



**Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia**

**Mestrado em Engenharia da Energia Solar**

Dissertação

**Avaliação do recurso solar e do potencial de implementação  
de sistemas fotovoltaicos em Timor-Leste**

**Nelson Correia Belo Sarmiento**

Orientador(es) | Miguel Potes  
Paulo Canhoto

Évora 2025

---

---

---

---

---



**Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia**

**Mestrado em Engenharia da Energia Solar**

Dissertação

**Avaliação do recurso solar e do potencial de implementação  
de sistemas fotovoltaicos em Timor-Leste**

**Nelson Correia Belo Sarmiento**

Orientador(es) | Miguel Potes  
Paulo Canhoto

Évora 2025

---

---

---

---

---



A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências e Tecnologia:

Presidente | Isabel Malico (Universidade de Évora)

Vogais | Miguel Potes (Universidade de Évora) (Orientador)  
Vanda Salgueiro (Universidade de Évora) (Arguente)

## RESUMO

Esta dissertação apresenta a avaliação do recurso solar e do potencial de implementação de sistemas fotovoltaicos em Timor-Leste. Foram utilizados dados de reanálise dos modelos ERA5 e MERRA-2 (23 anos) e SOLCAST (16 anos). A comparação da irradiação global horizontal (GHI) entre modelos apresenta coeficientes de determinação ( $R^2$ ) entre 0,386 e 0,714, com um melhor desempenho entre ERA/SOLCAST. O impacto da cobertura de nuvens e da água precipitável na GHI tem uma melhor correlação para o MERRA-2 com um  $R^2$  de 0,747. A estimativa da geração fotovoltaica anual no território varia entre 1697 e 1744 kWh/kWp, sendo o fator de forma mais elevado nas áreas montanhosas, com um valor máximo de 0,682. A geração fotovoltaica é elevada nas regiões de Lautem, Baucau, Viqueque e Manatuto, com um potencial até 112,60 MWp. Em Dili, foram identificados seis edifícios com potencial de instalação painéis solares, com capacidades entre 111 até 892 kWp.

**Palavra-Chave:** *Radiação Solar, Recurso Solar, Avaliação e Mapeamento, Energia Fotovoltaica, Timor-Leste.*





## ABSTRACT

### **Assessment of the solar resource and the potential for implementing photovoltaic systems in Timor-Leste**

This work presents the evaluation of solar resource and the potential for implementing photovoltaic systems in Timor-Leste. Reanalysis data from the ERA5 and MERRA-2 (23 years) and SOLCAST (16 years) models was used. The comparison of the global horizontal irradiance (GHI) between models presents coefficients of determination ( $R^2$ ) between 0.386 and 0.714, with a better performance between ERA/SOLCAST. The impact of cloud cover and precipitable water on the GHI has a better correlation for MERRA-2 with an  $R^2$  of 0.747. The estimated annual photovoltaic generation in the territory varies between 1697 and 1744 kWh/kWp, with the highest fill factor in mountain areas, with a maximum value of 0,682. Photovoltaic generation is high in the regions of Lautem, Baucau, Viqueque and Manatuto, with potential of up to 112.60 MWp. In Dili, six buildings were identified with the potential to install solar panels, with capacities ranging from 111 to 892 kWp.

**Key-words:** *Solar Radiation, Solar Resource, Photovoltaic Energy, Assessment and Mapping, Timor-Leste.*



## **AGRADECIMENTO**

Agradeço a Deus pelo dom da vida, saúde, força e ânimo para elaborar esta dissertação até ao final.

Gostaria de expressar os meus mais sinceros agradecimentos ao Dr. Miguel Potes e ao Prof. Dr. Paulo Canhoto, cuja inestimável dedicação e incansável paciência foram essenciais ao longo de todo o processo de condução e acompanhamento deste trabalho até à sua conclusão. A vossa disponibilidade para partilhar os vossos vastos conhecimentos e aconselhar têm sido cruciais para a qualidade e rigor deste trabalho, e por isso expresso a minha mais profunda gratidão.

Gostaria de expressar a minha mais profunda gratidão ao Estado de Timor-Leste, que, através do Fundo de Desenvolvimento do Capital Humano, me concedeu o financiamento necessário para prosseguir os meus estudos em Portugal ao longo destes três anos.

Gostaria de expressar os meus mais profundos agradecimentos à minha família, em especial ao meu Pai, à memória da minha querida Mãe, e aos meus Irmãos, cujo apoio moral e psicológico inabalável foi fundamental ao longo destes três anos em Portugal.

Gostaria de manifestar os meus mais sinceros agradecimentos aos meus colegas de turma, aos colegas do contingente da bolsa, aos companheiros conterrâneos em Évora, bem como a todos aqueles que contribuíram com valiosas ajudas na recolha de dados para este trabalho.



# ÍNDICE

Lista de Figuras .....	xi
Lista de Tabelas .....	xix
Nomenclatura .....	xxi
1 Capítulo I: Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Motivação .....	3
1.3 Objetivos .....	3
1.4 Estrutura da dissertação .....	4
2 Capítulo II: Estado de Arte .....	5
2.1 Medição e modelação da radiação solar .....	5
2.1.1 Ângulos solares e hora solar .....	5
2.2 Irradiação Solar .....	8
2.2.1 Irradiação solar num plano horizontal no topo da atmosfera .....	9
2.2.2 Componentes da irradiância solar na superfície da Terra .....	10
2.2.3 Irradiância solar num plano inclinado à superfície da Terra (GTI)	10
2.2.4 Índices de transparência atmosférica .....	11
2.2.5 Métodos de separação da irradiância global .....	11
2.3 Dados de radiação solar .....	12
2.3.1 Dados de observação de superfície .....	12
2.3.2 Dados de reanálise de modelos de previsão numérica do tempo	15
2.3.3 Dados de satélite .....	16

2.4	Modelação de célula fotovoltaica .....	17
2.4.1	Modelo de circuito elétrico equivalente .....	17
2.4.2	Curva de característica .....	18
2.4.3	Estimativa simplificada da potência com correção de temperatura 20	
3	Capítulo III: Dados, materiais e tratamento .....	23
3.1	Dados de reanálise do modelo ERA5 .....	23
3.2	Dados de reanálise do modelo MERRA-2 .....	26
3.3	SOLCAST .....	28
3.4	Dados do modelo SOLARGIS.....	31
3.5	Tratamento de dados .....	34
3.6	Características do sistema fotovoltaico.....	35
4	Capítulo IV: Resultados e discussão .....	37
4.1	Comparação de modelos .....	37
4.1.1	GHI para condições de céu limpo .....	37
4.1.2	Irradiação global horizontal.....	39
4.2	Efeito da altitude na comparação entre modelos.....	42
4.2.1	Comparação SOLCAST/ ERA5 .....	43
4.2.2	Comparação SOLCAST/ MERRA-2 .....	45
4.2.3	Análise e discussão do efeito da altitude .....	46
4.3	Efeito da cobertura de nuvens e da água precipitável na comparação entre modelos.....	48
4.3.1.	Cobertura de nuvens .....	49
4.3.2.	Água precipitável .....	50

4.3.3.	Discussão sob efeito da cobertura de nuvens e da água precipitável na GHI a diversas altitudes.....	51
4.4.	Mapeamento do recurso solar .....	52
4.4.1.	Média mensal de GHI para condições de céu limpo .....	52
4.4.2.	Média mensal de GHI .....	56
4.4.3.	Médias anuais de GHI dos modelos ERA5 e MERRA-2 .....	60
4.5.	Comparação da GHI com o modelo SOLARGIS .....	63
4.6.	Mapeamento do potencial de produção de energia fotovoltaica.....	65
4.6.1.	Mapa do potencial de produção de energia fotovoltaica .....	65
4.7.	Identificação das zonas e locais mais favoráveis para a instalação de sistemas de energia solar fotovoltaica .....	69
4.7.1.	Uso do solo e infraestruturas .....	69
4.7.2.	Identificação dos locais mais favoráveis para a instalação de sistemas de energia solar fotovoltaica .....	71
5	Capítulo V: Conclusões e sugestões de trabalho futuro .....	85
5.1	Conclusões .....	85
5.2	Sugestões de trabalho futuro .....	87
	Referências .....	89
	Anexo A .....	97
1.	Comparação entre modelos e análise do efeito da altitude.....	97
1.1	Modelos SOLCAST e ERA5 .....	97
1.2	SOLCAST/ MERRA-2 .....	101
1.3	Efeito da fração de cobertura de nuvens em diferentes altitudes.....	104
1.4	Efeito da água precipitável em diferentes altitudes .....	106
	Anexo B .....	109



1.	Mapas das médias mensal de irradiação global horizontal para condições de céu limpo .....	109
2.	Mapas das médias mensais de irradiação global horizontal .....	117
3.	Dados Da velocidade do vento do modelo ERA5.....	126
4.	Dados de temperatura do ar do modelo ERA5.....	126

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. ....	17
Figura 2-2: Curva característica. ....	19
Figura 3-1: Grelha de pontos do modelo ERA5 (0,25° x 0,25°).....	25
Figura 3-2: Grelha de pontos do modelo MERRA-2 (0,5° x 0,625°).....	27
Figura 3-3: Esquema do modelo do produto SOLCAST para geração de dados de irradiação solar. ....	28
Figura 3-4: Localizações dos pontos do modelo Solcast. ....	30
Figura 3-5: Sítios de validação de Solargis. ....	32
Figura 4-1: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal para condições de céu limpo dos modelos ERA5 e MERRA-2. ....	37
Figura 4-2: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal para condições de céu limpo dos modelos ERA5 e SOLCAST. ....	38
Figura 4-3: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal para condições de céu limpo dos modelos MERRA-2 e SOLCAST.....	39
Figura 4-4: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal dos modelos ERA5 e MERRA-2. ....	40
Figura 4-5: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal entre os modelos SOLCAST e ERA5.....	41
Figura 4-6: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal entre os modelos SOLCAST e MERRA-2. ....	42
Figura 4-7: Orografia de Timor-Leste e locais seleccionados.....	43
Figura 4-8: Comparação da GHI par céu limpo entre os modelos SOLCAST e ERA5 no ponto B.....	44

Figura 4-9: Comparação da GHI entre os modelos SOLCAST e ERA5 no ponto D. ....	44
Figura 4-10: Comparação da GHI para céu limpo entre os modelos SOLCAST e MERRA2 no ponto B. ....	45
Figura 4-11: Comparação da GHI entre os modelos SOLCAST e MERRA2 no ponto B. ....	46
Figura 4-12: Média mensal da cobertura de nuvens dos modelos ERA5 e MERRA-2. ....	49
Figura 4-13: GHI e cobertura de nuvens de ERA5 e MERRA-2. ....	50
Figura 4-14: Gráficos de dispersão entre a GHI e a água precipitável dos modelos ERA5 e MERRA-2. ....	51
Figura 4-15: Mapas da média mensal de GHI para condições de céu limpo para os meses da estação das chuvas, de transição e seca. ....	55
Figura 4-16: Mapas da média mensal de GHI para os meses da estação das chuvas, de transição e seca. ....	59
Figura 4-17: Média anual de GHI para céu limpo do modelo ERA5. ....	61
Figura 4-18: Média anual de GHI para céu limpo do modelo MERRA-2. ....	61
Figura 4-19: Média anual de GHI do modelo ERA5. ....	62
Figura 4-20: Média anual de GHI do modelo MERRA-2. ....	63
Figura 4-21: Média anual de GHI do modelo SOLARGIS. ....	64
Figura 4-22: Média anual de GHI do modelo ERA5 recortado para-Timor. ....	64
Figura 4-23: Média anual de GHI do modelo MERRA-2 recortado para-Timor. ....	65
Figura 4-24: Produção anual de energia solar fotovoltaica estimada com base nos dados do modelo ERA5. ....	66

Figura 4-25: Produção anual de energia solar fotovoltaica fornecida pelo modelo SOLARGIS. ....	67
Figura 4-26: Energia fotovoltaica anual do ERA5 recortado para-Timor.....	67
Figura 4-27: Fator forma do sistema solar fotovoltaico considerado com base nos dados do modelo ERA5.....	68
Figura 4-28: Mapa do uso do solo em Timor-Leste.....	70
Figura 4-29: Classificação do solo e respetiva área em Timor-Leste. ....	70
Figura 4-30: Mapa das linhas elétricas da rede de distribuição. ....	71
Figura 4-31: Mapa das estradas nacionais e municipais. ....	71
Figura 4-32: Mapas de infraestrutura, orografia e de estimativa da produção de energia solar fotovoltaica no Município de Lautem. ....	73
Figura 4-33: Mapas de infraestrutura, orografia e de estimativa da produção de energia solar fotovoltaica no Município de Baucau. ....	75
Figura 4-34: Mapas de infraestrutura, orografia e de estimativa da produção de energia solar fotovoltaica no Município de Viqueque. ....	77
Figura 4-35: Mapas de infraestrutura, orografia e de estimativa da produção de energia solar fotovoltaica no Município de Manatuto. ....	79
Figura 4-36: Vista área e dos painéis no telhado e central fotovoltaica no município de Dili. ....	80
Figura 4-37: Ministério de Negócios Estrangeiros.....	81
Figura 4-38: Académia polícia comoro. ....	81
Figura 4-39: Edifício de Quartel Geral da Polícia Militar. ....	82
Figura 4-40: Ministério de Transportes e Telecomunicações.....	82
Figura 4-41: Direção Nacional dos Registos e do Notariado. ....	83

Figura 4-42: Escola Técnica Profissional Becora. ....	83
---	----

## *Anexo A*

Figura A 1: Média mensal e dispersão de GHI em condição de céu limpo entre SOLCAST e ERA5 para sítio A. ....	97
--	----

Figura A 2: Média mensal e dispersão de GHI entre os modelos SOLCAST e ERA5 para sítio A. ....	98
--	----

Figura A 3: Média mensal e dispersão de GHI entre os modelos SOLCAST e ERA5 para sítio B. ....	98
--	----

Figura A 4: Média mensal e dispersão de GHI em condição céu limpo entre os modelos SOLCAST e ERA5 para sítio C. ....	99
--	----

Figura A 5: Média mensal e dispersão de GHI entre SOLCAST e ERA5 para sítio C. ....	100
---	-----

Figura A 6: Média mensal e dispersão de GHI em condição de céu limpo entre SOLCAST e ERA5 para sítio D. ....	100
--	-----

Figura A 7: Média mensal e dispersão de GHI entre SOLCAST e ERA5 para sítio D. ....	101
---	-----

Figura A 8: Média mensal e dispersão de GHI sob céu limpo entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio A. ....	101
--	-----

Figura A 9: Média mensal e Dispersão de GHI entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio A. ....	102
--	-----

Figura A 10: Média mensal e dispersão de GHI sob céu limpo entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio C. ....	102
---	-----

Figura A 11: Média mensal e Dispersão de GHI entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio C. ....	103
---	-----

Figura A 12: Média mensal e dispersão de GHI sob céu limpo entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio D. ....	103
Figura A 13: Média mensal e dispersão de GHI entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio D. ....	104
Figura A 14: Gráficos de dispersão entre GHI e fração cobertura de nuvens do ERA5 e MERRA-2 no sítio A. ....	104
Figura A 15: Gráficos de dispersão entre GHI e fração cobertura de nuvens do ERA5 e MERRA-2 no sítio B. ....	105
Figura A 16: Gráficos de dispersão entre GHI e fração cobertura de nuvens do ERA5 e MERRA-2 no sítio C. ....	105
Figura A 17: Gráficos de dispersão entre GHI e fração cobertura de nuvens do ERA5 e MERRA-2 no sítio D. ....	106
Figura A 18: Gráficos de dispersão entre GHI e água precipitável do ERA5 e MERRA-2 no sítio A. ....	106
Figura A 19: Gráficos de dispersão entre GHI e água precipitável do ERA5 e MERRA-2 no sítio B. ....	107
Figura A 20: Gráficos de dispersão entre GHI e água precipitável do ERA5 e MERRA-2 no sítio C. ....	107
Figura A 21: Gráficos de dispersão entre GHI e água precipitável do ERA5 e MERRA-2 no sítio D. ....	108

## *Anexo B*

Figura B 1: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de fevereiro do modelo ERA5. ....	109
Figura B 2: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de fevereiro do MERRA-2. ....	110

Figura B 3: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de abril do ERA5.	110
Figura B 4: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de abril do MERRA-2.	111
Figura B 5: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de junho do ERA5.	111
Figura B 6: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de junho do MERRA-2.	112
Figura B 7: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de agosto do ERA5.	112
Figura B 8: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de agosto do MERRA-2.	113
Figura B 9: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de setembro do ERA5.	113
Figura B 10: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de setembro do MERRA-2.	114
Figura B 11: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de outubro do ERA5.	114
Figura B 12: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de outubro do MERRA-2.	115
Figura B 13: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de novembro do ERA5.	115
Figura B 14: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de novembro do MERRA-2.	116
Figura B 15: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de dezembro do ERA5.	116

Figura B 16: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de dezembro do MERRA-2. ....	117
Figura B 17: Mapa de GHI do mês de fevereiro do ERA5. ....	118
Figura B 18: Mapa de GHI do mês de fevereiro do MERRA-2.....	118
Figura B 19: Mapa de GHI do mês de abril do ERA5.....	119
Figura B 20:Mapa de GHI do mês de abril do MERRA-2.....	119
Figura B 21: Mapa de GHI do mês de junho do ERA5.....	120
Figura B 22: Mapa de GHI do mês de junho do MERRA-2.....	120
Figura B 23: Mapa de GHI do mês de agosto do ERA5.....	121
Figura B 24: Mapa de GHI do mês de agosto do MERRA-2.....	121
Figura B 25: Mapa de GHI do mês de setembro do ERA5. ....	122
Figura B 26: Mapa de GHI do mês de setembro do MERRA-2.....	122
Figura B 27: Mapa de GHI do mês de outubro do ERA5. ....	123
Figura B 28: Mapa de GHI do mês de outubro do MERRA-2. ....	123
Figura B 29: Mapa de GHI do mês de novembro do ERA5. ....	124
Figura B 30: Mapa de GHI do mês de novembro do MERRA-2.....	124
Figura B 31: Mapa de GHI do mês de dezembro do ERA5. ....	125
Figura B 32: Mapa de GHI do mês de dezembro do MERRA-2.....	125
Figura B 33: Média mensais da velocidade do vento do ERA5. ....	126
Figura B 34: Média mensais da temperatura do ar do ERA5.....	126





## LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1: Classificação do piranómetro. ....	12
Tabela 2-2: Classificação do pireliómetro. ....	13
Tabela 2-3: Critérios de qualidade dos dados de irradiância solar. ....	14
Tabela 3-1: Variáveis do ERA5 utilizadas no trabalho. ....	25
Tabela 3-2: Variáveis do modelo MERRA-2 utilizadas no trabalho.....	27
Tabela 3-3: Parâmetros dos painéis fotovoltaicos do modelo do Solargis. ....	33
Tabela 3-4: Parâmetros de simulação dos inversores do modelo do Solargis. 34	
Tabela 3-5: Parâmetros do painel utilizado para simulação.....	36
Tabela 4-1: Resumo da análise do efeito de altitude na comparação da irradiação global horizontal diária média mensal para diferentes pontos do território. ....	47
Tabela 4-2: Coeficientes de determinação entre a GHI a cobertura de nuvens e da água precipitável. ....	52
Tabela 4-3: Localização, distâncias às infraestruturas e declive dos sítios seleccionados no Município de Lautem. ....	73
Tabela 4-4: Localização, distâncias às infraestruturas e declive dos sítios seleccionados no Município de Baucau. ....	75
Tabela 4-5: Localização, distâncias às infraestruturas e declive dos sítios seleccionados no Município de Viqueque. ....	77
Tabela 4-6:Localização, distâncias às infraestruturas e declive dos sítios seleccionados no Município de Manatuto. ....	79



## NOMENCLATURA

$A$	Área ( $\text{m}^2$ )
$A$	Azimute ( $^\circ$ )
$d$	Número de dias do ano (-)
$D$	Acerto horário - hora de verão/inverno (h)
$DHI$	Irradiância ou irradiação difusa no plano horizontal ( $\text{W}/\text{m}^2$ ou $\text{kWh}/\text{m}^2$ )
$DNI$	Irradiância ou irradiação direta normal ( $\text{W}/\text{m}^2$ ou $\text{kWh}/\text{m}^2$ )
$E$	Fator de correção da excentricidade da órbita da terra (-)
$FF$	Fator forma
$ET$	Equação de Tempo (min)
$G_a$	Irradiância direta normal no topo da atmosfera ( $\text{W}/\text{m}^2$ )
$GHI$	Irradiância ou irradiação global no plano horizontal ( $\text{W}/\text{m}^2$ ou $\text{kWh}/\text{m}^2$ )
$GHI_o$	Irradiância ou irradiação global horizontal no topo da atmosfera ( $\text{W}/\text{m}^2$ )
$GTI$	Irradiância ou irradiação global no plano inclinado ( $\text{W}/\text{m}^2$ ou $\text{kWh}/\text{m}^2$ )
$H_{ns}$	Hora de nascer do sol (h)
$H_{ps}$	Hora de pôr do sol (h)
$I$	Corrente elétrica (A)
$I_{cc}$	Corrente de curto-circuito em condições standard - STC (A)
$I_d$	Corrente de diodo (A)
$I_f$	Corrente fotovoltaica (A)
$I_{max}$	Corrente máxima (A)

$I_0$	Corrente em saturação (A)
$K$	Constante de Boltzman (J/K) = $1,38 \times 10^{-23}$ J/K
$K_{diff}$	Índice de difusa (-)
$k_t$	Índice transparência ou índice de claridade (-)
$LST$	Hora local padrão (h)
$m$	Fator de idealidade (-)
$P$	Potência (W)
$P_{in}$	Potência interna (W)
$P_{max}$	Potência máxima (W)
$R_p$	Resistência em paralelo ( $\Omega$ )
$R_r$	Fator refletividade horizontal (-)
$R_s$	Resistência em série ( $\Omega$ )
$T$	Temperatura (K)
$TSA$	Tempo solar aparente (
$V$	Diferença de potencial (V)
$V_{max}$	Diferença de potencial máxima (V)
$Z$	ângulo solar zenital ( $^\circ$ )

#### *Letras gregas*

$\alpha$	Altura angular do Sol ( $^\circ$ )
$\beta$	Ângulo inclinação do painel
$\delta$	Declinação solar ( $^\circ$ )

$\theta_h$	Ângulo horário (°)
$\theta_i$	Ângulo de incidência (°)
$\theta_L$	Latitude (°)
$\eta$	Eficiência (-)
$\psi$	Azimute do painel fotovoltaico (°)

### *Acrónimos*

CAMS	<i>Copernicus Atmosphere Monitoring Service</i>
CFSR	<i>Climate Forecast System Reanalysis</i>
DHI	Irradiância ou irradiação difusa no plano horizontal
DNI	Irradiação ou irradiação direta normal
ECWMF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
EPSG	<i>Coordinate systems worldwide (EPSG/ESRI)</i>
GFS	<i>Global Forecast System</i>
GHI	Irradiância ou irradiação global no plano horizontal
IFS	<i>Integrated Forecast System</i>
MACC	<i>Monitoring Atmospheric Composition and Climate</i>
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
PNT	Previsão numérica de tempo
SSI	Irradiação solar na superfície



# **1 CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO**

## **1.1 Enquadramento**

A produção mundial de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis desde 1985 até 2023 foi 17 879 TWh, ou 60,65% do total, em comparação com 8914 TWh (30,24%) provenientes de fontes renováveis [1]. Por outro lado, o consumo global de energia elétrica desde 1974 até 2019 subiu para 4849 TWh nas empresas e serviços públicos, 6072 TWh nas habitações, 8699 TWh nas indústrias e 420 TWh nos transportes [2]. Os dados indicam um aumento da quantidade de energia elétrica consumida proveniente de fontes não renováveis. Devido à crescente procura do mercado, isto sugere um aumento da extração de recursos, bem como a volatilidade e oscilações no custo desses recursos, como o gás natural e o petróleo.

A queima do petróleo é responsável pela maior emissão de dióxido de carbono para a atmosfera. De acordo com [3], as emissões de dióxido de carbono estão a aumentar anualmente e atingiram 37,79 mil milhões de toneladas até 2023. Como é referido em [4], a emissão de dióxido de carbono para a atmosfera é a principal causa das questões ambientais, como as alterações climáticas. Segundo [5],[6], os políticos e os cientistas começaram a considerar as questões relacionadas com as alterações climáticas, a aumentar o conhecimento público destas questões e a tomar medidas para reduzir as emissões de dióxido de carbono.

Desta forma, deve-se diversificar e aproveitar os recursos naturais renováveis o máximo possível, incluindo o solar, o eólico e o hídrico como soluções práticas a longo prazo para a questão acima referida, bem como satisfazer a crescente procura mundial e garantir a resiliência energética. Como ilustração da diversificação até 2023, [7] apresenta o consumo mundial de energia proveniente de fontes renováveis, como a solar (4264 TWh), a eólica (6040 TWh) e a hidroelétrica (11 014 TWh).



No contexto de Timor-Leste, em 1999 os indonésios destruíram a capacidade de geração eletricidade e, após a independência, o governo abriu quatro centrais térmicas a fuelóleo de 130 MW, 120 MW, 17,30 MW e 2,7 MW em Betano, Hera, enclave de Oecússi e ilha de Ataúro[8],[9], respetivamente. Timor-Leste comprometeu-se a fornecer energia elétrica a todas as zonas do país até 2030, incluindo as zonas mais remotas, conforme estabelecido no plano de desenvolvimento estratégico nacional [10]. Neste momento, toda a eletricidade de Timor-Leste provém de combustíveis fósseis. Além disso, com a última entrada em funcionamento das centrais termoelétricas em 2019, a geração anual de eletricidade supera a necessidade anual de consumo. Os dados dos censos indicam que até 2022, a produção anual de eletricidade atingiu 501 894 MWh, enquanto o consumo anual atingiu 328 080 MWh [9], [11].

Segundo [10], o Plano Estratégico Nacional de Desenvolvimento enfatiza o valor das energias renováveis como a melhor opção, com uma contribuição potencial de até 450 MW, dos quais 22 MW são provenientes de energia solar fotovoltaica. Em 2021, o governo terá lançado um concurso para uma central de energia solar de 100 MW [12]. Neste momento, Timor tem uma central fotovoltaica em Díli, que fornece energia ao Departamento de Engenharia da Universidade Nacional em Hera. Existem também instalações em alguns telhados e coberturas de edifícios situados no município de Díli, juntamente com o edifício da empresa GOTA e o edifício do hotel Hilton Park em Fatuhada.

A radiação solar é a fonte de energia para a geração fotovoltaica, embora outros fatores meteorológicos e climáticos também tenham uma influência significativa na geração de energia através destes sistemas. Segundo [13], [14], a compreensão das características da distribuição espaço-temporal do recurso solar e da sua disponibilidade é necessária para o sucesso da execução de projetos fotovoltaicos. Para determinar as tecnologias solares mais adequadas e a conceção do projeto, é essencial caracterizar corretamente o recurso solar. Este processo também contribui para identificar a principal fonte de incerteza na estimativa de geração de energia da instalação solar, que tem um impacto

significativo nos termos de financiamento e nos retornos de investimento para a implantação de projetos de energia solar. Portanto, para construir adequadamente projetos de energia solar, é essencial realizar uma avaliação precisa deste recurso renovável.

## **1.2 Motivação**

Por todas as razões acima referidas, com este trabalho pretende-se focar na Avaliação do Recurso Solar e do Potencial de Implementação de Sistemas Fotovoltaicos em Timor-Leste. Com isto, espera-se poder contribuir para o reforço do plano estratégico de desenvolvimento nacional relativamente à implementação de sistemas de energia solar fotovoltaica para geração de eletricidade. Pretende-se também: i) contribuir para o planeamento de projetos de sistemas de geração de eletricidade a partir da captação e conversão da radiação solar em todo o território de Timor-Leste; ii) contribuir para a divulgação de informação sobre o recurso solar e a sua estimativa de modo a aumentar a sensibilização sobre o potencial de utilização da energia solar como uma fonte de energia limpa e renovável; e iii) fornecer um incentivo para que todos os níveis da sociedade adotem as melhores práticas e soluções aos desafios enfrentados na área da energia e das alterações climáticas.

## **1.3 Objetivos**

O trabalho desta dissertação tem como objetivo avaliar e mapear o recurso solar em Timor-Leste e estimar o potencial de implementação de sistemas fotovoltaicos nesse território. Os objetivos específicos desta dissertação são: i) analisar e comparar o recurso solar a partir de dados reanálise do ERA5 e MERRA-2 e do modelo SOLCAST; ii) investigar os impactos da fração da cobertura de nuvens, água precipitável e altitude na irradiação solar; iii) mapear o recurso solar no Território Nacional com base nos dados de reanálise do ERA5 e MERRA-2; iv) estimar a geração de energia de sistemas solares fotovoltaicos com base num modelo físico disponível na literatura; e v) avaliar o potencial de implementação de sistemas fotovoltaicos no território de Timor-Leste.

## **1.4 Estrutura da dissertação**

A dissertação está dividida em 5 capítulos: no Capítulo 1 de introdução está incluído o enquadramento, motivação, objetivos e a estrutura da dissertação. A modelação da radiação solar, a modelação e operação fotovoltaica e a base de dados da irradiação solar compõem o estado de arte apresentado no Capítulo 2. O Capítulo 3 apresenta os dados do ERA5, MERRA-2, SOLCAST e SOLARGIS usados, assim como o processamento de dados efetuado. Os resultados são apresentados no Capítulo 4 e incluem uma comparação dos modelos, testando os efeitos das nuvens, da água precipitável e da altitude, o mapeamento da radiação solar, comparando os mapas de radiação solar obtidos com o Solargis, o mapeamento da produção fotovoltaica estimada e a identificação dos locais ideais. No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e trabalhos futuros.

## 2 CAPÍTULO II: ESTADO DE ARTE

Existem três métodos atualmente mais utilizados para obter dados de irradiação solar na superfície terrestre (SSI), que são: (i) as observações de superfície; (ii) os métodos de reanálise que usam modelação numérica avançada da atmosfera e sistemas de assimilação de uma vasta fonte de dados; e (iii) a observação por satélite (deteção remota) [15]. Abaixo são apresentados os conteúdos como medição e modelação da radiação solar, irradiação solar, dados de irradiação solar e modelação célula fotovoltaica.

### 2.1 Medição e modelação da radiação solar

#### 2.1.1 Ângulos solares e hora solar

##### *Órbita da Terra*

A órbita da Terra em torno do Sol é uma elipse e, embora a excentricidade da órbita seja pequena [16], isso afeta a distância da Terra ao Sol ao longo do ano e, dessa forma, a irradiância no topo da atmosfera. O fator de correção da excentricidade da órbita da Terra é definido como Eq. (1)

$$E = \left(\frac{r_o}{r}\right)^2 \quad (1)$$

onde  $r$  é a distância entre Terra e o Sol e  $r_o$  é a distância média. A excentricidade da órbita pode ser modelada através da expressão da Eq. (2)

$$E = 1 + 0,033 \cos \left[ 2\pi \left( \frac{d}{365} \right) \right] \quad (2)$$

onde  $d$  é o número do dia do ano.

##### *Equação Tempo, Hora Solar Aparente e Hora Local*

A equação do tempo [16], [17] é definida pela seguinte expressão Eq.(3)

$$E_T = 9,87 \sin(2\alpha) - 7,53 \cos(\alpha) - 1,5 \cos(\alpha) \quad (3)$$

onde, por sua vez, parâmetro  $\alpha$  é definido por Eq. (4)

$$\alpha = (d - 81) \left( \frac{360}{365} \right) \quad (4)$$

A equação do tempo, em minutos, representa o tempo solar real que está diretamente relacionado com a posição do sol no céu. O tempo solar aparente (TSA) é definido pela Eq. (5).

$$TSA = LST + \frac{E_T}{60} \pm \frac{4(Long_{zona} - long_{local})}{60} - D \quad (5)$$

onde  $LST$  é o tempo local,  $Long_{zona}$  é a longitude do meridiano de referência de zona (fuso horário),  $Long_{local}$  é a longitude do local e  $D$  é o acerto horário (hora de verão / hora de inverno), caso exista no local.

### **Declinação Solar ( $\delta$ )**

A declinação solar é definida como o ângulo entre a linha imaginária entre o centro da Terra e o centro do Sol e a sua projeção no plano equatorial da Terra. É possível considerar a declinação aproximadamente constante ao longo do dia [16], [17], [18] e, por isso, calcular o seu valor em função apenas do dia do ano,  $d$ , através da Eq. (6)

$$\delta = 23,45 \sin \left( \frac{360}{365} (284 + d) \right) \quad (6)$$

A declinação solar varia entre  $23,45^\circ$  (solstício de verão)  $-23,45^\circ$  (solstício de inverno), sendo 0 nos equinócios no hemisfério norte.

### **Ângulo Horário ( $\theta_h$ )**

O ângulo horário é a medida angular da posição aparente de um corpo celeste, como o Sol, em relação ao meridiano local de um observador na superfície da

Terra, medido no plano do equador e é calculado a partir da Eq. (7) [16], [17], e [18].

$$\theta_h = (TSA - 12) \frac{360}{24} \quad (7)$$

### ***Ângulo Solar Zenital (Z) e altura angular do Sol ( $\alpha$ )***

O ângulo entre os raios solares e a vertical de um determinado local é designado por ângulo solar zenital (Z). O ângulo complementar deste é a altura angular do Sol ( $\alpha$ ). A expressão usada para calcular estes ângulos é apresentada na Eq. (8) [16], [17],[18].

$$\cos(Z) = \sin(\alpha) = \sin(\theta_L)\sin(\delta) + \cos(\theta_L)\cos(\delta)\cos(\theta_h) \quad (8)$$

Onde o  $\theta_L$  é a latitude do local.

### ***Horas de Nascer ( $H_{ns}$ ) e de Pôr do Sol ( $H_{ps}$ )***

Quando a altura angular do Sol é igual a zero (Sol na linha do horizonte), é possível calcular as horas do nascer e do pôr do Sol com recurso à Eq. (9) [16], [17],[18]:

$$H_{ps} = -H_{ns} = (1/15)\cos^{-1}[-\tan(\theta_L)\tan(\delta)] \quad (9)$$

### ***Ângulo Azimutal (A)***

Ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção sul (meridiano de referência) [16], [17], e é dado pela Eq. (10)

$$\cos(A) = \frac{\cos(\delta)\sin(\theta_L)\cos(\theta_h) - \sin(\delta)\cos(\theta_L)}{\sin(Z)} \quad (10)$$

### ***Ângulo de incidência da radiação direta numa superfície plana inclinada***

O ângulo de incidência ( $\theta_i$ ) é o ângulo entre os raios solares diretos e a direção normal à superfície [16], [17],[18]. Geralmente a sua equação é descrita como na Eq. (11):

$$\cos(\theta_i) = \cos(Z) \cos(\beta) + \sin(Z) \sin(\beta) \cos(A - \Psi) \quad (11)$$

onde  $\Psi$  é o azimute da superfície. No caso do hemisfério norte, o ângulo de incidência de uma superfície inclinada virada a sul [16], [17],[18] é dado pela Eq. (12):

$$\cos(\theta_i) = [\sin(\theta_l - \beta) \sin(\delta) + \cos(\theta_l - \beta) \cos(\delta) \cos(\theta_h)] \quad (12)$$

e, no hemisfério sul, o ângulo de incidência numa superfície inclinada virada a norte (caso de Timor) é dado pela Eq. (13).

$$\cos(\theta_i) = [\sin(\theta_l + \beta) \sin(\delta) + \cos(\theta_l + \beta) \cos(\delta) \cos(\theta_h)] \quad (13)$$

## 2.2 Irradiação Solar

A radiação vinda do Sol atravessa a atmosfera onde sofre processos de dispersão e absorção e atinge a superfície terrestre. Na superfície terrestre, a irradiância solar é normalmente medida num plano horizontal (componentes difusa e global), no plano normal (componente direta) ou ainda num plano inclinado. A irradiância num plano perpendicular aos raios solares no topo da atmosfera é conhecida como constante solar ( $G_o$ ) cujo valor médio é igual a  $1366,1 \text{ W/m}^2$ . A forma genérica de calcular a irradiância no topo da atmosfera para um determinado dia do ano numa superfície normal é dada pela Eq. (14) [16], [17],[18], [19].

$$I_0 = G_o E \quad (14)$$

em que  $E$  representa a variação adimensional da distância Terra-Sol.

### 2.2.1 Irradiação solar num plano horizontal no topo da atmosfera

De acordo com o movimento da Terra em relação ao Sol, a quantidade de energia que incide em uma área horizontal da superfície terrestre depende do ângulo solar zenital e é designada por irradiação global no plano horizontal (normalmente identificado pelo acrónimo GHI, do inglês Global Horizontal Irradiance) [16], [17], [19]. No caso de se considerar o topo da atmosfera, a GHI pode ser determinada através da Eq. (15).

$$GHI_o = G_o E \cos(Z) \quad (15)$$

ou, usando a Eq. (8), na seguinte forma

$$GHI_o = G_o E [\sin(\theta_L)\sin(\delta) + \cos(\theta_L)\cos(\delta)\cos(\theta_h)] \quad (16)$$

Para estimar a irradiação solar horária num plano horizontal no topo da atmosfera é utilizada a fórmula da Eq. (17):

$$GHI_o = \left(\frac{12}{\pi}\right) 3600 G_o E \left\{ \cos(\theta_L)\cos(\delta) [\sin(\theta_h) - \sin(\theta_{h_o})] + \left[\left(\frac{\pi}{180}\right)(\theta_h - \theta_{h_o})\right] \sin(\theta_L)\sin(\delta) \right\} \quad (17)$$

Note-se que esta equação só é válida para calcular irradiação durante o período de uma hora. O cálculo da irradiação solar diária num plano horizontal no topo da atmosfera é calculado da seguinte forma Eq. (18):

$$GHI_o = \left(\frac{24}{\pi}\right) 3600 G_o E \left[ \cos(\theta_L)\cos(\delta)\sin(\theta_h) + \left(\frac{\pi}{180}\right)(\theta_h)\sin(\theta_L)\sin(\delta) \right] \quad (18)$$



### 2.2.2 Componentes da irradiância solar na superfície da Terra

A irradiância solar global (GHI) que chega à superfície horizontal da terra é caracterizada em duas componentes, a irradiância direta normal e a irradiância difusa horizontal. A irradiância direta normal (DNI) é a que corresponde aos raios solares diretos. A irradiância difusa horizontal (DHI) é a irradiância que chega à superfície depois de ser dispersa na atmosfera devido à interação com partículas como molécula do ar, aerossóis e nuvens. Num plano horizontal a irradiação global pode ser definida como Eq. (19):

$$GHI = DNI \cos(Z) + DHI \quad (19)$$

### 2.2.3 Irradiância solar num plano inclinado à superfície da Terra (GTI)

A irradiância solar global num plano inclinado (normalmente identificada pelo acrónimo *GTI*, do inglês *Global Tilted Irradiance*) pode ser obtida a partir da expressão proposta por Hay e Davis Eq. (20), [17], [19], [20]:

$$GTI = DNI \cos(\theta_i) + DHI R_d + \rho GHI R_r \quad (20)$$

onde *DNI* é irradiância direta normal, *DHI* é a irradiância difusa no plano horizontal, *GHI* é a irradiância global no plano horizontal,  $\theta_i$  é o ângulo de incidência,  $R_d$  é o fator de transposição da difusa e  $R_r$  é o fator de transposição da componente refletida.

