no método *outdoor* para a caracterização das células de referência em uma plataforma com orientação horizontal e exposta ao sol (sem nuvens) (ROSSO, 2019).

Para determinar a repetibilidade foram realizadas seis medidas da curva I-V para cada protótipo, em que se obteve a média, o desvio padrão e o erro padrão alcançando níveis de confiança de 90%, 95% e 98%. O método de calibração indoor foi utilizado para validação das medições das células e módulos de referência, enquanto que o método outdoor foi utilizado para validação das medições das células de referência. (ROSSO, 2019).

Os resultados elétricos obtidos por Rosso (2019) pelo método *indoor* através das curvas I-V e as correlações de fator de forma e corrente de curto-circuito para os módulos de referência atingiram valores satisfatórios com fator de forma acima dos 70% em todas as faixas de irradiância analisadas. Para as células de referência, o fator de forma apresentado foi menor que para os módulos de referência e são de 68% aproximadamente. Além disso, os testes térmicos através do método de termografia apresentaram imagens de alta nitidez e as distribuições das temperaturas das células dos protótipos atingiram valores esperados. Ao realizar a mediação

em campo da irradiância, a comparação entre os métodos de calibração apresentou desvios pequenos e irrelevantes (ROSSO, 2019).

3 APROVEITAMENTO DO RECURSO SOLAR

O IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) publicou no Relatório Especial sobre Fontes Renováveis de Energia e Mitigação da Mudança Climática a influência da energia solar direta em cinco grandes blocos: 1) solar passiva, onde se encontra a arquitetura bioclimática; 2) solar ativa, onde se encontra o aquecimento e refrigeração solares; 3) solar fotovoltaica, para geração de energia elétrica com e sem concentradores; 4) a produção de energia elétrica utilizando concentradores solares térmicos para altas temperaturas; e 5) produção de hidrogênio, oxigênio e monóxido de carbono a partir do processo de fotossíntese através de um reator (PINHO e GALDINO, 2014). Considerando a crescente inserção de sistemas solares fotovoltaicos na matriz elétrica brasileira, se destaca o aproveitamento do recurso solar através de sistemas fotovoltaicos.

3.1. Geração conectada à rede e geração isolada

Segundo Pinho e Galdino (2014) “os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em duas categorias principais: isolados e conectados à rede”. Há a possibilidade de operar utilizando apenas fonte fotovoltaica ou construir sistemas híbridos, onde são combinados com uma ou mais fontes de energia. A escolha de qual dessas opções utilizar dependerá da aplicação e/ou da disponibilidade dos recursos energéticos para a região.

Sistemas isolados

Esses sistemas podem ser individuais no caso de geração exclusiva para atender uma única unidade consumidora, ou em minirredes quando um pequeno grupo de unidades consumidores localizadas próximas entre si compartilham a energia gerada (PINHO e GALDINO, 2014).

Para os sistemas isolados, em geral, é exigido algum recurso de armazenamento de energia, como baterias para utilizar aparelhos elétricos em momentos em que não há geração fotovoltaica ou quando se bombeia água para tanques em sistemas de abastecimento através da energia gravitacional. Os componentes necessários considerando essa configuração são: baterias para assegurar o abastecimento nos períodos em que o recurso solar é insuficiente ou

indisponível; controlador de carga em sistemas pequenos (aparelhos de baixa tensão e CC) para evitar que haja danos nas baterias por sobrecarga ou descarga profunda; inversor na presença de equipamentos alimentados por corrente alternada (OLIVEIRA, 2007).

Em áreas remotas, por exemplo, sistemas fotovoltaicos podem ser empregados onde não há linhas de transmissão e, para as concessionárias, utilizar esse sistema é menos oneroso. Aproveita-se dessa geração em sistemas de irrigação, em que não necessitam de armazenamento através de baterias devido a água bombeada ser diretamente consumida ou estocada em reservatórios (OLIVEIRA, 2007).

Sistemas conectados à rede

A geração distribuída é considerada com uma unidade de geração conectada à rede elétrica de distribuição, dessa forma, está localizada próximo à carga, sendo possível suprir o autoconsumo industrial, comercial e residencial, com ou sem produção de excedentes entregues diretamente a rede elétrica (ZILLES et al., 2012).

Sob esse aspecto, é requerido dispor de um inversor que cumpra as exigências de qualidade e segurança, para que não altere a qualidade do sistema elétrico ao qual se interliga o gerado fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014). O arranjo do sistema é conectado a conversores responsáveis por adequar as formas de onda das grandezas elétricas em corrente contínua do painel às formas de onda em corrente alternada solicitadas pela rede, sendo o elemento de interface entre o painel e a rede (OLIVEIRA, 2007).

Conforme descreve Pinho e Galdino (2014), a Resolução Normativa Aneel N° 482/2012 define as condições gerais para a admissão de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica, sendo as definições:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW, a qual dispõe de fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de acordo com regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição por intermédio de instalações de unidades consumidoras.
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW, a qual dispõe de fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de acordo com

regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição por intermédio de instalações de unidades consumidoras.

- Sistema de compensação de energia elétrica: procedimento no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é transferida à distribuidora local, através de empréstimo gratuito, e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora com mesma titularidade da unidade consumidora a qual os créditos foram gerados, considerando a posse de mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

Em relação ao planejamento do sistema de distribuição, a geração distribuída pode auxiliar na expansão da demanda em uma determinada região da rede local, no abastecimento da demanda no horário de ponto ou na garantia do atendimento de cargas prioritárias (ZILLES et al., 2012).

3.2. Panorama elétrico brasileiro

De acordo com os dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2020), o ano de 2019 apresentou uma variação positiva em relação ao consumo de energia na comparação do ano anterior de 0,8%, além disso a produção industrial em conjunto com o transporte de carga e passageiros corresponderam a aproximadamente 63% do consumo de energia do país no mesmo ano, seguido pelo setor energético com participação de 11,2%. O relatório também apresenta a repartição da oferta interna de energia (OIE), sendo 46,1% advinda de fontes renováveis como biomassa da cana, hidráulica, lenha e carvão vegetal e outras fontes, a outra parcela é a contribuição de fontes não renováveis com 53,9% de participação.

A representação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira aumentou em 0,3% entre os anos de 2018 e 2019 decorrente do incremento da geração eólica e solar fotovoltaica, correspondendo a 83,3% na participação total. Em comparação, para o ano de 2017, as fontes renováveis representavam 22% na matriz elétrica mundial. Para o período analisado, a variação mais significativa ocorreu na geração a partir da fonte solar fotovoltaica com aumento de 92,2% (EPE, 2020). A Figura 15 caracteriza a repartição entre as fontes no setor elétrico brasileiro para o ano de 2019.

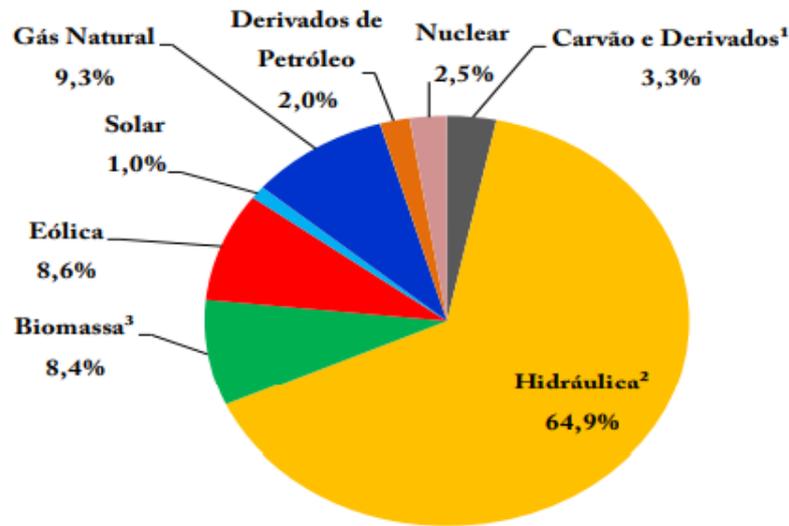


Figura 15: Oferta interna de energia elétrica por fonte. Fonte: EPE (2020).

No Boletim de Informações Gerenciais disponibilizado pela Aneel (2019), o número de central geradora solar fotovoltaica (UFV) representou 33,3% do número total de empreendimentos em operação, atrás somente de usina termelétrica de energia (UTE) com 40,4% do total. Em relação a potência total instalada, as usinas fotovoltaicas corresponderam a 1,3% do total, sendo as usinas hidrelétricas de energia com participação mais significativa no valor de 59,8%. Abaixo, a Figura 16 apresenta os dados para o número de usinas em operação e a potência instalada de cada empreendimento.

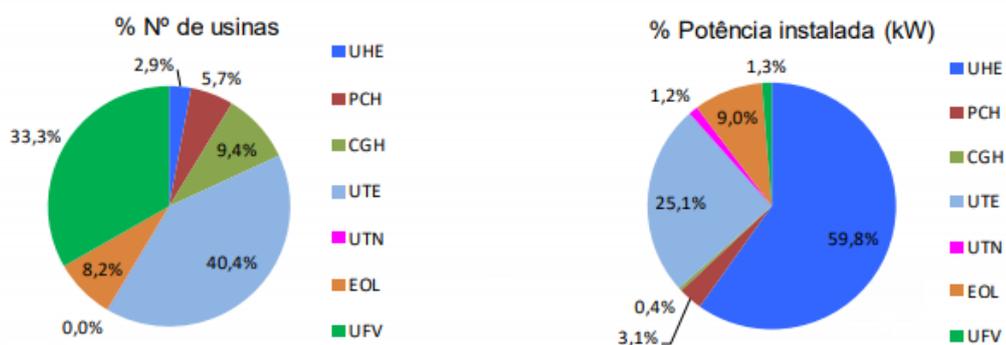


Figura 16: Empreendimentos em operação⁴. Fonte: ANEEL (2019).

Nota Figura 15: 1. Inclui gás de coqueira | 2. Inclui importação de eletricidade | 3. Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.
 Nota Figura 16: 4. UHE: usina hidrelétrica de energia; PCH: pequenas centrais hidrelétricas; CGH: central geradora hidrelétrica; UTE: usinas termelétricas de energia; UTN: usina termonuclear; EOL: central geradora eolielétrica; UFV: central geradora fotovoltaica.

A previsão de entrada em operação de novas usinas disponibilizado pelo Boletim de Informações Gerenciais (Aneel, 2019) demonstra a queda na participação de novos empreendimentos de usinas hidrelétricas no período de 2019 a 2026, o aumento expressivo de usinas termelétricas, seguido por usinas eólicas. Dentre as fontes de geração apresentadas, as usinas solares fotovoltaicas são as que apresentam menor participação nas futuras operações. A Figura 17 disponibilizado pelo boletim apresentam os dados discutidos.

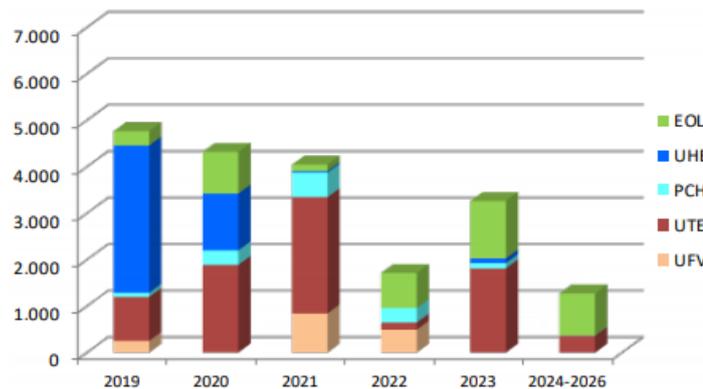


Figura 17: Previsão de entrada em operação de novas usinas. Fonte: ANEEL (2019).

O total de energia disponibilizada no país cresceu 1,4% no ano de 2019 em relação a 2018, atingindo a marca de 294,0 Mtep. Durante esse período, a matriz energética brasileira manteve seu destaque na utilização de fontes renováveis para produção de energia e obtendo valores muito superiores aos mundiais. Isso decorre da participação crescente de fontes eólica e solar na geração de energia elétrica, além do aumento na oferta de fontes como biomassa da cana e biodiesel (EPE, 2020).

De acordo com dados correspondentes ao ano de 2017 pela Agência Internacional de Energia (IEA em inglês), o brasileiro, ao considerar a produção e o consumo, “emitiu em média 2,0 t CO₂-eq, ou seja, cerca de 1/7 de um americano e 1/3 de um cidadão europeu (União Europeia) ou um chinês” (EPE, 2020). Considerando apenas as emissões de CO₂ na produção de energia elétrica para o ano de 2017, ao “produzir 1 MWh, o setor elétrico brasileiro emite cerca de 1/3 do valor da União Europeia, 1/4 do setor elétrico americano e 1/6 do chinês” (EPE, 2020).

Considerando a crescente demanda de energia, o planejamento do setor energético é necessário para aprimorar políticas públicas específicas com a finalidade de atender a demanda de eletricidade, além de ser importante para diversificar a matriz energética brasileira a fim de

atender os objetivos de reduzir os impactos socioeconômicos e ambientais (PEREIRA et al., 2017).

Segundo dados da EPE (2020), no ano de 2018, a capacidade instalada de geração elétrica no Brasil aumentou 3,65% em comparação com o ano de 2017. Para o ano de 2019, esse aumento, em relação ao ano de 2018, foi de 4,45%. Cabe ressaltar a contribuição a energia solar fotovoltaica para esse resultado, em que a relação 2018/2017 representou um aumento de 92,3% e na relação 2019/2018 representou 37,5%. Sob esse aspecto, houve expansão do consumo residencial de eletricidade para os mesmos períodos, em que na relação 2018/2017 o consumo aumentou em 2,5% e entre 2019/2018 essa expansão representou 3,45%. A Figura 18, demonstra a evolução da capacidade instalada entre os anos de 1974 a 2018.