Para determinar o fator de transposição da componente difusa é assumido que a radiosidade difusa é uniforme em todos os pontos do céu e, portanto, podemos obter a sua equação a partir da aproximação de céu isotrópico dada por:

$$R_d = \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (21)$$

onde  $\beta$  é a inclinação da superfície em relação ao plano horizontal. Para o fator de transposição da componente refletida, é assumida uma reflexão isotrópica ideal, resultando na forma da Eq. (22).

$$R_r = \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (22)$$

#### 2.2.4 Índices de transparência atmosférica

O índice de claridade é a relação entre a irradiância global no plano horizontal à superfície da Terra e a correspondente irradiância no topo da atmosfera [16], [19], [21] e é dado por:

$$K_t = \frac{GHI}{GHI_o} \quad (23)$$

O índice de difusa ( $K_d$ ) é a relação entre irradiância difusa no plano horizontal e a irradiância global no plano horizontal, dado por:

$$K_d = \frac{DHI}{GHI} \quad (24)$$

#### 2.2.5 Métodos de separação da irradiância global

Tendo em conta a importância das componentes direta normal e difusa no plano horizontal ( $DNI$  e  $DHI$ , *respetivamente*) na análise de sistemas de energia solar, bem como o facto da irradiância global no plano horizontal ( $GHI$ ) ser, em muitos casos, a única variável medida, podemos utilizar métodos de separação já existentes na literatura para estimar as componentes difusa no plano horizontal e direta normal. Entre estes, temos por exemplo o método de separação proposto por Erbs dado pela seguinte expressão [22]:

$$K_d = \begin{cases} 1 - 0,09K_t & \text{se } K_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604K_t + 4,388K_t^2 - 16,638K_t^3 + 12,336K_t^4 & \text{se } 0,22 < K_t \leq 0,8 \\ 0,165 & \text{se } K_t > 0,8 \end{cases} \quad (25)$$

## 2.3 Dados de radiação solar

### 2.3.1 Dados de observação de superfície

As observações da irradiância solar à superfície incluem tipicamente a global no plano horizontal (GHI), a difusa no plano horizontal (DHI) e a direta normal (DNI). A medição da GHI e da DHI é efetuada com um sensor chamado piranómetro. O piranómetro é equipado com um dispositivo de sombreamento no caso da medição da componente difusa. De acordo com a norma ISO 9060:1980, um piranómetro é um radiómetro capaz de medir a irradiância na superfície plana do elemento sensor resultante dos fluxos radiativos num hemisfério e numa banda de comprimentos de onda entre 0,35 a 1,5  $\mu\text{m}$ . A classificação dos piranómetros é dividida em primeira e segunda classe conforme estabelecido na norma WMO 1996. Os parâmetros de classificação dos piranómetros são apresentados na tabela 2-1 [23],[24].

**Tabela 2-1: Classificação do piranómetro.**

Ref.	Especificação	Padrão secundário	Primeira classe	Segunda classe
1	Tempo de resposta	<15s	<30 s	< 60 s
2	Offset Zero			
	a) Resposta a 200 $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ radiação térmica líquida.	$\pm 7 \text{ Wm}^{-2}$	$\pm 15 \text{ Wm}^{-2}$	$\pm 30 \text{ Wm}^{-2}$
	b) Resposta a 5 $\text{K h}^{-1}$ de alteração na temperatura do ambiente	$\pm 2 \text{ Wm}^{-2}$	$\pm 4 \text{ Wm}^{-2}$	$\pm 8 \text{ Wm}^{-2}$
3a	Não-Estabilidade variação da percentagem na responsividade por ano	$\pm 0,8\%$	$\pm 1,5\%$	$\pm 3\%$
3b	Não-linearidade: Desvio percentual da responsividade a 500 $\text{Wm}^{-2}$ devido à alteração da irradiância entre 100 $\text{Wm}^{-2}$ e 1000 $\text{Wm}^{-2}$ .	$\pm 0,5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 3\%$
3c	Resposta direcional (para radiação de feixe): a gama de erros causados pela suposição de que a responsividade normal incidente é válida para todas as direções quando medidas de qualquer direção um feixe de radiação cuja irradiância de incidência normal é de 1000 $\text{Wm}^{-2}$ Espectral	$\pm 10 \text{ Wm}^{-2}$	$\pm 20 \text{ Wm}^{-2}$	$\pm 30 \text{ Wm}^{-2}$
3d	Seletividade espectral:	$\pm 3 \%$	$\pm 5 \%$	$\pm 10 \%$

	desvio percentual do produto da absorvância espectral e transmitância espectral da média correspondente dentro de $0,35 \mu m$ e $1,5 \mu m$			
3e	Resposta de temperatura: desvio percentual devido à alteração da temperatura ambiente dentro de um intervalo de 50 K	2%	8%	10%
3f	Resposta de inclinação: desvio percentual da responsividade a inclinação de $0^\circ$ (horizontal) devido a alteração de inclinação de $0^\circ$ a $90^\circ$ com irradiância de $1000 Wm^{-2}$	$\pm 0,5 \%$	$\pm 2 \%$	$\pm 5 \%$

Os piranómetros de alta precisão são geralmente equipados com um detetor térmico (termopilha) para, dependendo da diferença de temperatura entre uma pequena superfície exposta à radiação e o corpo do sensor, detectar o fluxo de radiação incidente na banda espectral do aparelho (espectro solar). O elemento sensor do piranómetro está encerrado numa cúpula de vidro que tem por objetivo proteger a termopilha dos elementos externos e da sujidade.

O pireliómetro é construído e operado para medir a irradiância num ângulo sólido específico com o eixo perpendicular à superfície plana do elemento sensor (termopilha). O ângulo de abertura típica dos pireliómetros pode variar entre  $5^\circ$  a  $6^\circ$  consoante o fabricante e o modelo. Tal como os piranómetros, os pireliómetros também podem ser classificados como de primeira ou segunda classe, em que a primeira classe é baseada em parâmetros como apresenta a tabela abaixo [23],[24]:

**Tabela 2-2: Classificação do pireliómetro.**

Ref.	Especificação	Padrão secundário	Primeira classe	Segunda classe
1	Tempo de resposta	$<15s$	$<20 s$	$< 30 s$
2	offset Zero Resposta a $5 K h^{-1}$ de alteração na temperatura do ambiente	$\pm 1 Wm^{-2}$	$\pm 3 Wm^{-2}$	$\pm 6 Wm^{-2}$
3a	Não-Estabilidade variação da percentagem na responsividade	$\pm 0,5\%$	$\pm 1\%$	$\pm 2\%$
3b	Não-linearidade: Desvio percentual da responsividade a $500 Wm^{-2}$ devido à alteração da irradiância entre $100 Wm^{-2}$ e $1000 Wm^{-2}$ .	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,5\%$	$\pm 2\%$
3d	Seletividade espectral: desvio percentual do produto da absorvância espectral	$\pm 0,5 \%$	$\pm 1 \%$	$\pm 5\%$

	e transmitância espectral da média correspondente dentro de $0,35 \mu\text{m}$ e $1,5 \mu\text{m}$ .			
3e	Resposta de temperatura: desvio percentual devido à alteração da temperatura ambiente dentro de um intervalo de 50 K	1%	2%	10%
3f	Resposta de inclinação: desvio percentual da responsividade em $0^\circ$ (horizontal) devido à mudança na inclinação de $0^\circ$ para $90^\circ$ a $1000 \text{ Wm}^{-2}$ irradiância	0,5%	0,5%	2%
4	Rastreabilidade: mantida por comparação periódica	padrão primário	padrão secundário ou superior	primeira classe ou melhor

A medição da irradiância direta normal (DNI) só é possível se o eixo do pireliómetro estiver alinhado com a direção do centro do disco solar, o que pode ser conseguido com um seguidor a dois eixos (sun tracker) do movimento aparente do Sol.

Para medir corretamente a irradiância solar, estes aparelhos devem ser calibrados de acordo com a norma ISO 9748:1993 e WMO 1996 para assegurar a rastreabilidade dos instrumentos em relação à referência mundial. As medições de irradiância solar são filtradas com base no guia da *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN). Esta norma exige a filtragem dos valores medidos de acordo com os critérios descritos na Tabela 2-3 [24],[25]:

**Tabela 2-3: Critérios de qualidade dos dados de irradiância solar.**

Critério	Variáveis	Mínimo ( $\text{W/m}^2$ )	Máximo ( $\text{W/m}^2$ )
Limites físicos	GHI	-4	$I_0 1,5 \cos(Z) + 100$
	DHI	-4	$I_0 0,9 \cos(Z) + 50$
	DNI	-4	$I_0 \cos(Z)$
Limites extremamente raros	GHI	-2	$I_0 1,2 \cos(Z) + 50$
	DHI	-2	$I_0 0,75 \cos(Z) + 30$
	DNI	-2	$I_0 0,95 \cos(Z) + 10$

Normalmente os dados medidos no terreno são mais confiáveis pois refletem as condições atmosféricas reais e o seu impacto no recurso de radiação solar específica do local. Como resultado, a utilização de dados experimentais medidos à superfície proporciona um dimensionamento mais preciso de sistemas de energia solar, o que otimiza a eficiência desses sistemas e a produção de energia. No entanto, por outro lado, em termos de capital de investimento e de recursos materiais e humanos, é mais difícil instalar e manter muitas estações de medição em vários locais dispersos devido aos elevados custos. Em particular, em áreas remotas onde os locais de observação são escassos, as medições locais de superfície são insuficientes para caracterizar o recurso solar [26].

### **2.3.2 Dados de reanálise de modelos de previsão numérica do tempo**

Ao contrário das observações no solo, a irradiação solar na superfície também pode ser obtida através de previsão numérica de tempo (PNT). Conforme [27], PNT é um método usado para estimar numericamente as condições atmosféricas futuras com base em modelos matemáticos. Isto requer uma descrição realista da circulação atmosférica que consiste em várias equações matemáticas independentes que podem ser resolvidas por métodos analíticos ou numéricos conhecidos. Os movimentos atmosféricos são representados pelos princípios de conservação de momento, massa e energia.

As equações matemáticas em PNT são diferenciais parciais não lineares, portanto a solução é um método de aproximação de derivadas por diferenças finitas. As aproximações são realizadas em grelhas discretas em quatro dimensões (três dimensão para o espaço e uma para o tempo) e a sua resolução pode ser feita em cada ponto ou em conjunto de pontos da grelha. Dentro da grelha, as coordenadas horizontais são representadas pelos pontos de grelha em mínima distância ou em métodos espectrais. Cada coordenada vertical requer um delineamento adequado para a estrutura da atmosfera. Existem diversas abordagens para as coordenadas verticais, entre eles são coordenadas baseadas em pressão e altura, pressão da superfície terrestre, pressão ao nível

médio do mar e coordenada híbrida. A PNT normalmente é realizada em modelo global e de área limitada. Os modelos globais solucionam equações para todo o planeta, enquanto o modelo de área limitada é focado em locais específicos e fornece previsões de curto alcance com maior resolução temporal espacial e requer condições de fronteira para integração no tempo.

Os dados de previsão numérica de tempo, especificamente reanálise são amplamente utilizados. A Sua maior limitação reside em erros nos modelos em simular ou prever quantidades de nuvens. Consequentemente, a qualidade dos produtos de irradiação solar à superfície, especialmente os produtos de alta resolução espacial e temporal, são altamente questionáveis e têm de ser analisados com muita atenção.

### **2.3.3 Dados de satélite**

A radiação solar à superfície também pode ser estimada a partir de dados de detecção remota por satélite. Os satélites oferecem ferramentas de observação e medição que permitem compreender os fenômenos meteorológicos, incluindo os processos da transferência radiativa. No caso da radiação solar, os sensores a bordo de um satélite meteorológico conseguem detetar a radiação de pequeno comprimento de onda que atravessa a atmosfera e que interage com os vários constituintes atmosféricos, como sejam as nuvens, aerossóis e vapor de água ou gelo, assim como o albedo da superfície. A irradiação solar à superfície é estimada através de métodos estatísticos ou modelos físicos empíricos e semi-empíricos. Atualmente há sete satélites meteorológicos que realizam esta medição, como Himawari-8, Insat-3c, Meteosat-IOD, Meteosat-MSG, GOES-13, GOES-14 e GOES-15. As bases de dados de irradiação na superfície derivados das medições de satélite de acesso aberto são fornecidas por várias instituições para fins de investigação e comerciais. Os fornecedores comerciais incluem Meteotest, Reuniwatt, SoDa-Transvalor, Solargis, SolarAnywhere, Solcast, Vaisala e Vortex [21], [26], [28].

## 2.4 Modelação de célula fotovoltaica

### 2.4.1 Modelo de circuito elétrico equivalente

Um módulo fotovoltaico consiste em várias células solares fotovoltaicas ligadas em série e paralelo. As células solares mais comuns são fabricadas com materiais semicondutores (silício) tratadas especialmente para formar um campo elétrico numa junção do tipo p-n. Normalmente a célula solar é representada por um circuito elétrico equivalente, com por exemplo o modelo de um díodo e duas resistências como representado na Figura 2-1 [17], [29]:

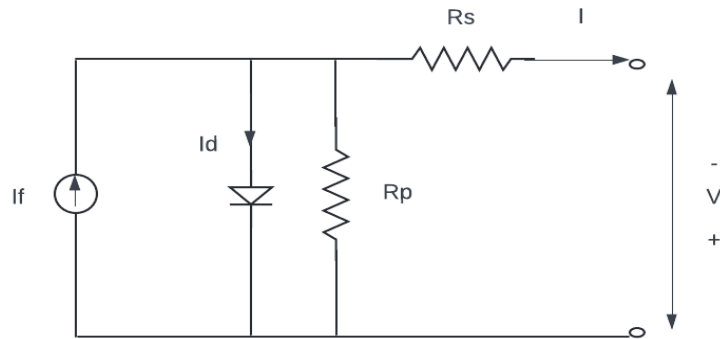


Figura 2-1: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

O modelo do circuito elétrico inclui a fonte de corrente fotoelétrica ( $I_f$ ), a corrente no díodo ( $I_d$ ), resistência em série ( $R_s$ ), resistência interna do díodo ( $R_p$ ) e a diferença de potencial aos terminais da célula ( $V$ ). A corrente total ( $I$ ) é a diferença entre a corrente fotoelétrica e corrente no díodo Eq (26), podendo ser determinada de acordo com a expressão da Eq. (27) [17], [29].

$$I = I_f - I_d \quad (26)$$

$$I = I_f - I_o \left( \left( \exp \frac{e(V+IR_s)}{mkT} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (27)$$

onde  $I_o$  é a corrente de saturação (A),  $e$  é a carga elétrica ( $1,602 \times 10^{-19}$  J/V),  $T$  é a temperatura da célula (K),  $V$  é a diferença de potencial (volt),  $k$  é a constante de Boltzmann ( $1,381 \times 10^{-23}$  J/K) e  $m$  é o fator idealidade de díodo (ideal  $m = 1$  e



real  $m < 1$ ). Devido à dissipação interna de potência ser baixa, podemos ignorar a existência da resistência em série e paralelo do diodo, portanto, a corrente total pode expressa pela Eq. (28):

$$I = I_f - I_o \left( \exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right) \quad (28)$$

#### 2.4.2 Curva de característica

Na operação de um módulo fotovoltaico, o painel apresenta uma resposta típica conhecida como curva característica I-V. A corrente elétrica da célula fotovoltaica depende da diferença potencial externa aplicada, da irradiação solar e da temperatura da célula. Quando a célula fotovoltaica está em curto-circuito a corrente será máxima ( $I_{cc}$ ). Quando a célula fotovoltaica está em circuito aberto a voltagem está no nível máximo ( $V_{CA}$ ) e a corrente será zero. Para ambas as condições a potência é zero. A potência máxima possível extrair da célula é apresentada pela Eq. (29) [17], [29]:

$$P_{max} = VI = V[I_f - I_o \left( \exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right)] \quad (29)$$

Por outro lado, a potência máxima também pode ser obtida a partir de  $dP/dV = 0$ , portanto a potência máxima também pode ser dada pela Eq. (30):

$$P_{max} = V_{max}I_{max} \quad (30)$$

Na Figura 2-2 está representada a curva característica I-V típica de uma célula fotovoltaica.

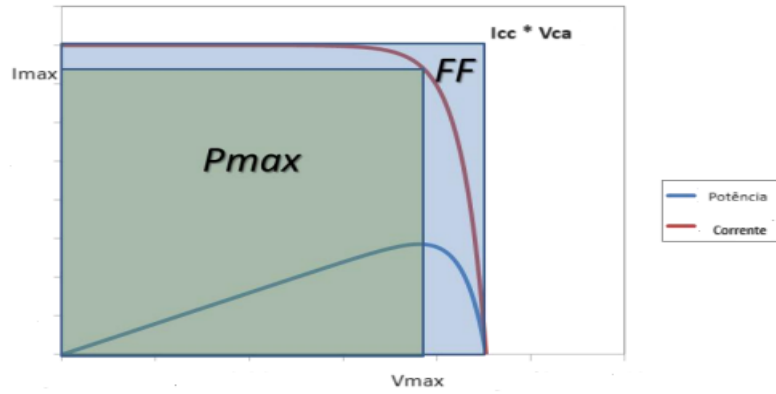


Figura 2-2: Curva característica.

Nas condições de teste padrão das células – STC, do inglês *standard test condition*, a potência máxima é designada como Potência de Pico ( $P_{mpp}$ ). Além disso, como mostra o gráfico da Figura 2-2, podemos calcular um fator forma (FF) definido na Eq. (31):

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc}V_{ca}} \quad (31)$$

Um outro parâmetro importante das células fotovoltaicas é a sua eficiência ( $\eta$ ), a qual é definida como a razão entre a potência de gerada ( $P_{max}$ ) e a potência da radiação solar incidente ( $P_{in}$ ). A expressão para calcular a eficiência pode ser escrita como na Eq. (32):

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{max}V_{max}}{AG} \quad (32)$$

Por outro lado, a potência máxima gerada por uma célula fotovoltaica depende da irradiância incidente e da sua temperatura. O aumento da temperatura e a diminuição de irradiação incidente leva a que potência máxima decresça. A expressão que descreve a influência destes fatores é dada pela Eq. (33).

$$P_{max} = \left[ \left\{ I_{cc}^* \left( \alpha_{cc}(T - T^*) + \left( \frac{G}{G^*} \right) \right) \right\} (V_{ca}^* + \beta_{ca}(T - T^*)) \right] FF \quad (33)$$

Em que  $\alpha_{cc}$  é a coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito e  $\beta_{ca}$  é a coeficiente de temperatura da diferença de potencial em circuito aberto.

### 2.4.3 Estimativa simplificada da potência com correção de temperatura

Além de calcular a potência de saída de um módulo fotovoltaico através da modelação do circuito equivalente, também é possível usar modelos simplificados para estimar a potência incluindo o efeito da variação da irradiância incidente e da temperatura. Este modelo simplificado é utilizado neste estudo para modelar a potência de saída dos módulos fotovoltaicos. A expressão para o cálculo da potência de acordo com o modelo simplificado usado é dada pela Eq. (34) [30]:

$$P_e = \eta_{stc} A S M (1 + \alpha_{pmax} (T_{mod} - T_{modstc})) \quad (34)$$

onde  $\eta_{stc}$  é a eficiência do módulo para condições *STC*,  $A$  é a área do módulo fotovoltaico,  $\alpha_{pmax}$  coeficiente de temperatura para potência máxima do módulo e  $T_{modstc}$  é a temperatura do módulo em *STC*. O parâmetro  $S$  é a irradiação incidente, e que pode ser calculado de acordo com a Eq. (35):

$$S = DNI \cos \theta_b K_{\theta_b} + (GTI - DNI \cos \theta_b) K_{\theta_d} \quad (35)$$

onde DNI e GTI são a irradiância direta normal e a irradiância no plano inclinado, respetivamente,  $\theta_b$  é o ângulo de incidência da componente direta e  $\theta_d$  é ângulo equivalente de incidência da componente difusa, dado pela Eq. (36) [31]:

$$\theta_d = 59.7 - 0.1388\beta + 0.001497\beta^2 \quad (36)$$

O modificador de ângulo  $K_\theta$  é determinado, tanto para a componente direta como para a difusa, de acordo com a definição da Eq. (37) [31]:

$$K_\theta = \frac{\tau(\theta)}{\tau(0)} \quad (37)$$

em que  $\tau(\theta)$  é a transmitância para um ângulo incidência  $\theta$  e  $\tau(0)$  é a transmitância para incidência normal. A transmitância pode ser descrita de acordo com a Eq. (38) [32]:

$$\tau(\theta) = e^{-\left(\frac{K_g L_g}{\cos(\theta_r)}\right)} \left[ 1 - 0,5 \left( \frac{\text{sen}^2(\theta_r - \theta)}{\text{sen}^2(\theta_r + \theta)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta)}{\tan^2(\theta_r + \theta)} \right) \right] \quad (38)$$

$$\tau(0) = e^{-(K_g L_g)} \left[ 1 - \left( \frac{1-n}{1+n} \right)^2 \right] \quad (39)$$

O ângulo  $\theta_r$  é ângulo de refração e é determinado pela Lei de Snell através da Eq. (40):

$$\theta_r = \sin^{-1} \left( \frac{\text{sen}(\theta)}{n} \right) \quad (40)$$

O parâmetro  $M$  é designado por modificador de massa de ar e é dado pela Eq. (41) [30]:

$$M = \sum_0^4 \alpha_i (AM)^i \quad (41)$$

onde  $AM$  é a masa de ar dada pela Eq. (42) [31]:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0,5057(96,080 - \theta_z)^{-1,634}} \quad (42)$$

Os coeficientes  $\alpha_i$  são valores tabelados para a correlação apresentada na Eq. (41) e podem ser consultados em [30]. A temperatura  $T_{mod}$  na Eq. (34) é a temperatura do módulo aqui depende das condições ambientais e de funcionamento do módulo. Neste trabalho, foi utilizado o modelo empírico desenvolvido por *Mattei* para estimar esta temperatura, de acordo com a Eq. (43) [33]:

$$T_{mod} = \frac{U_{pv}T_a + GTI((\tau\alpha)_n - \eta_{stc}(1 - \alpha_{pmax}T_{stc}))}{U_{pv} + GTI\alpha_{pmax}\eta_{stc}} \quad (43)$$

onde  $T_a$  é a temperatura ambiente,  $(\tau\alpha)_n$  é designado ao produto da transmitância e da absorção (eficiência ótica) para incidência normal. É assumido um valor típico de 0,81 para  $(\tau\alpha)_n$ . O parâmetro  $U_{pv}$  é o coeficiente dissipação térmica, calculado de forma simplificada pela Eq. (44):

$$U_{pv} = 26,6 + 2,3Vv \quad (44)$$

onde  $Vv$  é a velocidade do vento.

### **3 CAPÍTULO III: DADOS, MATERIAIS E TRATAMENTO**

Os dados e materiais utilizados neste estudo incluem valores de reanálise do ERA5 e do MERRA-2, valores do modelo SOLCAST e mapas de estimativa de geração de energia fotovoltaica produzido pelo SOLARGIS. Nos subcapítulos seguintes é apresentada uma breve descrição sobre os dados utilizados neste trabalho.

#### **3.1 Dados de reanálise do modelo ERA5**

Os dados de reanálise do ERA5 são a quinta geração de reanálise atmosférica global, produzida pelo Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (*ECMWF - European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*). Os dados de reanálise fornecem a imagem mais completa disponível das condições atmosféricas atuais e do clima passado. Estes dados são gerados combinando observações com previsões de curto prazo para o passado, repetidas com modelos de previsão mais atuais.

Os dados são globalmente completos e consistentes ao longo do tempo, portanto são designados como mapas sem falhas ou lacunas temporais e espaciais. O produto contém registros detalhados do clima global, da superfície terrestre e das ondas oceânicas a partir de 1940. Os produtos desses modelos são disponibilizados ao público com um desfasamento de 5 dias para produtos preliminares e de 2 a 3 meses para produtos finais. Os dados cobrem toda a superfície da Terra em resolução espacial de 31 km e níveis na atmosfera até uma altura de 80 km [34].

A previsão do modelo utiliza o sistema integrado de previsão (*IFS*) Cy41r2 com assimilação de dados atmosféricos através do sistema 4D-Var. A assimilação envolve as observações de satélites e convencionais de superfície. Os dados de observação convencionais são fornecidos por estações meteorológicas, relatórios de aeronave, navios, radiossondagens e boias. As variáveis são, entre outras, a velocidade do vento, humidade relativa e temperatura do ar e a

radiação solar. As observações de satélite incluem a radiação de céu limpo e nublado na banda infravermelha, radiação total no topo da atmosfera, radiação na banda do infravermelho afetadas pelas nuvens, espessura ótica, concentração de gases e dados de vento coletados por *scatterometers* [35]. Após a observação, os dados são sujeitos a uma triagem, avaliação e processamento com modelos de previsão numérica de tempo e transferência radiativa RTTOV v11 (*Radiative Transfer Model for Television Infrared Observation Satellite / Operational Vertical Sounder*).

A previsão numérica de tempo é utilizada para descrever a evolução temporal das componentes horizontais do vento, temperatura e vapor da água, entre outras variáveis. Além disso, parte da previsão numérica de tempo permite efetuar as parametrizações dos fenômenos de subescala como processos de convecções das nuvens, turbulência, microfísica de nuvens e radiação. E esses dados alimentam o modelo RTTOV para simular a transferência radiativa. Os dados do ERA5 são gerados e arquivados com coeficientes espectrais ou em uma grelha gaussiana reduzida que compõe pontos em cada grelha [36].

Para este estudo, os dados deste produto foram retirados para uma grelha de latitude  $[-8,0^\circ$  a  $-9,5^\circ]$  e longitude  $[123,5^\circ$  a  $127,5^\circ]$  e as variáveis estão apresentados na Tabela 3-1. A Figura 3.1. apresenta a grelha de pontos para os quais foram usados os dados do ERA5.

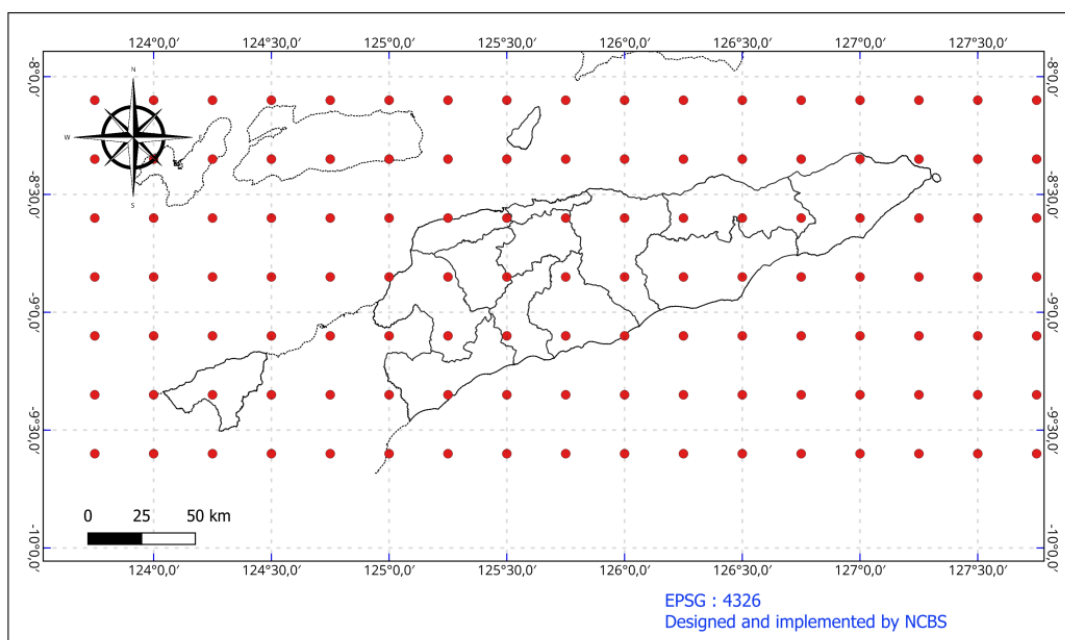


Figura 3-1: Grelha de pontos do modelo ERA5 (0,25° x 0,25°).

**Tabela 3-1: Variáveis do ERA5 utilizadas no trabalho.**

Nome	Sigla	Unidade
Longitude	Longitude	° Este
Latitude	Latitude	° Sul
Resolução espacial		0,25°x0,25°
Data	Date	1/01/2000, 31/12/2022
Intervalo de tempo	Steps	Mensal
Irradiação direta à superfície	Fdir	J/m <sup>2</sup>
Irradiação solar direta de céu limpo à superfície	Cdir	J/m <sup>2</sup>
Irradiação solar descendente à superfície	ssrd	J/m <sup>2</sup>
Irradiação solar descendente de céu limpo à superfície	ssrdc	J/m <sup>2</sup>
Componente do vento ( <i>u</i> ) aos 10 metros	u10	m/s
Componente do vento ( <i>v</i> ) aos 10 metros	v10	m/s



### 3.2 Dados de reanálise do modelo MERRA-2

O MERRA-2 é um modelo de reanálise atmosférica global desenvolvido pelo *Global Modeling and Assimilation Office (GMAO)* da *National Aeronautics and Space Administration (NASA)* [37]. O modelo é produzido com a versão 5 GEOS (*Goddard Earth Observing System*) através do esquema de análise *Gridpoint Statistical Interpolation (GSI)*[38]. O GEOS-5 é o modelo de observação da Terra envolvendo modelos de circulação geral da atmosfera, de previsão numérica de tempo e do sistema assimilação de dados. O modelo envolve observações de satélite e convencionais [39], [40]. As observações de satélite fornecem dados que permitem uma perspectiva ampla e abrangente das condições da atmosfera à escala global. As variáveis observadas são a temperatura da superfície, humidade relativa, ozono, as componentes da velocidade do vento e imagens das nuvens na banda do infravermelho.

As observações convencionais referem-se a dados atmosféricos coletados usando técnicas convencionais e diretas, incluindo observações da superfície oceânica, aeronaves, radiossondas e estações meteorológicas terrestres. Estas medições são realizadas *in situ*, ou diretamente na área de interesse com o objetivo de oferecer detalhes sobre diversas variáveis atmosféricas, incluindo temperatura, humidade, pressão e vento em diversas camadas da atmosfera.

Após a assimilação dos dados, o sistema utiliza o modelo numérico GSI para a simulação computacional, através da discretização dos domínios em pequenos volumes finitos e da solução das equações diferenciais parciais que caracterizam a dinâmica atmosférica. A discretização é feita com uma resolução de aproximadamente  $0,5^\circ \times 0,625^\circ$  e 72 níveis verticais até 0,01 hPa. Os arquivos de dados do modelo MERRA-2 estão no formato netCDF-4 e grib. Cada produto MERRA-2 contém variáveis que definem as dimensões de longitude, latitude e tempo. As coleções de produtos que contêm dados tridimensionais também terão uma dimensão vertical que define os níveis de pressão ou o índice associado ao nível do modelo. O arquivo de dados contém diversas variáveis [41].

Para este estudo, os dados deste produto foram retirados para uma grelha de latitude  $[-8,0^\circ$  a  $-9,5^\circ]$  e longitude  $[123,5^\circ$  a  $127,5^\circ]$  e as variáveis tomadas estão apresentados na Tabela 3-2;

**Tabela 3-2: Variáveis do modelo MERRA-2 utilizadas no trabalho.**

Nome	Sigla	Unidade
Longitude	Lon	° Este
Latitude	Lat	° Sul
Resolução espacial		$0,5^\circ \times 0,625^\circ$
Data	Date	1/01/2000, 31/12/2022,
Intervalo de tempo	Steps	Mensal
Fluxo de pequeno c.d.o. à superfície	SWGDN	$W/m^2$
Fluxo de pequeno c.do. à superfície assumindo céu limpo	SWGDNCLR	$W/m^2$
Fração de cobertura de Nuvens	Cloud cover fraction	(0-1)

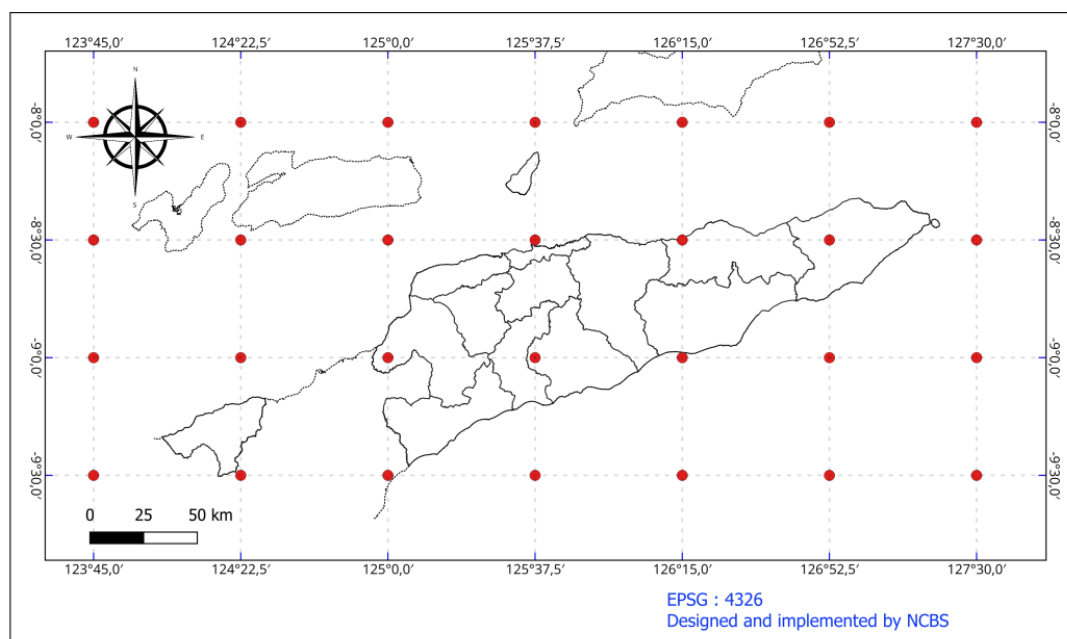


Figura 3-2: Grelha de pontos do modelo MERRA-2 ( $0,5^\circ \times 0,625^\circ$ ).

### 3.3 SOLCAST

O SOLCAT é uma empresa privada formada no início de 2016 e a sua principal linha de atuação é produzir e distribuir dados de irradiação solar a nível global para um período histórico (de 2007 a -7 dias antes do presente), para um período recente (-7 dias até o momento presente) e de previsão (momento presente a +14 dias). Os dados deste produto são derivados de previsões numéricas do tempo e de imagens de satélites meteorológicos de terceira geração (Himawari 8, GOES-16 e GOES-17). Diversas variáveis são fornecidas pelo modelo, incluindo GHI, GHI em condições de céu limpo, DNI e DNI em condições de céu limpo, DHI e DHI em condições de céu limpo, GTI e GTI em condições de céu limpo e a produção de energia em sistemas fotovoltaicos (PVoutput). Os dados de irradiação solar deste produto são modelados com base em quatro processos, como mostrado no esquema da Figura 3-3 [42].

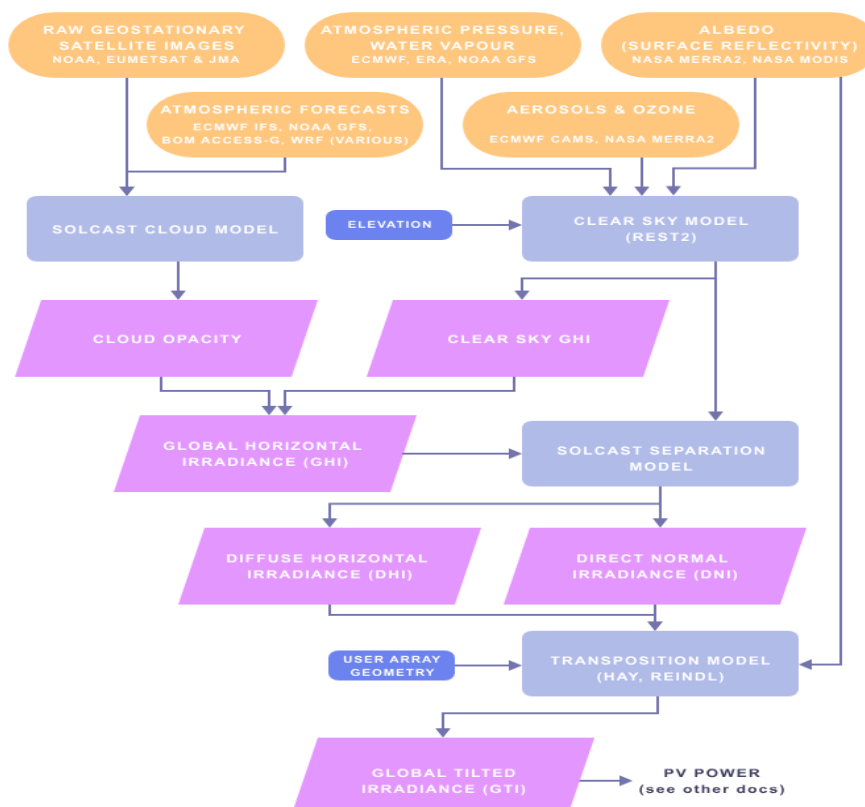


Figura 3-3: Esquema do modelo do produto SOLCAST para geração de dados de irradiação solar.

Os dados de irradiação solar são modelados através de quatro componentes importantes, como sejam o modelo das nuvens, o modelo para céu limpo, o modelo de separação e o modelo transposição. Os dados de satélite e de previsão numérica do tempo são utilizados para modelar as condições das nuvens, estimando a cobertura de nuvens e o seu impacto na radiação solar global. A radiação solar sob condições de céu limpo é modelada considerando o conteúdo de água e dados de aerossóis (marítimos, fumo de incêndios, poeiras, etc) para fornecer um índice de céu limpo, isto é, a razão entre a irradiância global horizontal e a que seria observada em condições de céu limpo [43].

O algoritmo determina depois a Irradiação Global Horizontal (GHI) e sua separação em componentes para obter a Irradiação Difusa Horizontal (DHI) e a Irradiação Direta Normal (DNI). A separação é baseada em técnicas de aprendizagem (*machine learning*) com uso de diversas variáveis de entrada, incluindo a detecção de nuvens por satélites geoestacionário, previsão numérica de tempo e a os dados do modelo REST2. Para obter a Irradiância no Plano Inclinado (GTI) é utilizado um modelo de transposição desenvolvido por HAY e REINDL [44],[45],[46].

Para a assimilação da cobertura de nuvens, o SOLCAST utiliza duas fontes de dados como *input*, dados provenientes de satélites meteorológicos geoestacionários e dados de previsão numérica de tempo. Os dados provenientes de satélites são usados para estimativa dos dados históricos (de 2007 até 7 dias antes do presente), período recente (7 dias até o presente) e as primeiras 4 horas de previsão. Os dados de previsão numérica do tempo são utilizados para previsões mais longas, até 14 dias depois do momento presente.

Para a estimativa dos dados de aerossóis, albedo e ozono, o SOLCAST usa como *input* do seu modelo os dados numa grelha global como os dados do modelo MERRA-2 da NASA (usado para dados históricos até dois meses antes do presente) e do modelo CAMS do ECMWF. Além disso, para dados históricos de albedo, o SOLCAST usa produtos MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer) da NASA. O modelo do SOLCAST realiza ainda uma

interpolação espacial e temporal desses dados de input e realiza correções de viés para manter a consistência e minimizar o erro dos dados de irradiância resultantes. Para estimar as outras variáveis meteorológicas, como a velocidade e direção do vento a 10 e 100 m de altura, humidade relativa, temperatura do ar, pressão à superfície, água precipitável e temperatura do ponto de orvalho, o SOLCAST utiliza como *input* os dados provenientes do modelo ERA-5 do ECMWF (desde 2007 até 7 dias antes do presente) e do modelo GFS da NOAA (desde 7 dias antes do presente até 14 dias do futuro) [43], [47].

Os dados têm uma resolução temporal que pode ser de 5, 10, 15, 20, 30 até 60 minutos. Os ficheiros de dados históricos podem ter diversos formatos, com extensão .csv e Json. Como Solcast é uma empresa privada, os dados não são de livre acesso, porém os investigadores podem ter acesso aos dados para localizações específicas, apenas para fins de estudo e investigação.

Neste estudo, foram utilizadas as seguintes variáveis de irradiância, em  $W/m^2$ , provenientes do Solcast: GHI, GHI para condição céu limpo, DNI e DNI para condição céu limpo. A frequência temporal destas variáveis foi em valores horários (com *timestamp* em UTC) para o período compreendido entre 2007 até 2022. Foram utilizados dados destas variáveis para 39 pontos na ilha de Timor como apresentado na Figura 3-4:

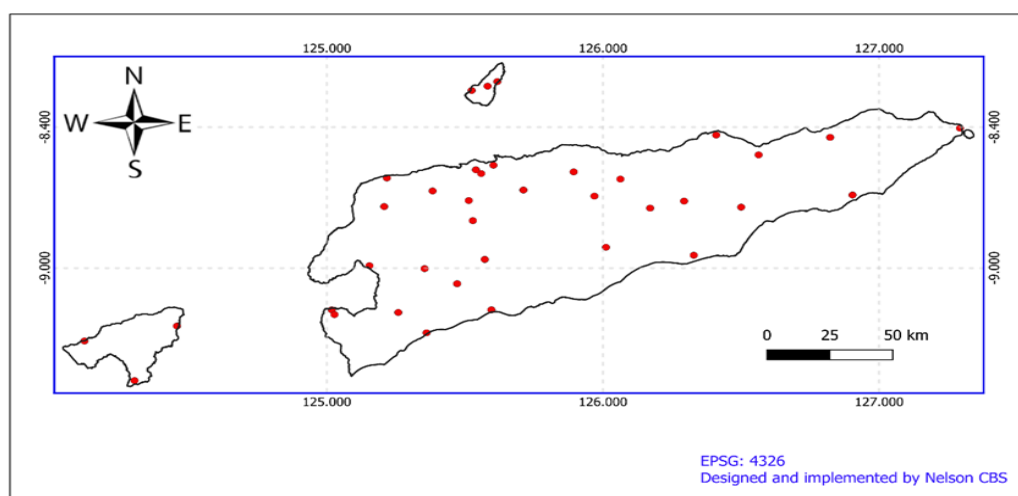


Figura 3-4: Localizações dos pontos do modelo Solcast.

### 3.4 Dados do modelo SOLARGIS

A empresa SOLARGIS é um fornecedor comercial de dados de irradiação solar, dados de clima e dados de estimativa da geração de energia fotovoltaica para o passado, presentes e futuro, para qualquer local da superfície da Terra. As variáveis fornecidas por esta plataforma são o GHI, DHI, DNI, GTI, albedo, humidade relativa, precipitação, temperatura do ar a 2 metros de altura, velocidade e direção do vento a 10 e 100 metros de altura, rajada do vento, profundidade de neve, geração de energia fotovoltaica (PVout) e temperatura dos módulos fotovoltaicos [48].

Esta plataforma usa previsões numéricas de tempo e dados de satélite para gerar os seus produtos. Para a estimativa da irradiação solar, o algoritmo do SOLARGIS emprega uma abordagem semi-empírica que é dividida em três partes principais. A primeira etapa envolve cálculo da irradiação solar na superfície terrestre com a não existência de nuvens (modelo de céu limpo). Segundo, o cálculo de um índice de cobertura de nuvens, derivado dos dados de satélites geoestacionários, que é utilizado para quantificar o efeito de atenuação das nuvens. Com isto, é estimada a irradiação global horizontal e a irradiação direta normal. Por último, com um modelo de correção devido ao sombreamento do terreno e dos objetos circundantes, os valores de GHI e DNI são utilizados para estimar irradiação difusa horizontal (DHI) e a irradiação global no plano inclinado (GTI).

Os dados de entrada no algoritmo do SOLARGIS são provenientes de medições de satélites, de previsão numérica de tempo e de modelos de reanálise. Os dados das variáveis de aerossóis assimilados são obtidos dos modelos de reanálise MERRA-2 da NASA e MACC-II e CAMS do ECMWF. Os dados de quantidade de vapor da água assimilados são provenientes da NOAA, através dos modelos CFSR e GFS. O índice de cobertura de nuvens é fornecido pelos satélites EUMETSAT (METEOSAT), NOAA (GOES), JMA/BOM (HIMAWARI). Para as condições meteorológicas, o SOLARGIS também assimila como *input* dados provenientes dos modelos ERA5 do ECMWF (dados desde 1994 até 10

dias antes do presente), IFS do ECMWF (dos 10 dias antes até aos 3 dias seguintes) e GFS (dos 4 dias seguintes até aos 14 dias seguintes).

Os dados de irradiação global horizontal e direta normal, GHI e DNI, respetivamente, são validados usando os dados de observação em vários pontos distribuídos na superfície da Terra, baseado em parâmetros estatísticos como o viés (MBE – Mean Bias Error) e a raiz do desvio quadrático médio (RMSE – Root Mean Square Error). Os locais das observações utilizadas para a validação deste modelo são mostrados na Figura 3-5 [49], [50], [51], [52],[53]:

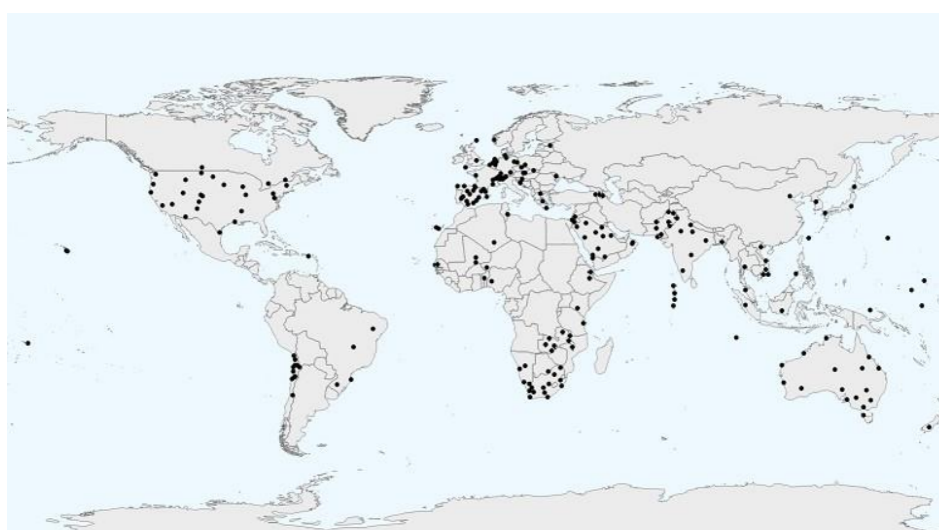


Figura 3-5: Sítios de validação de Solargis.

Os resultados das 235 estações de observação de GHI e 184 de DNI, apontam que o viés médio relativo para todos os locais de observação de GHI é de 0,4 % e desvio padrão 2,9% . Para DNI o viés médio relativo para todas as estações de observação é de 2% e o desvio padrão de 5,2% [54]. Relativamente ao parâmetro estatístico RMSE, este apresenta valores relativos para as resoluções temporais horária, diária e mensal para o GHI de 16,8%, 8,7% e 3,8%, respetivamente [48]. Para o DNI valores relativos de RMSE para as mesmas resoluções temporais são 32,1%, 19,2% e 8,0%, respetivamente [54].

Para este estudo, foi utilizado o mapa do Solargis da geração de energia fotovoltaica para Timor-Leste, em formato geotif/raster, que é oferecido

gratuitamente na plataforma do Solargis. O mapa desta variável é apresentado na Figura 3-6.

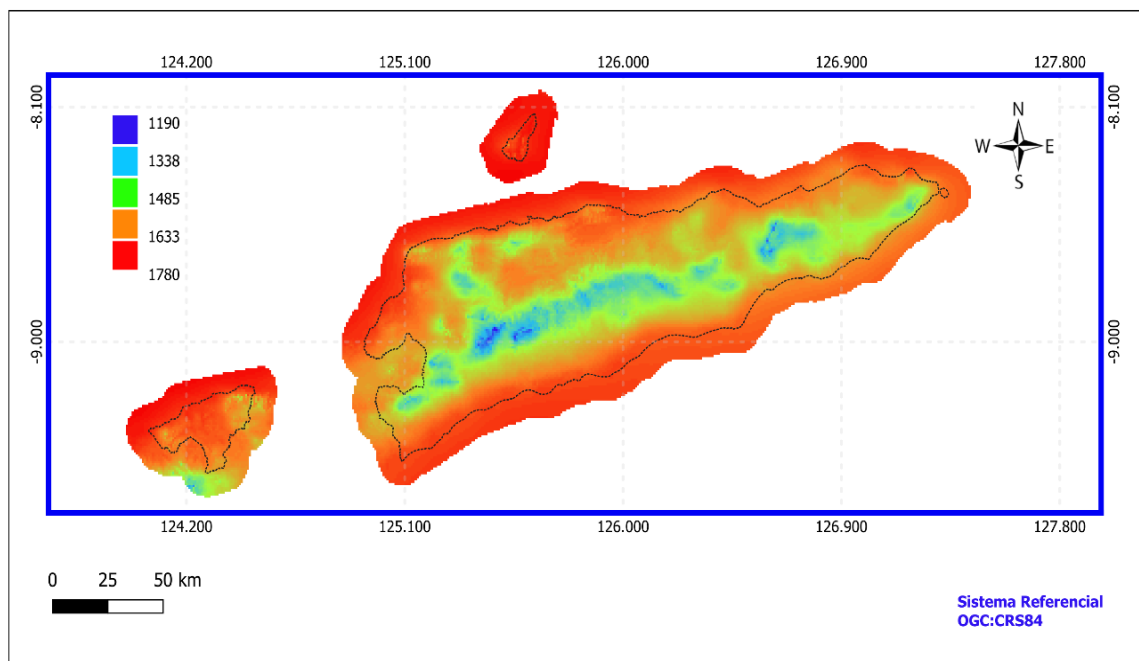


Figura 3-6 GHI construído pelo SOLARGIS (kWh/kWp).

Conforme a informação fornecida pela empresa, a produção energia fotovoltaica é calculada a partir de diversos parâmetros de entrada tais como, uma capacidade instalada de 1kWp, inclinação ótima dos painéis para o local, uma eficiência de inversor 98%, perdas por sujidade de cerca de 3,5%, perdas nos cabos de 2%, perdas nos transformadores de 0,9% e perdas pelo sombreamento de 2%. O modelo dos módulos e do inversor e respetivas especificações são apresentados nas Tabelas 3-3 e 3-4.[55]:

**Tabela 3-3: Parâmetros dos painéis fotovoltaicos do modelo do Solargis.**

Descrição de Parâmetro	Valor Padrão	Unidade
Tecnologia de módulo fotovoltaica	Multi-c-Si	
Potência máxima de saída	250	w
Temperatura NOCT do módulo	46,2	°C



Números de células em série	60	
Corrente de curto-circuito de referência	8,6	A
Tensão de circuito aberto	37,6	V
corrente de potência máxima	8,1	A
Tensão de potência máxima	30,9	V
Coeficiente de temperatura máxima de potência	-0,43	%/K

**Tabela 3-4: Parâmetros de simulação dos inversores do modelo do Solargis.**

Parâmetros	Unidade	Pequeno	Corda	Centralizado
Potência máxima CA	kW	2	15	1000
Tensão DC máxima	V	480	800	1000
Tensão nominal CC	V	400	445	745
Tensão mínima MPPT CC	V	180	325	470
Tensão máxima MPPT CC	V	480	800	900
Eficiência do euro	%	95,5	96,4	97,8
Eficiência CEC	%	96,6	96,5	97,8

### 3.5 Tratamento de dados

Os dados de reanálises ERA5, MERRA-2 e modelo SOLCAST são analisados estatisticamente para determinar a média mensal e anual de longo prazo. Os cálculos são realizados com o auxílio das Eq. (45) e (46), considerando um período de 23 anos:

$$\overline{H}_j = \frac{1}{23} \sum_{i=1}^{23} H_{ij} \quad (45)$$

onde  $\overline{H_j}$  é a irradiação média mensal de longo prazo para um mês específico ( $kWh/m^2$ dia),  $H_{ij}$  é a irradiação diária média mensal do mês ( $j$ ) e do ano ( $i$ ); e a média anual de longo prazo é calculada através de

$$\overline{Y} = \frac{1}{23} \sum_{i=1}^{23} \sum_{j=1}^{12} H_{ij} \quad (46)$$

onde  $\overline{Y}$  é média anual de irradiação solar ( $kWh/m^2$ ano).

A avaliação de irradiação é feita com três fontes de dados diferentes: ERA5, MERRA-2 e SOLCAST. Devido às diferentes resoluções espaciais que as três fontes apresentam, foi necessário submeter os dados ERA5 e MERRA-2 a uma interpolação da sua resolução espacial original para a resolução  $0,5^\circ \times 0,5^\circ$  para que fosse feita a comparação entre ERA5 e MERRA-2, e entre estes dois e o SOLCAST de interpolação  $0.001^\circ \times 0.001^\circ$ . Estes ajustes foram realizados mediante interpolação triangular bicúbica com o auxílio do programa informático QGIS.

A geração de mapas da irradiação solar foi realizada utilizando os dados de reanálises de ERA5 e MERRA-2. Para tal, os dados foram submetidos a um ajuste da grelha original para a resolução espacial de  $0,001^\circ \times 0,001^\circ$ . O propósito deste ajuste é maximizar a resolução espacial permitindo a uma maior nitidez da irradiação ao longo da grelha de estudo.

Estes ajustes e o mapeamento foram executados por meio de interpolação linear triangular com o auxílio do software QGIS. A interpolação é gerada para uma grelha entre as latitudes  $[-9.9^\circ, -7.8^\circ]$  e longitudes  $[123.6^\circ, 127.6^\circ]$ , com o sistema de referencial EPSG:4326.

### 3.6 Características do sistema fotovoltaico

Para o cálculo da geração de energia fotovoltaica, fator de forma do sistema fotovoltaico e o respetivo mapeamento foram utilizados os dados do modelo

ERA5. O cálculo de energia fotovoltaica utiliza o modelo simplificado com correção da temperatura apresentado na Secção 2.4.3.

A estimativa é baseada nos critérios seguintes: i) capacidade de instalação de 1kWp; ii) inclinação de painel 10°; iii) painel virado a norte -180°; iv) perdas totais no sistema de cerca de 5%. As características do módulo fotovoltaico utilizado para a modelação são apresentadas na Tabela 3-5.

**Tabela 3-5: Parâmetros do painel utilizado para simulação.**

Descrição de Parâmetro	Valor	Unidade
Tecnologia de módulo fotovoltaica	Multi-c-Si	
Potência máxima de saída	250	W
Temperatura NOCT do módulo	46,2	°C
Números de células em série	60	
Corrente de curto-circuito de referência	8,6	A
Tensão de circuito aberto	37,6	V
corrente de potência máxima	8,1	A
Tensão de potência máxima	30,9	V
Coeficiente de temperatura máxima de potência	-0,43	%/K

## 4 CAPÍTULO IV: RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Comparação de modelos

#### 4.1.1 GHI para condições de céu limpo

##### *Comparação ERA5 / MERRA-2*

A média mensal de longo prazo e o gráfico de dispersão dos dados de irradiação global horizontal para condições de céu limpo dos modelos ERA5 e MERRA-2 em 24 pontos, no período de 2000-2022, são apresentados nos gráficos da Figura 4-1.

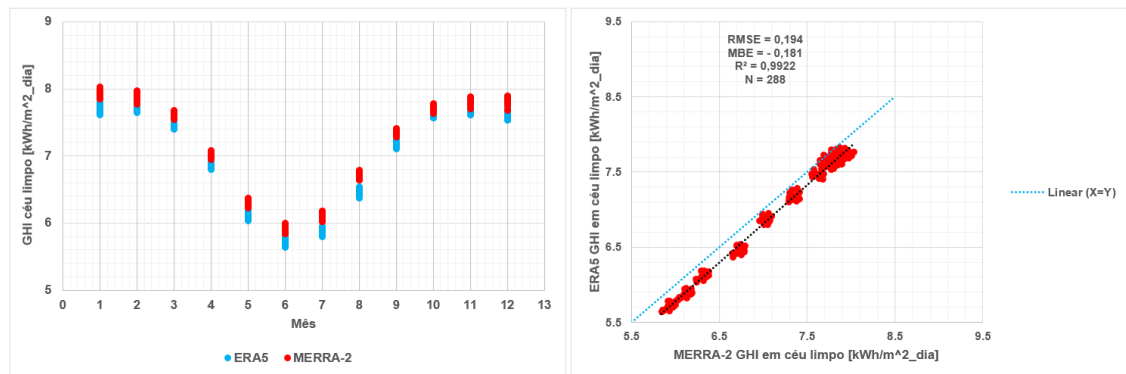


Figura 4-1: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal para condições de céu limpo dos modelos ERA5 e MERRA-2.

Os valores de GHI para céu limpo dos modelos ERA5 e MERRA-2 apresentam uma diferença sistemática, com MBE entre as duas de -0,18 kWh/m²/dia, RMSE de 0,194 kWh/m²/dia e coeficiente de determinação 0,9922.

Estes resultados mostram que o ERA5 subestima ligeiramente o MERRA-2, porém apresenta um baixo erro e elevado coeficiente de determinação o que indica que os dois modelos têm uma similaridade elevada.

### **Comparação ERA5 / SOLCAST**

Os gráficos da Figura 4-2 apresentam a irradiação global horizontal diária média mensal de longo prazo para condições de céu limpo em 39 pontos equivalentes do SOLCAST para o período de 2007 a 2022. Os dados ERA5 foram interpolados numa malha de  $0.001^\circ \times 0.001^\circ$  para que efetuar comparação com SOLCAST.

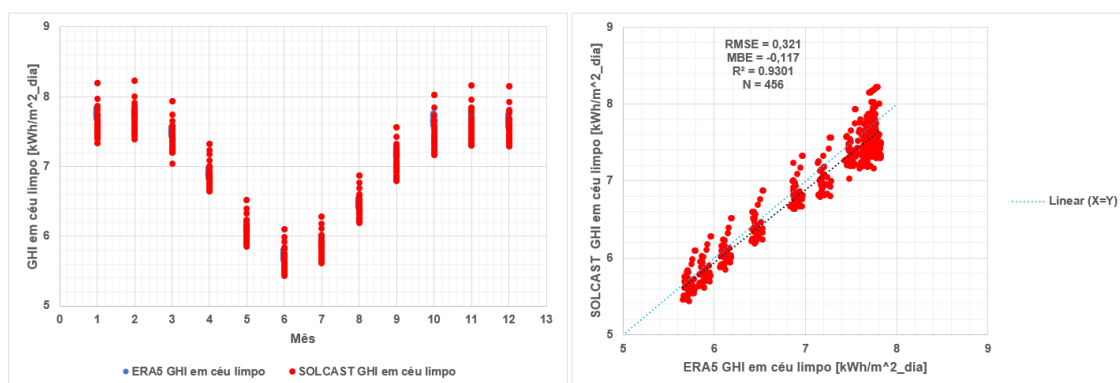


Figura 4-2: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal para condições de céu limpo dos modelos ERA5 e SOLCAST.

Os resultados para a comparação ERA5/SOLCAST mostram um viés médio - 0,117 kWh/m²dia, erro médio quadrático de 0,321 kWh/m²dia e um coeficiente de determinação de 0,9301. Isso mostra que o SOLCAST subestima ligeiramente o modelo ERA5 e que, em relação à comparação ERA5/MERRA-2, o coeficiente de determinação é um pouco menor.

### **Comparação MERRA-2 / SOLCAST**

Os gráficos da Figura 4-3 apresentam a comparação da irradiação global horizontal diária média mensal de longo prazo para condições de céu limpo dos modelos MERRA-2/SOLCAST em 39 pontos, considerando o período de 2007-2022. Os dados do MERRA-2 foram interpolados numa malha de  $0.001^\circ \times 0.001^\circ$  para se efetuar a comparação com os dados SOLCAST.

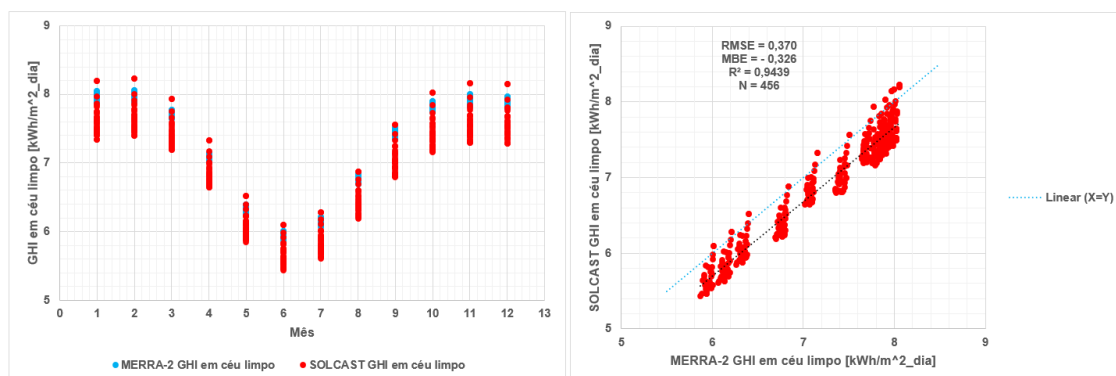


Figura 4-3: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal para condições de céu limpo dos modelos MERRA-2 e SOLCAST.

Os resultados desta comparação mostram um viés médio de  $-0,326 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$ , erro quadrático médio de  $0,370 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$  e um coeficiente de determinação  $0,9439$ . Isto mostra que, em relação à comparação entre os outros dois modelos, o SOLCAST apresenta menores valores de irradiação global horizontal para céu limpo, o que pode ser explicado pela diferença na grelha em relação aos outros dois modelos.

#### 4.1.2 Irradiação global horizontal

##### **Comparação ERA5 / MERRA-2**

Os gráficos da Figura 4-4 apresentam a irradiação global horizontal diária média mensal de longo prazo para os dados de reanálises dos modelos ERA5 e MERRA-2 em 24 pontos de grelhas, para o período de 2000-2022.

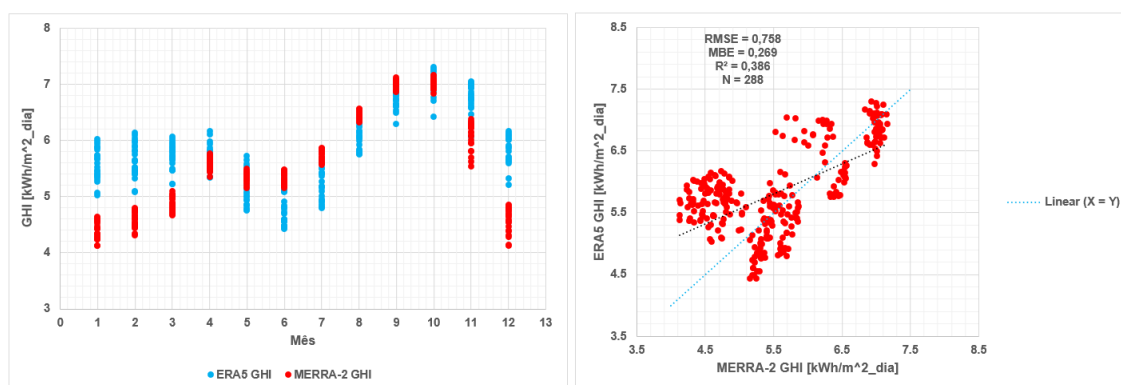


Figura 4-4: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal dos modelos ERA5 e MERRA-2.

Os resultados mostram que o viés médio é 0,269 kWh/m<sup>2</sup>dia, o erro quadrático médio é de 0,758 kWh/m<sup>2</sup>dia e o coeficiente de determinação é 0,386. Os resultados desta comparação apontam que o ERA5 sobrestima o MERRA-2 nos períodos de chuva, tipicamente entre os meses de novembro e abril, e subestima no período seco, entre os meses de maio e outubro. O erro quadrático médio é elevado e o coeficiente de determinação baixo, o que pode ser atribuído à diferente assimilação de dados climáticos, em particular a fração de nuvens e água precipitável.

### **Comparação ERA5 / SOLCAST**

Os gráficos da Figura 4-5 apresentam a comparação da irradiação global horizontal diária média mensal de longo prazo entre os modelos SOLCAST e ERA5 em 39 pontos de grade, para o período de 2007 até 2022. Os dados do ERA5 foram interpolados numa malha de 0.001° x 0.001° para se efetuar comparação com dados do SOLCAST.

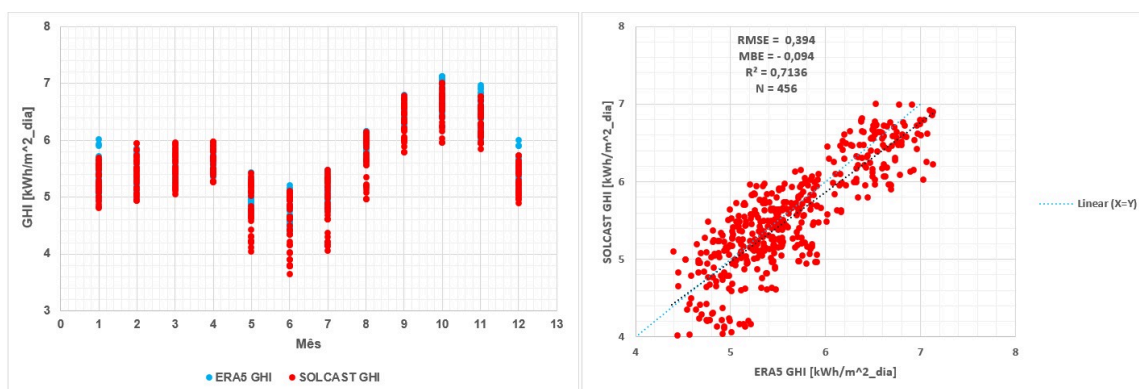


Figura 4-5: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal entre os modelos SOLCAST e ERA5.

Os resultados mostram que o viés médio é de  $-0,094 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$ , erro quadrático médio de  $0.394 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$  e o coeficiente de determinação de  $0,7136$ . Estes resultados mostram que, em média, o SOLCAST subestima ligeiramente os dados do ERA5 embora com um erro relativamente pequeno e um bom ajuste entre os dois modelos.

### **Comparação MERRA-2 / SOLCAST**

Os gráficos da Figura 4-6 apresentam a comparação da irradiação global horizontal diária média mensal de longo prazo entre os modelos SOLCAST e MERRA-2 em 39 pontos de grelha, para o período de 2007 a 2022. Os dados do MERRA-2 foram interpolados numa malha de  $0.001^\circ \times 0.001^\circ$  para se efetuar comparação com os dados do SOLCAST.



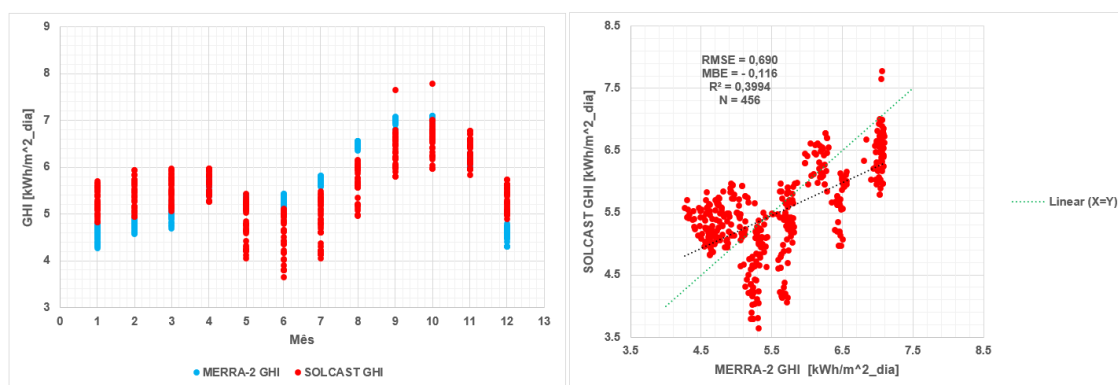


Figura 4-6: Comparação da irradiação global horizontal diária média mensal entre os modelos SOLCAST e MERRA-2.

De acordo com estes resultados, o viés médio é de  $-0,116 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$ , o erro quadrático médio de  $0,690 \text{ kWh/m}^2\text{dia}$  e o coeficiente de determinação de  $0,3994$ . Isto mostra que o modelo MERRA-2 subestima o SOLCAST no período de chuva (de novembro a abril) e sobrestima no período seco (de maio a outubro), com valor um elevado de erro (viés) e um menor coeficiente de determinação.

## 4.2 Efeito da altitude na comparação entre modelos

Para verificar o efeito da altitude na comparação dos valores de GHI dos vários modelos, foram comparados os dados entre as três fontes de dados para quatro locais de diferentes altitudes, desde locais ao nível médio da água do mar até à alta montanha, designados por A, B, C e D. Os detalhes são mostrados no mapa da Figura 4-7 incluindo a altitude de cada ponto.

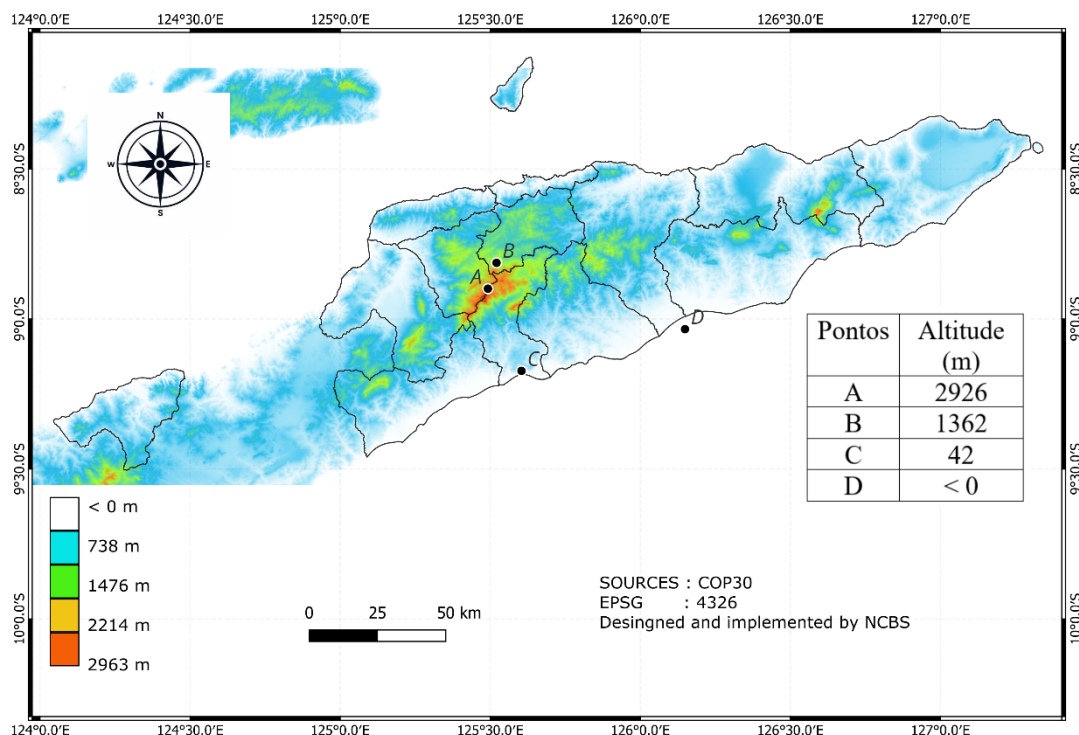


Figura 4-7: Orografia de Timor-Leste e locais selecionados.

#### 4.2.1 Comparação SOLCAST/ ERA5

Como podem ser gerados vários gráficos de distribuição em diferentes níveis de elevação (altitude), os gráficos com os melhores coeficientes de determinação são apresentados nesta seção. Para isso, a irradiação global horizontal para condições de céu limpo foi escolhida para o ponto B (1362 m) e a irradiação global horizontal (GHI) para o ponto D (< 0). Os demais casos encontram-se no Anexo A, mais especificamente na Secção 1.1.

Os gráficos da Figura 4-8 apresentam os dados da irradiação global horizontal média mensal de longo prazo de GHI para condições de céu limpo para os modelos ERA5 e SOLCAST ao longo dos meses do ano para o ponto B (1362 m).

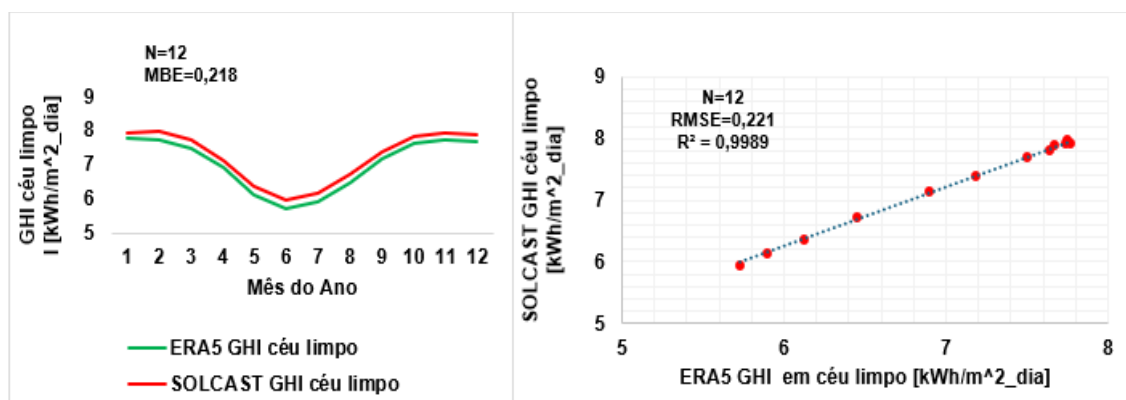


Figura 4-8: Comparação da GHI par céu limpo entre os modelos SOLCAST e ERA5 no ponto B.

Os gráficos mostram que o viés médio é de 0,218 kWh/m²dia, o erro quadrático médio é de 0,221 kWh/m²dia e o coeficiente de determinação é de 0,999. Isto mostra que, em média, o SOLCAST subestima ligeiramente o ERA5, embora as duas fontes de dados mostram uma correlação muito forte para condições de céu limpo.

Os gráficos da Figura 4-9 apresentam os dados da irradiação global horizontal diária média mensal de longo prazo para os modelos ERA5 e SOLCAST ao longo dos meses do ano para o ponto D.

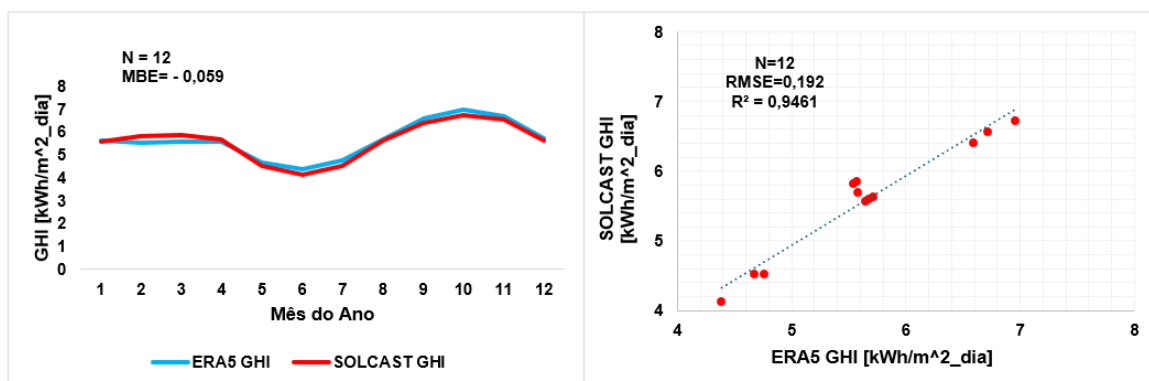


Figura 4-9: Comparação da GHI entre os modelos SOLCAST e ERA5 no ponto D.

Os gráficos mostram que o viés médio é de -0,059 kWh/m²dia, o erro quadrático médio é de 0,192 kWh/m²dia, o coeficiente de determinação é de 0,946. Regista-se uma maior diferença da irradiação nos meses de abril a dezembro, com os

valores do modelo ERA5 a serem maiores que os do SOLCAST. Isto mostra que, em média, o ERA5 sobrestima o SOLCAST e que a correlação entre a irradiação global horizontal de ambos os modelos são muito forte.

#### 4.2.2 Comparação SOLCAST/ MERRA-2

Tal como no caso da secção anterior, podem ser gerados vários gráficos de distribuição em diferentes níveis de elevação (altitude), os gráficos com os melhores coeficientes de determinação são apresentados nesta seção. Para isso, o ponto B (1362 m) foi selecionado tanto para condições de céu limpo como para condições de céu com nuvens. Os restantes casos encontram-se no Anexo A, mais especificamente na Seção 1.2. Os pontos do Solcast usados aqui estão na lista de pontos do mesmo modelo na comparação anterior.

Os gráficos da Figura 4.10 apresentam os dados de irradiação global horizontal diária média mensal de longo prazo para condições de céu limpo dos modelos MERRA-2 e SOLCAST ao longo dos meses do ano, para o ponto B (1364 m).

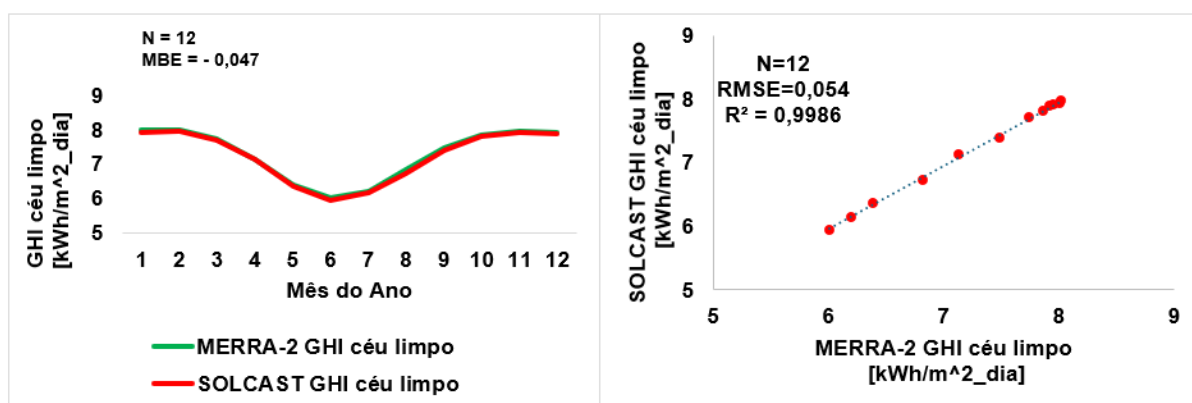


Figura 4-10: Comparação da GHI para céu limpo entre os modelos SOLCAST e MERRA2 no ponto B.

Estes gráficos mostram que, em média, os valores do modelo MERRA-2 são ligeiramente superiores aos do SOLCAST com um viés médio de -0,047 kWh/m²dia, um erro quadrático médio de 0,054 kWh/m²dia e um coeficiente de

determinação de 0,998. Isto indica que as duas fontes de dados apresentam uma correlação extremamente forte para a irradiação global horizontal para céu limpo.

Os gráficos da Figura 4-11 apresentam os valores da irradiação global horizontal diária média mensal de longo prazo dos modelos MERRA-2 e SOLCAST ao longo dos meses do ano, para o ponto B (1364 m).