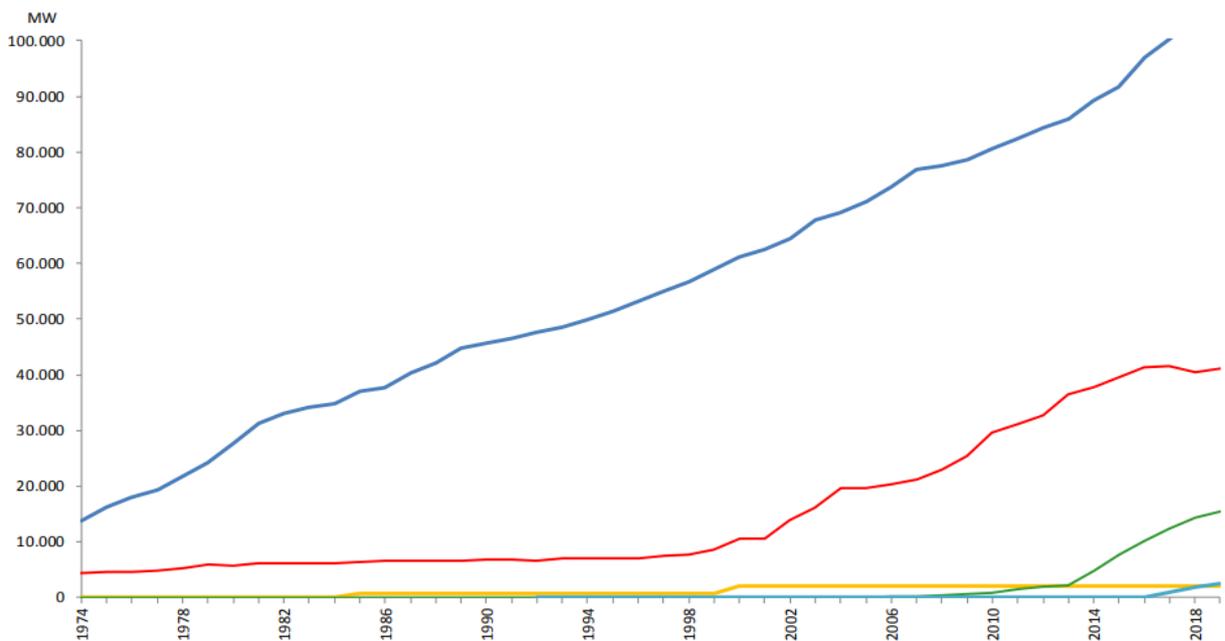


Figura 18: Evolução da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil entre 1974 a 2018. Fonte: EPE (2020).

3.3. Panorama elétrico de Santa Catarina

Em relação as condições geográficas, o Brasil possui oportunidades vantajosas para aproveitar energeticamente a radiação solar incidente no país, pois está situado quase que integralmente na região limitada pelos Trópicos de Câncer e de Capricórnio. Por tanto, os valores da irradiação global horizontal anual do Brasil estão entre os valores de 1.500 a 2.200 kWh/m² tornando todo o território brasileiro propício para utilização do recurso solar como fonte de energia (EPE, 2018). Por intermédio do mapa de irradiação global horizontal total

diária apresentado na Figura 20, é possível avaliar a variação geográfica dessa medida. O mapa político do estado de Santa Catarina está apresentado na Figura 19.

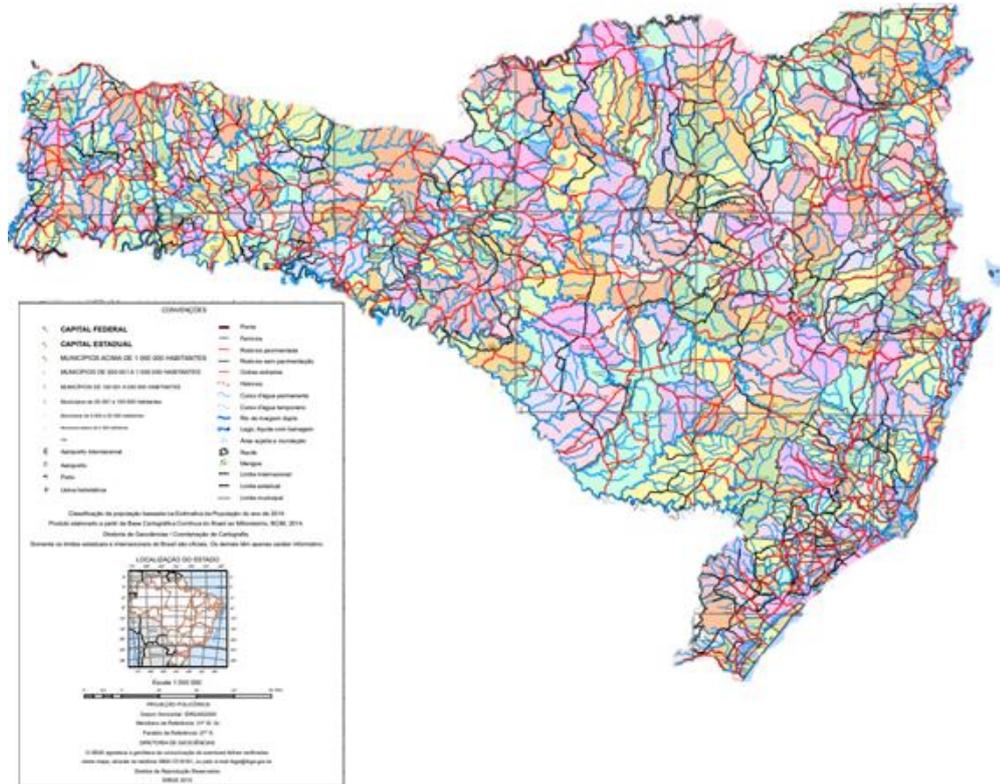


Figura 19: Mapa político de Santa Catarina. Fonte: IBGE (2020).

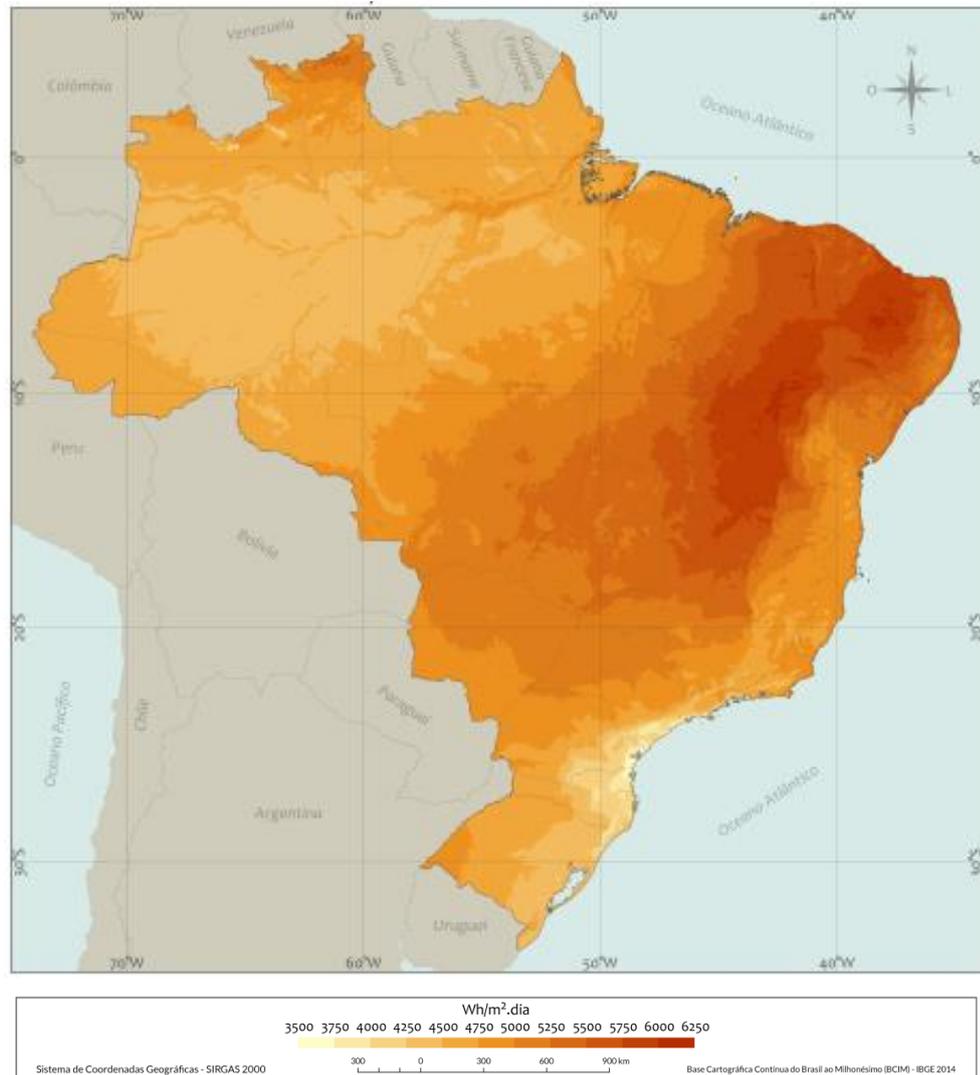


Figura 20: Total diário da irradiação global horizontal para o Brasil. Fonte: Pereira et al. (2017.)

Observa-se que o estado de Santa Catarina (SC) está, em comparação com os outros estados brasileiros, entre as regiões com menor valor de irradiação, no entanto, de acordo com Júnior e Souza (2020), a Alemanha apesar de recebe 40% menos radiação do que o lugar menos ensolarado do Brasil, no ano de 2017 foi o terceiro país no ranking de geração solar fotovoltaica atribuído a Agência Internacional de Energia (IEA). Conforme Figura 21, é possível observar a repartição entre as fontes para a geração elétrica em Santa Catarina e, embora o aproveitamento solar ser o menor, em apenas dois anos ampliou-se a capacidade instalada (não incluindo mini e micro geração distribuída) advinda de energia solar em 165%.

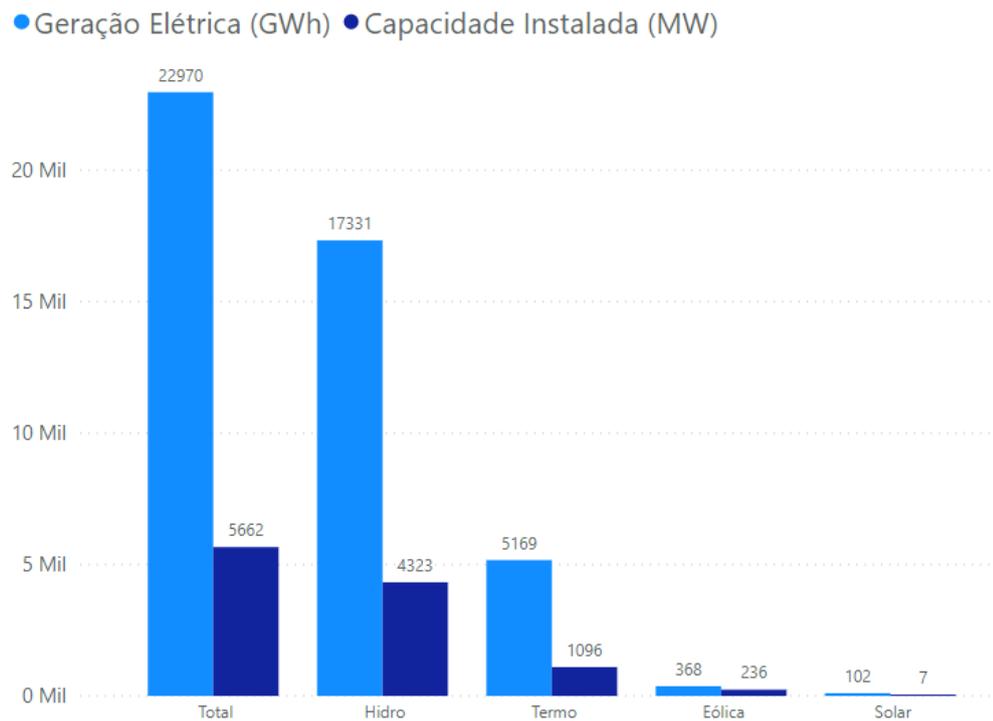


Figura 21: Distribuição por fonte da geração elétrica e da capacidade instalada para o estado de Santa Catarina. Fonte: EPE (2020).

Ademais, no Brasil, entre os anos de 2017 e 2019, a potência instalada de geração distribuída cresceu 618%, na qual as centrais geradoras solares fotovoltaicas corresponderam por 84,4% dessa geração com 72.504 unidades (ANEEL, 2019).

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Para a análise da variação espacial e temporal da região catarinense proposta compreendida entre as cidades de Florianópolis, Laguna (Farol de Santa Marta), Araranguá, Urussanga, Lages, Bom Jardim da Serra (Morro da Igreja) e São Joaquim, se utilizou dos dados medidos pelas estações meteorológicas automáticas de superfície situadas em cada localidade e disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) no período de 1 de janeiro de 2015 a 31 de dezembro de 2019. Além da análise da variação temporal com dados mensais e anuais de cada localidade, o estudo objetiva avaliar a variação espacial comparando as duas regiões, litoral e serra.

As estações meteorológicas automáticas (EMA's) operadas pelo INMET são utilizadas nos estudos meteorológicos e de monitoramento ambiental, sendo que cerca de 900 estações meteorológicas típicas são distribuídas pelo território nacional e integradas ao sistema de

observação global da WMO (*World Meteorological Organization*). Esse sistema compõe a rede de coleta de dados de maior abrangência no território brasileiro (PEREIRA et al., 2017).

Com a finalidade de comparação entre diferentes fontes, também serão utilizados os dados obtidos através do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (rede SONDA) operado pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) pertencente ao Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

Os sítios que compõe a rede SONDA empregam piranômetros para aquisição de dados de irradiância global horizontal (G) e irradiância difusa horizontal (G_{dif}), sendo que algumas incluem pirheliômetros e rastreador solar para medição da irradiância direta normal (G_n). Nos estudos de solarimetria, as estações operadas pelo INMET possuem maior incerteza, pois utilizam piranômetros de fotodiodo para aquisição de dados de G e não coletando os dados de G_n e G_{dif} . Ademais, a abrangência de estações no território brasileiro, dificulta a manutenção dos aparelhos, o que pode comprometer a confiabilidade dos dados (PEREIRA et al., 2017).

A partir da Tabela 1 é possível perceber as delimitações geográficas do problema, em que a cidade de Florianópolis representa o limite superior e a direita, enquanto Araranguá representa o limite inferior e Lages o limite a esquerda. A Figura 22 apresenta um recorte do mapa político do estado de acordo com a região delimitada.

Tabela 1: Especificações geográficas utilizadas na análise.

Cidade	Latitude	Longitude	Altitude (metros)
Florianópolis	27°36' S	48°36' W	1,80
Laguna	28°36' S	48°48' W	52
Araranguá	28°57' S	49°29' W	12
Urussanga	28°31' S	49°18' W	48
Lages	27°48' S	50°20' W	955
Bom Jardim da Serra	28°00' S	49°30' W	1.822
São Joaquim	28°16' S	49°56' W	1.410

Fonte: INMET (2020)

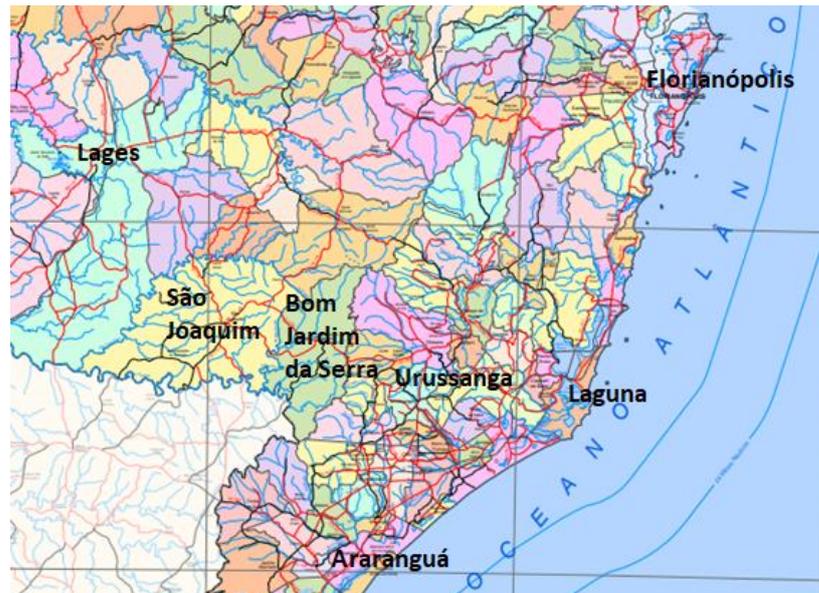


Figura 22: Recorte do mapa do estado de Santa Catarina de acordo com a área estudada. Fonte: IBGE (2020).

Os dados obtidos são representativos da irradiância solar global horizontal instantânea (G_I) dada em W/m^2 para as respectivas localidades, sob o aspecto de instantes não caracterizados, se estabeleceu como margem para os meses de verão, dias com no mínimo 13 horas de insolação, para o inverno, dias com no mínimo 11 horas de insolação, e para os meses de primavera e outono, dias com no mínimo 12 horas de insolação. Com isso, a irradiância solar global horizontal diária (G_d) é obtida através das somas das G_I , Eq. 2.

$$G_d = \sum_i^m G_I \quad (2)$$

Onde, m varia de 11 a 13, conforme as respectivas estações do ano.

Posteriormente, a G_d é utilizada para se obter a irradiância solar global horizontal média diária mensal ($G_{d,m}$) através da Eq. 3, onde n representa o número de dia no mês:

$$G_{d,m} = \frac{\sum_i^n G_d}{n} \quad (3)$$

Ao realizar a integração temporal da irradiância solar, pelo período de uma hora, se tem a irradiação solar global horizontal dada em $kWh/m^2.dia$. Essa conversão está descrita na Eq. 4:

$$\frac{kWh}{m^2.dia} = \frac{kJ}{m^2.dia} * \frac{1h}{3600 s} \quad (4)$$

Entretanto, devido há meses com dados incompletos, não é possível a caracterização da radiação global para alguns meses, sendo, portanto, desconsiderados.

4.1. Indicadores estatísticos

BoxPlot

Com o intuito de avaliar a dispersão dos dados, assim como a simetria dos dados empregados, no capítulo de resultados será utilizado o gráfico *boxplot* para descrever graficamente o problema e comparar as diferentes localidades em aspectos geográficos e espaciais.

Conforme descrito por Neto et al. (2017), o *boxplot* exhibe a tendência central não paramétrica (média ou mediana), dispersão (quartis 25% e 75%), simetria ou assimetria da amostra (valores pontuais mínimo e máximo), além de valores atípicos (*outliers*) e extremos:

- Primeiro quartil (quartil inferior-Q1): presente os 25% dos menores valores;
- Mediana (segundo quartil-Q2): compõem a divisão entre a metade superior (50%) e metade inferior (50%). Representada pela linha dentro da caixa;
- Terceiro quartil (quartil superior-Q3): representa os 75% dos valores maiores;
- Intervalo interquartil (Q3-Q1): diferença entre Q3 e Q1. Representado pela dimensão da caixa, estendendo-se do Q1 ao Q3.
- Limite inferior: valor mínimo do conjunto de dados, não incluindo os *outliers* e/ou extremos;
- Limite superior: valor máximo do conjunto de dados, não incluindo os *outliers* e/ou extremos;
- Outliers (valores atípicos): quando há valores acima e/ou abaixo de 1,5 vezes em relação ao intervalo interquartil;
- Extremos: valores acima e/ou abaixo de 2,5 vezes em relação ao intervalo interquartil;

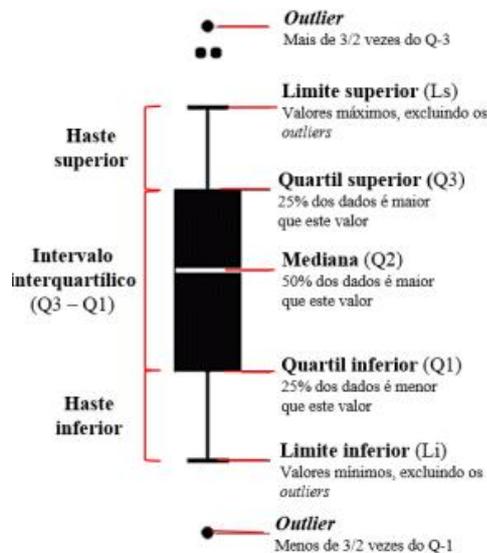


Figura 23: Informações sobre o gráfico *boxplot*. Fonte: (NETO et al., 2017)

Desvio Padrão

Para complementar a demonstração descrita pelos gráficos de *boxplot*, se utilizará de outra medida de variabilidade dos dados. Segundo Bastos e Duquia (2007), o desvio padrão é uma medida de dispersão, em que estima, em média, quanto cada valor se distancia da própria média aritmética de uma amostra, além de preservar a unidade de mensuração das observações originais. A Eq. 5 demonstra como efetuar o cálculo do desvio padrão de uma amostra:

$$s = \sqrt{\frac{\sum(x - \bar{X})^2}{(n-1)}} \quad (5)$$

Onde s equivale ao desvio padrão, Σ ao somatório, x aos valores da amostra, \bar{X} à média da distribuição e n ao tamanho da amostra analisada.

Coefficiente de variação

Para avaliar a precisão do experimento, se utiliza do coeficiente de variação (CV), em que se classifica em baixos, de acordo com Pimentel e Gomes (1985), quando inferiores a 10%; médios, quando de 10 a 20%; altos, quando de 20% a 30%; e muito altos, quando superiores a 30% (SCAPIM et al., 1995). O coeficiente é obtido através da Eq. 6, onde s é o desvio padrão residual e m a média geral do experimento.

$$CV = 100 * \frac{s}{m} \quad (6)$$

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Diante do tratamento dos dados, é possível utilizar-se de recursos destinados a facilitar o entendimento e a análise dos resultados obtidos. Sob esse aspecto, essa seção destina-se a demonstrar as informações obtidas e possíveis conclusões. A seção apresentará pôr fim a análise da variação temporal da radiação solar em cada localidade, posteriormente, a análise da variação espacial entre as duas regiões delimitadas e a comparação entre duas fontes de dados meteorológicos.

5.1. Variabilidade temporal

5.1.1. Araranguá

A Tabela 2 mostra a radiação média diária mensal entre os anos de 2015 a 2019 para a cidade de Araranguá. O mês com maior coeficiente de variação de 17% é setembro, enquanto junho apresentou o menor coeficiente, de 2,76%. O maior desvio padrão ocorreu no mês de dezembro com 0,93 kWh/m².dia, enquanto que em junho houve o menor desvio padrão, com 0,07 kWh/m².dia.

Tabela 2: Radiação solar média diária mensal, em kWh/m².dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Araranguá.

Mês	Média	Desvio Padrão	Coeficiente de Variação
Janeiro	5,64	0,19	3,45%
Fevereiro	5,42	0,52	9,53%
Março	4,60	0,14	3,02%
Abril	3,76	0,43	11,5%
Mai	2,74	0,43	15,6%
Junho	2,67	0,07	2,76%
Julho	2,64	0,21	7,78%
Agosto	3,61	0,22	6,09%
Setembro	3,77	0,64	17,0%
Outubro	4,19	0,46	11,0%
Novembro	5,71	0,89	15,6%
Dezembro	6,12	0,93	15,2%
Anual	4,24	0,36	8,56%

Fonte: da Autora.

A Figura 24 representa o conjunto de dados segregados por estações do ano. A estação do verão corresponde a maior amplitude, além de ocorrer no verão o maior valor de radiação

solar média diária, de 8,64 kWh/m².dia. A menor amplitude foi encontrada na estação do outono, além de apresentar o menor valor mínimo, de 1,88 kWh/m².dia. Na primavera, houve o maior desvio em 50%, pois, segundo Monteiro (2001), para o estado de Santa Catarina, essa estação apresenta tempo mais instável e com maior formação de nebulosidade resulta em menores horas de insolação.

A radiação que incide sobre uma superfície varia de acordo com o cosseno do ângulo obedecendo a lei dos cossenos. Devido a isso, a resposta do fluxo que incide sobre uma superfície sensível de um sensor ideal é proporcional ao cosseno do ângulo de incidência (VILELA, 2010). Portanto, o verão apresenta menor desvio em 50% dos valores.

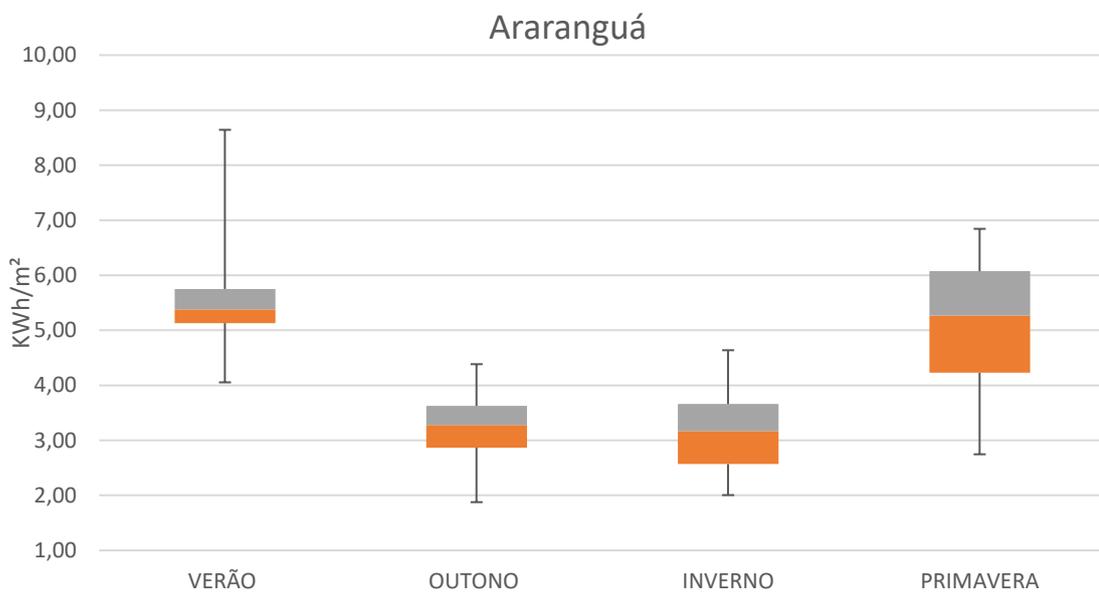


Figura 24: Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Araranguá.

Fonte: da Autora.

5.1.2. Laguna

De acordo com a Tabela 3, o mês de dezembro apresentou o maior desvio padrão do conjunto de dados, no valor de 1,80 kWh/m².dia. O menor desvio padrão ocorreu no mês de maio, com 0,36 kWh/m².dia. Os meses de outubro com 23% e fevereiro com 8% corresponderam ao maior e ao menor coeficiente de variação respectivamente.

Tabela 3: Radiação solar média diária mensal, em kWh/m².dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Laguna.

Mês	Média	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação
Janeiro	6,89	1,09	16%
Fevereiro	6,51	0,52	8%
Março	5,37	0,53	10%
Abril	4,39	0,42	10%
Maio	3,09	0,36	12%
Junho	3,12	0,46	15%
Julho	3,35	0,49	15%
Agosto	4,17	0,66	16%
Setembro	4,54	0,98	21%
Outubro	4,95	1,15	23%
Novembro	7,10	0,75	11%
Dezembro	8,12	1,80	22%
Anual	5,13	0,77	15%

Fonte: da Autora.

A partir da Figura 25, é possível identificar que a estação da primavera apresentou a maior variabilidade entre os dados, à medida que no inverno ocorreu a menor dispersão. A maior radiação solar média diária ocorreu no verão, alcançando 11,46 KWh/m².dia, enquanto no inverno, a menor com 2,25 KWh/m².dia. Assim como para Araranguá, na primavera ocorre o maior desvio em 50% dos valores, devido ao aumento de nebulosidade nessa estação. Além do baixo desvio em 50% no verão decorrente da lei do cosseno.