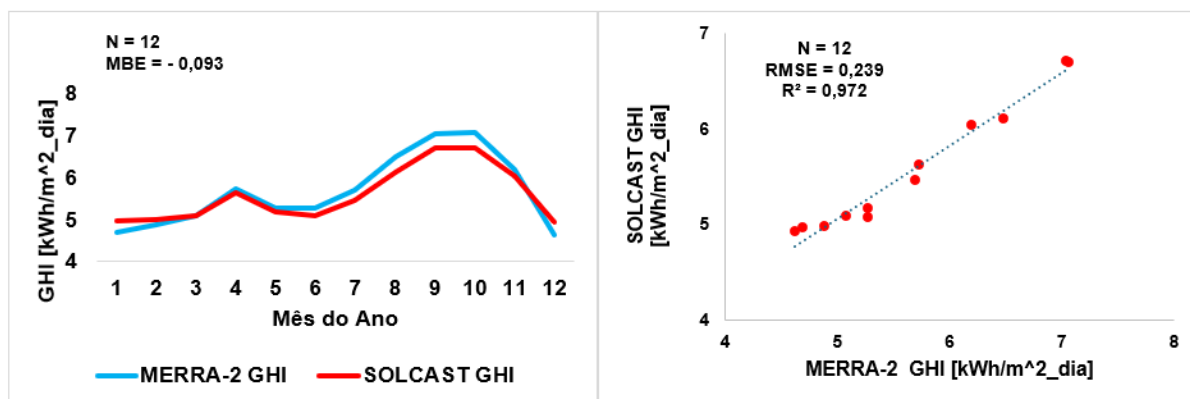


Figura 4-11: Comparação da GHI entre os modelos SOLCAST e MERRA2 no ponto B.

Estes gráficos mostram que o viés médio é de -0,093 kWh/m²dia, o erro quadrático é de 0,239 kWh/m²dia e o coeficiente de determinação é de 0,972. Também se verifica uma maior diferença nos meses de março a novembro, onde os valores do modelo MERRA-2 são superiores aos do SOLCAST. Isto mostra que, em média, o modelo MERRA-2 sobrestima o SOLCAST, mas que os valores de irradiação global horizontal das duas fontes têm uma correlação muito forte.

#### 4.2.3 Análise e discussão do efeito da altitude

Para avaliar os efeitos de altitudes foram efetuadas nas secções anteriores comparações dos três modelos usados neste trabalho, ERA5, MERRA-2 e SOLCAST, em quatro altitudes distintas, em pontos designados por A, B, C e D (Figura 4-7). As variáveis usadas na comparação foram a irradiação global horizontal diária média mensal em condições de céu limpo e para todas as condições de cobertura de nuvens. O resumo dos resultados está apresentado na Tabela 4-1.

**Tabela 4-1: Resumo da análise do efeito de altitude na comparação da irradiação global horizontal diária média mensal para diferentes pontos do território.**

SOLCAST/ERA5					
Variáveis	Sítio	Altitude (m)	MBE (kWh/m <sup>2</sup> dia)	RMSE (kWh/m <sup>2</sup> dia)	R <sup>2</sup>
GHI em Céu limpo	A	2926	0,629	0,630	0,999
	B	1362	0,218	0,221	0,9989
	C	42	-0,254	0,263	0,9952
	D	<0	-0,346	0,354	0,9929
GHI	A	2926	0,402	0,42	0,9868
	B	1362	0,188	0,294	0,8773
	C	42	0,104	0,274	0,917
	D	<0	-0,059	0,192	0,9461
SOLCAST/MERRA-2					
Variáveis	Sítio	Altitude (m)	MBE (kWh/m <sup>2</sup> dia)	RMSE (kWh/m <sup>2</sup> dia)	R <sup>2</sup>
GHI em Céu limpo	A	2926	0,342	0,347	0,9978
	B	1362	-0,047	0,054	0,9986
	C	42	-0,511	0,514	0,9952
	D	<0	-0,494	0,496	0,9952
GHI	A	2926	0,131	0,421	0,7544
	B	1362	-0,093	0,239	0,972
	C	42	-0,005	0,779	0,2765
	D	<0	-0,039	0,771	0,2925

A comparação da GHI para céu limpo entre os modelos SOLCAST e ERA5 e entre os modelos SOLCAST e MERRA-2 mostram que o coeficiente de determinação diminui à medida que a altitude diminui, com exceção da comparação entre os modelos SOLCAST e MERRA-2 para o ponto A (2926 m). Nos pontos A e B, o modelo ERA5 apresenta um viés médio de 0,629 e 0,218 kWh/m<sup>2</sup>dia, respetivamente, e um erro quadrático médio de 0,63 e 0,221, respetivamente, enquanto o modelo MERRA-2 apresenta um viés médio de 0,342 e -0,047 kWh/m<sup>2</sup>dia e um erro quadrático médio de 0,347 e 0,054 para os mesmos pontos, respetivamente, tomando o SOLCAST como referência.

Para os pontos C e D, o modelo ERA5 apresenta um viés médio de -0,254 e -0,346 kWh/m<sup>2</sup>dia, respetivamente, e um erro quadrático médio de 0,263 e 0,354

kWh/m<sup>2</sup>dia, respectivamente, enquanto o modelo MERRA-2 apresenta um viés médio de -0,511 e -0,494 kWh/m<sup>2</sup>dia e um erro quadrático médio de 0,514 e 0,496 para os mesmos pontos, respectivamente. Portanto, para a GHI para condições de céu limpo e em altitude mais elevada, por exemplo os casos dos pontos A e B, o modelo MERRA-2 é melhor em termos de viés médio e de erro quadrático médio do que o modelo ERA5, tomando o SOLCAST como referência. No entanto, o modelo ERA5 supera o MERRA-2 em termos de coeficiente de determinação para a mesma referência. Em altitudes inferiores, por exemplo o caso dos pontos C e D, o modelo ERA5 supera o MERRA-2 em termos de viés médio, erro quadrático médio e coeficiente de determinação, ainda considerando o SOLCAST como referências.

No caso da GHI para todas as condições de cobertura de nuvens, o modelo ERA5 apresenta um viés médio e um erro quadrático médio que diminui com a altitude. Para modelo MERRA-2, o viés médio diminui com a altitude, mas o erro quadrático médio aumenta com a diminuição da altitude. Além disso, com exceção do ponto B, o coeficiente de determinação do modelo ERA5 permanece estável. Os coeficientes de determinação do modelo MERRA-2 são muito menores para baixas altitudes e, *vice-versa*, são superiores para altas altitudes. Com isso, o modelo ERA5 é superior ao MERRA-2 em termos de viés médio, erro quadrático médio e coeficiente de determinação em várias altitudes, tomando o SOLCAST como referência.

#### **4.3 Efeito da cobertura de nuvens e da água precipitável na comparação entre modelos**

O efeito da água precipitável e da cobertura de nuvens na irradiação global horizontal diária média mensal foi também avaliado para a grelha/região em estudo, bem como para o efeito em diferentes altitudes representados por pontos designados por A, B, C e D, conforme mostrado no mapa da Figura 4-7.

#### 4.3.1. Cobertura de nuvens

A estimativa da fração de cobertura de nuvens é apresentada em valores médios mensais de longo prazo para a mesma grelha de  $0,5^\circ \times 0,5^\circ$ . Os dados são do ERA5 e MERRA-2. Estes valores são apresentados no gráfico da Figura 4-12.

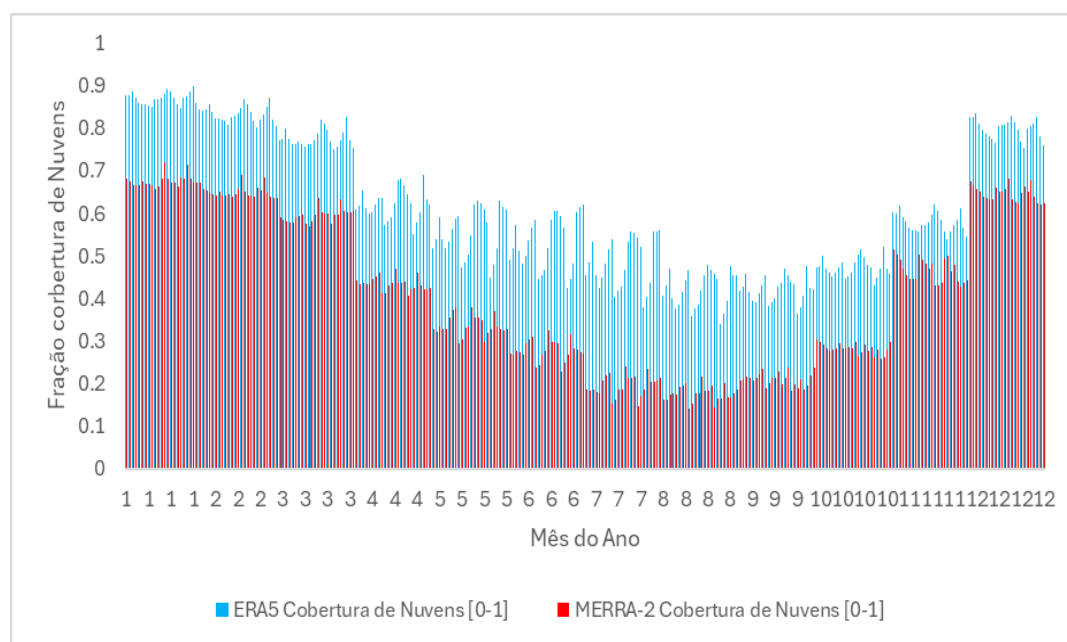


Figura 4-12: Média mensal da cobertura de nuvens dos modelos ERA5 e MERRA-2.

Conforme o gráfico acima, verifica-se que os dados ERA5 apresentam uma fração de cobertura de nuvens superior à do MERRA-2 ao longo do ano. Ambos apresentam variação ao longo do ano, com uma fração de cobertura de nuvens mais elevada nos períodos entre novembro e abril, o qual coincide com os meses da época das chuvas na região em estudo, e uma fração mais baixa no restante período.

Foi feito um teste com os dados de cobertura de nuvens do ERA5 e do MERRA-2 em relação aos dados de GHI dos dois modelos. O resultado mostrou que a fração de cobertura de nuvens do ERA 5 teve a melhor relação com o GHI dos dois modelos. A Figura 4-13 mostra essa relação entre a cobertura de nuvens do ERA5 e o GHI dos dois modelos



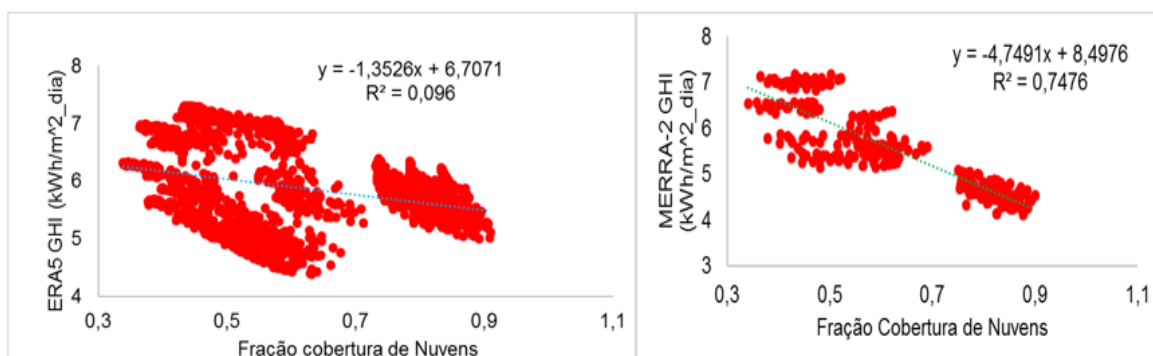


Figura 4-13: GHI e cobertura de nuvens de ERA5 e MERRA-2.

Estes resultados mostram que os valores de GHI do MERRA-2 tem uma correlação com a fração de cobertura de nuvens na ordem de 75%. Para a relação entre os dados de GHI do ERA5 com a fração cobertura de nuvens verifica-se um coeficiente de ajuste baixo (na ordem de 9.6%). Isto justifica as diferenças entre os dados de irradiação global horizontal dos modelos ERA5 e MERRA-2, principalmente entre os períodos de chuva e de estio (época seca) na região em estudo.

#### 4.3.2. Água precipitável

Os dados de reanálise do modelo MERRA-2 para a água precipitável apresentam várias células vazias na grelha de dados, portanto, neste estudo foram utilizados apenas os dados do modelo ERA5. Foi estudado o impacto da água precipitável e a irradiação solar global no plano horizontal das duas fontes de dados, através de gráficos de dispersão apresentados na Figura 4-14.

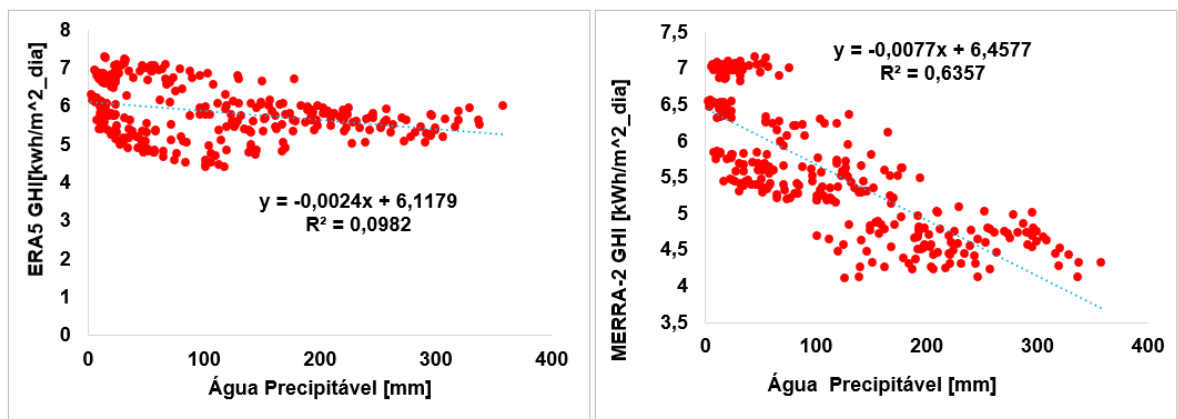


Figura 4-14: Gráficos de dispersão entre a GHI e a água precipitável dos modelos ERA5 e MERRA-2.

Como se pode observar nos gráficos acima, a dispersão entre a irradiação solar global no plano horizontal e a água precipitável tem um coeficiente de determinação de cerca de 0,098 no caso do modelo ERA5 e cerca de 0.636 no caso do modelo MERRA-2.

#### 4.3.3. Discussão sob efeito da cobertura de nuvens e da água precipitável na GHI a diversas altitudes.

Nesta seção é apresentado o resumo dos coeficientes de determinação entre a irradiação global no plano horizontal, a cobertura de nuvens e a água precipitável em diferentes altitudes (Tabela 4-3), de acordo com a orografia mostrada no mapa da Figura 4-7. Os gráficos de dispersão estão incluídos no Anexo A especificamente na subseção 1.3 e 1.4.

Os resultados apresentados na Tabela 4-2 mostram que a fração de cobertura de nuvens do modelo ERA5 apresenta uma diminuição do coeficiente de determinação com a diminuição da altitude. No caso do modelo MERRA-2 os coeficientes de determinação são próximos para todas as altitudes, com valores entre 0,5669 e 0,5924. A variação da GHI em função da água precipitável para o modelo MERRA-2 apresenta maiores coeficientes de determinação nas baixas altitudes designadas como C e D. No caso do modelo ERA5 regista-se valores

de coeficiente de determinação baixos e similares para as altitudes A, B e C, porém, para a localização no oceano, representada por D, encontrou-se um valor mais elevado deste coeficiente.

**Tabela 4-2: Coeficientes de determinação entre a GHI a cobertura de nuvens e da água precipitável.**

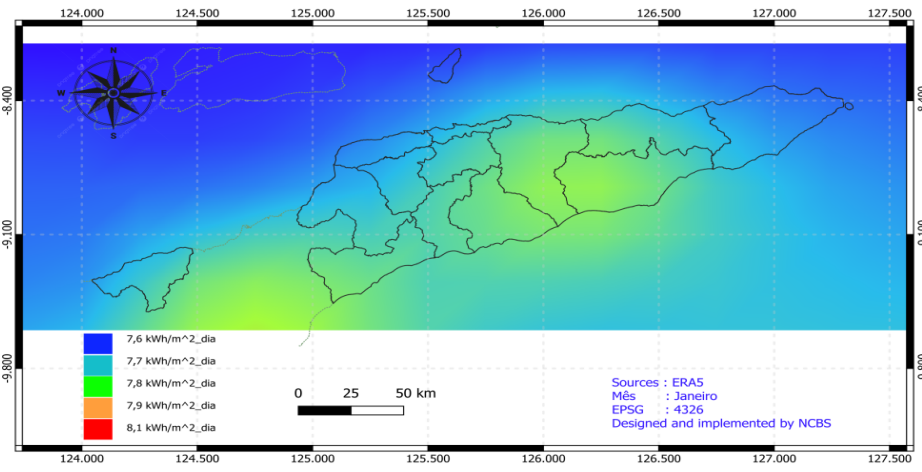
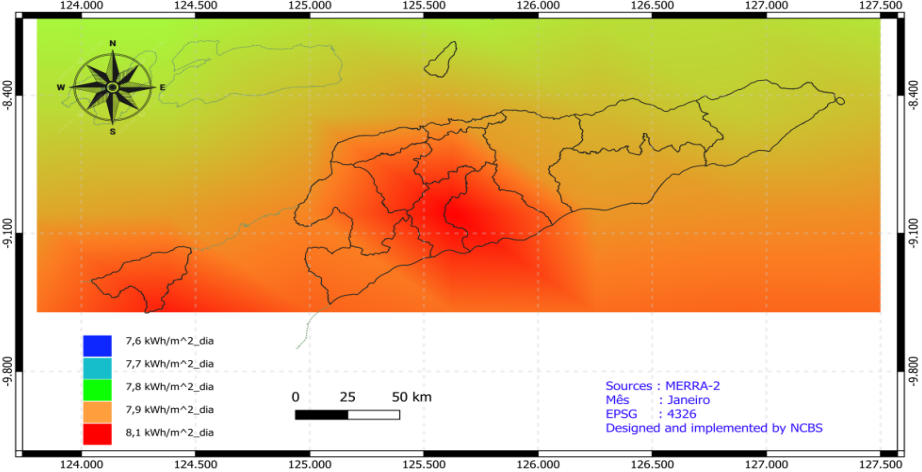
Local	Altitude (m)	Fração de cobertura de Nuvens		Água Precipitável	
		ERA5	MERRA-2	ERA5	MERRA-2
A	2926	0,7520	0,5707	0,1752	0,6569
B	1362	0,1397	0,5924	0,1918	0,6556
C	42	0,0071	0,5669	0,1845	0,8474
D	<0	0,0011	0,5860	0,3216	0,9035

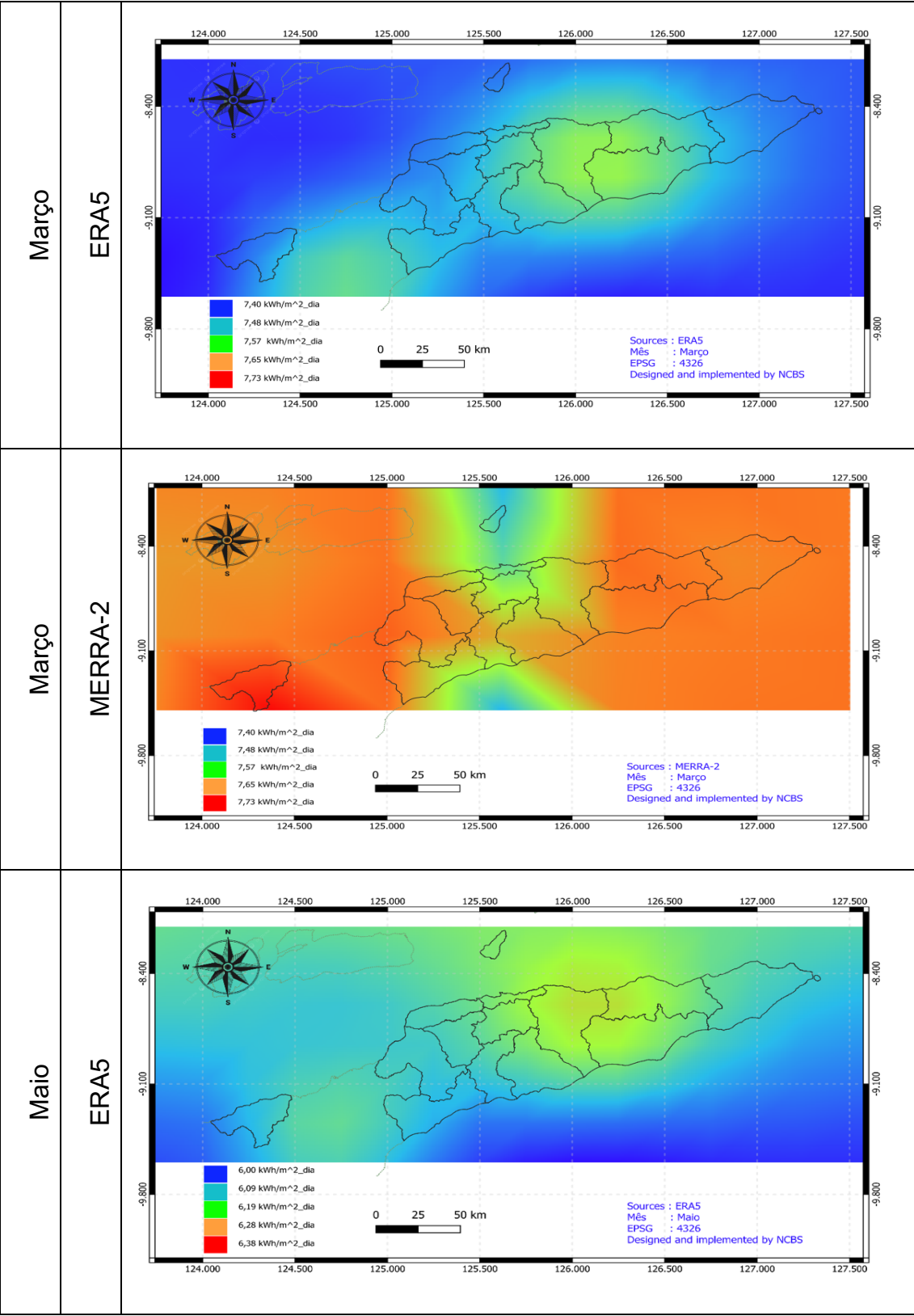
#### **4.4. Mapeamento do recurso solar**

O mapeamento da média mensal e anual de longo prazo foi realizado usando os dados de irradiação global horizontal e global horizontal para condições de céu limpo dos modelos ERA5 e MERRA-2.

##### **4.4.1. Média mensal de GHI para condições de céu limpo**

Devido à grande quantidade de mapas possíveis de gerar, foram escolhidos para serem apresentados nesta secção quatro mapas de médias mensais, dois da estação das chuvas, um da estação de transição e um da estação seca. Os meses seleccionados são janeiro, março (período chuva), maio (período de transição) e julho (período seco). Os restantes mapas encontram-se no Anexo B especificamente secção 1.

Mês	Fontes	Mapa
Janeiro	ERA5	 <p>Mapa de Janeiro baseado no dataset ERA5. O mapa mostra a distribuição espacial de uma variável (provavelmente radiação solar) com uma escala de cores de 7,6 a 8,1 kWh/m<sup>2</sup>_dia. O mapa inclui uma grade de coordenadas, uma bússola e uma escala de 0 a 50 km.</p> <p>Sources : ERA5 Mês : Janeiro EPSG : 4326 Designed and implemented by NCBS</p>
Janeiro	MERRA-2	 <p>Mapa de Janeiro baseado no dataset MERRA-2. O mapa mostra a distribuição espacial de uma variável (provavelmente radiação solar) com uma escala de cores de 7,6 a 8,1 kWh/m<sup>2</sup>_dia. O mapa inclui uma grade de coordenadas, uma bússola e uma escala de 0 a 50 km.</p> <p>Sources : MERRA-2 Mês : Janeiro EPSG : 4326 Designed and implemented by NCBS</p>



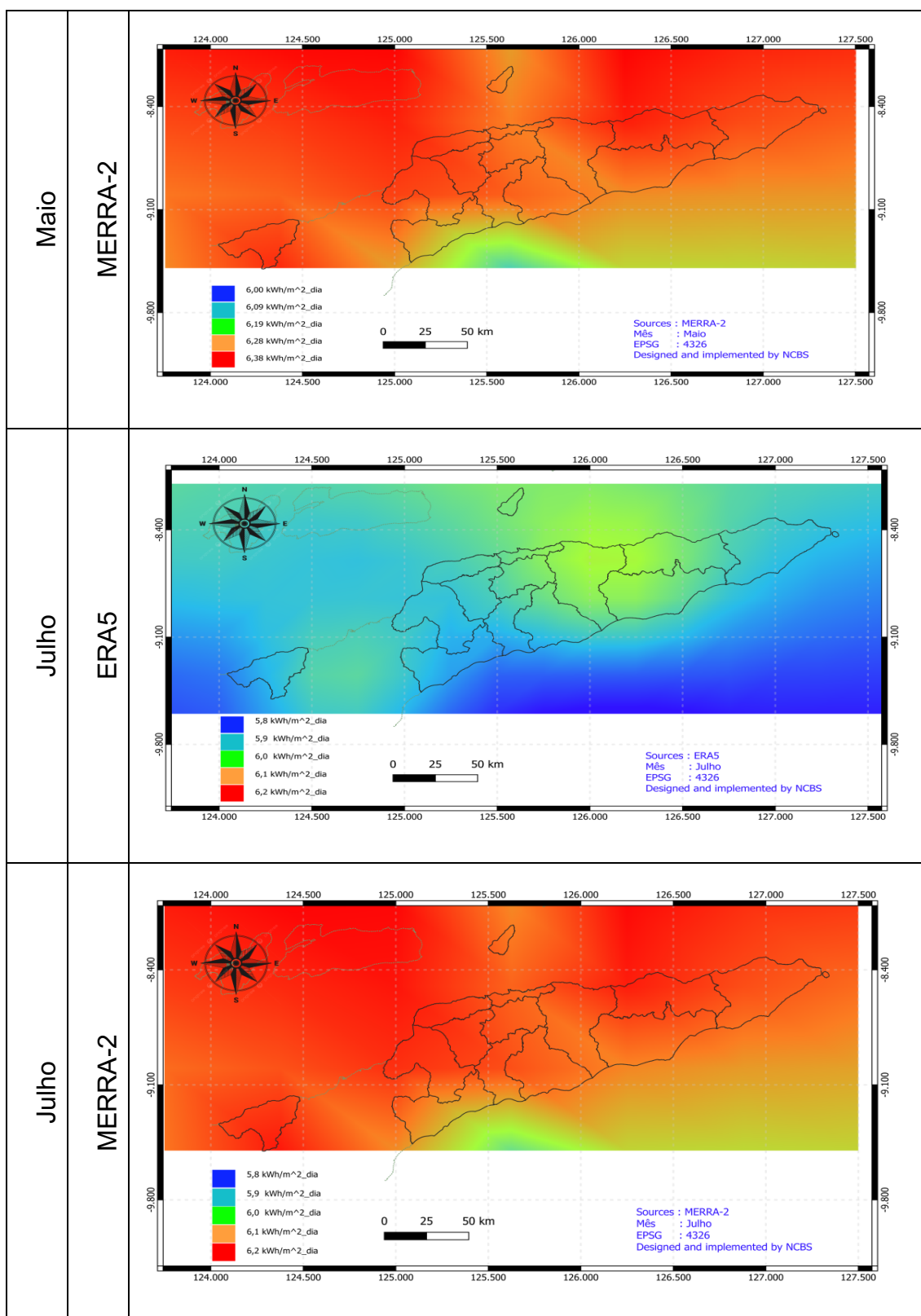
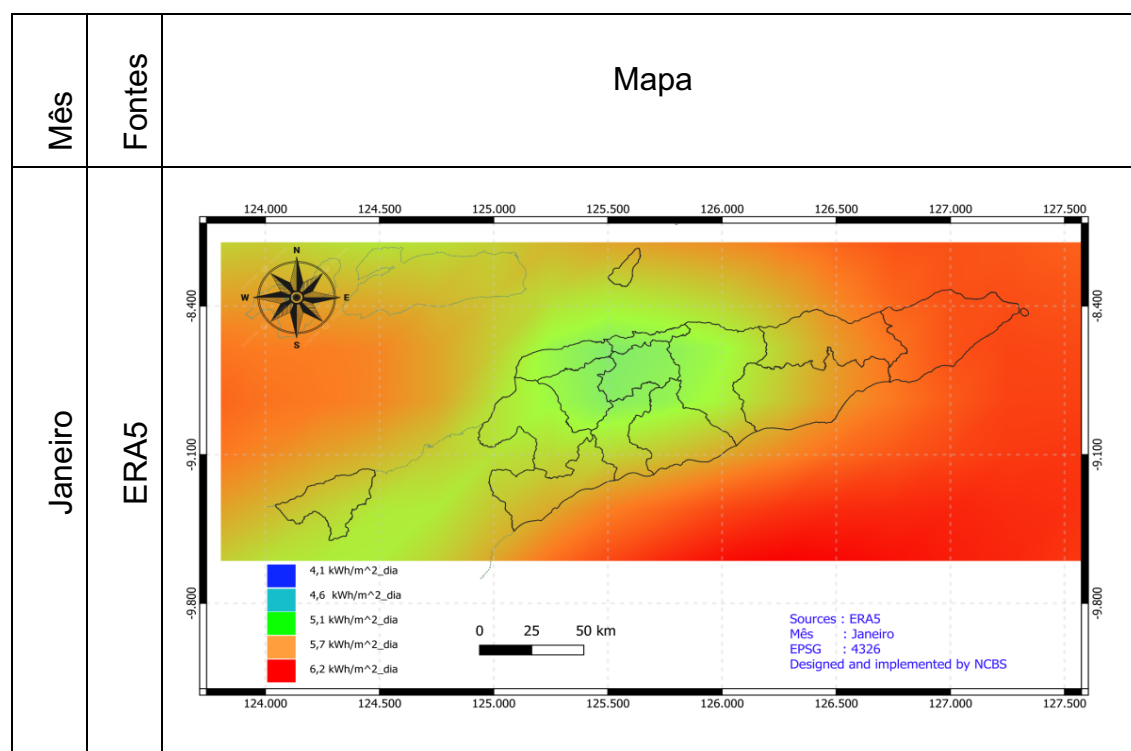


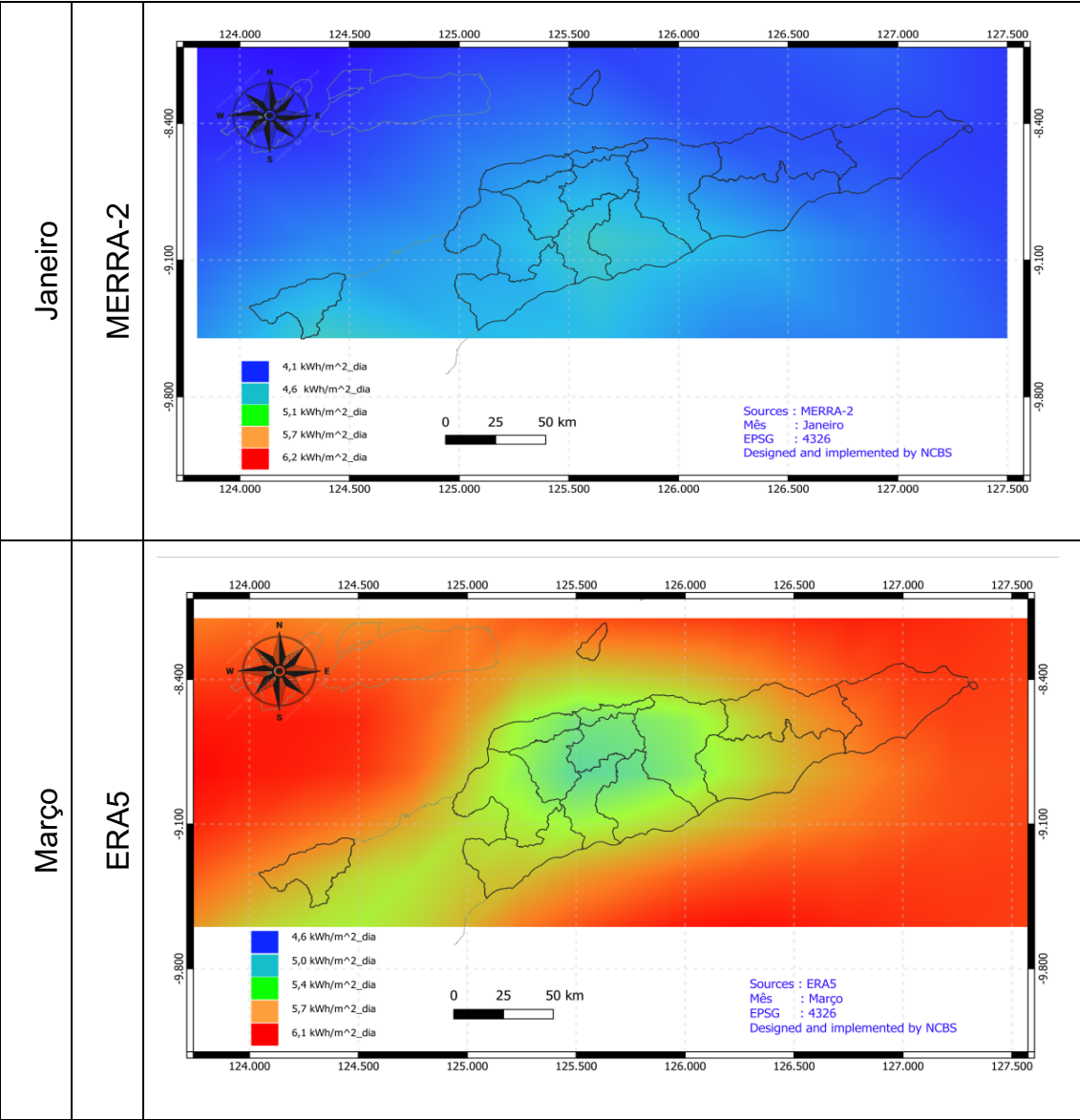
Figura 4-15: Mapas da média mensal de GHI para condições de céu limpo para os meses da estação das chuvas, de transição e seca.

Os mapas da média mensal de longo prazo da irradiância global no plano horizontal para condições de céu limpo mostram que, tipicamente, a distribuição espacial da irradiação global do modelo MERRA-2 apresenta valores superiores aos do modelo ERA5. De janeiro a dezembro, o ERA5 mostra uma irradiância solar maior em locais de maior altitude. Por outro lado, o MERRA-2 só apresenta essa distribuição no mês de janeiro. Para os meses de fevereiro a abril e de setembro a dezembro, o MERRA-2 apresenta valores de irradiação mais altos entre leste e oeste do território de Timor, na parte central do território apresenta menor irradiação com exceção das zonas de maior altitude (ver Anexo B secção 1).

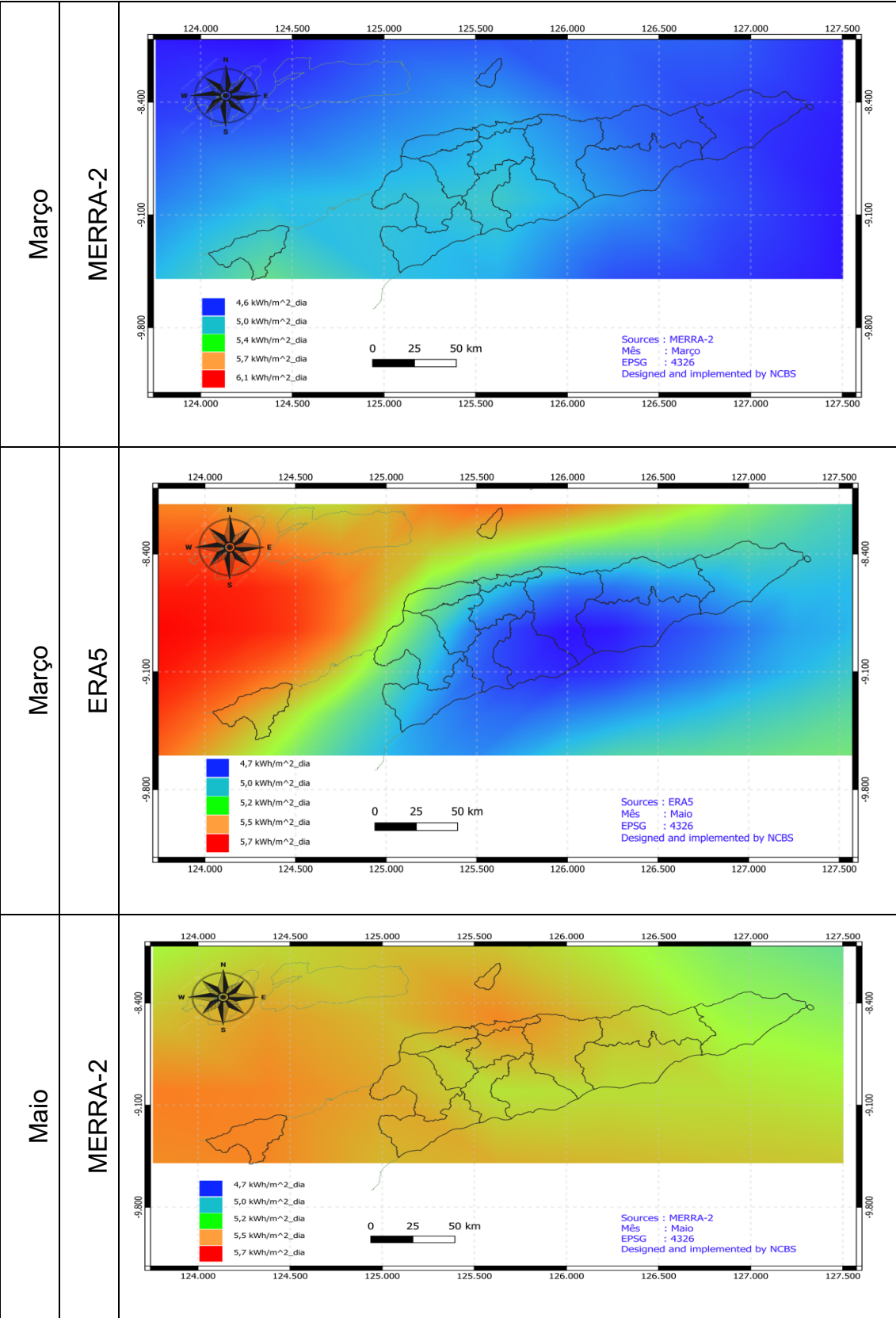
#### 4.4.2. Média mensal de GHI

Tal como na sessão anterior, foram escolhidos quatro mapas mensais: janeiro e março (estação chuva), maio (período transição) e julho (período seco). Os restantes mapas encontram-se no Anexo B secção 2.