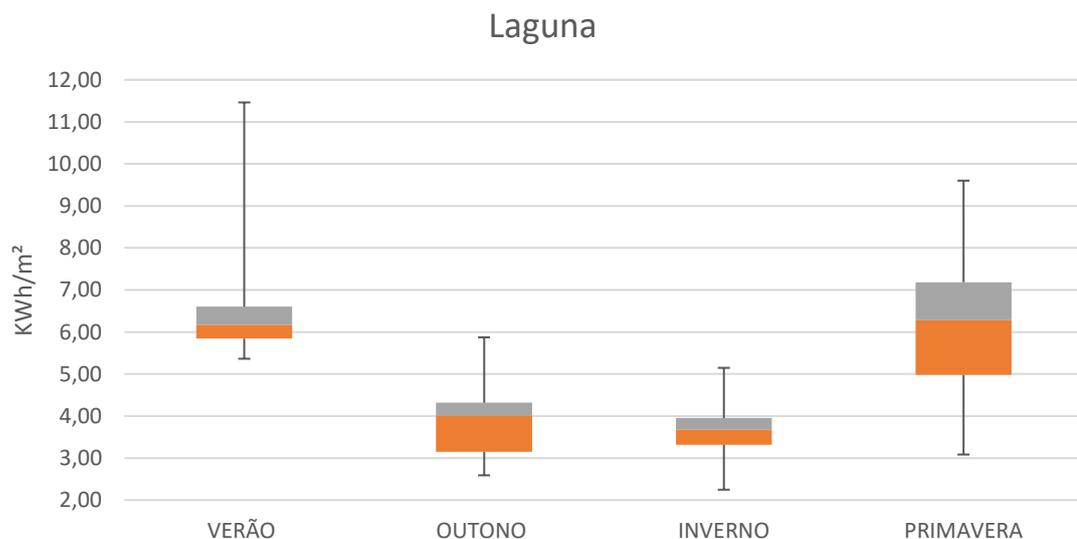


Figura 25: Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Laguna. Fonte: da Autora.

5.1.3. Florianópolis

No mês de dezembro para Florianópolis, houve o maior desvio padrão do conjunto de dados, com 0,84 kWh/m².dia e em agosto, o menor, com 0,13 kWh/m².dia. O coeficiente de variação alcançou 19% em outubro e 4% nos meses de março e agosto, o maior e o menor coeficientes respectivamente. Os dados estão expostos na Tabela 4.

Tabela 4: Radiação solar média diária mensal, em kWh/m².dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Florianópolis.

Mês	Média	Desvio Padrão	Coeficiente de Variação
Janeiro	5,84	0,29	5%
Fevereiro	5,36	0,40	8%
Março	4,55	0,20	4%
Abril	3,98	0,43	11%
Maio	2,77	0,25	9%
Junho	2,70	0,22	8%
Julho	2,93	0,42	14%
Agosto	3,52	0,13	4%
Setembro	3,84	0,56	15%
Outubro	4,08	0,76	19%
Novembro	5,29	0,76	14%
Dezembro	5,74	0,84	15%
Anual	4,22	0,18	4%

Fonte: da Autora.

De acordo com a Figura 26, a estação da primavera apresentou a maior amplitude e maior desvio entre os dados, enquanto o outono a menor. A primavera apresentou maior desvio em 50% dos valores, enquanto no inverno o menor. No verão, houve a maior radiação solar média diária, no valor de 7,14 kWh/m².dia, à medida que no inverno houve a menor radiação média diária, com 2,19 kWh/m².dia.

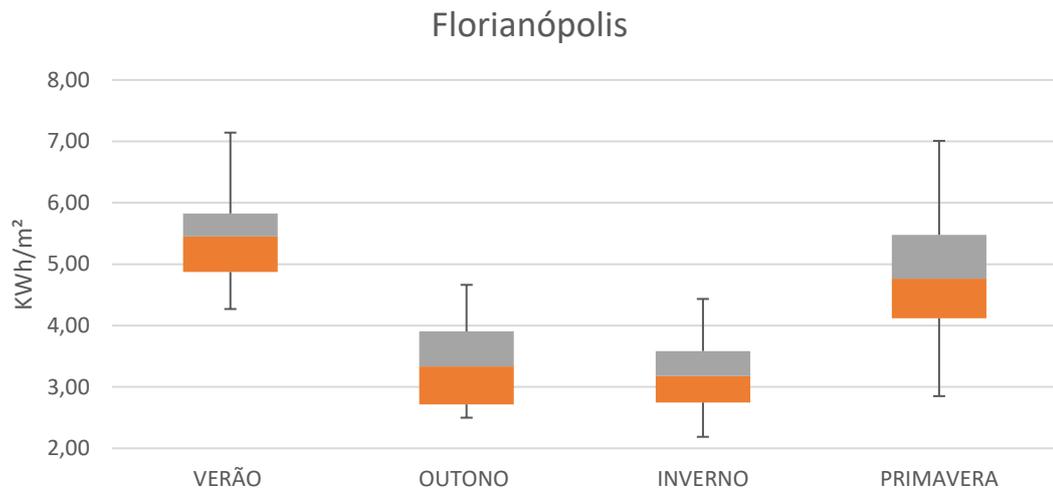


Figura 26: Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Florianópolis.

Fonte: da Autora.

5.1.4. Urussanga

O mês de dezembro apresentou o maior desvio padrão para a cidade de Urussanga, com 0,89 kWh/m².dia, enquanto o mês de março o menor, com 0,11 kWh/m².dia. Em relação ao coeficiente de variação, o mês de março apresentou o menor e o mês de setembro o maior, com 3% e 23% respectivamente. Os valores estão expostos na Tabela 5.

Tabela 5: Radiação solar média diária mensal, em kWh/m².dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Urussanga.

Mês	Média	Desvio Padrão	Coeficiente de Variação
Janeiro	5,19	0,25	5%
Fevereiro	4,92	0,28	6%
Março	4,26	0,11	3%
Abril	3,67	0,40	11%
Mai	2,77	0,34	12%
Junho	2,70	0,19	7%
Julho	2,54	0,47	18%
Agosto	3,52	0,17	5%
Setembro	3,74	0,85	23%
Outubro	3,91	0,62	16%
Novembro	5,36	0,85	16%
Dezembro	5,64	0,89	16%
Anual	4,02	0,73	18%

Fonte: da Autora.

Com o maior valor de radiação solar média diária, de 7,72 kWh/m².dia, o verão também apresentou a maior amplitude do conjunto de dados. No outono, houve a menor variabilidade entre os dados e o inverno apresentou a menor radiação solar média diária, com 1,90 kWh/m².dia. Os dados estão apresentados na Figura 27. Na primavera ocorreu maior desvio em 50% dos dados e no verão o menor, devido, respectivamente a maior nebulosidade e a lei do cosseno.

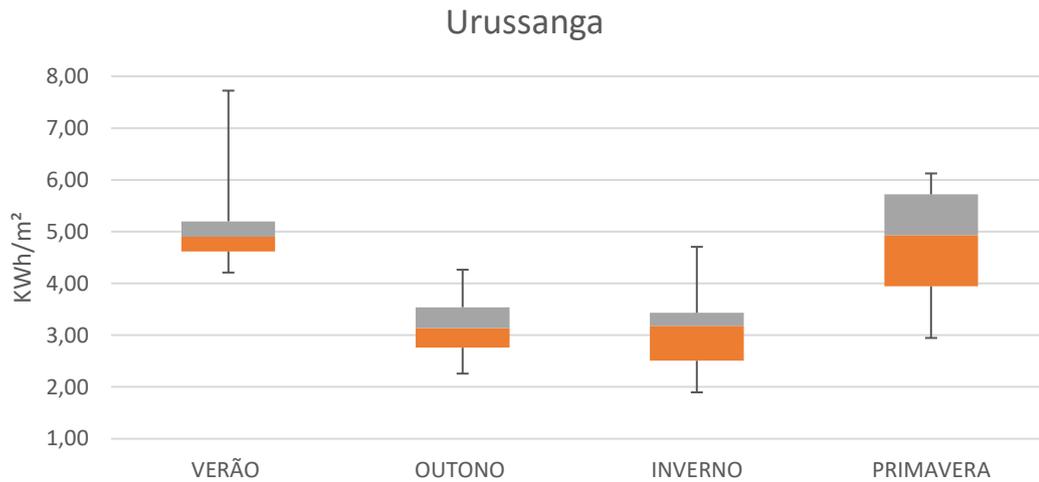


Figura 27: Radiação solar média diária correspondente às estações do ano para a cidade de Urussanga.

Fonte: da Autora.

5.1.5. São Joaquim

Para São Joaquim, o maior e o menor desvio padrão ocorreram nos meses de dezembro e junho, nos valores de 0,93 kWh/m².dia e 0,23 kWh/m².dia respectivamente. Enquanto que em janeiro, fevereiro, março e outubro apresentam o menor coeficiente de variação, de 5%. O maior coeficiente de variação ocorreu em dezembro, com 14%. Os dados estão expostos na Tabela 6.

Tabela 6: Radiação solar média diária mensal, em kWh/m².dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de São Joaquim.

Mês	Média	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação
Janeiro	6,13	0,28	5%
Fevereiro	5,74	0,28	5%
Março	4,85	0,24	5%
Abril	4,03	0,24	6%
Maio	2,94	0,35	12%
Junho	3,15	0,23	7%

Julho	3,43	0,38	11%
Agosto	4,11	0,32	8%
Setembro	4,58	0,57	12%
Outubro	4,88	0,24	5%
Novembro	6,35	0,73	12%
Dezembro	6,56	0,93	14%
Anual	4,73	0,12	2%

Fonte: da Autora.

Em relação as estações do ano, como mostra a Figura 28, o verão e o inverno apresentaram a maior e menor amplitude nos dados respectivamente. A maior radiação solar média diária ocorreu no verão, no valor de 8,82 kWh/m².dia, enquanto a menor no inverno, no valor de 2,43 kWh/m².dia. Assim como nas outras localidades, a primavera apresentou maior desvio em 50% dos valores e o verão o menor.

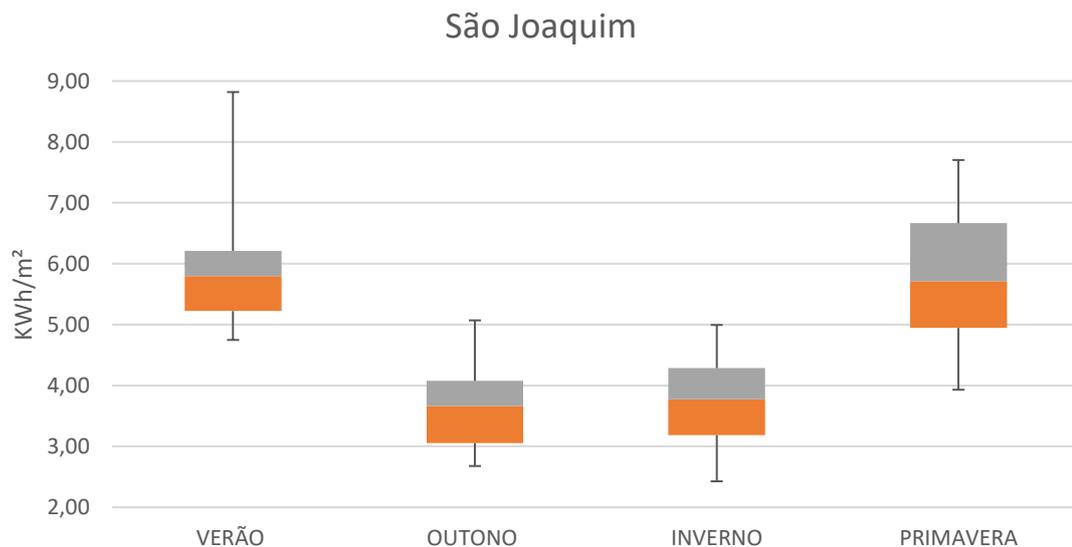


Figura 28: Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de São Joaquim.

Fonte: da Autora.

5.1.6. Lages

Em Lages, o maior desvio padrão foi de 0,95 kWh/m².dia no mês de dezembro, e o menor foi de 0,21 kWh/m².dia no mês de agosto. Em relação ao coeficiente de variação, o mês de dezembro apresentou o maior, de 16%, enquanto o menor foi de 5% no mês de janeiro. Os valores estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Radiação solar média diária mensal, em kWh/m².dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Lages.

Mês	Média	Desvio Padrão	Coefficiente de Variação
Janeiro	5,69	0,28	5%
Fevereiro	5,36	0,31	6%
Março	4,52	0,28	6%
Abril	3,83	0,29	7%
Mai	2,55	0,28	11%
Junho	2,78	0,25	9%
Julho	3,06	0,47	15%
Agosto	3,54	0,21	6%
Setembro	4,18	0,45	11%
Outubro	4,22	0,50	12%
Novembro	5,61	0,76	14%
Dezembro	5,88	0,95	16%
Anual	4,27	0,19	4%

Fonte: da Autora.

Conforme Figura 29, a estação do verão exibiu a maior amplitude do conjunto de dados, além de maior radiação solar média diária, de 8,25 kWh/m².dia. Ao passo que, no inverno houve a menor amplitude e menor radiação solar média diária medida, de 1,96 kWh/m².dia. O maior desvio em 50% dos valores ocorreu para a primavera decorrente da maior nebulosidade e, no verão, a menor, devido a lei dos cossenos.