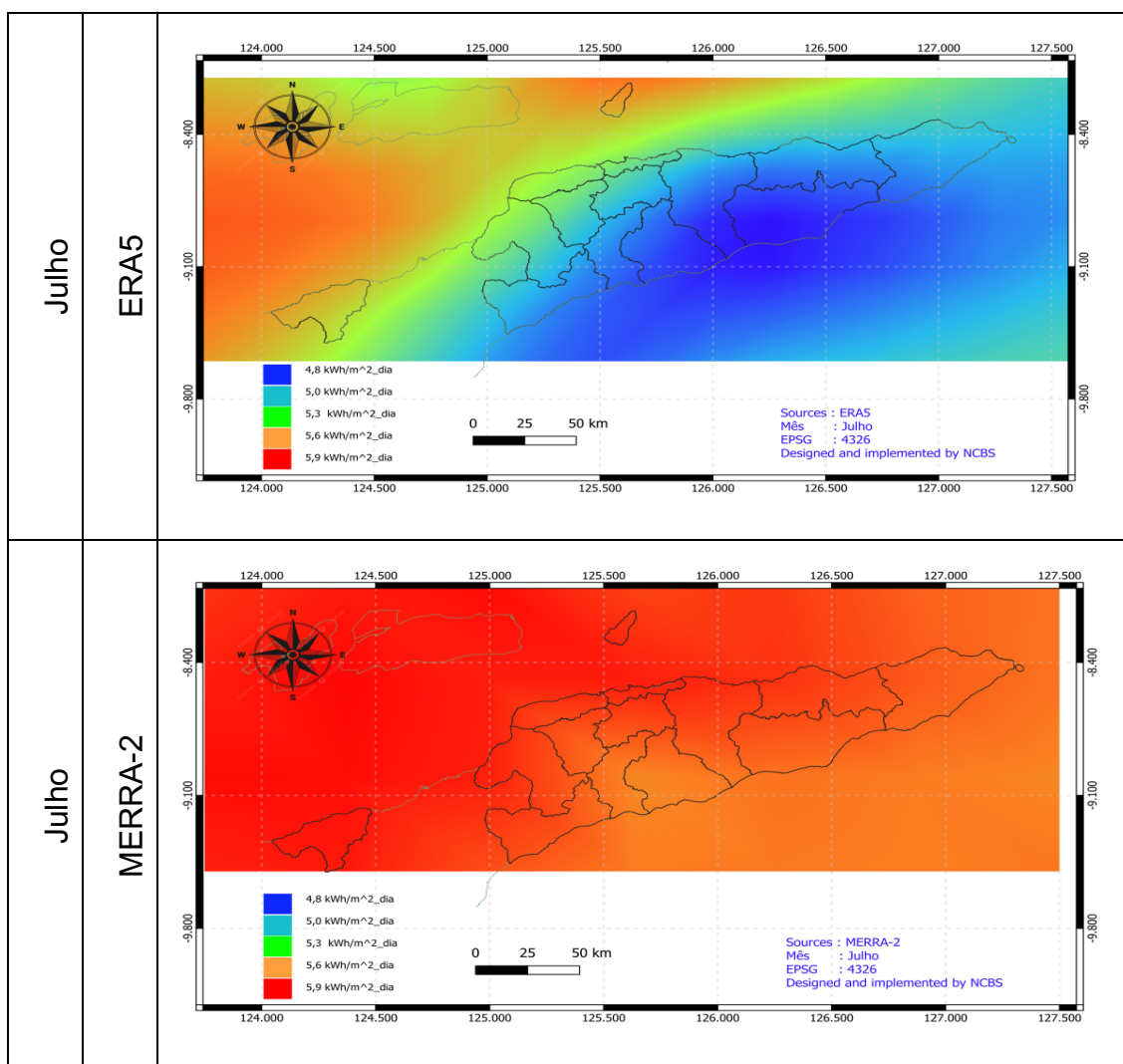


Figura 4-16: Mapas da média mensal de GHI para os meses da estação das chuvas, de transição e seca.

De acordo com os mapas apresentados na figura acima e no Anexo B secção 2, identificamos que para os meses compreendidos entre janeiro e março e entre novembro e dezembro o modelo ERA5 apresenta uma distribuição espacial com valores de GHI superiores à do modelo MERRA-2. Para os meses entre julho, agosto e setembro a distribuição de GHI do modelo MERRA-2 apresenta valores superiores aos do modelo ERA5 ao longo da região em estudo. Em termos de distribuição em zonas de maior altitude, o modelo ERA5 apresenta valores inferiores de irradiação nos meses entre janeiro até abril e entre setembro e

dezembro. O modelo MERRA-2 apresenta este comportamento nos meses compreendidos entre janeiro e março (ver anexo B, secção 2).

#### **4.4.3. Médias anuais de GHI dos modelos ERA5 e MERRA-2**

##### ***Irradiação global no plano horizontal para condições de céu limpo***

Os mapas de média anual de longo prazo para irradiação global no plano horizontal para condições de céu limpo do modelo ERA5 varia entre 2527 e 2592 kWh/m<sup>2</sup>ano na região em estudo (Figura 4-17), enquanto para o modelo MERRA-2 variam entre 2592 e 2657 kWh/m<sup>2</sup>ano na mesma região (Figura 4-18). De acordo com os mapas, verifica-se que a irradiação anual do modelo MERRA-2 é superior à do modelo ERA5. O mapa da média anual do modelo ERA5 apresenta um valor superior de irradiação na zona central do território, e nas regiões ocidentais e costeiras com menor irradiação solar. Isto está de acordo com os mapas das médias mensais de janeiro a dezembro do modelo ERA5 (ver Anexo B especificamente na secção 1). A média anual do modelo MERRA-2 apresenta valores mais altos de irradiação solar no leste e oeste do território e menor irradiação na zona central, com exceção da zona mais elevada da ilha. Este tipo de distribuição também se verifica na maioria dos mapas das médias mensais do modelo MERRA-2 (ver anexo B, secção 1).

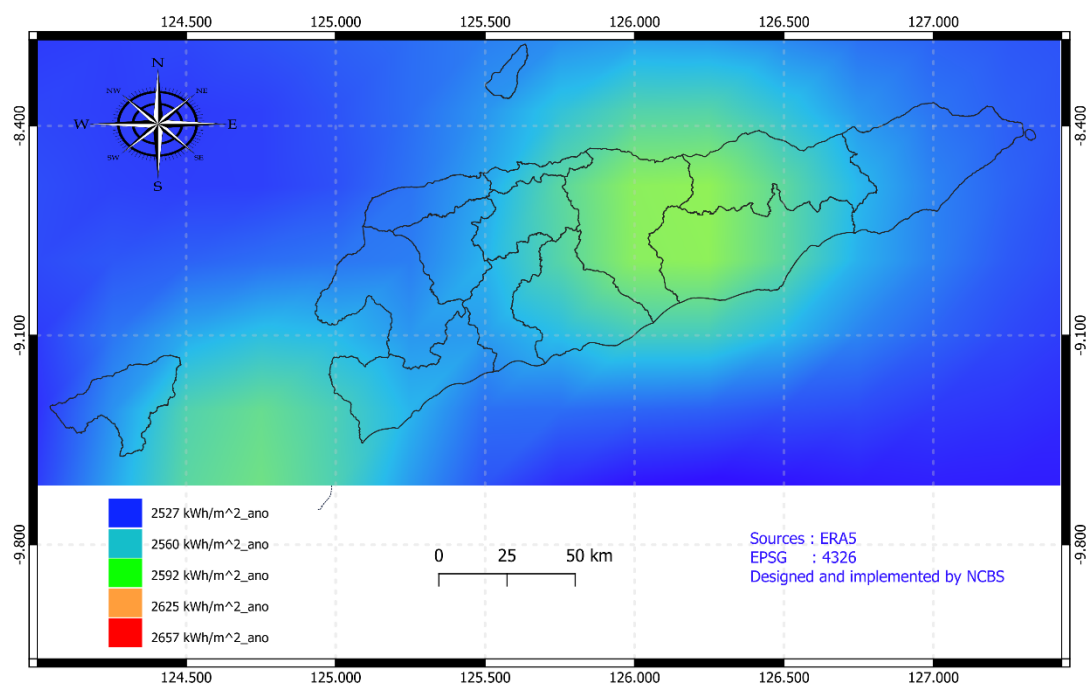


Figura 4-17: Média anual de GHI para céu limpo do modelo ERA5.

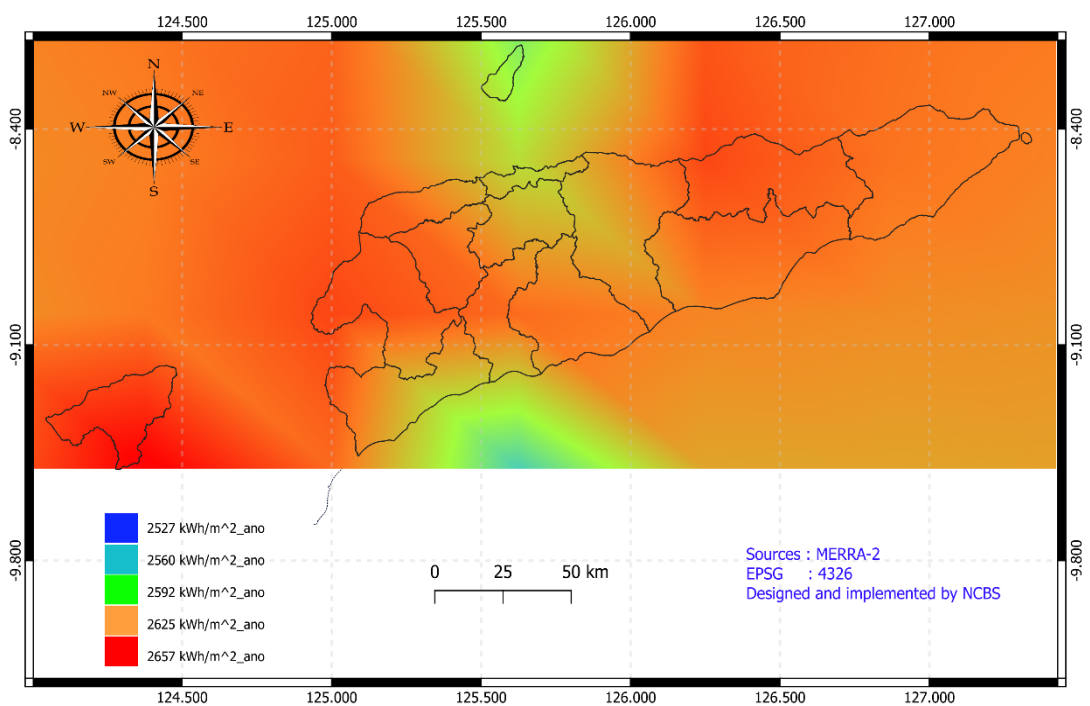


Figura 4-18: Média anual de GHI para céu limpo do modelo MERRA-2.

### ***Irradiação global no plano horizontal***

O valor médio anual da irradiação global no plano horizontal para o modelo ERA5 varia entre 1970 e 2263 kWh/m<sup>2</sup>ano, enquanto no caso do modelo MERRA-2 esse valor varia entre 1965 e 2212 kWh/m<sup>2</sup>ano (Figura 4-19 e Figura 4-20). Para utilizar a mesma escala nos dois mapas da Figura 4-19 e 4-20, a escala de cores foi construída usando o limite mínimo do modelo MERRA-2 e o máximo do modelo ERA5. Se compararmos os mapas das médias anuais dos dois modelos para a grelha da região em estudo, verifica-se que as distribuições da irradiação global no plano horizontal apresentam diferentes padrões. Para o caso do modelo ERA5, em torno da ilha de Timor há um gradiente da parte do oceano para a ilha, até à zona com maior altitude. No caso do modelo MERRA-2 verifica-se o contrário, a irradiação global no plano horizontal é inferior em torno da ilha e aumenta ao aproximar do interior da ilha sendo a zona com maior irradiação correspondente à de maior altitude.

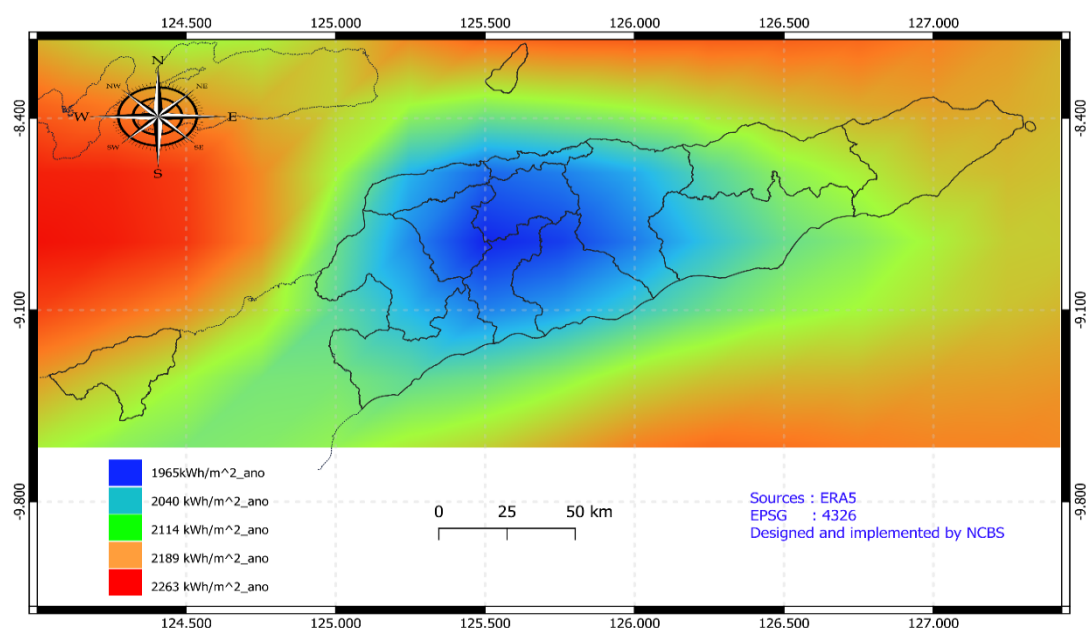


Figura 4-19: Média anual de GHI do modelo ERA5.

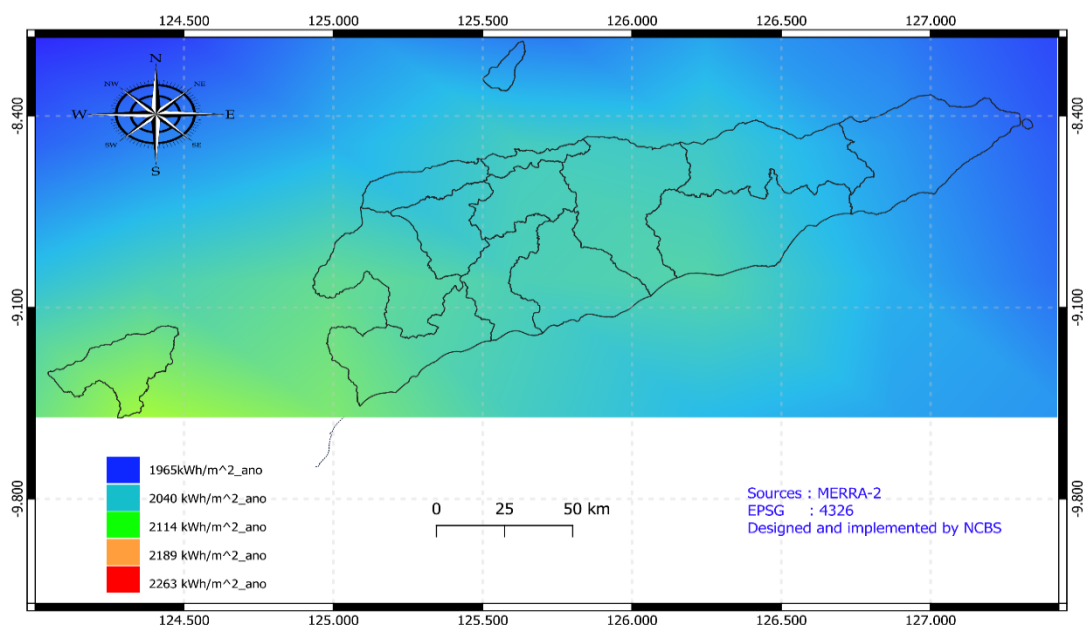


Figura 4-20: Média anual de GHI do modelo MERRA-2.

#### 4.5. Comparação da GHI com o modelo SOLARGIS

De seguida são apresentadas as distribuições da irradiação global no plano horizontal sobre a ilha de Timor-Leste dos modelos ERA5 e MERRA-2 e comparadas com o mapa de GHI fornecido pelo modelo SOLARGIS. De acordo com esta análise, determinou-se que a irradiação global no plano horizontal do modelo ERA5 sobre a ilha de Timor varia entre 1971 e 2197 kWh/m²ano, no caso do modelo MERRA-2 varia entre 1999 e 2109 kWh/m²ano e no caso do modelo SOLARGIS varia entre 1430 e 2190 kWh/m²ano. Os gráficos da Figuras 4-21, 4-22 e 4-23 apresentam os mapas para os modelos SOLARGIS, ERA5 e MERRA-2, respetivamente, com uma escala de cores construída entre limite mínimo do modelo SOLARGIS e limite máximo do modelo ERA5, com o objetivo de uniformizar as escalas entre os três modelos.

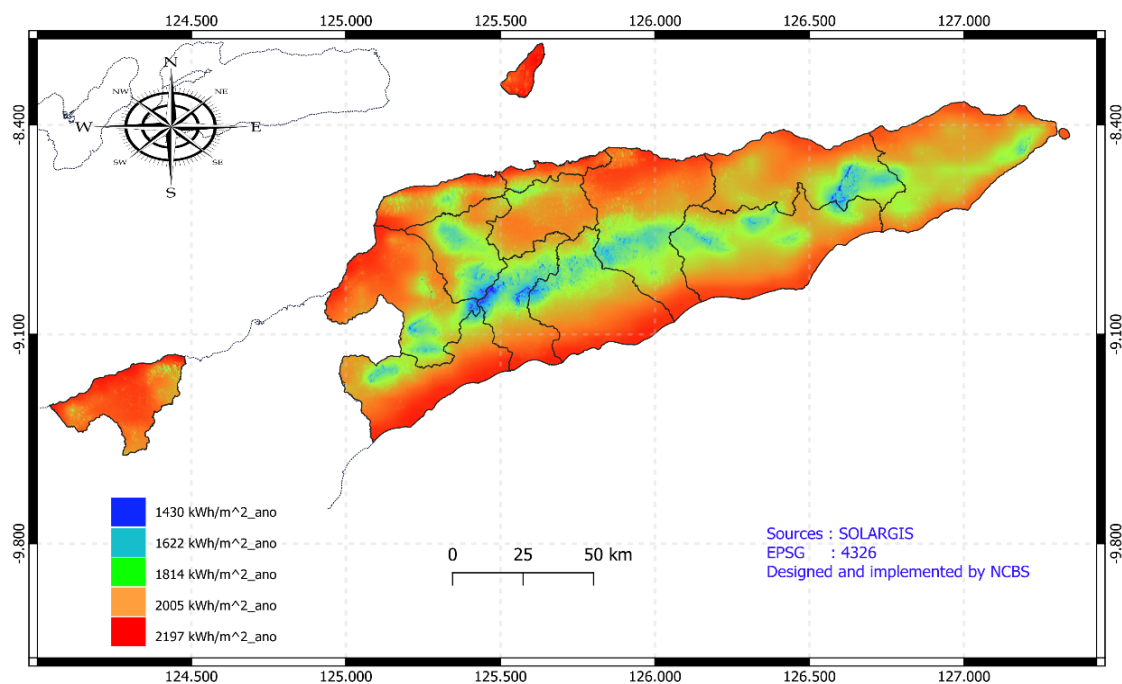


Figura 4-21: Média anual de GHI do modelo SOLARGIS.

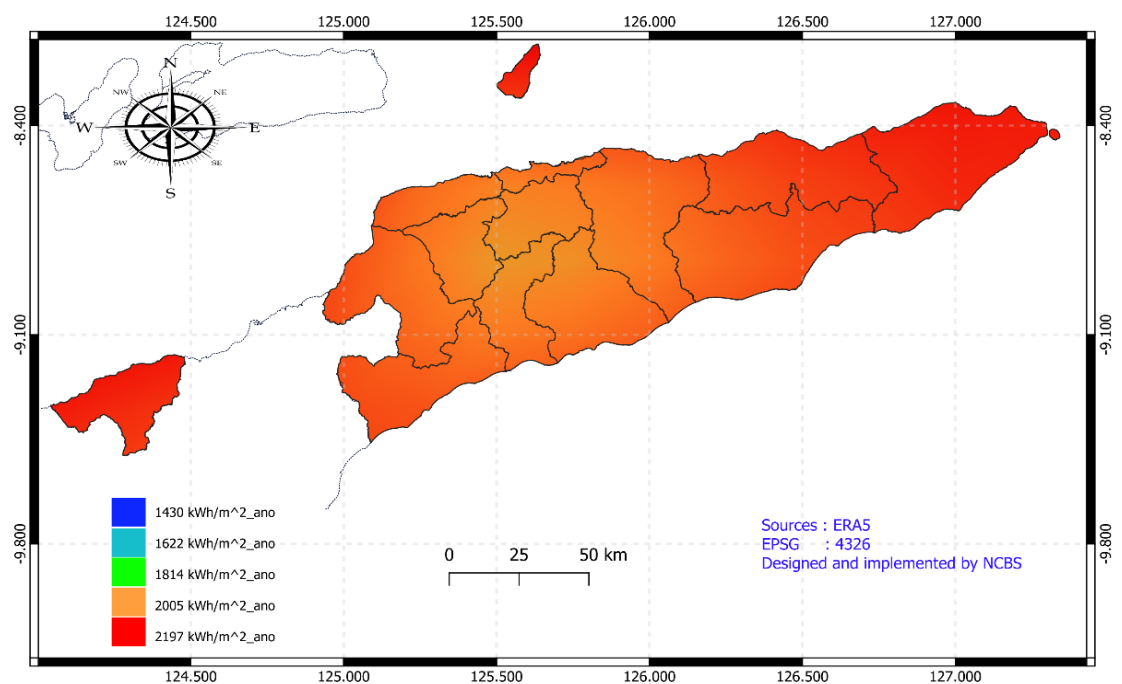


Figura 4-22: Média anual de GHI do modelo ERA5 recortado para-Timor.



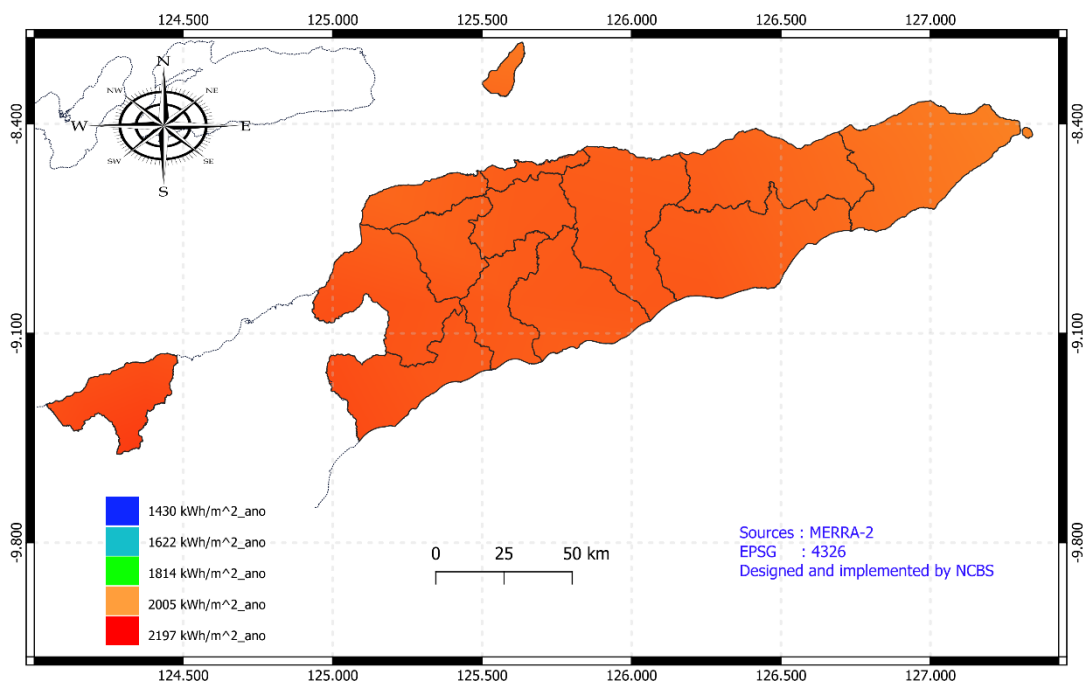


Figura 4-23: Média anual de GHI do modelo MERRA-2 recortado para-Timor.

Com base nos mapas recortados pelo limite do território, pode verificar-se que, em comparação com o modelo SOLARGIS, tanto o modelo ERA5 como o modelo MERRA-2 não detetam claramente as variações de irradiação ao longo do território como no caso do SOLARGIS. No entanto, em áreas onde o SOLARGIS indica vários mínimos de irradiação, o modelo ERA5 apresenta também uma redução ligeira. O MERRA-2 não consegue detetar a diminuição de irradiação mais significativa mostrada pelo modelo SOLARGIS.

## 4.6. Mapeamento do potencial de produção de energia fotovoltaica

### 4.6.1. Mapa do potencial de produção de energia fotovoltaica

O cálculo da produção de energia fotovoltaica e do fator de forma é feito utilizando os dados de irradiação global no plano horizontal, irradiação direta normal, velocidade do vento e temperatura do ar provenientes do modelo ERA5. A irradiação direta normal não foi submetida a avaliação devido ao modelo MERRA-2 não ter esta variável. A Figura 4-24 apresenta o mapa da produção



de energia solar fotovoltaica estimada com base nos dados do modelo ERA5 para um sistema com a configuração apresentada na Tabela 3-5.

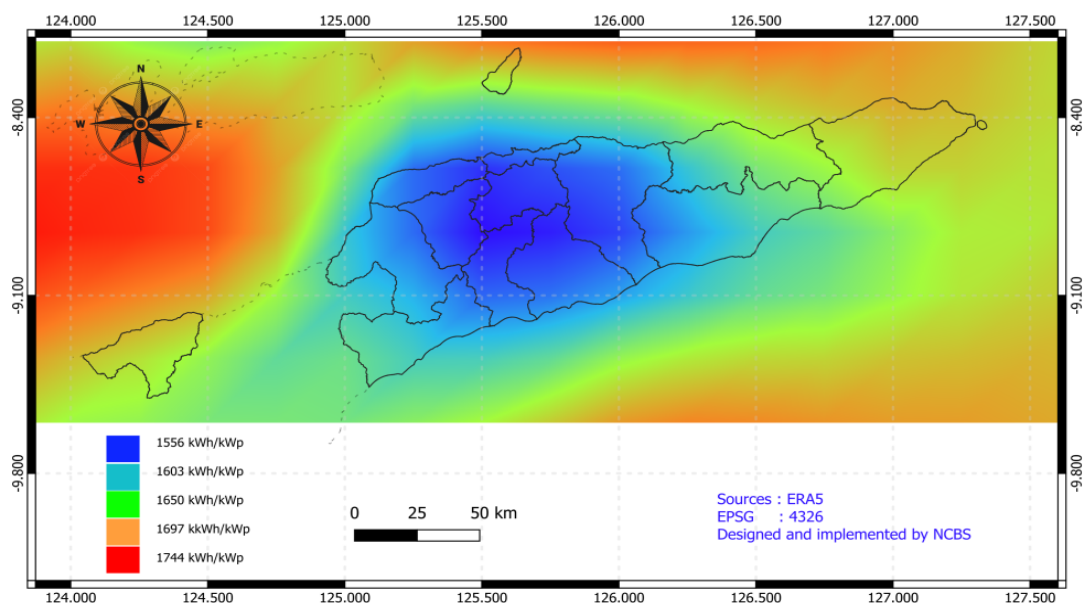


Figura 4-24: Produção anual de energia solar fotovoltaica estimada com base nos dados do modelo ERA5.

De acordo com o mapa da produção de energia solar fotovoltaica da Figura 4-24, verifica-se que em torno da ilha poderia ser obtida uma maior produção de energia fotovoltaica e que este valor de energia decresce com a aproximação à ilha atingindo o valor mínimo no centro da ilha. Para a comparação, apresenta-se na Figura 4-25 o mapa da produção anual de energia solar fotovoltaica do modelo SOLARGIS.

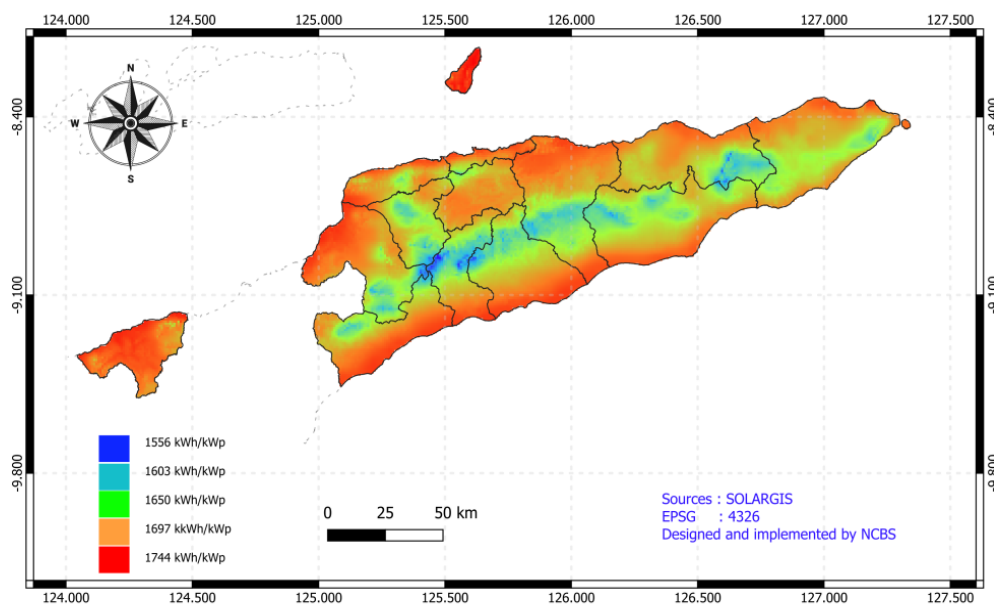


Figura 4-25: Produção anual de energia solar fotovoltaica fornecida pelo modelo SOLARGIS.

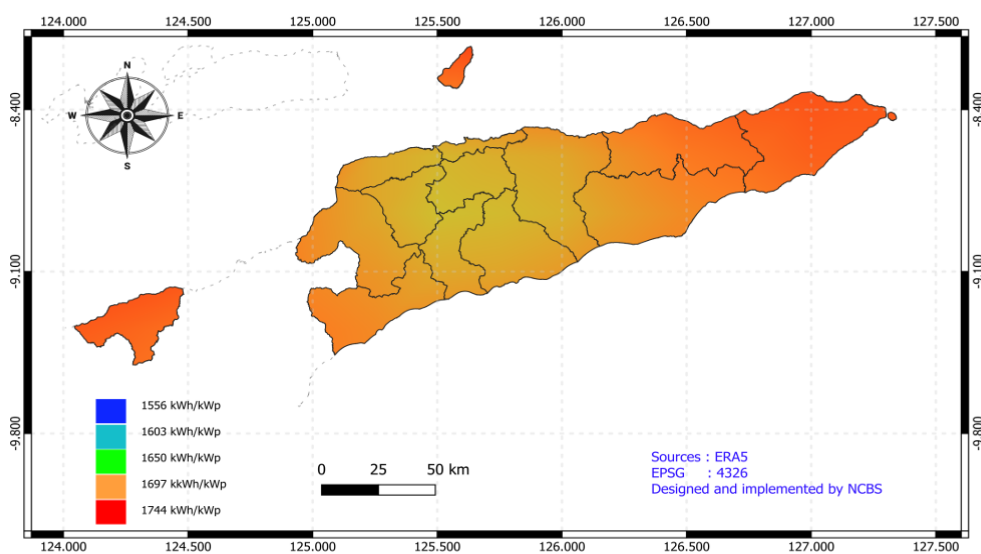


Figura 4-26: Energia fotovoltaica anual do ERA5 recortado para-Timor.

O mapa da estimativa da produção anual de energia solar fotovoltaica com base nos dados do modelo ERA5 foi recortado para a ilha de Timor para melhor evidenciar a diferença em relação ao mapa do modelo SOLARGIS. Os valores estimados neste estudo de produção de energia solar fotovoltaica não representam as áreas de menor produção que são observados no modelo SOLARGIS. Isso já era esperado devido ao fato de que a estimativa de produção

de energia apresentada pelo modelo SOLARGIS foram realizados para uma grelha significativamente menor ( $0,0079^\circ \times 0,0079^\circ$ ) e por ser usada uma correção devido à orografia extremamente sofisticada, incluir a correção de temperatura e velocidade do vento. Neste estudo apenas é efetuada a correção do efeito devido à velocidade do vento e da temperatura do ar e não a correção devido ao efeito da orografia.

A partir da estimativa da produção de energia com base nos dados do modelo ERA5, foi igualmente obtido o fator forma para um sistema fotovoltaico com a mesma configuração (Tabela 3.5), que é apresentado no mapa da Figura 4-27.

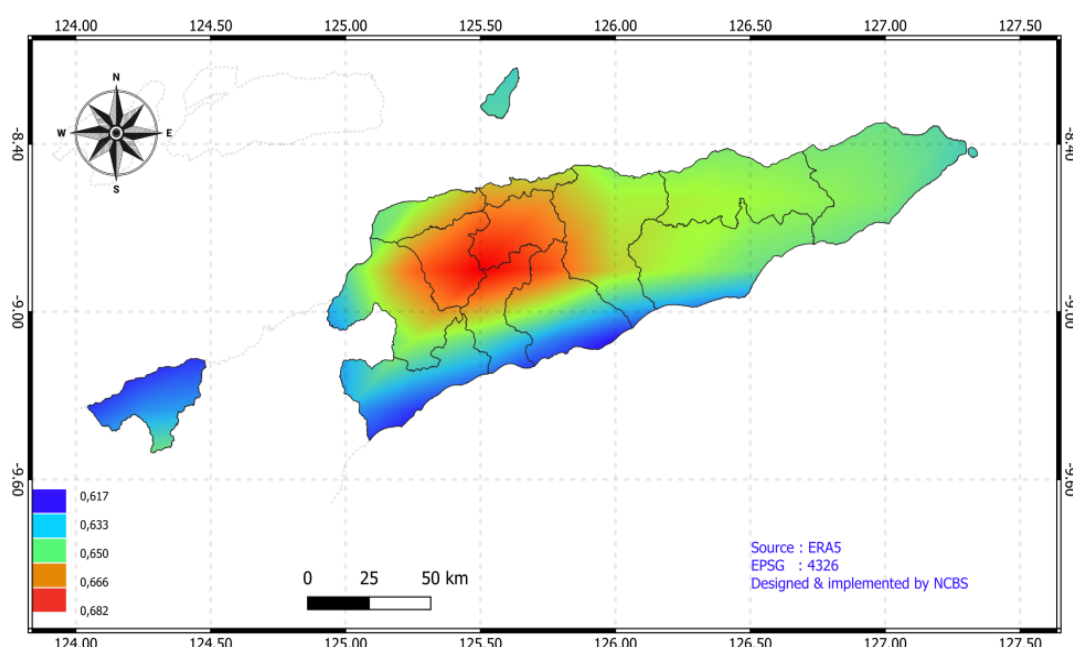


Figura 4-27: Fator forma do sistema solar fotovoltaico considerado com base nos dados do modelo ERA5.

De acordo com a Figura 4-27, o maior fator forma ocorre na zona que apresenta maior altitude, menor irradiação global horizontal e menor energia fotovoltaica anual (ver mapas das Figura 4-7, 4-19 e 4-24). Isso ocorre porque a extração da potência do módulo não depende apenas da quantidade irradiação solar recebida, mas também dos fatores ambientais como a temperatura e a velocidade do vento. A temperatura elevada reduz o desempenho dos painéis, pois afeta negativamente as propriedades elétricas dos semicondutores,

sobretudo ao diminuir a tensão de saída dos módulos. Por outro lado, a velocidade do vento funciona como mecanismo natural de arrefecimento, ajudando a dissipar calor acumulado nos painéis.

Os sítios com maior fator forma apresentado na Figura 4-27 são região com fatores ambientais como temperatura do ar e velocidade do vento favoráveis para que o painel extraia a sua máxima potência. Atualmente os painéis fotovoltaicos comercializados possuem o fator forma  $<0,7$ .

#### **4.7. Identificação das zonas e locais mais favoráveis para a instalação de sistemas de energia solar fotovoltaica**

##### **4.7.1. Uso do solo e infraestruturas**

O uso do solo e as infraestruturas como por exemplo estradas, linhas da rede elétrica e subestações elétricas fornecidas pelo SIG (Sistema de Informação Geográfica) especificamente *open street maps* (OSM) e *zenodo*, assim como a análise de declives são os fatores que também determinam as melhores áreas e locais para a implantação de centrais fotovoltaicas.

Os mapas seguintes apresentam a classificação e o uso do solo (Figura 4-28), as linhas de transmissão e subestações elétricas (Figura 4-30) e as vias de transporte terrestre (Figura 4-31) em Timor-Leste. O gráfico da Figura 4-29 apresenta a classificação do solo e respetiva área em Timor-Leste.

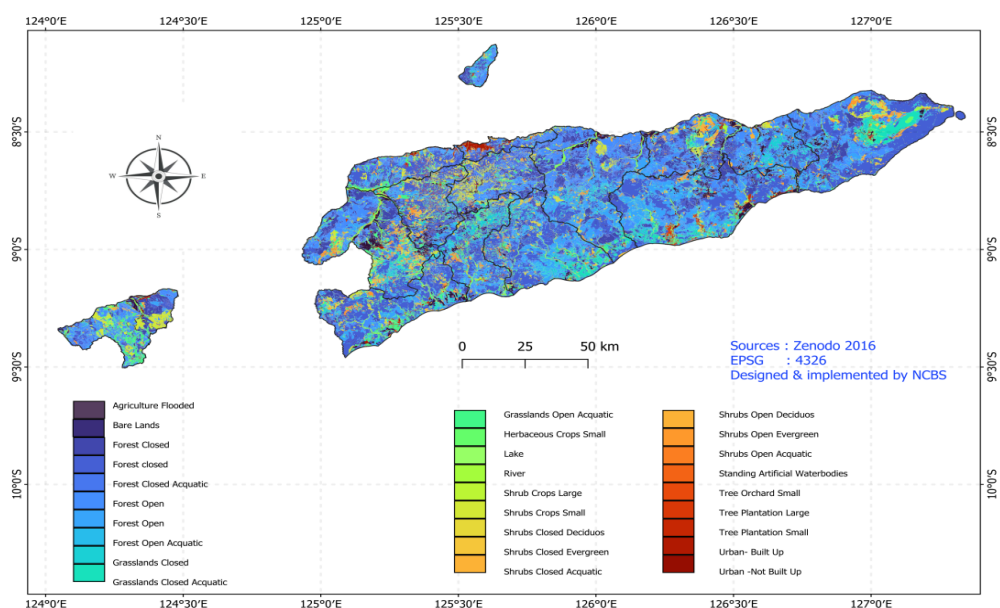


Figura 4-28: Mapa do uso do solo em Timor-Leste.

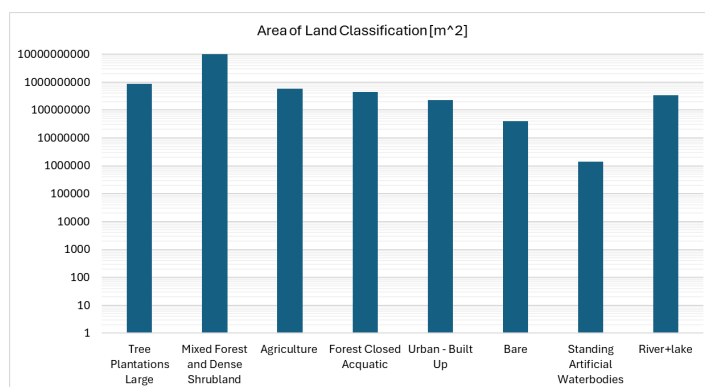


Figura 4-29: Classificação do solo e respetiva área em Timor-Leste.

Como se pode verificar, a área de *Bare Lands* é significativamente menor do que as restantes, sendo a maior parte do solo de Timor-Leste ocupado por florestas mistas e densas e arbustos. Ao longo deste estudo, as áreas de *Bare Lands* foram escolhidas como as zonas mais apropriadas para a implantação de centrais fotovoltaicas devido à pequena cobertura vegetal e terem solo infértil.

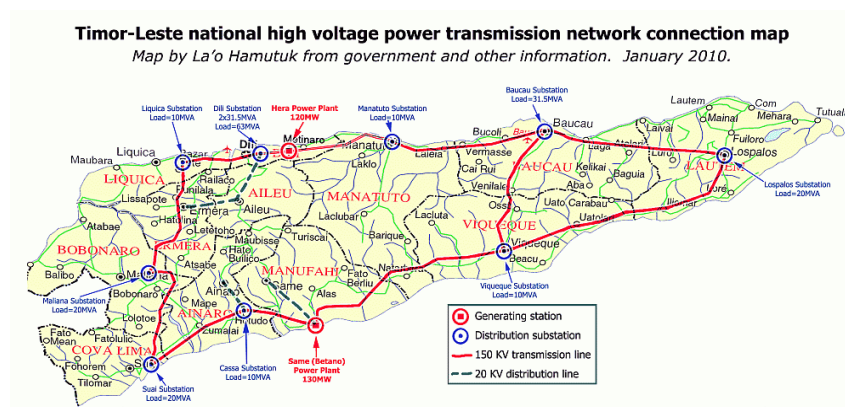


Figura 4-30: Mapa das linhas elétricas da rede de distribuição.

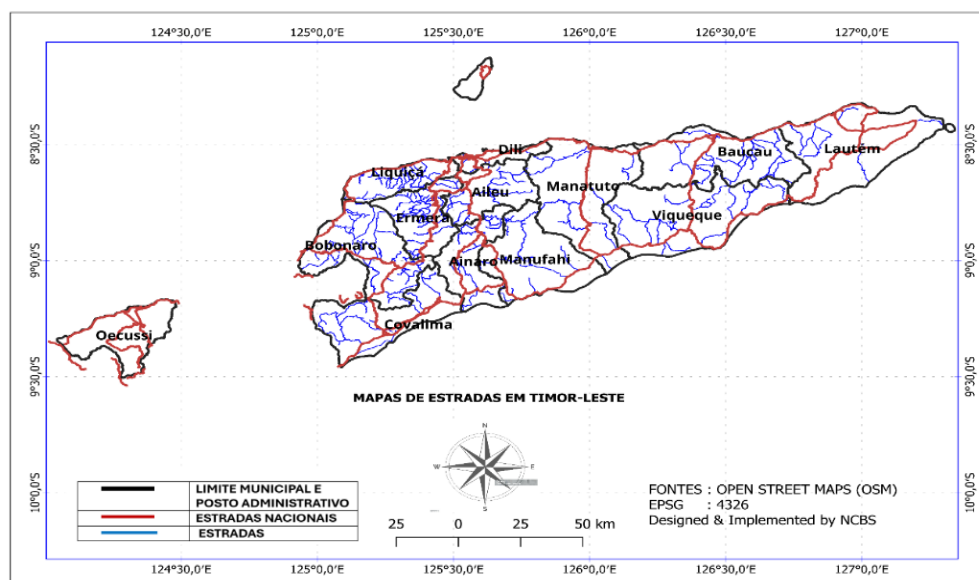


Figura 4-31: Mapa das estradas nacionais e municipais.

Timor-Leste possui duas centrais termoeletricas convencionais e a rede elétrica de alta tensão é composta por nove subestações elétricas. As estradas nacionais conectam 13 municípios e os postos administrativos.

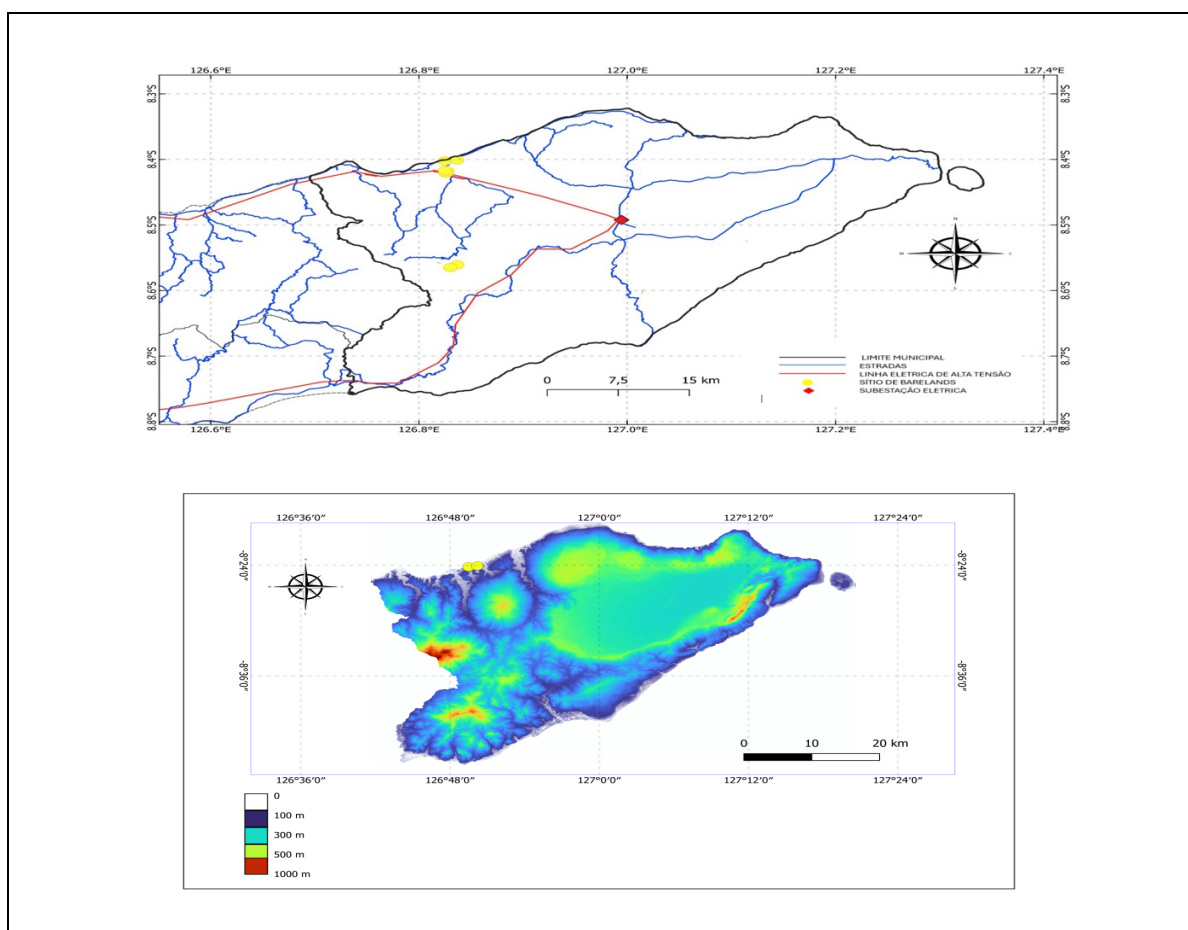
#### 4.7.2. Identificação dos locais mais favoráveis para a instalação de sistemas de energia solar fotovoltaica

Este estudo permitiu selecionar os locais mais favoráveis para instalação de centrais fotovoltaicas em cinco municípios de Timor-Leste: Lautem, Baucau,

Viqueque, Manatuto e Dili. Os locais foram identificados usando uma variedade de critérios, incluindo a distância às infraestruturas, o acesso às estradas, a proximidade às linhas elétricas de alta tensão e às subestações elétricas, o uso do solo do tipo *Bare Lands* e o declive do terreno.

### ***Município de Lautem***

A Figura 4.32 apresenta os mapas de estradas e rede elétrica, o mapa da orografia e o mapa com a estimativa da produção de energia fotovoltaica no Município de Lautem.



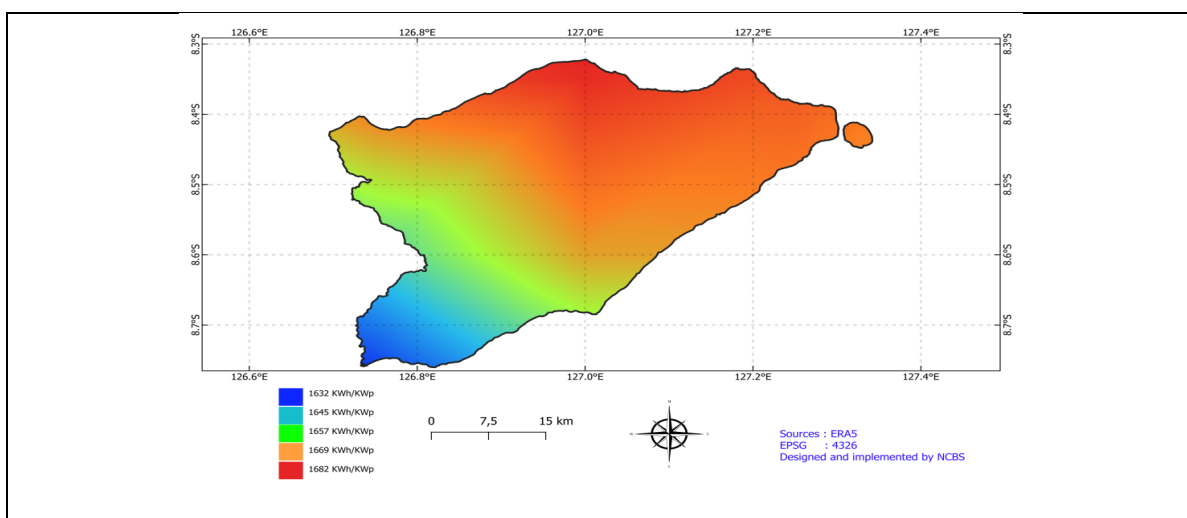


Figura 4-32: Mapas de infraestrutura, orografia e de estimativa da produção de energia solar fotovoltaica no Município de Lautem.

Neste município foram identificados cinco locais onde o uso do solo é do tipo *Bare Lands*. Após análise mais detalhada, foram escolhidos dois locais com as características apresentadas na Tabela 4-3.

**Tabela 4-3: Localização, distâncias às infraestruturas e declive dos sítios selecionados no Município de Lautem.**

Sítio	Lat. (°)	Lon. (°)	Área (m <sup>2</sup> )	Distância à linha alta tensão (km)	Distância à estrada (km)	Distância à subestação (km)	Declive (%)
1	-8,402	126,825	263 080,58	1,89	0	21,24	<5
2	-8,401	126,837	134 133,88	2,367	0	20	<5

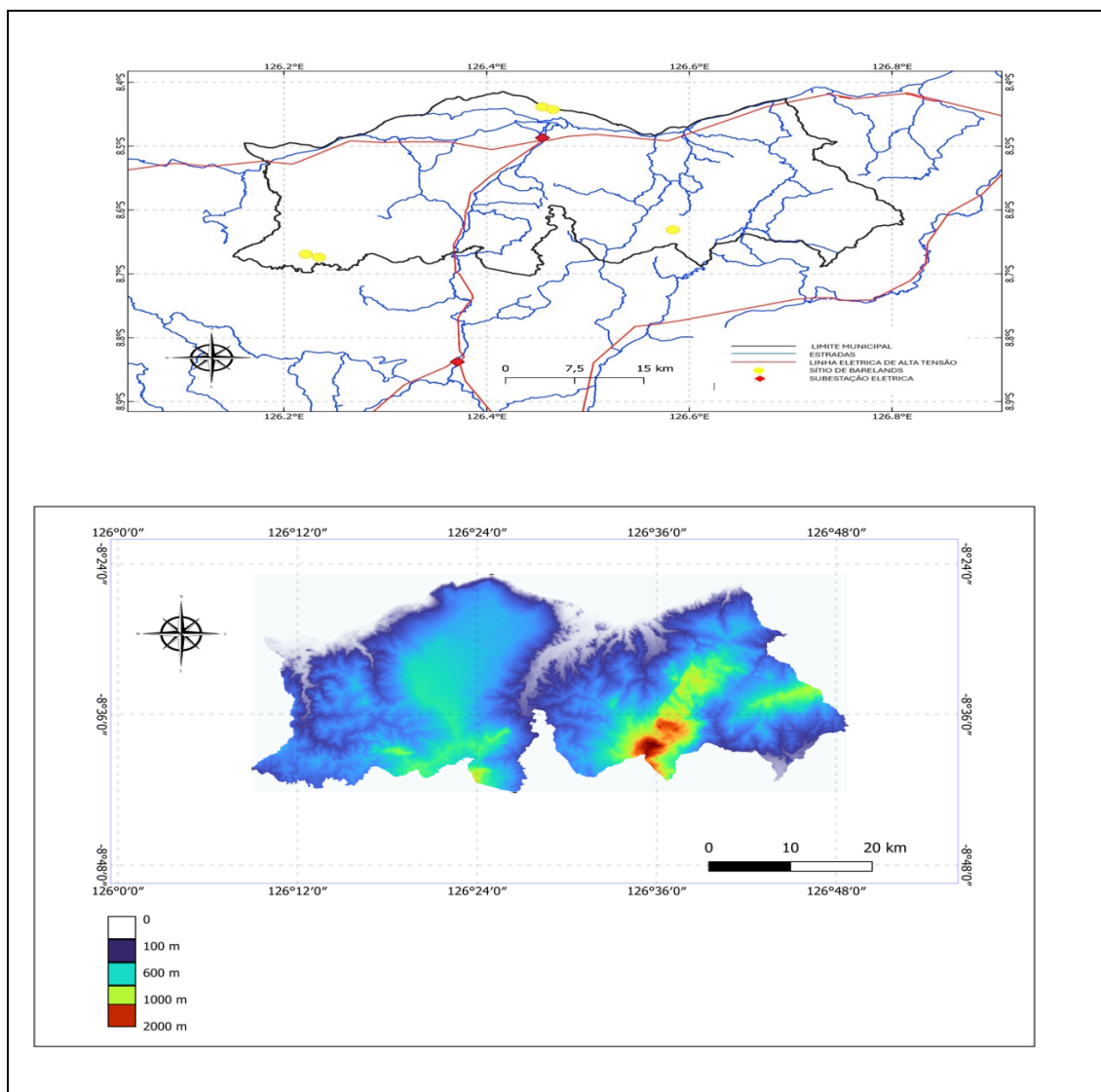
Os dois locais apresentados na tabela acima são potencialmente favoráveis devido a terem acesso à estrada, estarem perto da linha elétrica e serem pouco afetados pelo declive do terreno e o consequente sombreamento das montanhas. Com base na área disponível do *Bare Lands*, no tamanho dos painéis fotovoltaico e na sua máxima potência, é possível projetar a instalação



de centrais solares com capacidades de aproximadamente 40,48 MWp e 20,64 MWp, respetivamente, nos locais 1 e 2 identificados.

### ***Município de Baucau***

A Figura 4-33 apresenta os mapas de estradas e rede elétrica, o mapa da orografia e o mapa com a estimativa da produção de energia fotovoltaica no Município de Baucau.



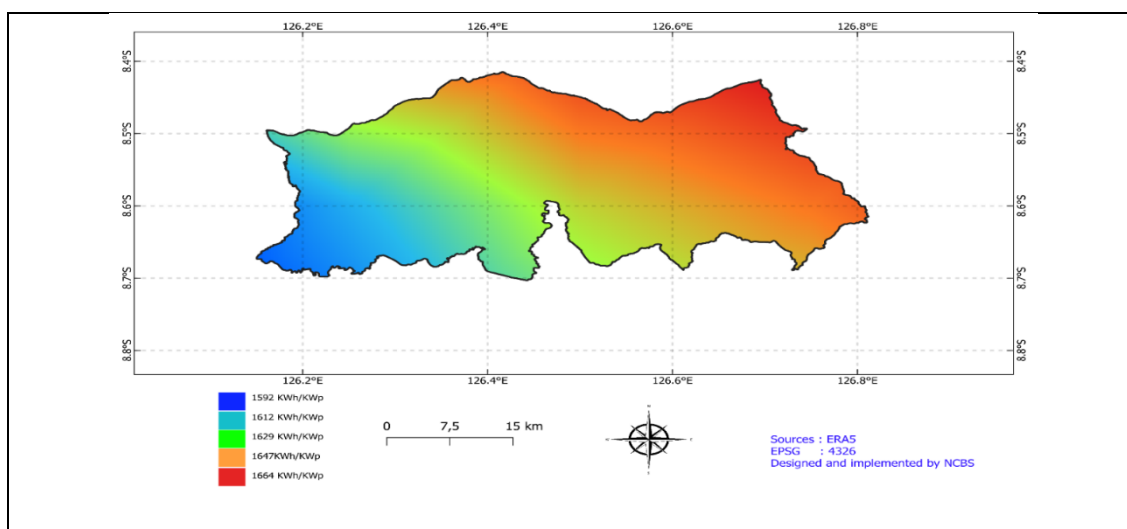


Figura 4-33: Mapas de infraestrutura, orografia e de estimativa da produção de energia solar fotovoltaica no Município de Baucau.

Neste município foram identificados cinco locais onde o uso do solo é do tipo *Bare Lands*. Após análise mais detalhada, foi selecionado um local com as características apresentadas na Tabela 4-4.

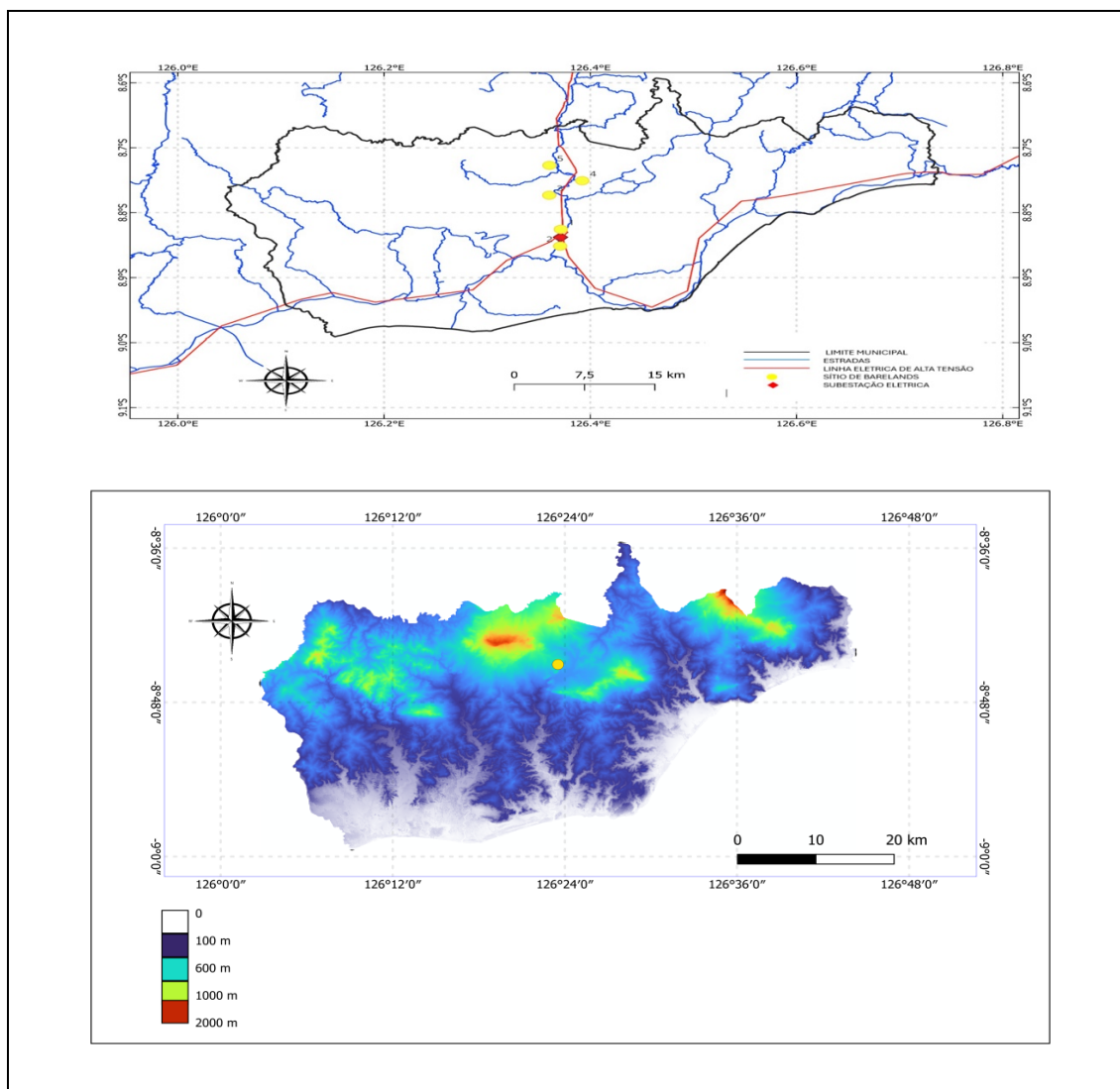
**Tabela 4-4: Localização, distâncias às infraestruturas e declive dos sítios selecionados no Município de Baucau.**

Sítio	Lat. (°)	Lon. (°)	Área (m <sup>2</sup> )	Distância à linha alta tensão (km)	Distância à estrada (km)	Distância à subestação (km)	Declive (%)
1	-8,439	126,455	62 557,11	0	0	1	<5

O local apresentado na tabela acima é potencialmente favorável devido a terem acesso à estrada, estar perto da linha elétrica e pouco afetados pelo declive do terreno e o consequente sombreamento das montanhas. É possível projetar a implantação de central fotovoltaica com capacidade de aproximadamente 9,62 MWp.

### ***Município de Viqueque***

A Figura 4-34 apresenta os mapas de estradas e rede elétrica, o mapa da orografia e o mapa com a estimativa da produção de energia fotovoltaica no Município de Viqueque.



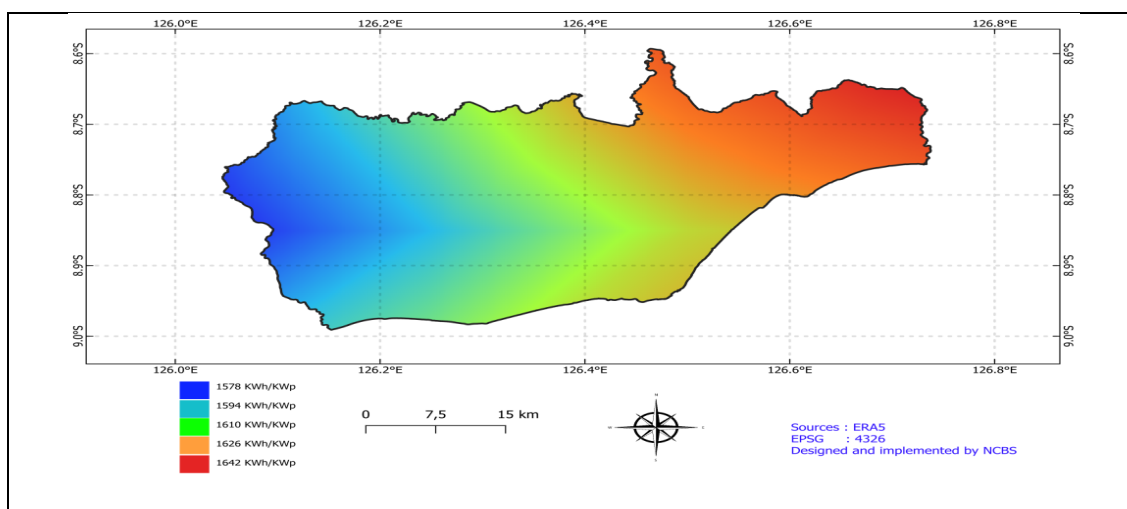


Figura 4-34: Mapas de infraestrutura, orografia e de estimativa da produção de energia solar fotovoltaica no Município de Viqueque.

Neste município foram identificados cinco locais onde o uso do solo é do tipo *Bare Lands*. Após análise mais detalhada, foi selecionado um local com as características apresentadas na Tabela 4-5.

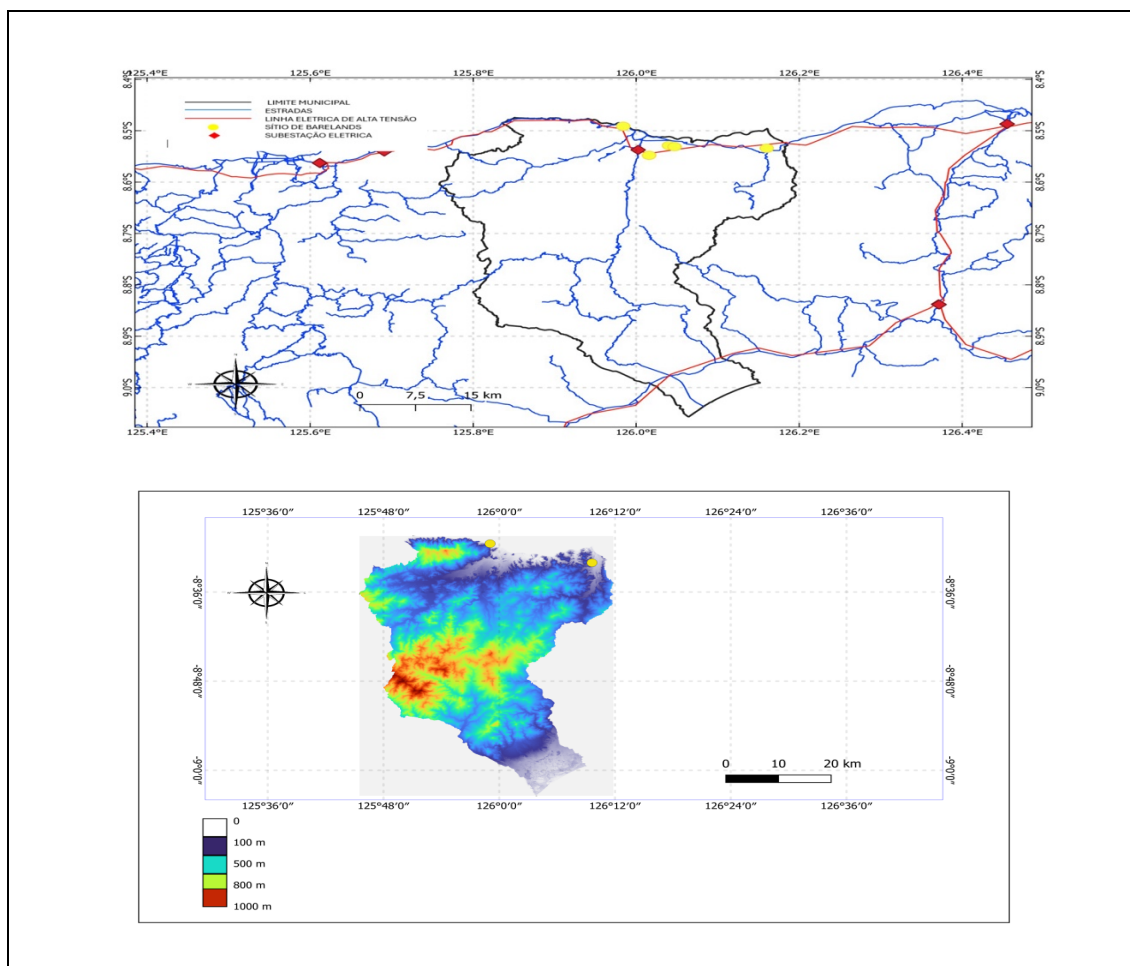
**Tabela 4-5: Localização, distâncias às infraestruturas e declive dos sítios selecionados no Município de Viqueque.**

Sítio	Lat. (°)	Lon. (°)	Área (m <sup>2</sup> )	Distância à linha alta tensão (km)	Distância à estrada (km)	Distância à subestação (km)	Declive (%)
1	-8,751	126,392	167 434,34	0	0	1	<5

O terreno é favorável para a implantação de uma central fotovoltaica com capacidade aproximadamente 25,76 MWp.

### ***Município de Manatuto***

A Figura 4-35 apresenta os mapas de estradas e rede elétrica, o mapa da orografia e o mapa com a estimativa da produção de energia fotovoltaica no Município de Manatuto.



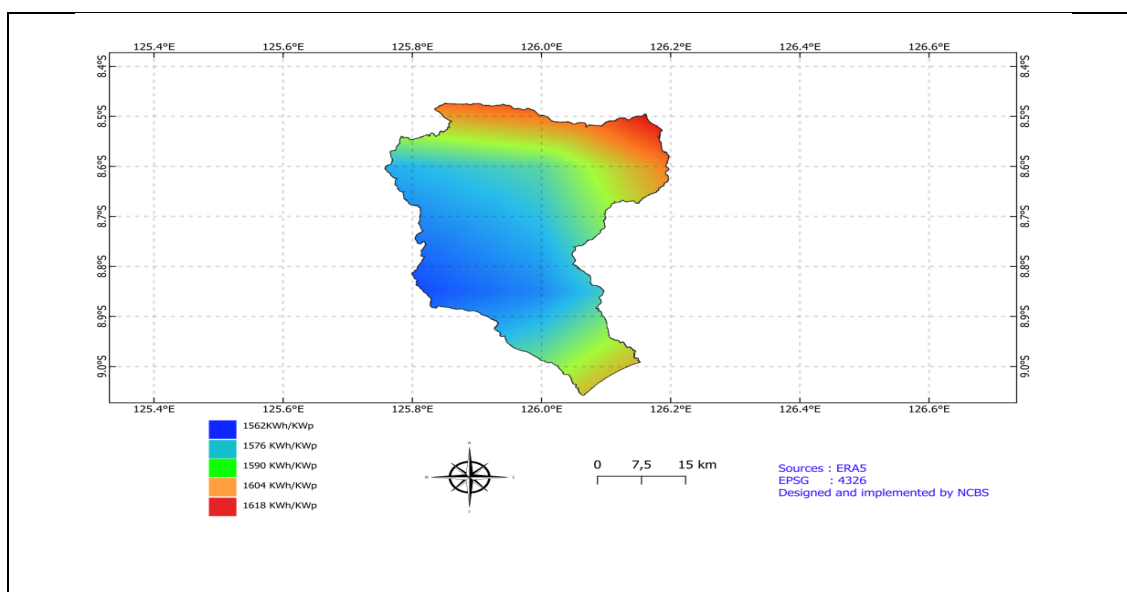


Figura 4-35: Mapas de infraestrutura, orografia e de estimativa da produção de energia solar fotovoltaica no Município de Manatuto.

No mapa de ocupação do solo para este município estão identificados cinco locais como *Bare Lands*. Além disso, a maioria do solo na área costeira é coberta por uma única variedade de árvores, ao contrário de outros municípios. Entre os cinco locais, dois foram considerados os mais adequados para a instalação de centrais fotovoltaicas, com as características apresentadas na Tabela 4.6.

**Tabela 4-6: Localização, distâncias às infraestruturas e declive dos sítios selecionados no Município de Manatuto.**

Sítio	Lat. (°)	Lon. (°)	Área (m <sup>2</sup> )	Distância à linha alta tensão (km)	Distância à estrada (km)	Distância à subestação (km)	Declive (%)
1	-8,491	125,984	56 904,25	0,72	0,46	5,6	<5
2	-8,534	126,160	47 766,63	0,89	0,56	17,7	<5

Nestes terrenos poderão ser instaladas centrais com uma capacidade estimada de cerca de 8,75 MWp e 7,35 MWp, respetivamente, nos locais 1 e 2 identificados na tabela.

### ***Município de Dili***

O município de Díli é a capital de Timor-Leste, tem uma área de 372 km<sup>2</sup> e cerca de 234026 habitantes, de acordo com os censos de 2010. A classificação de *Bare Lands* em DILI é de apenas 0,028 %, a segunda menor percentagem a nível nacional atrás do Município de Aileu. Por outro lado, a classificação de *Urban Built Up* é de 0,283 %, a maior de todos os municípios do Timor-Leste. Por isso, para este município será utilizada a classificação de *Urban Built Up* para a análise dos locais mais favoráveis para a instalação de unidades de energia solar fotovoltaica. A Figura 4-36 apresenta a orografia e algumas infraestruturas do painel fotovoltaico.



Figura 4-36: Vista área e dos painéis no telhado e central fotovoltaica no município de Dili.

O HILTON PALM SPRING é uma da infraestrutura na capital de Dili que utiliza painéis fotovoltaicos no telhado para o autoconsumo. Apesar de Dili ser a capital, as infraestruturas, como casas e edifícios, são maioritariamente baixas e têm telhados frágeis. Como resultado, apresentamos aqui alguns edifícios públicos com maior potencial para a instalação de painéis fotovoltaicos.



## 1. Edifício do Ministério Negócio Estrangeiros



Figura 4-37: Ministério de Negócios Estrangeiros.

O edifício do ministério de Negócios estrangeiros possui 5 edifícios com uma área da cobertura de aproximadamente 2536,83 m<sup>2</sup> e, portanto, poderá contribuir para uma potência instalada de aproximadamente 390,30 kWp.

## 2. Edifício de Academia Polícia Comoro



Figura 4-38: Académia polícia comoro.

O edifício da Academia de Polícia Comoro tem uma área de cobertura de aproximadamente 5800 m<sup>2</sup> e a instalação de painéis fotovoltaicos nessa cobertura poderá contribuir com a capacidade instalada de 892,35 kWp.



### 3. Edifício do Quartel Geral da Polícia Militar



**Figura 4-39: Edifício de Quartel Geral da Polícia Militar.**

O Quartel-Geral da Polícia Militar possui uma área total de cobertura de 2627,08 m<sup>2</sup> e, portanto, poderá contribuir com uma potência instalada total de cerca de 404,18 kWp.

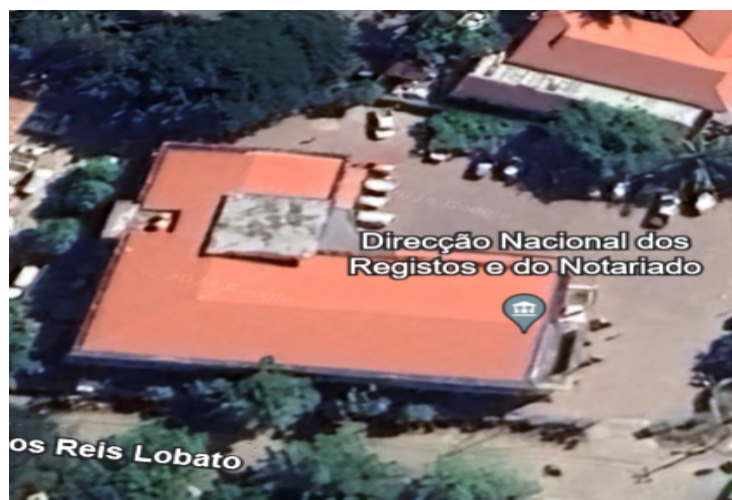
### 4. Ministério de Transportes e Telecomunicações



**Figura 4-40: Ministério de Transportes e Telecomunicações.**

O edifício de Ministério de transportes e comunicações possui uma área de cobertura de aproximadamente 1118,79 m<sup>2</sup> o que poderá contribuir com uma potência instalada de 172,13 kWp.

## 5. Direção Nacional dos Registos e do Notariado



**Figura 4-41: Direção Nacional dos Registos e do Notariado.**

O edifício de Serviço do Notariado possui uma área de cobertura de aproximadamente 722 m<sup>2</sup> que poderá contribuir para uma potência instalada de 111,08 KWp.

## 6. Escola Técnica Profissional Becora



**Figura 4-42: Escola Técnica Profissional Becora.**

A escola técnica profissional possui uma cobertura com área de aproximadamente 5799,51m<sup>2</sup>. A instalação de painéis fotovoltaicos poderá contribuir com capacidade instalada de aproximadamente 892,27 kWp.



## **5 CAPÍTULO V: CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHO FUTURO**

### **5.1 Conclusões**

Este trabalho tem como objetivo avaliar e mapear o recurso solar em Timor-Leste e estimar o potencial de implementação de sistemas fotovoltaicos nesse território. Os objetivos específicos desta dissertação são: i) analisar e comparar o recurso solar a partir de dados reanálise do ERA5 e MERRA-2 e do modelo SOLCAST; ii) investigar os impactos da fração da cobertura de nuvens, água precipitável e altitude na irradiação solar; iii) mapear o recurso solar no Território Nacional com base nos dados de reanálise do ERA5 e MERRA-2; iv) estimar a geração de energia de sistemas solares fotovoltaicos com base num modelo físico disponível na literatura; e v) avaliar o potencial de implementação de sistemas fotovoltaicos no território de Timor-Leste.

A partir da comparação entre as três fontes de dados, verificou-se que há maior concordância entre os modelos SOLCAST e ERA5 para o caso da irradiação global no plano horizontal GHI ( $R^2 = 0,71$ ) e da irradiação global no plano horizontal para condições de céu limpo ( $R^2 = 0,93$ ), e uma menor concordância para as mesmas grandezas entre os modelos ERA5 e MERRA-2 e entre os modelos SOLCAST e MERRA-2. Os dados utilizados estão correspondem a média mensais numa grelha  $0,5^\circ \times 0,5^\circ$  e  $0,001^\circ \times 0,001^\circ$ .

Analisando a dispersão de valores de GHI em função da fração da cobertura de nuvens e do conteúdo em água precipitável, foi obtido um valor de  $R^2$  da ordem de 74% e 64% para os dados do modelo MERRA-2 enquanto para o caso do modelo ERA5 as duas variáveis são abaixo dos 10%. Na análise dos valores de GHI em função da fração da cobertura de nuvens e do conteúdo em água precipitável os resultados são melhores para o modelo MERRA-2.

Foi realizada uma análise dos valores para diferentes altitudes e a comparação entre o modelo SOLCAST e os modelos ERA5 e MERRA-2 apresenta melhores resultados para o local de altitude 1392 m para o GHI de céu limpo e GHI com exceção da comparação SOLCAST/ERA5 que é melhor em menor altitude < 0 m. Foram gerados mapas mensais e anuais de irradiação solar, os quais mostram diferenças significativas entre os modelos ERA5 e MERRA-2, com valores superiores neste último caso, expectáveis devido aos diferentes inputs dos dados meteorológicos, ocupação do solo e topográficos.

Os cálculos para estimar a geração de energia solar fotovoltaica realizados com base nos dados do ERA5 conseguem reproduzir a previsão de menor produção de energia fotovoltaica nas zonas montanhosas fornecida pelo modelo SOLARGIS, o qual regista múltiplos mínimos de geração de energia nessas zonas. O mapa gerado neste trabalho mostra que a distribuição da estimativa de geração de energia fotovoltaica calculada com base no modelo ERA5 não é totalmente coincidente com o do SOLARGIS. Isto é esperado devido, por um lado, às duas fontes apresentarem grelhas espaciais diferentes e, por outro lado, por os dados meteorológicos de entrada dos dois modelos também serem diferentes. O fator forma mais elevado observado nas regiões montanhosas da ilha de Timor-Leste deve-se a estas serem zonas mais ventosas e com menor temperatura média do ar, sendo assim mais favorável para que os painéis estejam mais próximos do máximo da sua capacidade.

A classificação do solo como tipo *Bare Land* em Timor-Leste corresponde a cerca de 0,27% a nível nacional e o solo classificado como florestas mistas e densas e arbustos é de 79,8%, agricultura 8% e *Built-Up* 1,5%. Além disso, Timor-Leste é uma zona montanhosa e a maior parte do território tem declives acima de 60%. Deste modo, a escolha de locais adequados para a construção de centrais fotovoltaicas é um desafio. De acordo com os critérios estabelecidos na metodologia normalmente aceite, a implantação de centrais fotovoltaicas em solos do tipo *Bare Land* é possível para os municípios de Lautem, Baucau, Viqueque e Manatuto, que poderão contribuir com aproximadamente 61,11,

9,62, 25,76 e 16,10 MWp de potência instalada, respetivamente. Na capital de Timor-Leste, a cidade de Dili, foram identificados 6 edifícios públicos com maior potencial de instalação de painéis fotovoltaicos para o autoconsumo local, entre eles estão os edifícios do Ministério dos Negócios Estrangeiros, a Academia Polícia Comoro, o Quartel-Geral da Polícia Militar, o Ministério dos Transportes e Telecomunicações, a Direção Nacional de Registo e Notariado e a Escola Técnica Profissional Becora, que poderão contribuir com 390, 892, 404, 172, 111 e 892 kWp de potência instalada, respetivamente.