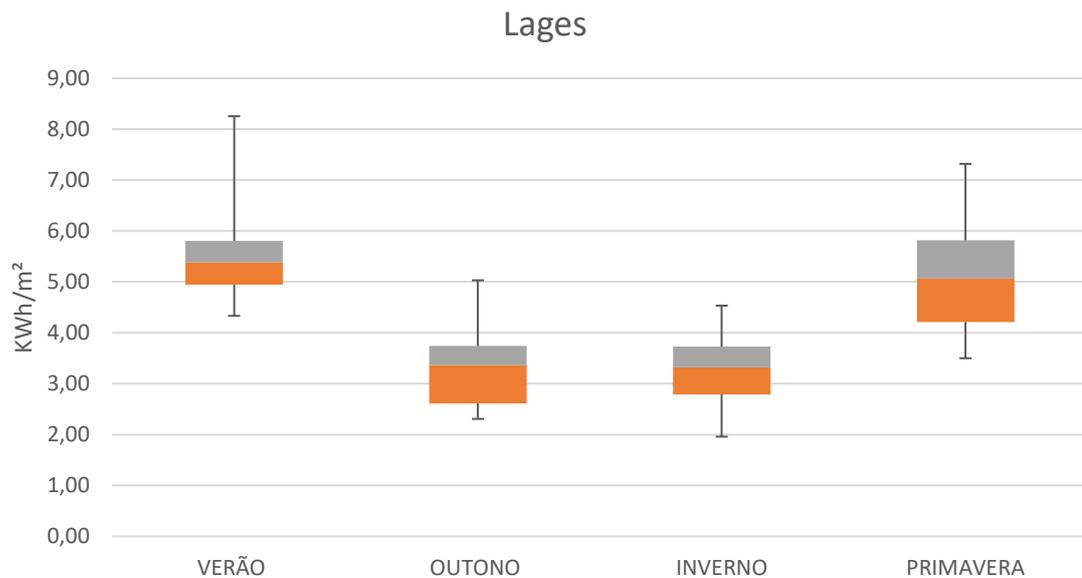


Figura 29: Radiação solar média diária correspondente as estações do ano para a cidade de Lages. Fonte: da Autora.

5.1.7. Bom Jardim da Serra

O mês de dezembro para Bom Jardim da Serra apresentou o maior desvio padrão, de 1,0 kWh/m².dia, enquanto no mês de março, o menor, de 0,16 kWh/m².dia. Em relação ao coeficiente de variabilidade, os meses de março e julho apresentaram o menor e o maior, no valor de 4% e 20% respectivamente. Os dados estão expostos na Tabela 8.

Tabela 8: Radiação solar média diária mensal, em kWh/m².dia, desvio padrão entre os anos de 2015 a 2019 e coeficiente de variação para a cidade de Bom Jardim da Serra.

Mês	Média	Desvio Padrão	Coeficiente de Variabilidade
Janeiro	5,00	0,42	8%
Fevereiro	4,32	0,21	5%
Março	3,96	0,16	4%
Abril	3,44	0,30	9%
Maio	2,43	0,18	7%
Junho	3,03	0,22	7%
Julho	3,18	0,64	20%
Agosto	3,95	0,24	6%
Setembro	4,42	0,74	17%
Outubro	4,40	0,34	8%
Novembro	5,47	0,67	12%
Dezembro	5,57	1,00	18%
Anual	4,10	0,43	10%

Fonte: da Autora.

De acordo com a Figura 30, o verão apresentou a maior amplitude entre os dados, enquanto o outono a menor. No verão, houve a maior radiação média diária, no valor de 7,88 kWh/m².dia, à medida que no outono houve a menor radiação média diária, com 2,23 kWh/m².dia. A estação com maior desvio em 50% dos dados corresponde a primavera e o outono, o menor.

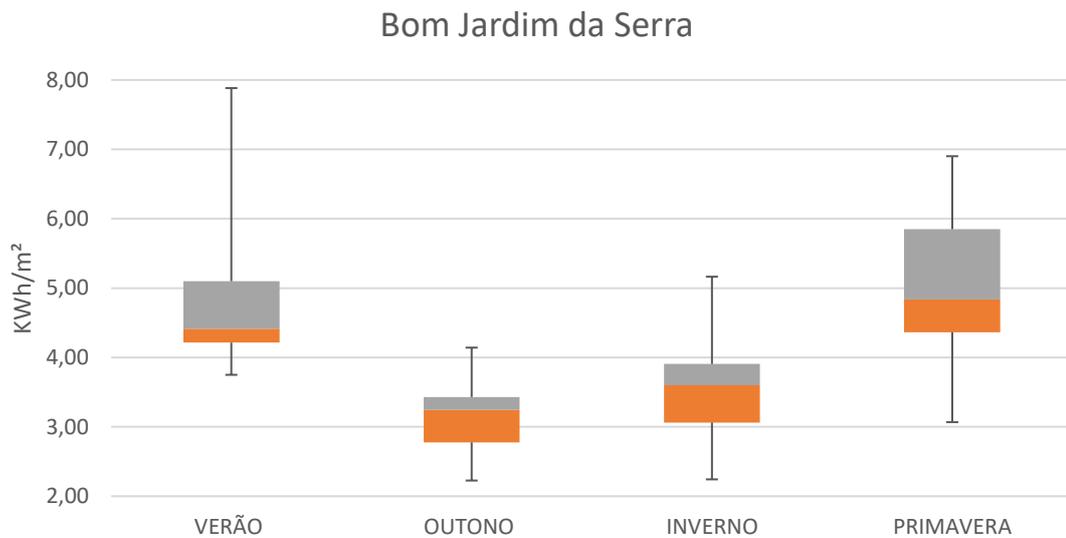


Figura 30: Radiação solar média diária correspondente às estações do ano para a cidade de Bom Jardim da Serra. Fonte: da Autora.

5.2. Variabilidade espacial e temporal

As cidades de Florianópolis, Laguna e Araranguá compõem a região litorânea; as cidades de Lages, São Joaquim e Bom Jardim da Serra compõem a região serrana, enquanto que a cidade de Urussanga, o limite entre as regiões. Conforme a Tabela 9, Laguna apresentou, entre as cidades litorâneas e serranas, a maior radiação solar média diária anual, no valor de 5,13 kWh/m².dia. Enquanto, a cidade de São Joaquim, exibiu a maior radiação média diária anual para a região serrana, de 4,73 kWh/m².dia. Sob esse aspecto, não houve significativa variabilidade da radiação solar média diária anual entre as duas regiões delimitadas.

Em relação ao desvio padrão, Laguna apresentou o maior entre o conjunto de dados, de 0,77 kWh/m².dia, ao passo que São Joaquim exibiu o menor, de 0,12 kWh/m².dia. O coeficiente de variabilidade obtido para Urussanga foi o maior, de 18%, enquanto que o obtido para São Joaquim, o menor, de 2%.

Tabela 9: Radiação solar média diária anual, desvio padrão e coeficiente de variabilidade para cada localidade.

Localidade	Média Anual	Desvio Padrão	Coefficiente de Variabilidade
Araranguá	4,24	0,36	9%
Laguna	5,13	0,77	15%
Florianópolis	4,22	0,18	4%
Urussanga	4,02	0,73	18%

São Joaquim	4,73	0,12	2%
Lages	4,27	0,19	4%
Bom Jardim da Serra	4,10	0,43	10%

Fonte: da Autora.

A Figura 31 representa o desvio padrão obtido entre os dados de 2015 a 2019 para os diferentes meses e suas respectivas cidades. Constata-se a recorrência de maior desvio padrão na cidade de Laguna, em que, no mês de dezembro a variabilidade de dados alcança a marca de 1,8 kWh/m².dia. Enquanto, no mês de junho em Araranguá, se obteve o menor da amostra, com desvio padrão de 0,07 kWh/m².dia. Além disso, o mês de dezembro correspondeu, para todas as cidades, a maior dispersão entre os dados. Entre os meses de setembro e dezembro houve a maiores valores de desvio padrão devido a estação do ano ser de grande instabilidade, como comentado anteriormente para a primavera.

De acordo com Varejão (2006), as alterações ocorridas na atmosfera como consequência da presença do oceano são de natureza puramente termodinâmica e causa anomalias significativas na distribuição da temperatura da superfície do mar, podendo promover alterações em relação a pressão atmosférica à superfície podem modificar significativamente a própria circulação geral da atmosfera e, além disso, transformando o fluxo vertical turbulento de vapor d'água, gerando mudanças na nebulosidade e no balanço de energia. Em decorrência disso, a estação meteorológica de Laguna situa-se próxima ao mar, influenciando no grande desvio padrão apresentado pela localidade.

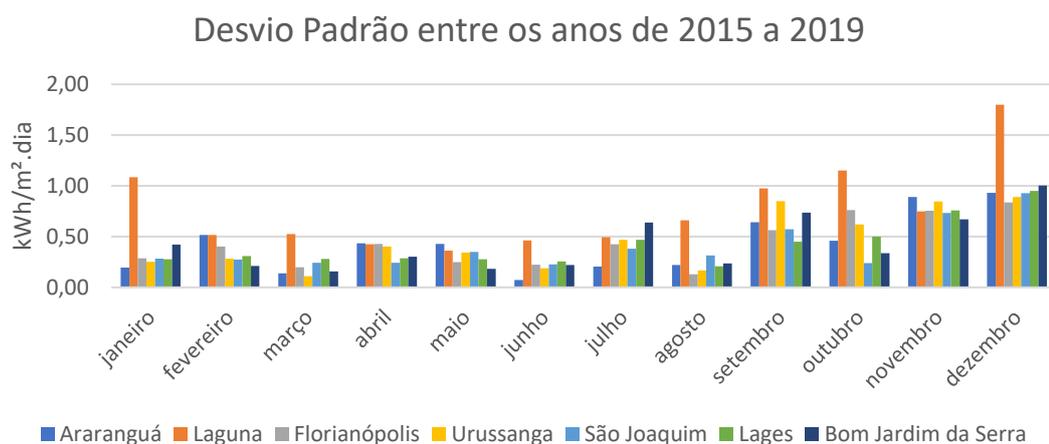


Figura 31: Desvio padrão mensal entre dados de 2015 a 2019 para cada localidade. Fonte: da Autora.

Conforme Figura 32, no mês de dezembro houve a maior dispersão entre os valores de radiação solar para a região litorânea e serrana. Em maio, para o litoral, se obteve a menor variabilidade entre os dados, enquanto, para a serra, isso ocorreu no mês de junho. É possível constatar que em todos os meses, com exceção do mês de julho, o litoral apresentou maior amplitude do conjunto de dados em relação a serra, sendo justificado pela influência do oceano em relação a circulação atmosférica, como descrito por Varejão (2006).

Com exceção do mês de julho, em todos os outros períodos, a região litorânea apresentou a radiação solar máxima do conjunto de dados. Sob esse aspecto, a diferença mais expressiva ocorreu no mês de dezembro, em que a região litorânea alcançou a marca de 9,70 kWh/m².dia, enquanto a região serrana 7,46 kWh/m².dia. Esse valor representa 77% em relação ao litoral. Em maio, para ambas as regiões, houve a menor radiação solar, sendo 2,24 kWh/m².dia e 2,23 kWh/m².dia para o litoral e serra respectivamente.

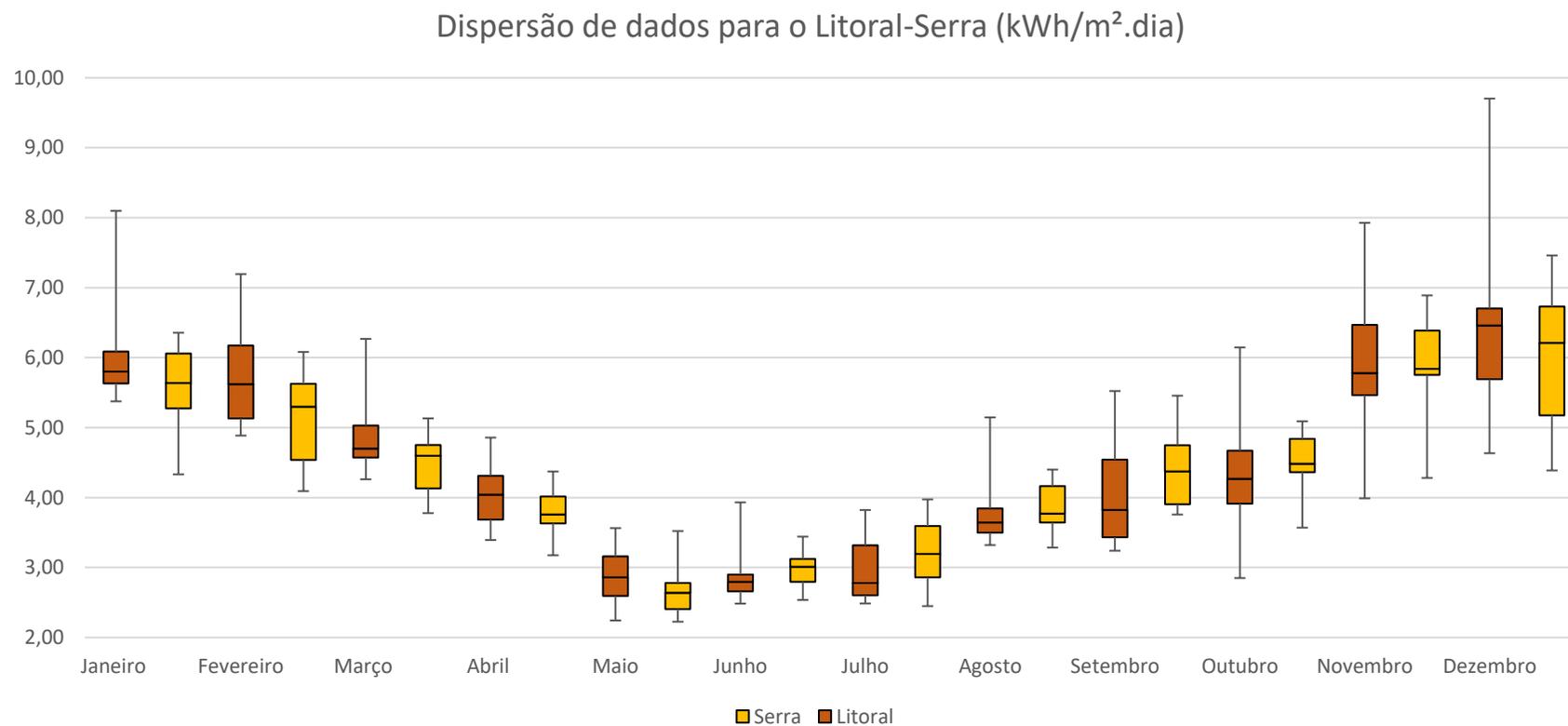


Figura 32: Dispersão dos dados para o período estudado comparando litoral e serra. Fonte: da Autora.

Sob o âmbito de radiação solar média diária mensal máxima e mínima obtidas, conforme Tabela 10, na região serrana a radiação solar máxima obtida para o período foi de pelo menos 77% da obtida para o litoral em relação ao respectivo mês. Para a radiação solar mínima obtida, a região litorânea, alcançou pelo menos 81% da serrana. Sendo que nos meses de junho, setembro, outubro e novembro, a região serrana apresentou radiação solar média maior que a região litorânea em pelo menos 2%.

Tabela 10: Variação percentual da radiação solar média diária mensal máxima e mínima na serra em relação ao litoral.

Mês	Máximo (Serra/Litoral)	Mínimo (Serra/Litoral)
Janeiro	78%	81%
Fevereiro	85%	84%
Março	82%	89%
Abril	90%	94%
Maio	99%	99%
Junho	88%	102%
Julho	104%	98%
Agosto	86%	99%
Setembro	99%	116%
Outubro	83%	125%
Novembro	87%	107%
Dezembro	77%	95%

Fonte: da Autora.

De acordo com a Tabela 11, entre os meses de junho a outubro, a região serrana apresentou médias mensais superiores ao litoral em pelo menos 3%, alcançando 9% no mês de setembro. Em fevereiro, houve a maior variação percentual da radiação solar média diária entre litoral e serra, em que a região litorânea exibiu 10% acima da região serrana. Em termos anuais, o litoral apresentou radiação solar média diária 3% acima da serra.

Tabela 11: Médias mensais da radiação solar diária para as regiões litorânea e serrana, além dos respectivos valores mensais de variação percentual.

Médias Mensais (kWh/m².dia)			
Mês	Litoral	Serra	Variação Percentual
Janeiro	6,00	5,61	7%
Fevereiro	5,73	5,14	10%
Março	4,86	4,48	8%
Abril	4,06	3,79	7%
Maio	2,87	2,66	8%

Junho	2,84	2,99	5%
Julho	2,97	3,21	8%
Agosto	3,74	3,86	3%
Setembro	4,02	4,39	9%
Outubro	4,33	4,51	4%
Novembro	5,87	5,83	1%
Dezembro	6,56	6,00	8%
Anual	4,49	4,37	3%

Fonte: da Autora.

5.3. Comparação com dados do LABREN

A partir dos dados de irradiação solar global horizontal para cada cidade disponibilizados pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN), se estabeleceu a diferença entre os valores obtidos como fonte o LABREN e daqueles com o INMET apresentados através da Figura 28 e da Figura 29. No cenário em que valores negativos são resultantes, a média mensal obtida entre os anos de 2015 a 2019 pelo INMET é superior àquelas obtidas através dos dados do LABREN. No cenário em que valores positivos são obtidos, a radiação solar para o período disponibilizado pelo INMET é inferior àquelas disponibilizados pelo LABREN.

Conforme Figura 33, ao considerar todos os meses do ano, os dados da cidade de Florianópolis representaram a menor variabilidade entre as duas fontes, ao passo que os dados de Laguna apresentaram a maior dispersão. No mês de janeiro, para a cidade de Florianópolis, a variação percentual foi de 0,5%, a menor da amostra. Em dezembro ocorreu a maior dispersão entre os dados das duas fontes consideradas, com um diferencial percentual de 25,3% na cidade de Laguna, isso é atribuído ao fato da estação do INMET estar localizada próxima ao oceano, sendo justificado anteriormente pela influência da proximidade ao mar com a circulação atmosférica, o que aumenta a variação da radiação solar ao longo do ano.

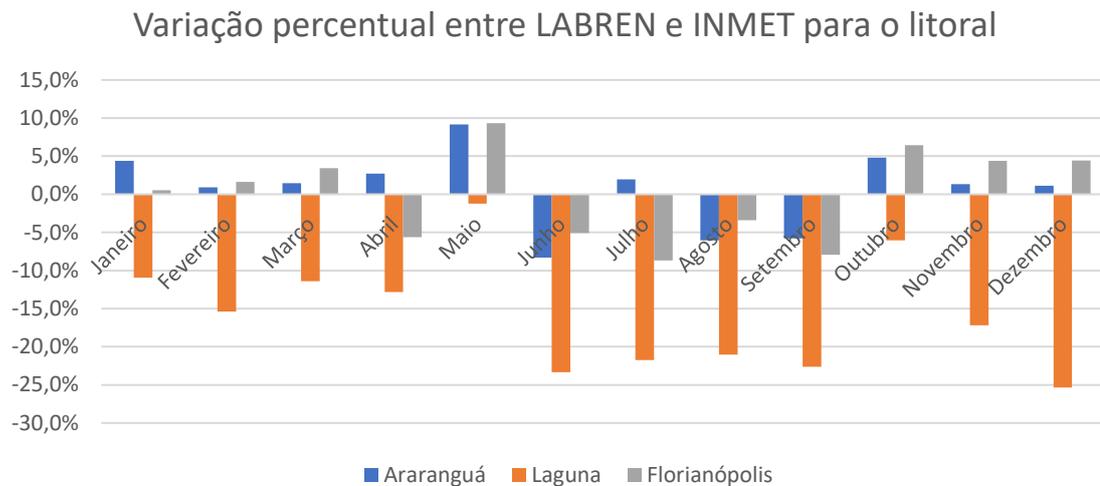


Figura 33: Variação percentual entre dados do LABREN e a média obtida a partir do INMET para a região litorânea. Fonte: da Autora.

Conforme Figura 34, a cidade de São Joaquim apresentou a maior variabilidade na comparação entre as duas fontes, enquanto a cidade de Lages, a menor. Além disso, no mês de junho, em São Joaquim, a diferença entre dados do LABREN e a média mensal do INMET alcançou 20,7%, a maior variação para o período. Em outubro, para São Joaquim, se obteve 0,1% de variação entre as fontes, a menor para o período.

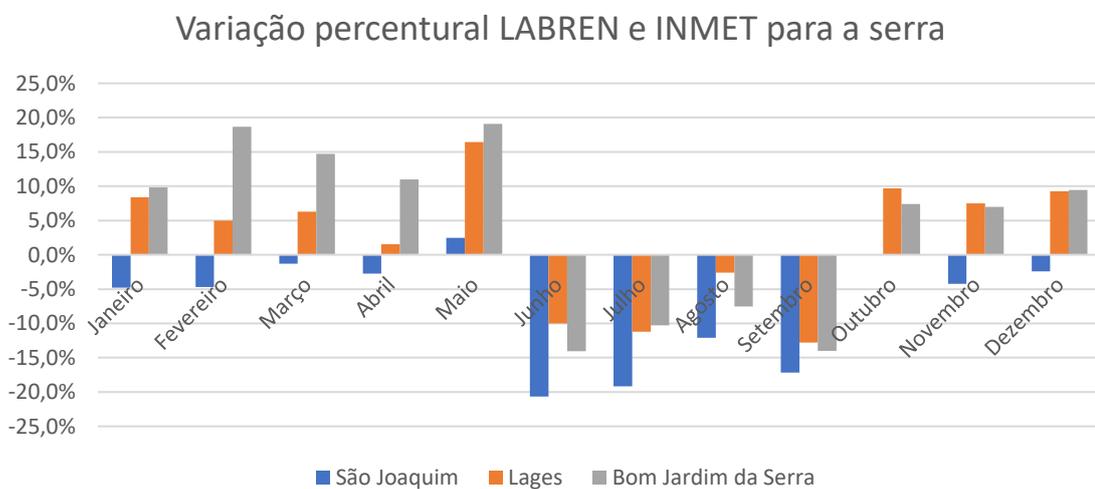


Figura 34: Variação percentual entre dados do LABREN e a média obtida a partir do INMET para a região serrana. Fonte: da Autora.

A média anual da radiação solar diária para cada localidade obtidas a partir das respectivas fontes está exposta na Tabela 12. Em desacordo com o INMET, a cidade de São Joaquim apresentou a maior média diária anual da radiação solar, enquanto que a cidade de

Urussanga a menor. Na cidade de Laguna, houve a maior variação percentual entre as duas fontes e em Florianópolis a menor, de 13,45% e 0,71% respectivamente.

Tabela 12: Comparação entre os dados do INMET e do LABREN da radiação solar média diária anual para cada localidade (kWh/m².dia).

Localidade	INMET	LABREN	Varição Percentual
Araranguá	4,24	4,29	1,20%
Laguna	5,13	4,44	13,45%
Florianópolis	4,22	4,25	0,71%
Urussanga	4,02	4,1	1,99%
São Joaquim	4,73	4,46	5,71%
Lages	4,27	4,44	3,98%
Bom Jardim da Serra	4,10	4,35	6,10%

Fonte: da Autora.

A Tabela 13 contém as médias anuais da radiação solar diária para cada região. Com isso, se constata que para o litoral, a média obtida a partir da base de dados do LABREN está 4% inferior em comparação ao INMET, enquanto que para a serra, a variação percentual é de 1% superior para o LABREN. Sob esse aspecto, se pode considerar que não há significativa variação entre os dados das duas fontes ao analisar as regiões. A variação percentual entre as fontes pode ser justificada pela diferença de instrumento de medição utilizado pelas fontes, em que, como discutido, possuem constantes de calibração e, conseqüente, diferentes precisões.

Tabela 13: Comparação entre os dados do INMET e do LABREN da radiação solar média diária anual para cada região (kWh/m².dia).

Região	INMET	LABREN	Varição Percentual
Litoral	4,53	4,33	4%
Serra	4,37	4,42	1%

Fonte: da Autora.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A estimativa da disponibilidade do recurso solar é a etapa primária para implementação de projetos que envolvam o aproveitamento desse recurso. A partir dos dados históricos medidos para Santa Catarina, através das estações meteorológicas do INMET e do INPE foi possível avaliar a variação temporal e espacial em uma região limitada entre o litoral e serra sul catarinense.

Considerando os cinco anos de dados, entre 2015 a 2019, dos dados disponibilizados pelo INMET, o mês de dezembro, para todas as localidades, foi o que apresentou maior desvio padrão e conseqüentemente, maior dispersão entre os anos. Além disso, esse mês exibiu, para todas as cidades, a maior radiação solar média diária mensal. Em relação as estações do ano, para as cidades de Laguna e Florianópolis, a primavera apresentou a maior variabilidade entre os dados, enquanto que para o restante das localidades, o verão exibiu a maior variação. Sobre a menor variabilidade dos dados, as estações em que exibiram foram inverno e outono.

Além de apresentar o maior desvio padrão, a cidade de Laguna exibiu o maior valor da radiação solar média diária anual, de 5,13 kWh/m².dia. Enquanto que em Urussanga, houve o menor valor de radiação solar média diária anual, de 4,02 kWh/m².dia. Em decorrência da variação percentual de 3%, não houve significativa diferença entre a média anual da radiação solar diária entre as regiões litorânea e serrana. Isso pode ser atribuído a proximidade das localidades, devido a pequena diferença entre os valores de latitude e longitude.

No mês de dezembro, a radiação solar máxima obtida ocorreu na região litorânea, com 9,70 kWh/m².dia, enquanto que a região serrana apresentou 77% desse valor. Com exceção do mês de julho, para todos os meses do ano, o litoral exibiu a maior radiação solar do estudo, sendo que a serra apresentou no mínimo 77% da radiação solar máxima para o mês respectivo ao litoral. Nos meses de junho, setembro, outubro e novembro a serra exibiu radiação solar superior ao litoral.

Sobre a comparação entre dados do LABREN e INMET, na cidade de Laguna houve a maior variação percentual alcançando, no mês de dezembro, 25,3% de diferença. Em outubro, para a cidade de São Joaquim, houve a menor variação percentual entre os dados das duas fontes, de 0,1%. A maior radiação solar média diária anual, de acordo com os dados do LABREN, ocorreu para a cidade de São Joaquim, enquanto Urussanga apresentou a menor radiação solar. A variação percentual da radiação solar média diária anual entre as duas fontes para o litoral foi de 4% e para a serra, de 1%.

Ao considerar a relação entre maiores valores de radiação solar que incide em uma localidade com potencial de aproveitamento de energia, os resultados obtidos ao decorrer deste trabalho é possível constatar que empreendimentos energéticos utilizando como fonte o recurso solar apresentarão melhores resultados aqueles situados, segundo dados do INMET, na região litorânea, mais especificamente na cidade de Laguna.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Boletim de Informações Gerenciais** 1º trimestre de 2019. Brasília: ANEEL, 2019.

BARRERA, Manuel Fernández. *Energía solar: electricidad fotovoltaica*. Editorial Liber Factory, 2010

BASTOS, João Luiz Dornelles; DUQUIA, Rodrigo Pereira. **Medidas de dispersão: os valores estão próximos entre si ou variam muito**. Scientia Medica, v. 17, n. 1, p. 40-44, 2007.

BEZERRA, Francisco Diniz. Caderno Setoria ETENE. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, ano 5, n.110, mar. 2020.

BOTELHO, Natália Oliveira dos Santos. **Contribuições do setor elétrico brasileiro para as emissões de gases de efeito estufa à luz das mudanças climáticas: uma análise do período 2005-2021**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

BRITO, Miguel C.; SILVA, José A. **Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade**. Lisboa, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2006

BÜHLER, Alexandre José; DOS SANTOS, Fernando Hoefling; GABE, Ivan Jorge. **Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Apresentado em Gramado.

CAMPOS, Filipe Rodrigues Nogueira; CHAVES, Gisele de Lorena Diniz. **O uso da dinâmica de sistemas para apoio ao planejamento elétrico brasileiro**. Revista Brasileira de Energia, v.25, n° 1, 1º trimestre de 2019.

CASTRO, Rui MG. **Introdução à energia fotovoltaica**. DEEC/Seção de Energia Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa. Instituto Superior Técnico, 2002.

COSTA FRAGAS, Erika Giulia; DOS SANTOS CORRÊA, Solange Rodrigues. **Acordos internacionais para o desenvolvimento com sustentabilidade**. Caribeña de Ciencias Sociales, n. abril, 2019.

CROTTI, Pâmela; RAMPINELLI, Giuliano. **Análise da variabilidade temporal e espacial da radiação solar uma zona de controle a partir de distintas fontes de dados solarimétricos.** In: 6º SICT-Sul-Simpósio de Integração Científica e Tecnológica do Sul Catarinense. 2017.

DA SILVA, Fernando Rodrigues et al. **Difusão da Inovação Tecnológico: Um Estudo Sobre a Difusão da Energia Elétrica Fotovoltaica no Brasil.** Revista Tecnologia, v. 40, n. 2, 2019.