## **5.2 Sugestões de trabalho futuro**

A utilização de dados reais de medição *in situ* é recomendada para a validação futura dos dados de recurso solar e do mapeamento gerado através dos dados de reanálise dos modelos MERRA-2 e ERA5. Como resultado, é recomendada a instalação de estações para monitorar a radiação solar e armazenar as séries temporais durante um período suficientemente longo. Recomenda-se também explorar o efeito da humidade relativa nos valores da irradiação global no plano horizontal e o efeito dos aerossóis na irradiação solar global para condições de céu limpo. A correção da orografia é necessária para calcular a energia fotovoltaica.



## REFERÊNCIAS

- [1] P. R. and M. R. Hannah Ritchie, “electricity-fossil-fuels.pdf.” Accessed: Jun. 26, 2024. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-fossil-fuels>
- [2] IEA, “world-electricity-final-consumption-by-sector-1974-2019.pdf.” Accessed: Jun. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-electricity-final-consumption-by-sector-1974-2019>
- [3] Hannah Ritchie and Max Roser, “co2-fossil-plus-land-use.pdf.” Accessed: Jun. 27, 2024. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/co2-emissions>
- [4] B. B. Jule G. Charney, Akio Arakawa, D. James Baker, “Charney.1979.Report: Carbon Dioxide and Climate A Scientific Assessment.” [Online]. Available: [https://geosci.uchicago.edu/~archer/warming\\_papers/charney.1979.report.pdf](https://geosci.uchicago.edu/~archer/warming_papers/charney.1979.report.pdf)
- [5] W. E. Franz and J. Jäger, “The Development of an International Agenda for Climate Change: Connecting Science to Policy,” *Director*, 1997, [Online]. Available: <https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/5257/1/IR-97-034.pdf>
- [6] APA, “Protocolo de Quioto,” *Protoc. Quioto*, 2021, [Online]. Available: <https://apambiente.pt/clima/protocolo-de-quioto>
- [7] Hannah Ritchie and Pablo Rosado, “global-energy-substitution.pdf.” Accessed: Jun. 27, 2024. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/energy-mix>
- [8] N. Roberto, “Análise da Utilização de Painéis Fotovoltaicos em Timor-Leste,” Universidade de Minho, 2013. [Online]. Available: [https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/28518/1/Nicolau\\_Dis](https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/28518/1/Nicolau_Dis)



sertação\_2013.pdf

- [9] EDTL.EP, “PRODUCTION AND RENEWABLE,” Website EDTL.EP. Accessed: Sep. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.edtl-ep.tl/departament/en/2979994931093398343150/>
- [10] G. Timor-Leste, “Plano-Estrategico-de-Desenvolvimento\_PT1,” p. 277, 2011, [Online]. Available: [https://timor-leste.gov.tl/wp-content/uploads/2012/02/Plano-Estrategico-de-Desenvolvimento\\_PT1.pdf](https://timor-leste.gov.tl/wp-content/uploads/2012/02/Plano-Estrategico-de-Desenvolvimento_PT1.pdf)
- [11] E. TLS, “Timór - Leste in Figures,” 2021, [Online]. Available: <https://inetl-ip.gov.tl/2024/07/01/timor-leste-in-figures-2022/>
- [12] H. E. A. R. Q. S. Pires, “THE DEMOCRATIC REPUBLIC OF TIMOR-LESTE HIGH-LEVEL DIALOGUE ON ENERGY VIDEO TRANSCRIPTION OF Minister of Public Works,” Dili, 2021. [Online]. Available: [https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/2021/09/timor\\_leste\\_e.pdf](https://www.un.org/sites/un2.un.org/files/2021/09/timor_leste_e.pdf)
- [13] Z. Song, S. Cao, and H. Yang, “Assessment of solar radiation resource and photovoltaic power potential across China based on optimized interpretable machine learning model and GIS-based approaches,” *Appl. Energy*, vol. 339, no. March, p. 121005, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121005.
- [14] E. Zell *et al.*, “Assessment of solar radiation resources in Saudi Arabia,” *Sol. Energy*, vol. 119, pp. 422–438, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.06.031.
- [15] S. Liang, D. Wang, T. He, and Y. Yu, “Remote sensing of earth’s energy budget: synthesis and review,” *Int. J. Digit. Earth*, vol. 12, no. 7, pp. 737–780, 2019, doi: 10.1080/17538947.2019.1597189.
- [16] M. Iqbal, *An Introduction to SOLAR RADIATION*, vol. 01. ACADEMIC PRESS, 1983. [Online]. Available: <https://pdfcoffee.com/iqbal-an-introduction-to-solar-radiation-academic-press-inc-1983-com-capa-pdf-free.html>

- [17] T. da and E. A. Soteris Kalogirou Tradução Luciana Arissawa Revisão Técnica Giuliano Arns Rampinelli, *Engenharia de Energia Solar Processos e Sistemas*. 2014.
- [18] O. A. Arraez-Cancelliere, N. Muñoz-Galeano, and J. M. López-Lezama, "Computing the Global Irradiation over the Plane of Photovoltaic Arrays: A Step-by-Step Methodology," *Intech*, vol. i, no. tourism, p. 13, 2016, doi: <http://dx.doi.org/10.5772/57353>.
- [19] V. Badescu, *Modelling Solar radiation at the earth surface*. Springer, 2008. [Online]. Available: <c:/pdflib/00017686.pdf>
- [20] C. A. Gueymard, "From global horizontal to global tilted irradiance: How accurate are solar energy engineering predictions in practice?," *Am. Sol. Energy Soc. - Sol. 2008, Incl. Proc. 37th ASES Annu. Conf., 33rd Natl. Passiv. Sol. Conf., 3rd Renew. Energy Policy Mark. Conf. Catch Clean Energy Wave*, vol. 3, pp. 1434–1441, 2008.
- [21] C. A. Gueymard, *1.10 - Solar Radiation Resource: Measurement, Modeling, and Methods*, 2nd ed., vol. 1, no. August. Elsevier Inc., 2022. doi: 10.1016/B978-0-12-819727-1.00101-1.
- [22] D. Tschopp, A. R. Jensen, J. Dragsted, P. Ohnewein, and S. Furbo, "Measurement and modeling of diffuse irradiance masking on tilted planes for solar engineering applications," *Sol. Energy*, vol. 231, no. August 2021, pp. 365–378, 2022, doi: 10.1016/j.solener.2021.10.083.
- [23] ISO, "STANDARD: Solar energy - Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation," 1990.
- [24] *Guide to meteorological instruments and methods of observation.*, no. 8. 1996.
- [25] C. N. Long and E. G. Dutton, "BSRN Global Network recommended QC tests, V2.0," *Baseline Surf. Radiat. Netw.*, pp. 1–3, 2002.

- [26] G. Huang *et al.*, “Estimating surface solar irradiance from satellites: Past, present, and future perspectives,” *Remote Sens. Environ.*, vol. 233, no. July, p. 111371, 2019, doi: 10.1016/j.rse.2019.111371.
- [27] V. B. R. Dodla, *Numerical Weather*. Taylor & Francis, 1995. doi: <https://doi.org/10.1201/9781003354017>.
- [28] J. P. L. M.-P. A. Sanfilippo, *Solar Resources Mapping*. Springer, 2019. doi: 10.1007/978-3-319-97484-2\_12.
- [29] R. A. Messenger and A. Abtahi, *Photovoltaic Systems Engineering*. Taylor & Francis, 1999. doi: 10.1201/b12389.
- [30] D. L. Evans and L. W. Florschuetz, “Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration,” *Sol. Energy*, vol. 19, no. 3, pp. 255–262, 1977, doi: 10.1016/0038-092X(77)90068-8.
- [31] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and J. McGowan, *Solar Engineering of Thermal Processes*, vol. 53, no. 4. 1985. doi: 10.1119/1.14178.
- [32] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance,” *Sol. Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- [33] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, “Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance,” *Renew. Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 553–567, 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.03.010.
- [34] H. Hersbach *et al.*, “The ERA5 global reanalysis,” *Q. J. R. Meteorol. Soc.*, vol. 146, no. 730, pp. 1999–2049, 2020, doi: 10.1002/qj.3803.
- [35] S. Park, “IFS DOCUMENTATION-Cy41r2,” no. November 2013, pp. 1–76, 2014, [Online]. Available: <https://www.ecmwf.int/en/elibrary/79697-ifs-documentation-cy41r2-part-iv-physical-processes>
- [36] C. Lupu, F. Medium, and R. Weather, “RTTOV-11 in the IFS,” no. March,

2015.

- [37] R. Gelaro *et al.*, “The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2),” *J. Clim.*, vol. 30, no. 14, pp. 5419–5454, 2017, doi: 10.1175/JCLI-D-16-0758.1.
- [38] W. S. Wu, R. J. Purser, and D. F. Parrish, “Three-dimensional variational analysis with spatially inhomogeneous covariances,” *Mon. Weather Rev.*, vol. 130, no. 12, pp. 2905–2916, 2002, doi: 10.1175/1520-0493(2002)130<2905:TDVAWS>2.0.CO;2.
- [39] “What ( and How ) MERRA-2 Reanalysis Data are Used in Applied Sciences”
- [40] M. G. Bosilovich *et al.*, “Technical Report Series on Global Modeling and Data Assimilation, Volume 43 MERRA-2: Initial Evaluation of the Climate,” *Tech. Rep. Ser. Glob. Model. Data Assim.*, vol. 43, no. November, 2015.
- [41] V. Merra- *et al.*, “NASA Public Access,” vol. 30, no. June 2014, pp. 5419–5454, 2020, doi: 10.1175/JCLI-D-16-0758.1.The.
- [42] J. M. Bright, “Solcast: Validation of a satellite-derived solar irradiance dataset,” *Sol. Energy*, vol. 189, no. August, pp. 435–449, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.07.086.
- [43] S. Team, “Irradiance and Weather Data.” Accessed: Apr. 24, 2024. [Online]. Available: <https://solcast.com/irradiance-data-methodology>
- [44] C. A. Gueymard, “REST2: High-performance solar radiation model for cloudless-sky irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation - Validation with a benchmark dataset,” *Sol. Energy*, vol. 82, no. 3, pp. 272–285, 2008, doi: 10.1016/j.solener.2007.04.008.
- [45] P. G. McCormick and H. Suehrcke, “Diffuse fraction correlations,” *Sol. Energy*, vol. 47, no. 4, pp. 311–312, 1991, doi: 10.1016/0038-092X(91)90123-E.

- [46] J. E. Hay, "Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces," *Sol. Energy*, vol. 23, no. 4, pp. 301–307, 1979, doi: 10.1016/0038-092X(79)90123-3.
- [47] S. Team, "Advanced PV Model." Accessed: Apr. 24, 2024. [Online]. Available: <https://solcast.com/advanced-pv-power-model>
- [48] S. Team, "Meteorological models and post- Source of meteorological data in the Solargis database." Accessed: May 12, 2024. [Online]. Available: <https://solargis.com/docs/methodology/meteo-data>
- [49] S. TEAM, "Solcast Validation Methodology Data Metodology." Accessed: Apr. 24, 2024. [Online]. Available: <https://solcast.com/forecast-accuracy>
- [50] M. Šúri, T. Cebecauer, and R. Perez, "Quality procedures of SolarGIS for provision site-specific solar resource information," *Conf. SolarPACES*, no. March 2004, pp. 1–5, 2010, [Online]. Available: [https://exploremaps.info/\\_docs/papers/2010/Suri-Cebecaue-Perez\\_SolarPACES2010.pdf](https://exploremaps.info/_docs/papers/2010/Suri-Cebecaue-Perez_SolarPACES2010.pdf)
- [51] D. Palmer, E. Koubli, I. Cole, T. Betts, and R. Gottschalg, "Satellite or ground-based measurements for production of site specific hourly irradiance data: Which is most accurate and where?," *Sol. Energy*, vol. 165, no. May, pp. 240–255, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.03.029.
- [52] M. Al-Rasheedi, C. Gueymard, S. Al-Hajraf, and A. Ismail, "Solar Resource Assessment over Kuwait: Validation of Satellite-derived Data and Reanalysis Modeling," no. September, pp. 1–10, 2015, doi: 10.18086/eurosun.2014.08.01.
- [53] J. K. Copper and A. G. Bruce, "Comparison of Annual Global Horizontal Irradiation Maps for Australia," *Asia Pacific Sol. Res. Conf.*, no. December, 2018.
- [54] S. Team, "(SolarGIS) Validation Report." Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://solargis2-web-assets.s3.eu-west->

1.amazonaws.com/public/doc/Validation-Report\_Global-Solar-Atlas-2.0\_WB-ESMAP\_Nov2019-1.pdf%0Ahttps://solargis.com/docs/accuracy-and-comparisons/overview

- [55] S. Team, "Tech specs and methods." Accessed: May 15, 2024. [Online]. Available: <https://solargis.com/docs/product-guides/prospect-app/calculation-methods#how-is-the-pvout-calculated-1628>



## ANEXO A

### 1. COMPARAÇÃO ENTRE MODELOS E ANÁLISE DO EFEITO DA ALTITUDE

#### 1.1 MODELOS SOLCAST E ERA5

Sítio A

Os gráficos na Figura A 1 apresentam os dados média mensais de longo prazo de GHI para condições de céu limpo dos modelos ERA5 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio A

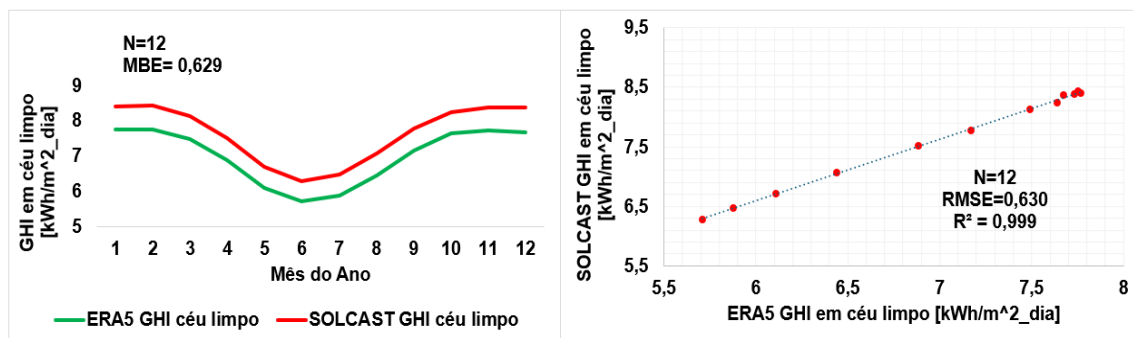


Figura A 1: Média mensal e dispersão de GHI em condição de céu limpo entre SOLCAST e ERA5 para sítio A.

O gráfico da Figura A 1 mostra os dados do modelo Solcast são de forma consistente superiores aos dados do modelo ERA5 ao longo de todos os meses. O coeficiente de determinação entre os dois modelos está na ordem de 0,999 com viés médio de 0,629 kWh/m²dia e erro quadrático 0,630 kWh/m²dia. Considera-se a relação muito forte com desvio médio relativamente menor entre os dois modelos para a variável GHI céu limpo na altitude 2926 m.

Os gráficos da Figura A 2 abaixo apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI dos modelos ERA5 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio A



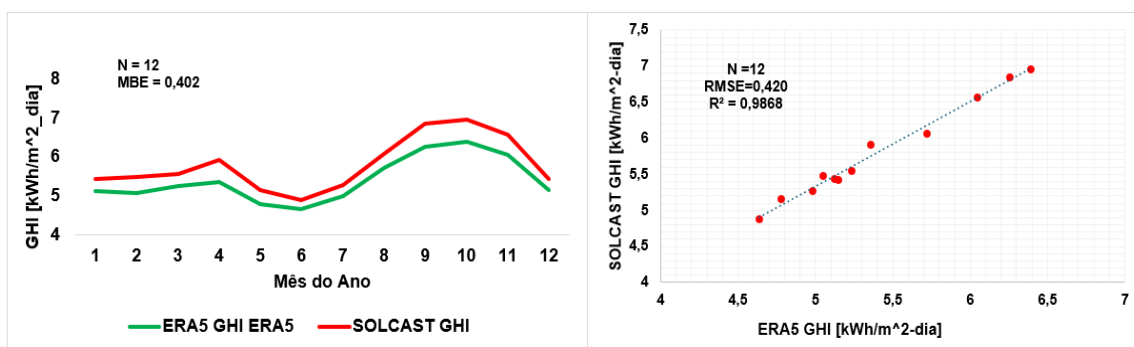


Figura A 2: Média mensal e dispersão de GHI entre os modelos SOLCAST e ERA5 para sítio A.

O gráfico da Figura A 2 aponta que os valores do modelo Solcast são superiores aos do modelo ERA5. O coeficiente de determinação entre os dois modelos é de 0,9868, apresentando um viés médio de 0,402 kWh/m²dia e um erro quadrático médio de 0,420 kWh/m²dia. Consequentemente, verifica-se que os dois modelos exibem uma relação extremamente forte para a variável de irradiação global horizontal (GHI) total, considerando a altitude de 2926 metros

## Sítio B

Os gráficos na Figura A 3 apresentam os dados média mensais de longo prazo de GHI do ERA5 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio B.

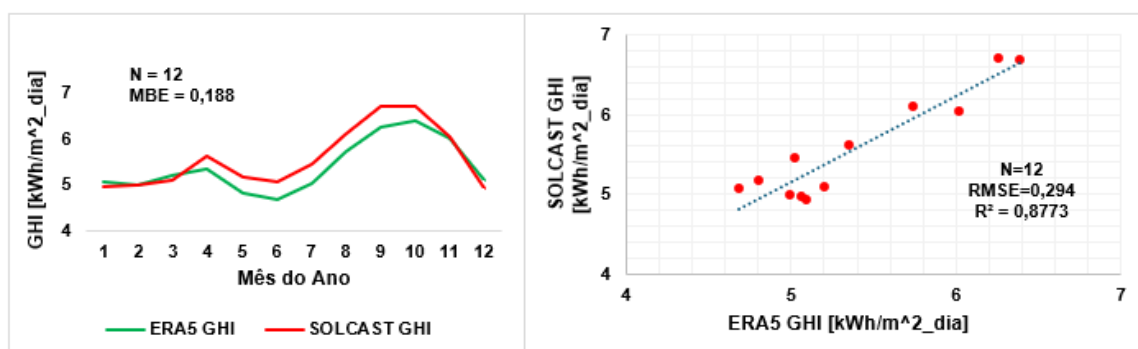


Figura A 3: Média mensal e dispersão de GHI entre os modelos SOLCAST e ERA5 para sítio B.

O gráfico da Figura A 3 mostra que o Solcast e ERA5 tem uma flutuação de GHI total ao longo de todos os meses. Nos meses corresponde abril a novembro o SOLCAST superior do ERA5 e em média a diferença é 0,188 kWh/m<sup>2</sup>dia com coeficiente de determinação de 0,8773 e erro quadrado de 0,294 kWh/m<sup>2</sup>dia.

## Sítio C

Os gráficos na Figura A 4 apresentam os dados média mensais de longo prazo de GHI em sob a condição de céu limpo do ERA5 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio C.

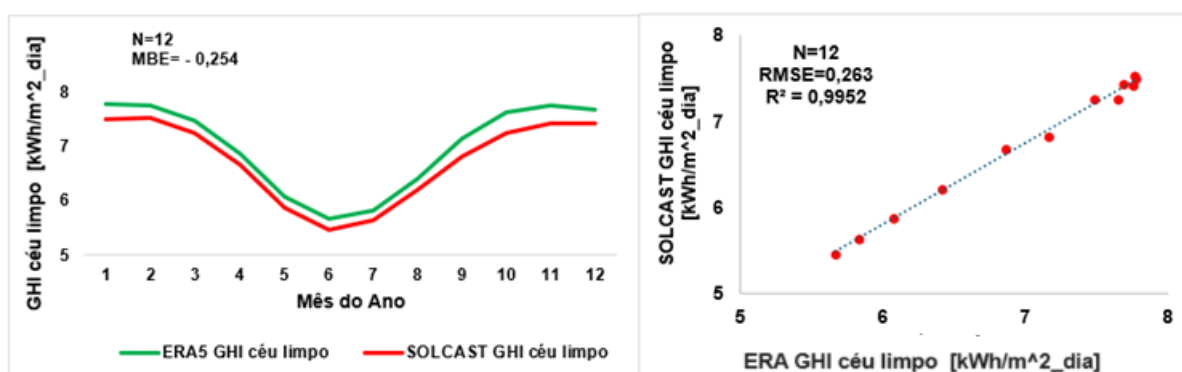


Figura A 4: Média mensal e dispersão de GHI em condição céu limpo entre os modelos SOLCAST e ERA5 para sítio C.

A Figura A 4 mostra que o modelo ERA5 apresenta valor superior em comparação com o modelo Solcast, evidenciado pelo viés médio de -0,254 kWh/m<sup>2</sup>dia, pelo erro quadrático médio de 0,263 kWh/m<sup>2</sup>dia e pelo coeficiente de determinação de 0,995. Tais valores indicam que ambos os modelos possuem uma capacidade explicativa extremamente elevada.

Os gráficos na Figura A 5 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI do ERA5 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio C.

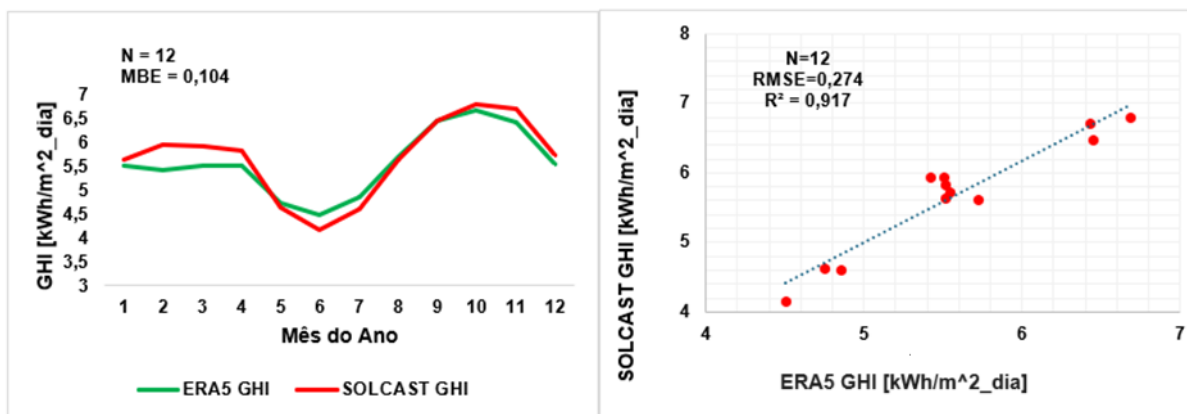


Figura A 5: Média mensal e dispersão de GHI entre SOLCAST e ERA5 para sítio C.

## Sítio D

Os gráficos na Figura A 6 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI em sob a condição de céu limpo do ERA5 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio D.

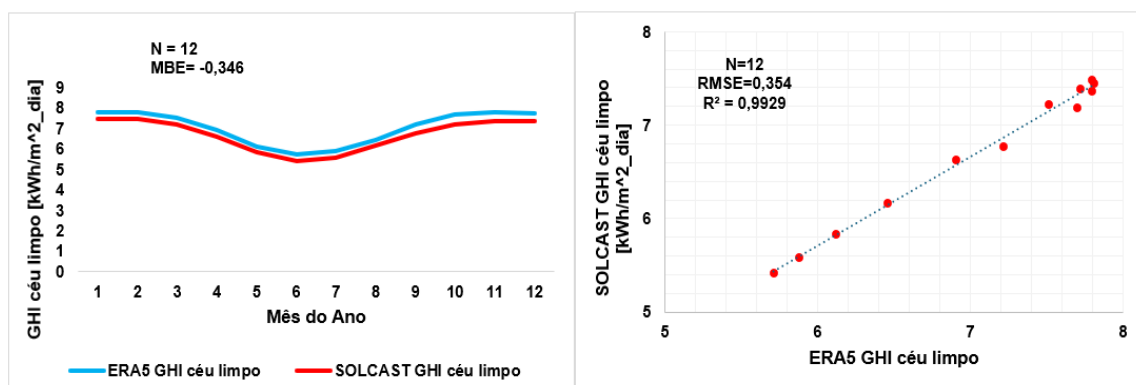


Figura A 6: Média mensal e dispersão de GHI em condição de céu limpo entre SOLCAST e ERA5 para sítio D.

Os gráficos na Figura A 7 apresentam os dados média mensais de longo prazo de GHI em sob a condição de céu limpo do ERA5 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio D

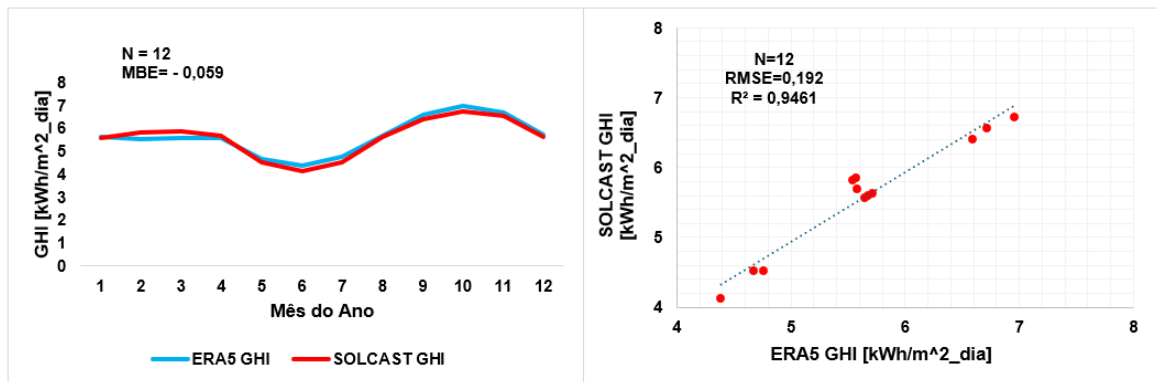


Figura A 7: Média mensal e dispersão de GHI entre SOLCAST e ERA5 para sítio D.

## 1.2 SOLCAST/ MERRA-2

Os gráficos das figuras A 8 a A 13 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI em condição de céu limpo e GHI do modelo MERRA-2 e SOLCAST ao longo do ano em diversas altitudes.

### Sítio A

Os gráficos na Figura A 8 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI em condição céu limpo do MERRA-2 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio A.

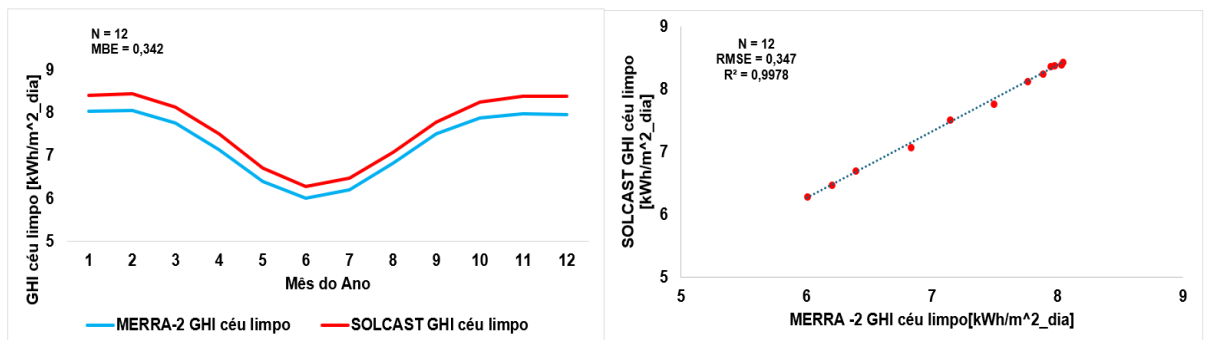


Figura A 8: Média mensal e dispersão de GHI sob céu limpo entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio A.

Os gráficos na Figura A 9 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI do MERRA-2 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio A.

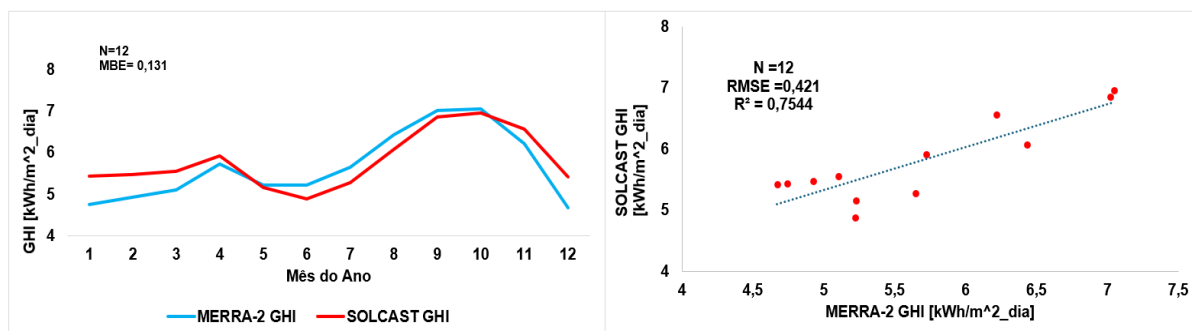


Figura A 9: Média mensal e Dispersão de GHI entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio A.

## Sítio C

Os gráficos na Figura A 10 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI em condição céu limpo do MERRA-2 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio C.

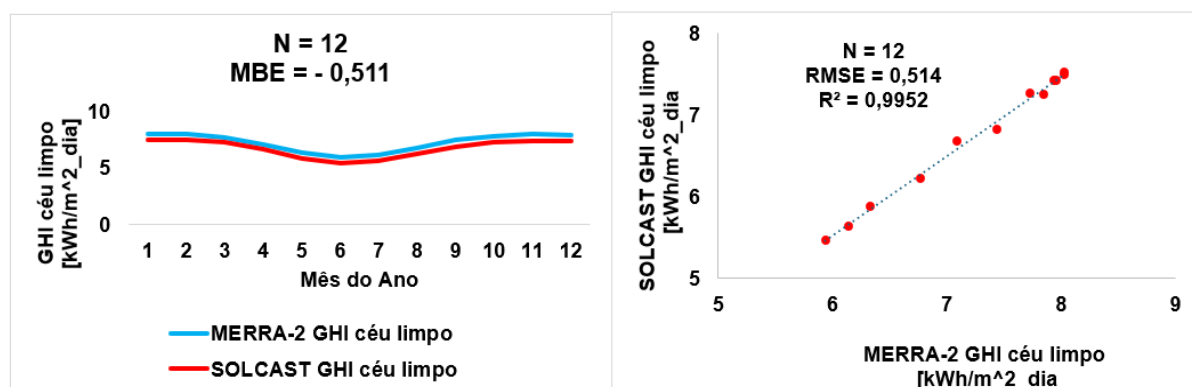


Figura A 10: Média mensal e dispersão de GHI sob céu limpo entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio C.

Os gráficos na Figura A 11 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI do modelo MERRA-2 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio C.

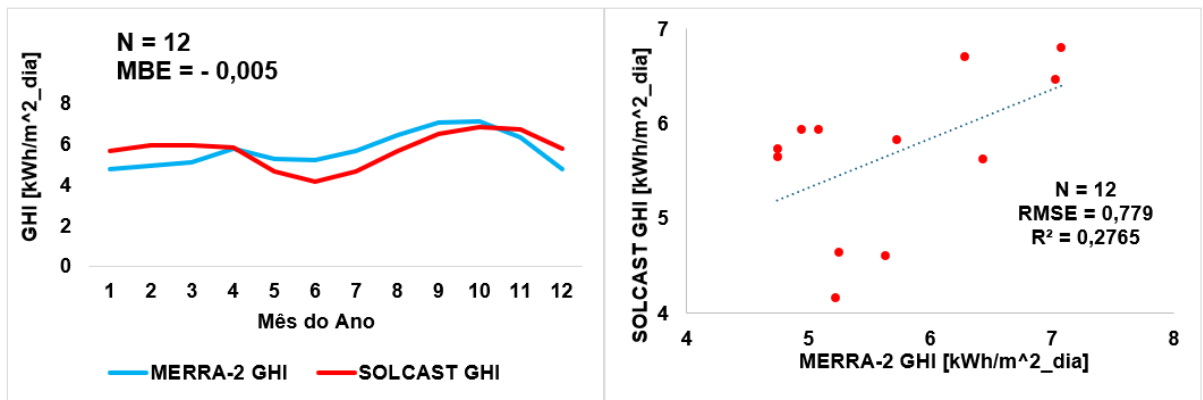


Figura A 11: Média mensal e Dispersão de GHI entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio C.

## Sítio D

Os gráficos na Figura A 12 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI em sob a condição de céu limpo do modelo MERRA-2 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio D.

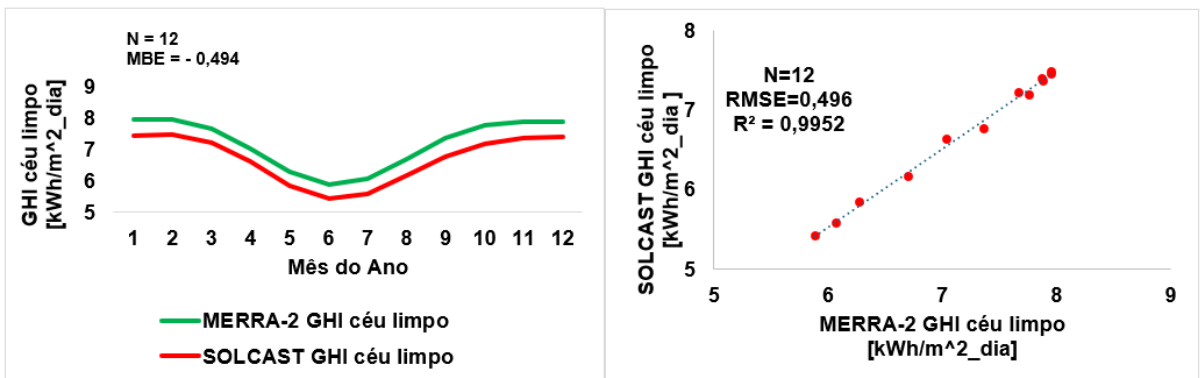


Figura A 12: Média mensal e dispersão de GHI sob céu limpo entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio D.

Os gráficos na Figura A 13 apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI do modelo MERRA-2 e SOLCAST ao longo do ano para o sítio D.

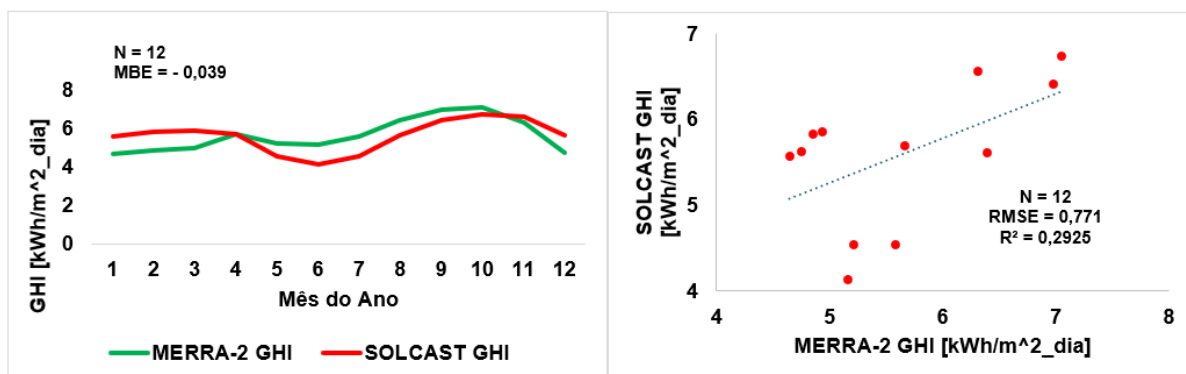


Figura A 13: Média mensal e dispersão de GHI entre SOLCAST e MERRA-2 para sítio D.

### 1.3 EFEITO DA FRAÇÃO DE COBERTURA DE NUVENS EM DIFERENTES ALTITUDES

Os gráficos abaixo apresentam os dados das médias mensais de longo prazo de GHI do ERA5 e MERRA-2 em dispersão com a fração cobertura das nuvens em diferentes altitudes designado como A (2926 m), B (1362 m), C (42 m) e D (<0).

Sítio A.

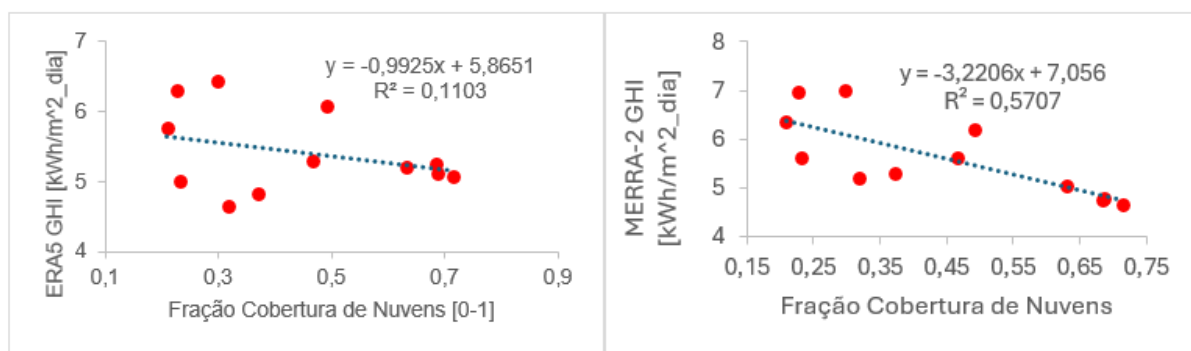


Figura A 14: Gráficos de dispersão entre GHI e fração cobertura de nuvens do ERA5 e MERRA-2 no sítio A.

Sítio B

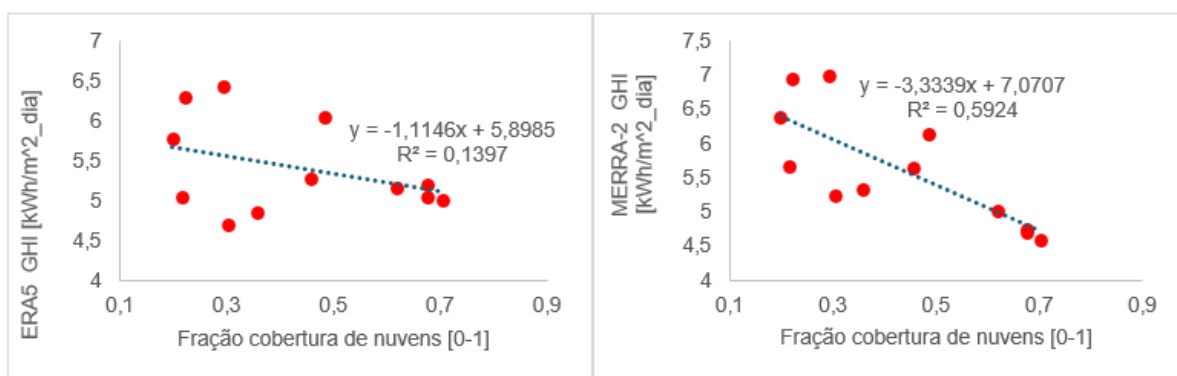


Figura A 15: Gráficos de dispersão entre GHI e fração cobertura de nuvens do ERA5 e MERRA-2 no sítio B.