DE ANDRADE, Andre Luiz Campos; MATTEI, Lauro Francisco. **O trinômio economia, energia e meio ambiente.** Revista Nexos Econômicos, v. 6, n. 1, p. 109-128, 2012.

DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE- Empresa. **Balço energético nacional: Relatório final, ano base 2019.** Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2020

DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE- Empresa. **Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050: nota técnica PR 04/18.** Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2018

DOS SANTOS, Dóris Macedo et al. **Variabilidade temporal da radiação solar e insolação no Município de Araguaína-TO.** Raega-O Espaço Geográfico em Análise, v. 18, 2009.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. *Solar energy thermal processes. University of Wisconsin-Madison, Solar Energy Laboratory, Madison, WI, 1974.*

FADIGAS, E. A. F. A. Energia solar fotovoltaica: **Fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica.** Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, p. 32, 2012.

GRASSI, Victor; DE SOUZA, Diego Luiz da Luz; NETO, João Mota. **Avaliação da incidência solar na região sul de Santa Catarina para implementação de sistema de geração termossolar.** In: 7º SICT-Sul-Simpósio de Integração Científica e Tecnológica do Sul Catarinense. 2018.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Indicadores de desenvolvimento sustentável: Brasil 2015 / IBGE,** Coordenação de Recursos Naturais e Estudos Ambientais [e] Coordenação de Geografia. – Rio de Janeiro : IBGE, 2015. 352p. – (Estudos e pesquisas. Informação geográfica, ISSN 1517-1450 ; n. 10)

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Geociência: Mapas estaduais. Disponível em <<https://www.ibge.gov.br/geociencias/cartas-e-mapas/mapas-estaduais.html>>. Acessado em: 15 de dezembro de 2020.

JÚNIOR, Orlando Moreira; SOUZA, Celso Correia de. **Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha**. Interações (Campo Grande), v. 21, n. 2, p. 379-387, 2020.

KIPP & ZONEN. 2017. Disponível em <<http://www.kippzonen.com/>>. Acessado em 24 outubro 2020.

LAMIGUEIRO, Oscar Perpiñán. **Energía solar fotovoltaica**. Creative Commons ebook, 2013

LIMA, Ariane A. et al. **Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia**. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 42, 2020.

MARQUES, Derivan Dutra et al. **Variação da radiação solar no estado do Amapá: estudo de caso em Macapá, Pacuí, Serra do Navio e Oiapoque no período de 2006 a 2008**. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 27, n. 2, p. 127-138, 2012.

MONTEIRO, Maurici Amantino. **Caracterização climática do estado de Santa Catarina: uma abordagem dos principais sistemas atmosféricos que atuam durante o ano**. Geosul, v. 16, n. 31, p. 69-78, 2001.

NETO, José Valladares et al. **Boxplot: um recurso gráfico para a análise e interpretação de dados quantitativos**. Revista Odontológica do Brasil Central, v. 26, n. 76, 2017.

OLIVEIRA, Kleber Carneiro de. **Avaliação da conversão da energia fotovoltaica em sistemas isolados**. 2007. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco.

ORBEGOZO, C.; ARIVILCA, Roberto. **Energía solar fotovoltaica. Manual técnico para instalaciones**, 2010.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2ª Edição Revisada e Ampliada**. São José dos Campos: INPE. 2017.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

PRESTES, Andréia Ferreira; BAZERRA, Fernanda Mendes; DE MELLO, Gilmar Ribeiro; DE CASTRO, Talita Egevardt. **Investimento em infraestrutura energética e o crescimento econômico brasileiro no período de 2003 a 2018**. Revista Brasileira de Energia, v.25, n° 2, 2° trimestre de 2019.

ROSSO, Andre Possamai et al. **Desenvolvimento de células e módulos de referência para medição da radiação solar**. 2019. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina.

ROVERSI, Karoline; RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Análise da variabilidade espacial da radiação solar no sul de Santa Catarina**. In: 7° SICT-Sul-Simpósio de Integração Científica e Tecnológica do Sul Catarinense. 2018.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Editora UFSC, 2004.

SCAPIM, Carlos Alberto; DE CARVALHO, Claudio Guilherme Portela; CRUZ, Cosme Damião. **Uma proposta de classificação dos coeficientes de variação para a cultura do milho**. Pesquisa Agropecuária Brasileira, v. 30, n. 5, p. 683-686, 1995.

SILVEIRA GALBIATTI, P. (2018). *Energía y cambio climático: impactos ambientales y sociales de las plantas hidroeléctricas y la diversificación de la matriz energética brasileña*. Opinión Jurídica, 17(33), 123-147.

TOLMASQUIM, Mauricio. **As origens da crise energética brasileira**. Ambiente & sociedade, n. 6-7, p. 179-183, 2000.

VALLÊRA, Antônio M.; BRITO, Miguel Centeno. **Meio século de história fotovoltaica**. Gazeta de Física, v. 1, n. 2, p. 17, 2006.

VAREJÃO, Mário Adelmo. **Meteorologia e climatologia**. Versão digital, v. 2, p. 463, 2006.

VILELA, Waldeir Amaral. **Estudo, desenvolvimento e caracterização de radiômetros para medidas da radiação solar**. São José dos Campos: INPE, 2010.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE A: RADIAÇÃO SOLAR MÉDIA DIÁRIA MENSAL PARA CADA LOCALIDADE

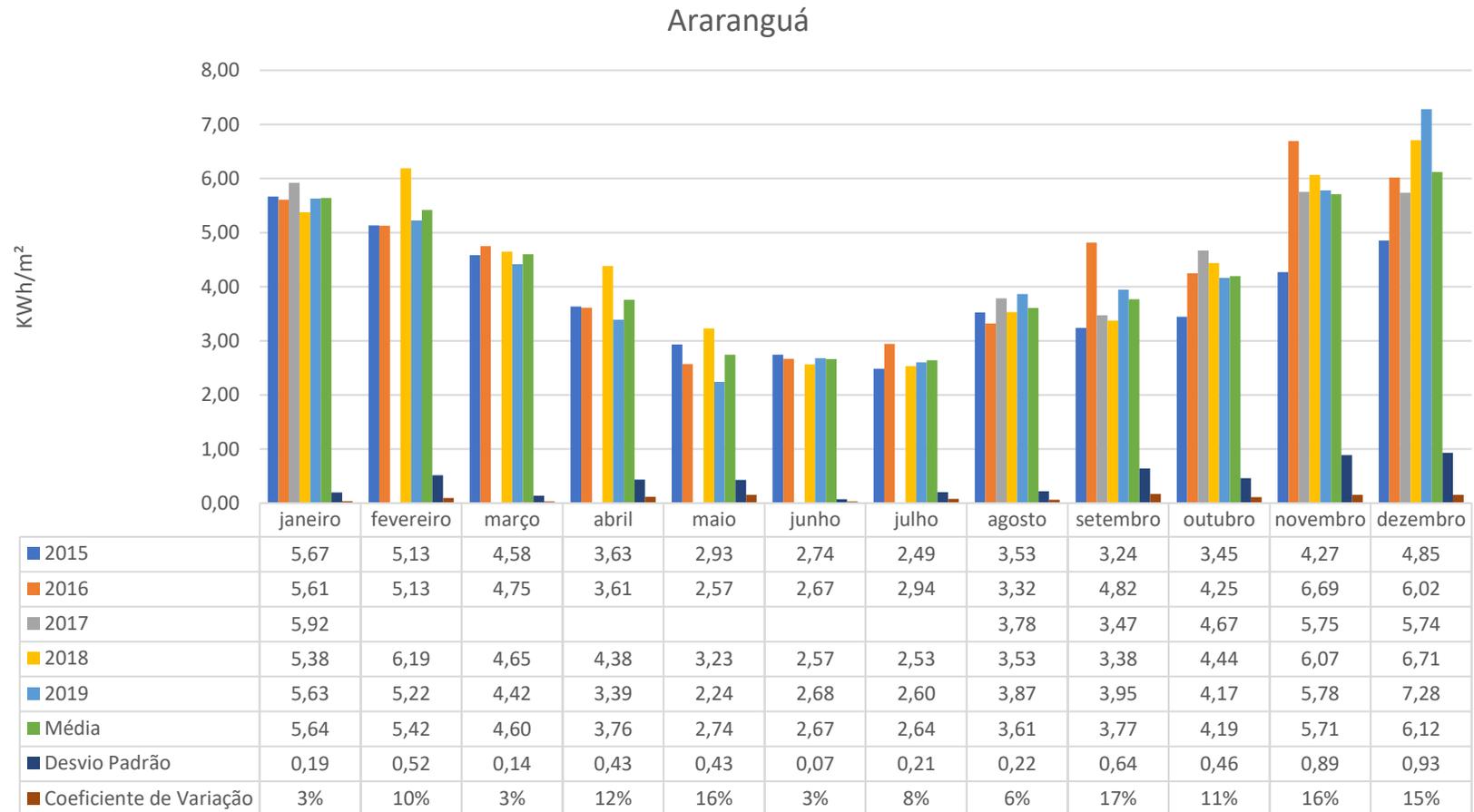


Figura 35: Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Araranguá. Fonte: da Autora.

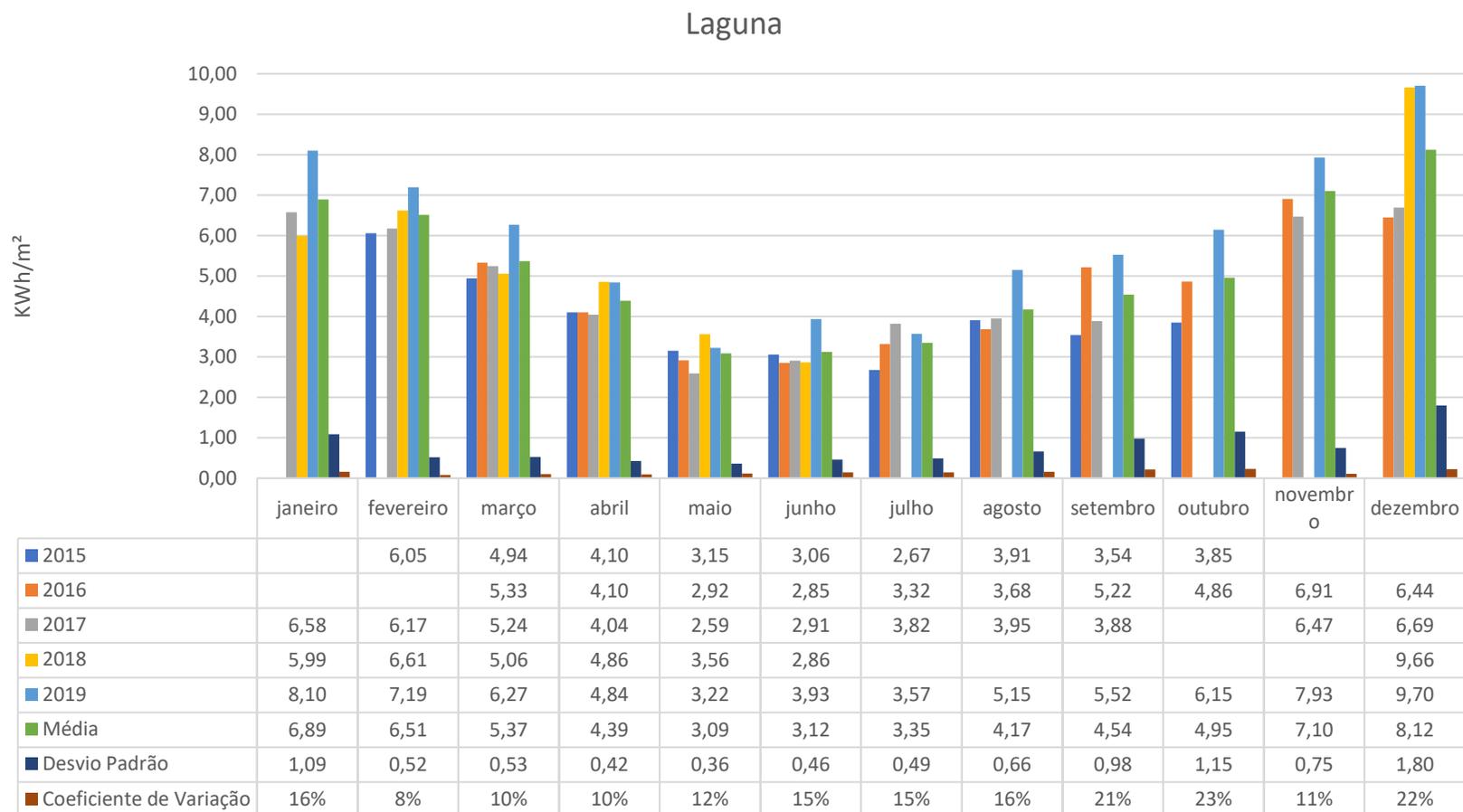


Figura 36: Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Laguna. Fonte: da Autora.

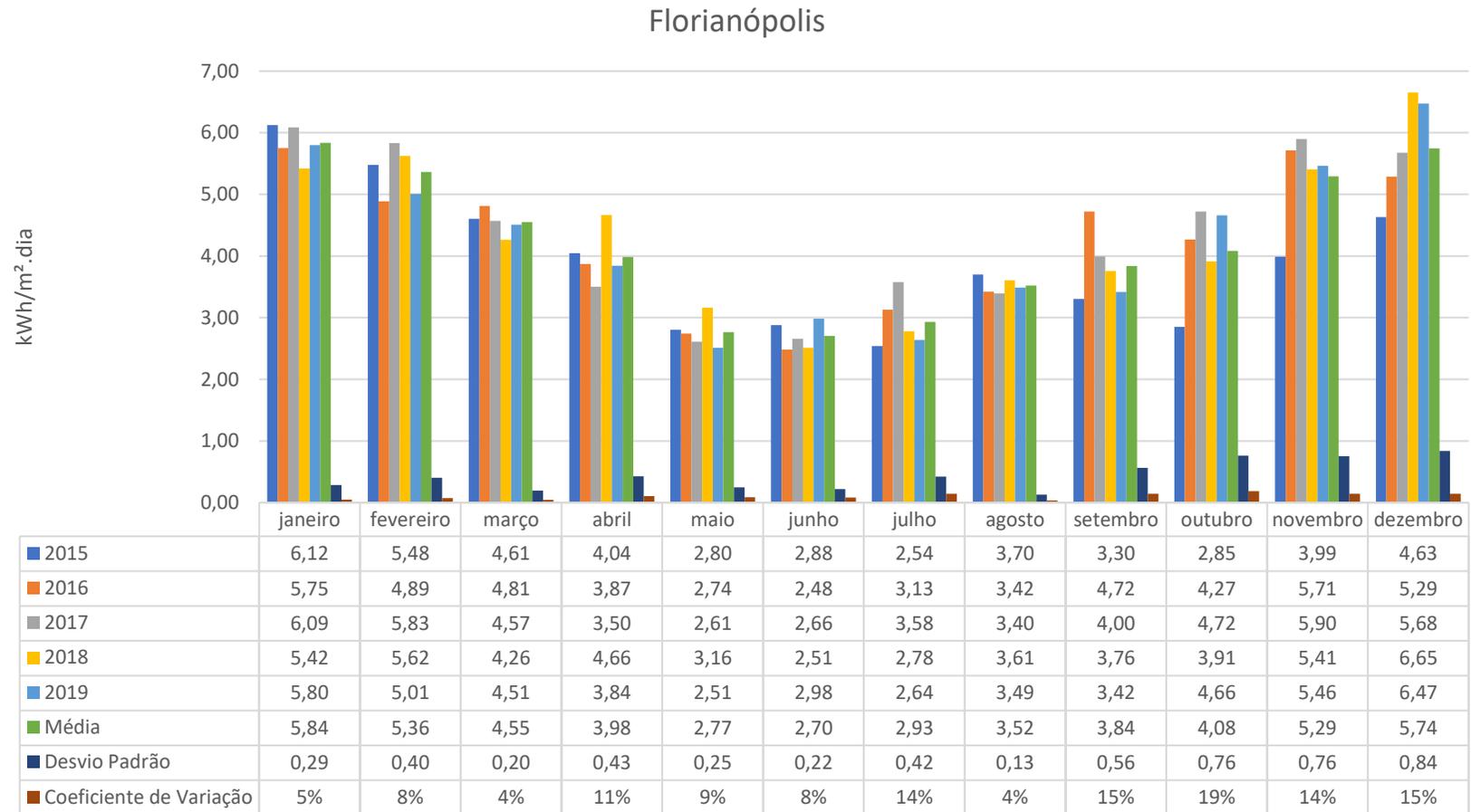


Figura 37: Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Florianópolis. Fonte: da Autora.

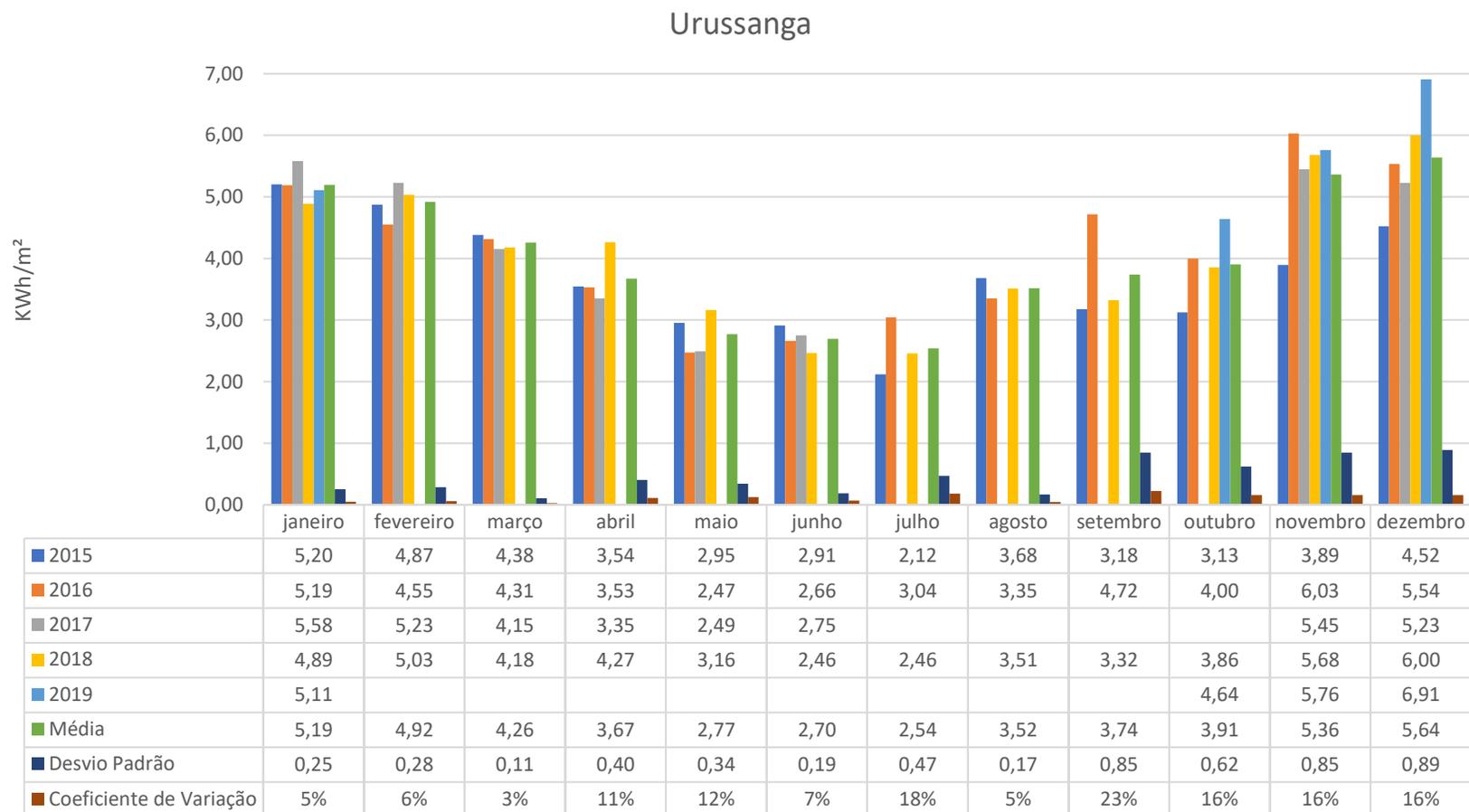


Figura 38: Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Urussanga. Fonte: da Autora.



Figura 39: Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade São Joaquim. Fonte: da Autora.

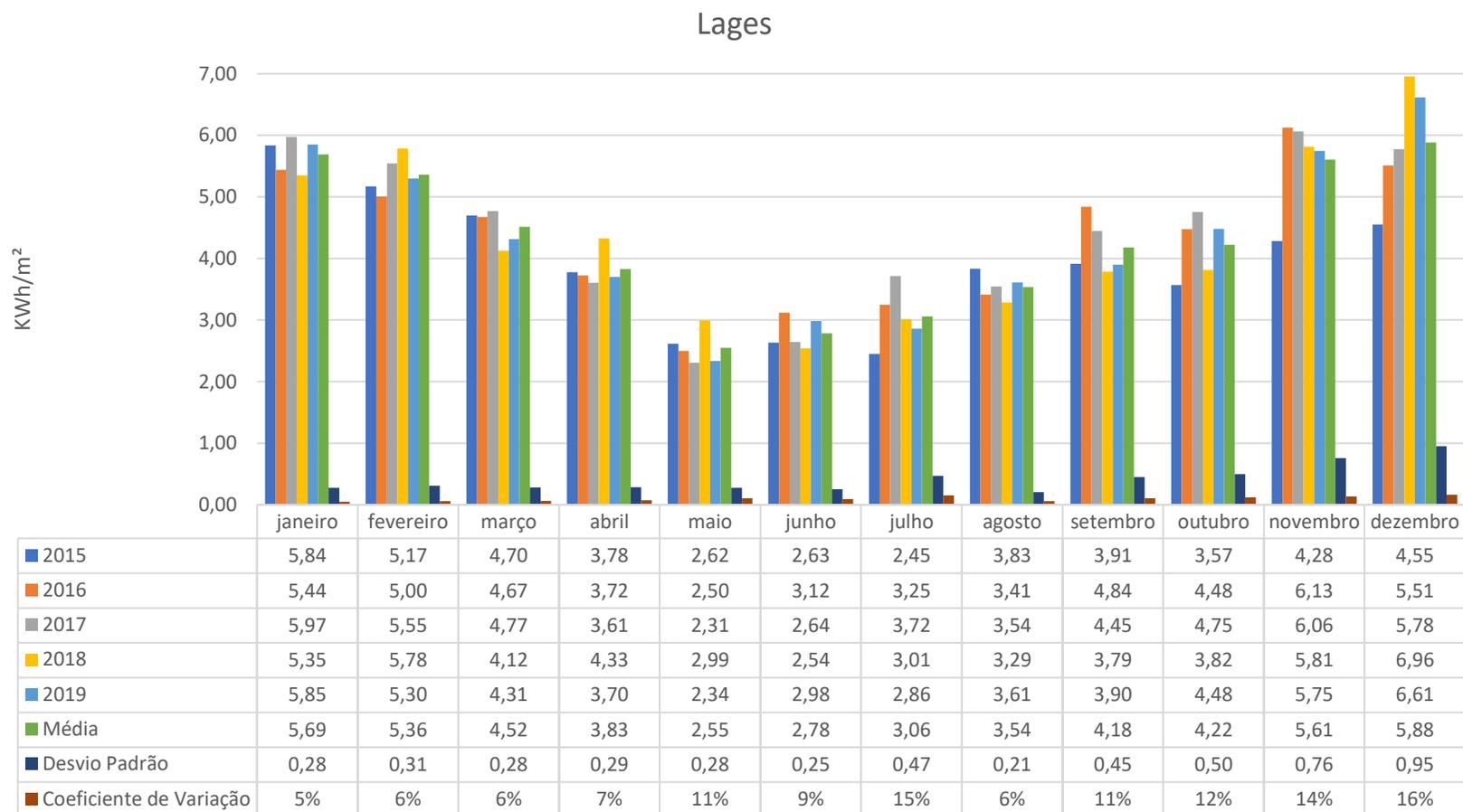


Figura 40: Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Lages. Fonte: da Autora.

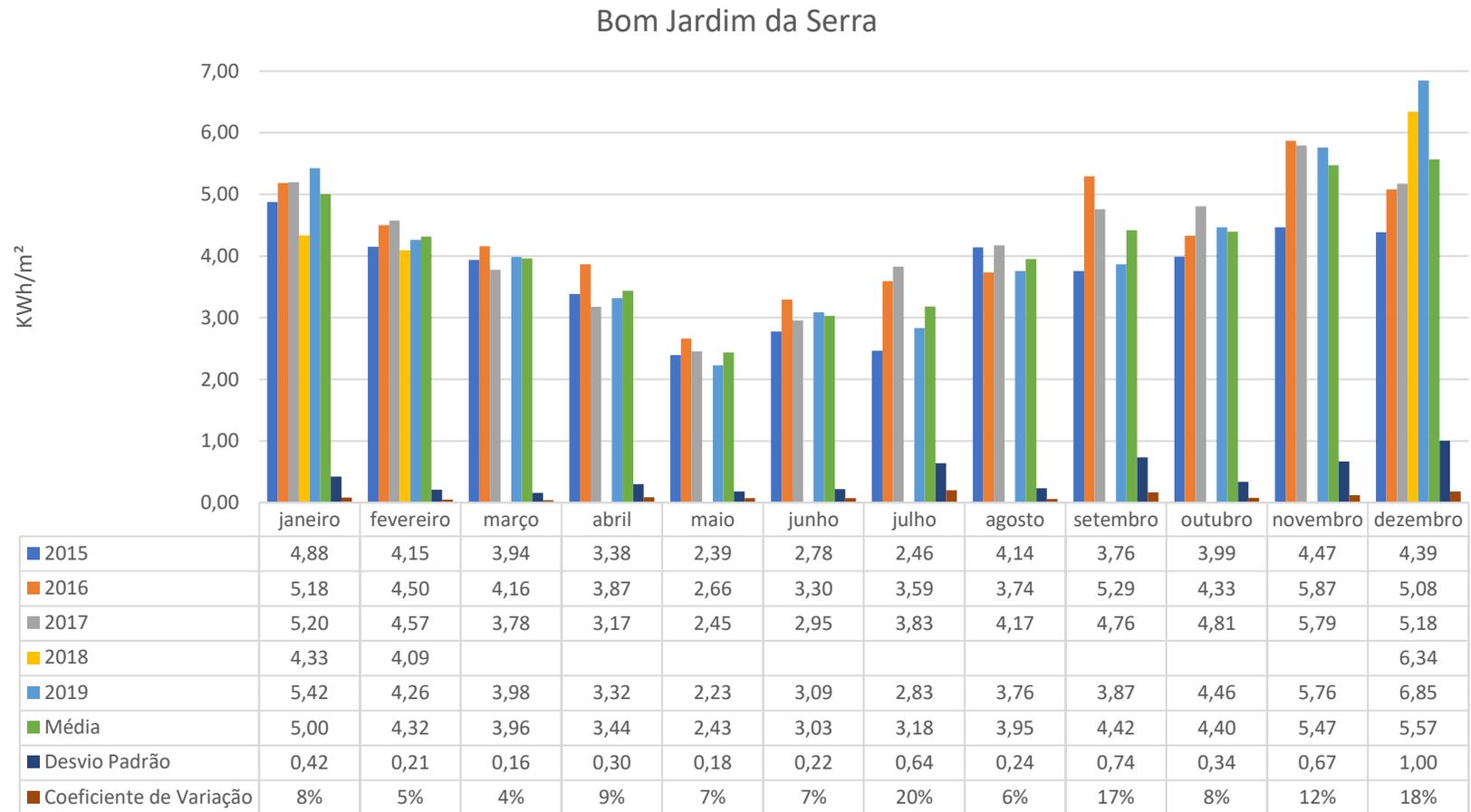


Figura 41: Radiação solar média diária mensal entre os anos de 2015 e 2019 e média para o período na cidade de Bom Jardim da Serra. Fonte: da Autora.