### Sítio C

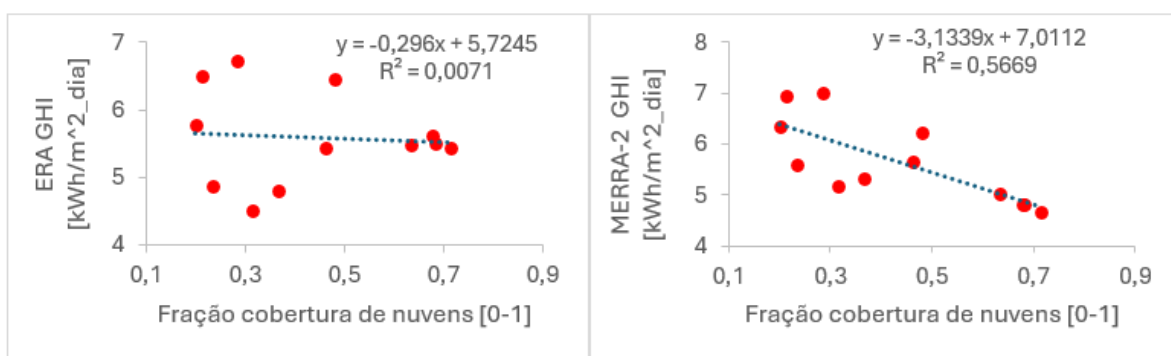


Figura A 16: Gráficos de dispersão entre GHI e fração cobertura de nuvens do ERA5 e MERRA-2 no sítio C.

### Sítio D



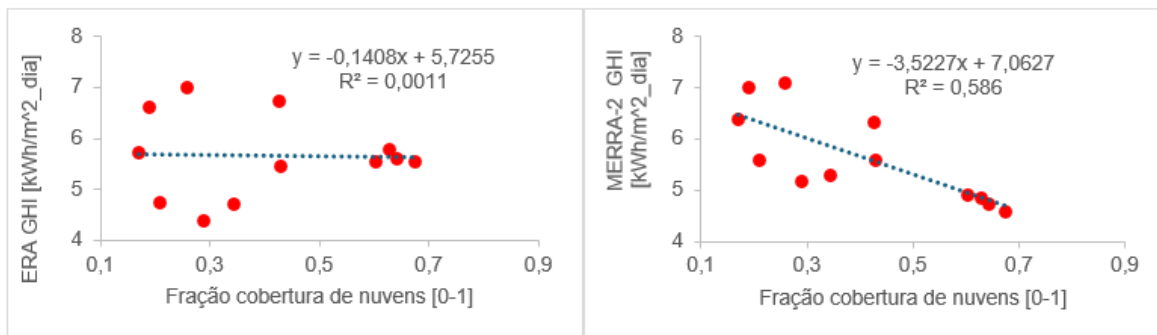


Figura A 17: Gráficos de dispersão entre GHI e fração cobertura de nuvens do ERA5 e MERRA-2 no sítio D.

#### 1.4 EFEITO DA ÁGUA PRECIPITÁVEL EM DIFERENTES ALTITUDES

As figuras abaixo apresentam os gráficos de dispersão entre as médias mensais de longo prazo de GHI do modelo ERA5 e MERRA-2 com a água precipitável em diferentes altitudes designado como A (2926 m), B (1362 m), C (42 m) e D (<0).

##### Sítio A

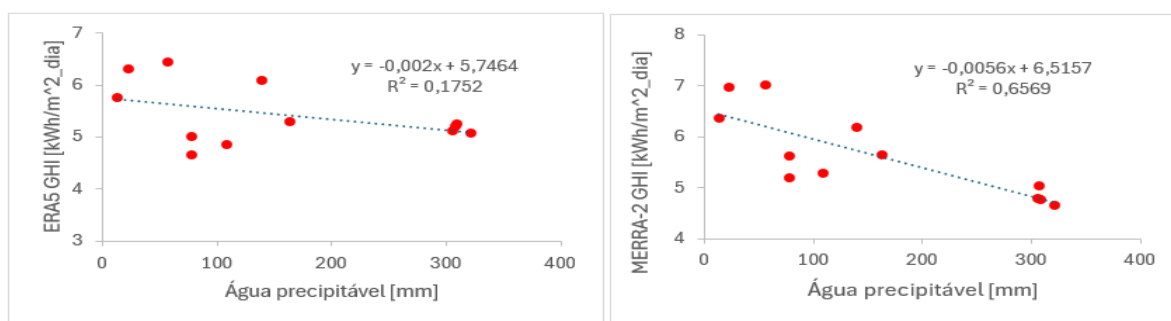


Figura A 18: Gráficos de dispersão entre GHI e água precipitável do ERA5 e MERRA-2 no sítio A.

## Sítio B

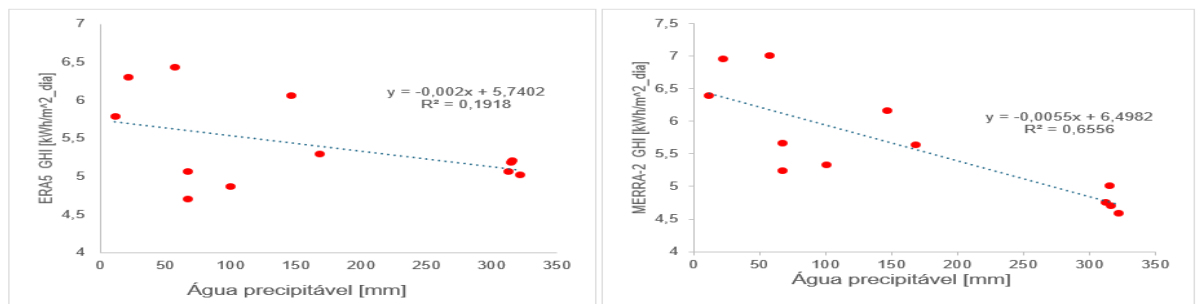


Figura A 19: Gráficos de dispersão entre GHI e água precipitável do ERA5 e MERRA-2 no sítio B.

## Sítio C

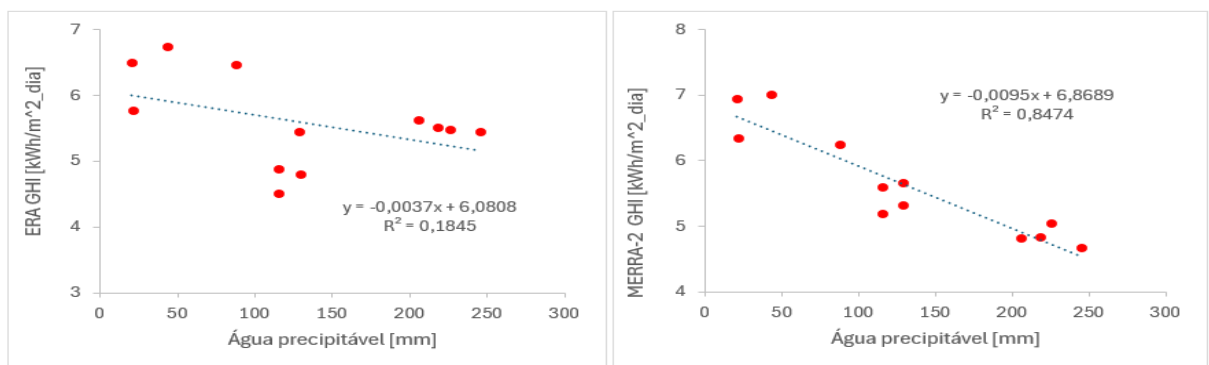


Figura A 20: Gráficos de dispersão entre GHI e água precipitável do ERA5 e MERRA-2 no sítio C.

## Sítio D

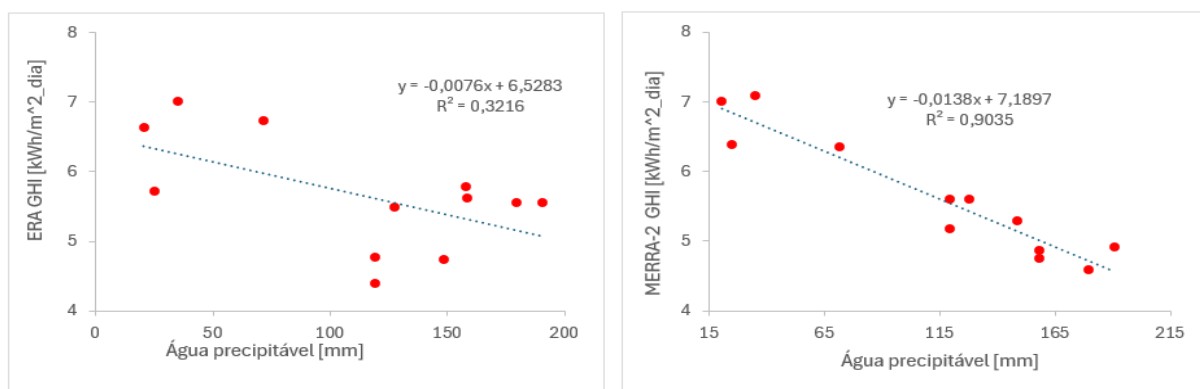


Figura A 21: Gráficos de dispersão entre GHI e água precipitável do ERA5 e MERRA-2 no sítio D.

## ANEXO B

### 1. MAPAS DAS MÉDIAS MENSAL DE IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL PARA CONDIÇÕES DE CÉU LIMPO

Os mapas apresentados da Figura B 1 até a Figura B 16 corresponde as médias mensais da Irradiação global horizontal em condição de céu limpo do modelo ERA5 e MERRA-2.

Fevereiro

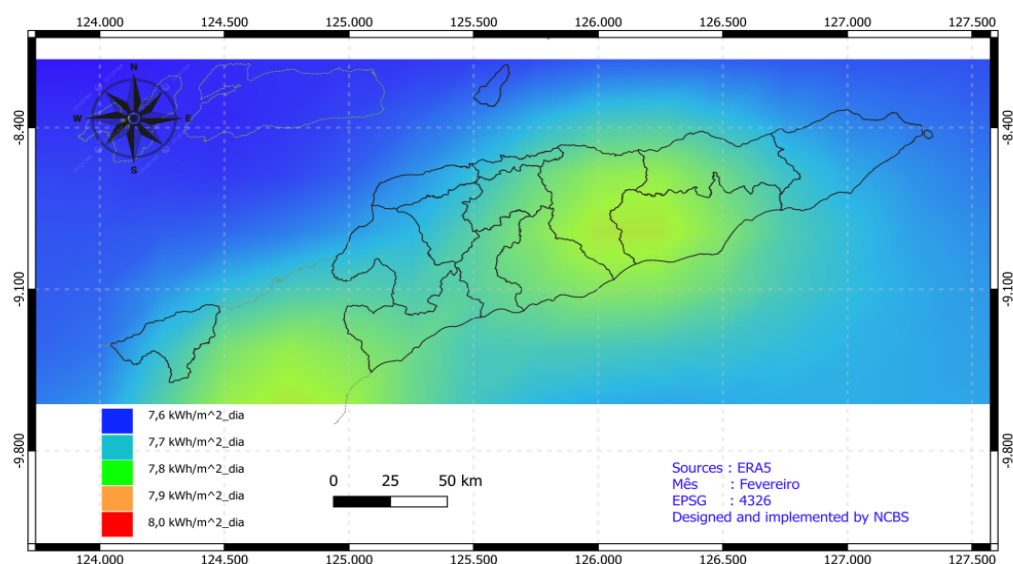


Figura B 1: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de fevereiro do modelo ERA5.

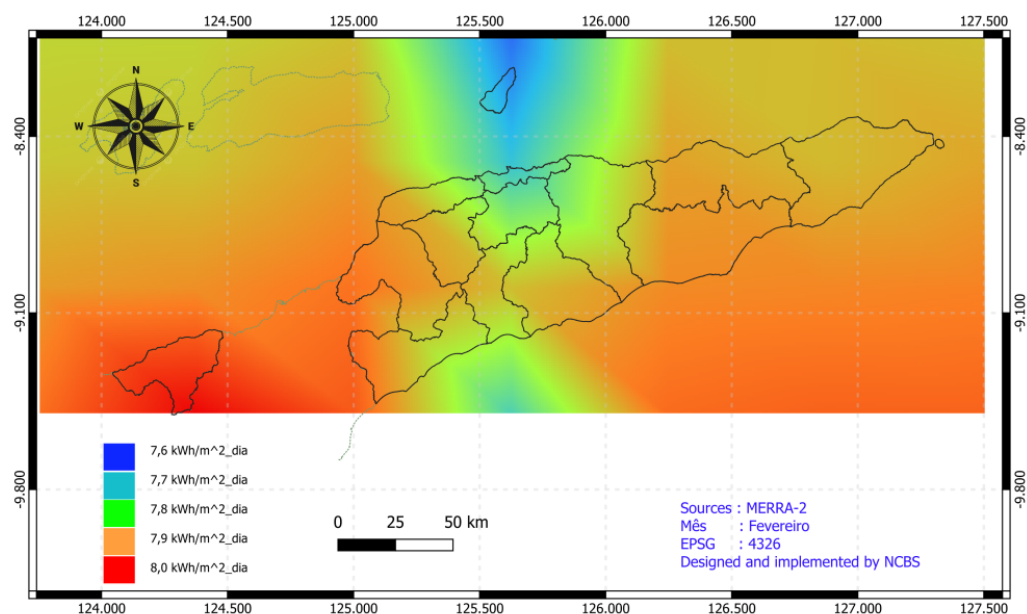


Figura B 2: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de fevereiro do MERRA-2.

Abril

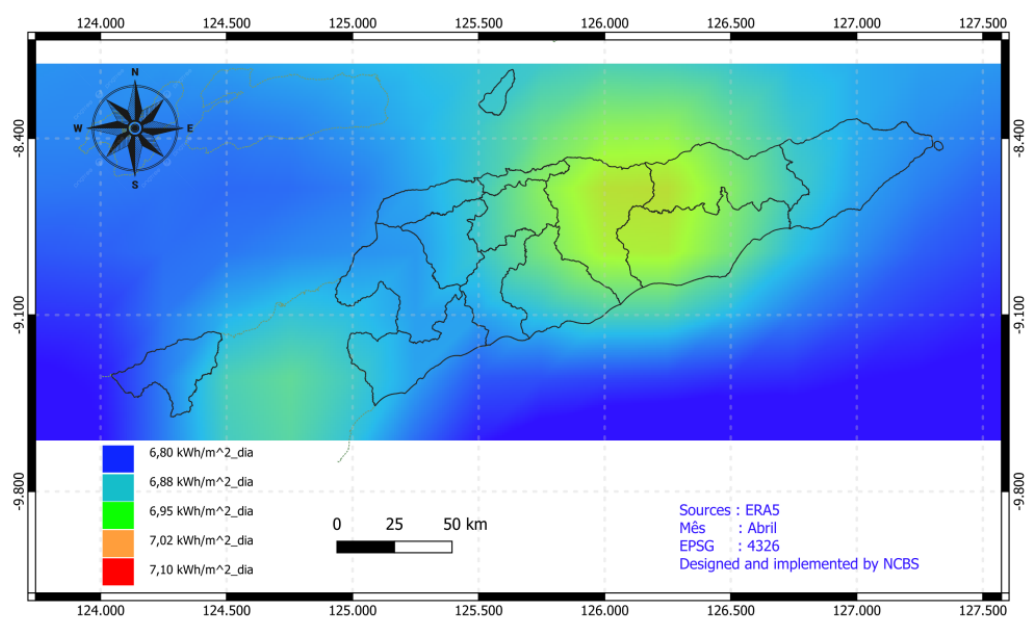


Figura B 3: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de abril do ERA5.

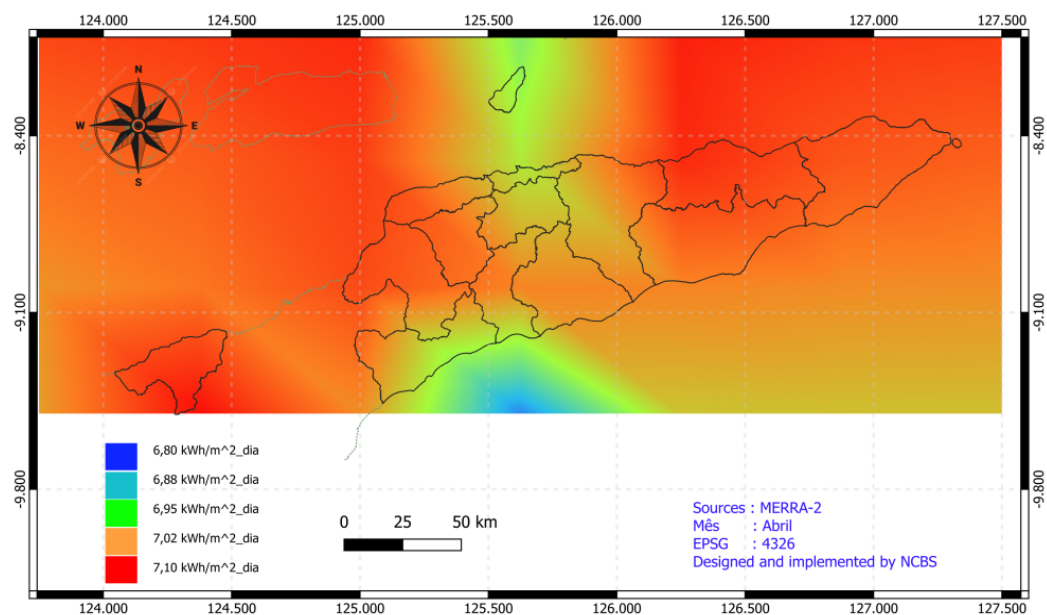


Figura B 4: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de abril do MERRA-2.

Junho

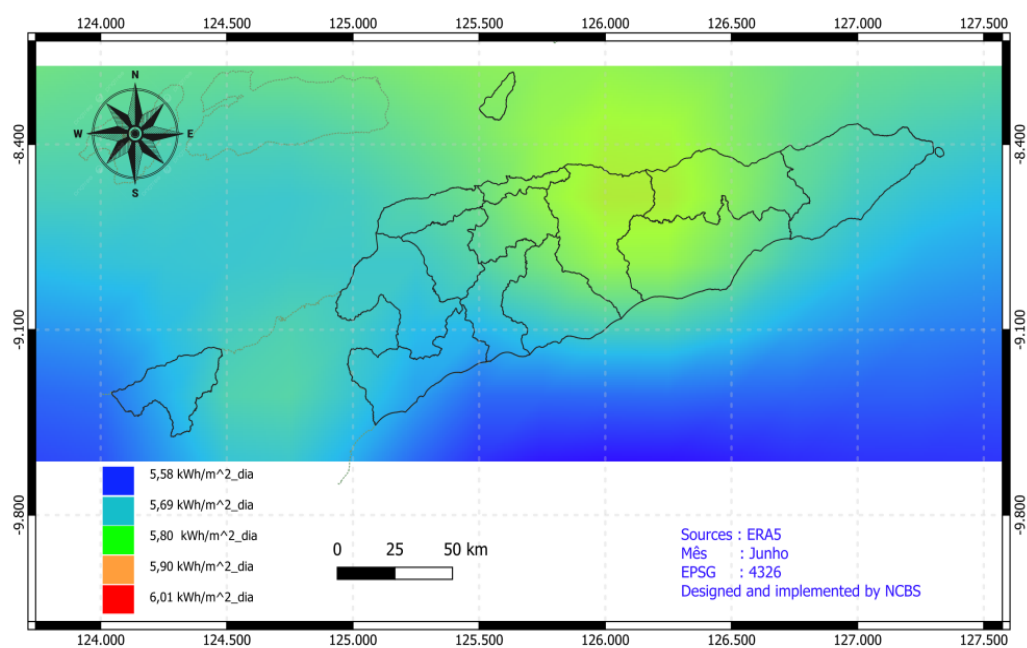


Figura B 5: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de junho do ERA5.

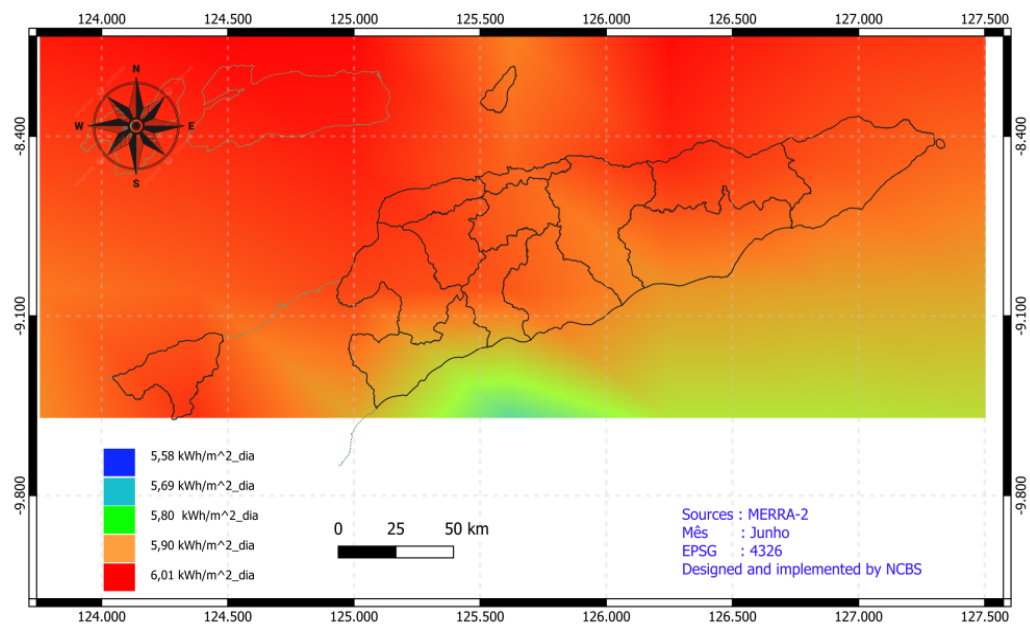


Figura B 6: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de junho do MERRA-2.

Agosto

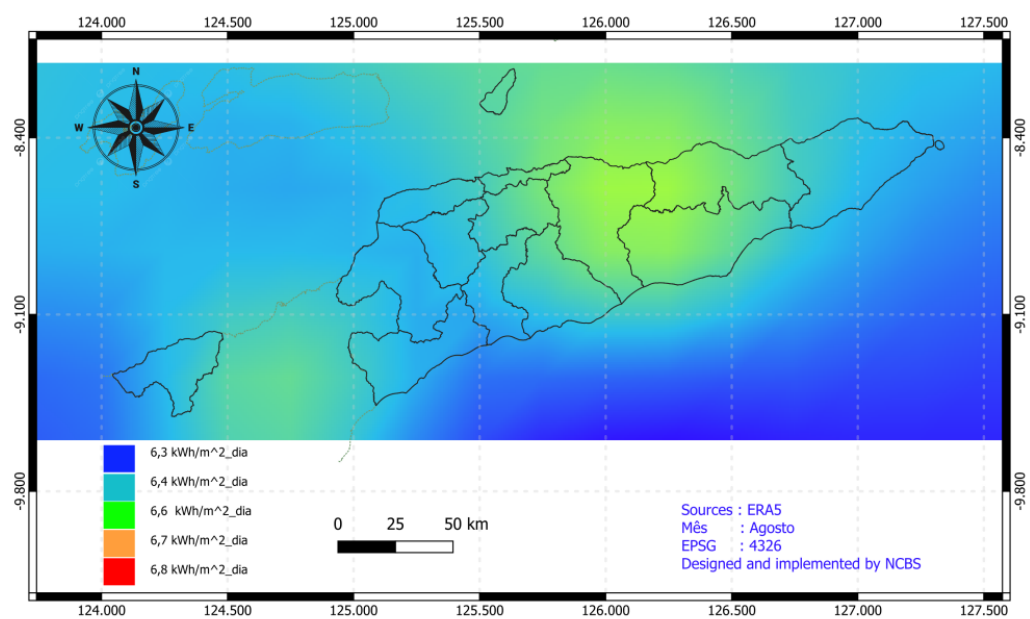


Figura B 7: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de agosto do ERA5.

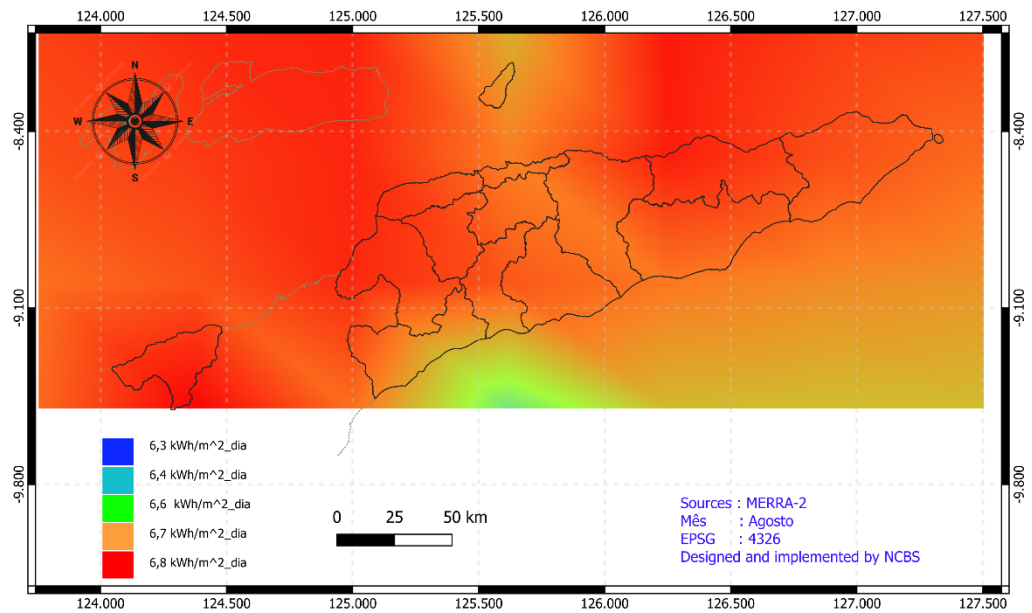


Figura B 8: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de agosto do MERRA-2.

## Setembro

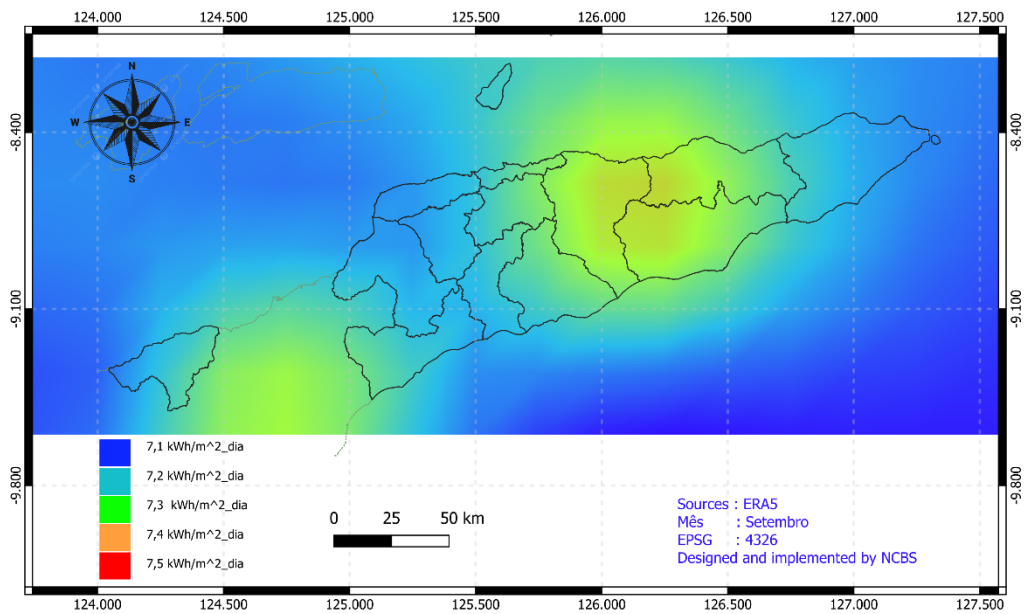


Figura B 9: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de setembro do ERA5.



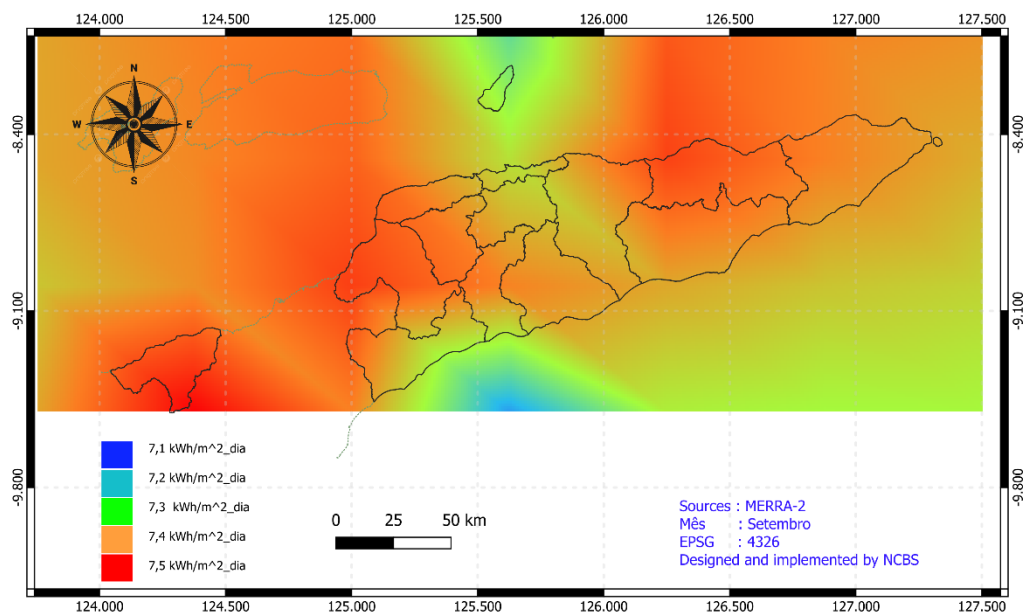


Figura B 10: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de setembro do MERRA-2.

## Outubro

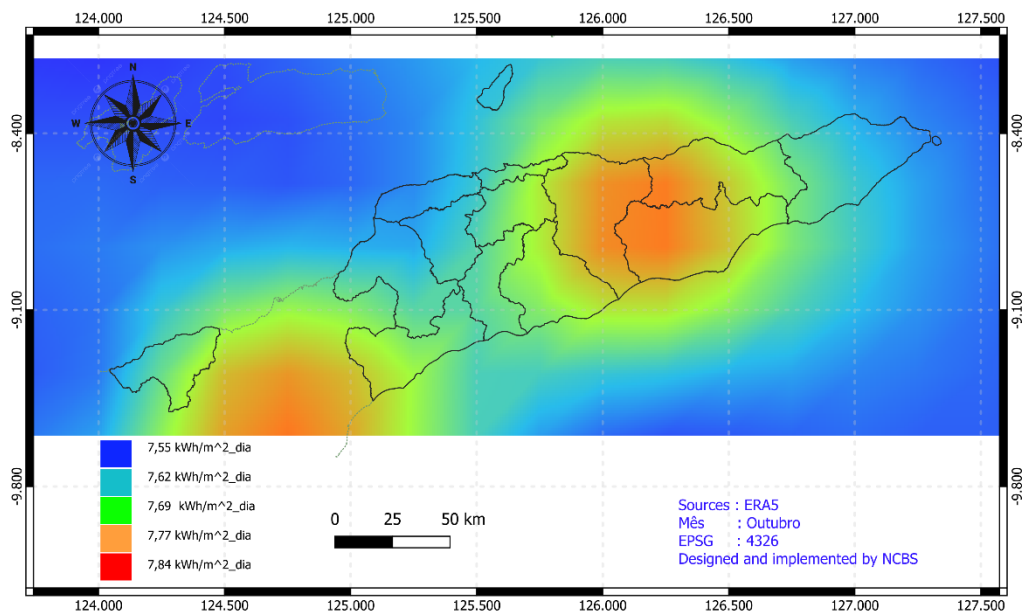


Figura B 11: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de outubro do ERA5.

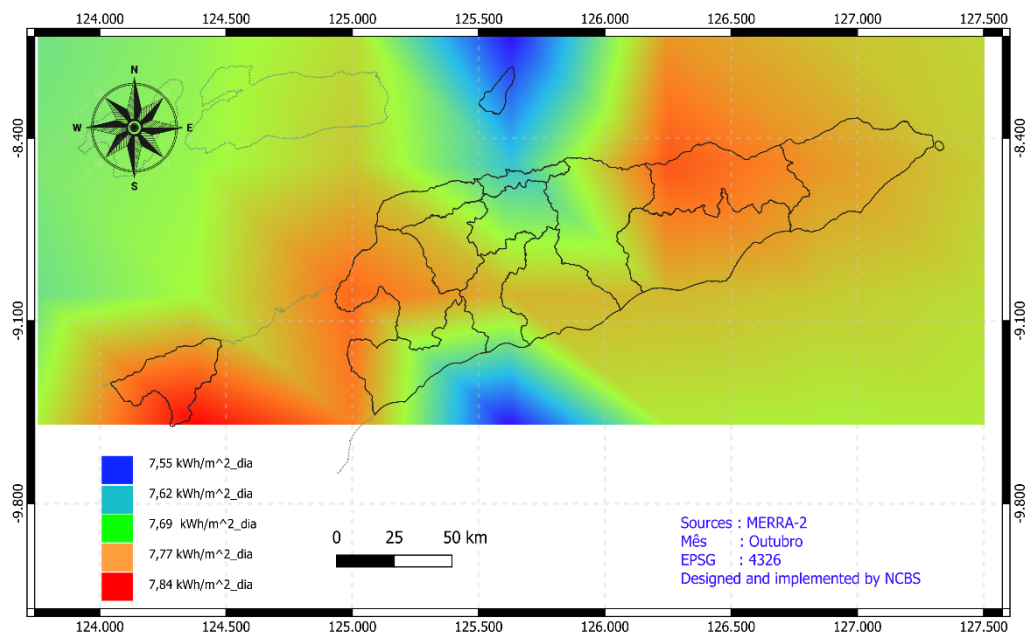


Figura B 12: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de outubro do MERRA-2.

Novembro

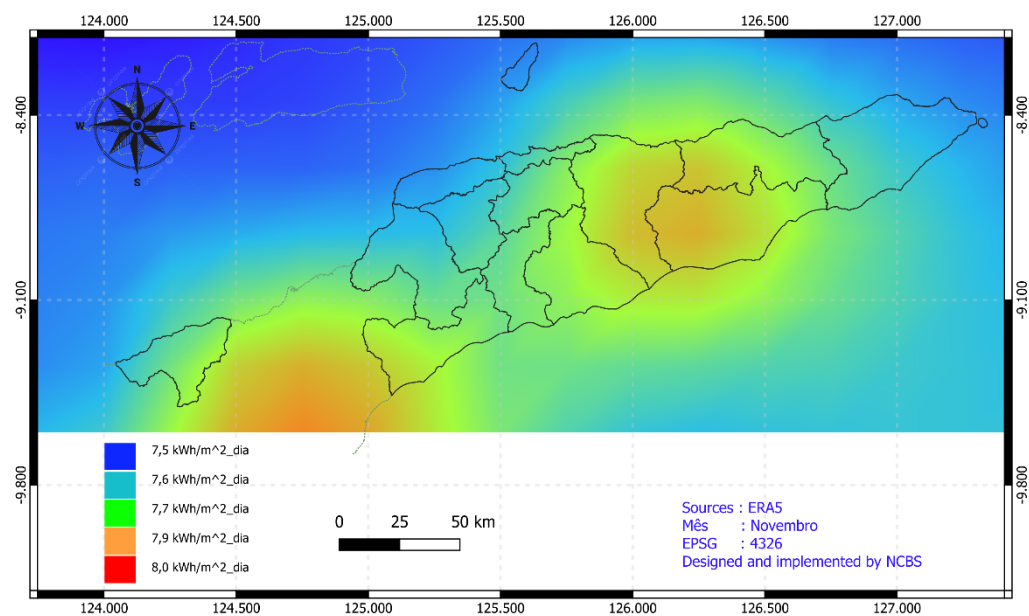


Figura B 13: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de novembro do ERA5.

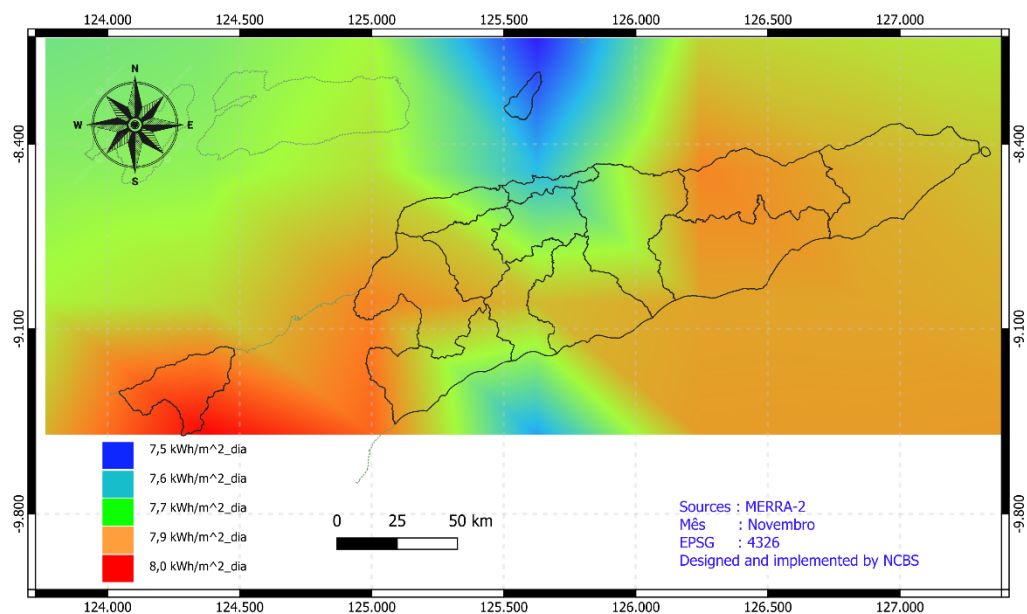


Figura B 14: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de novembro do MERRA-2.

Dezembro

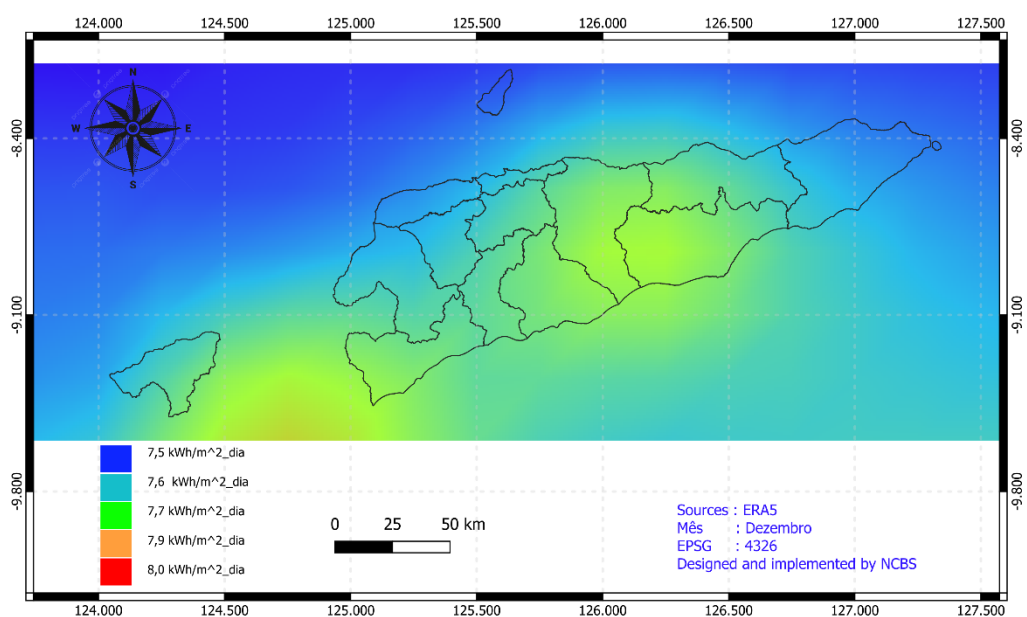


Figura B 15: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de dezembro do ERA5.

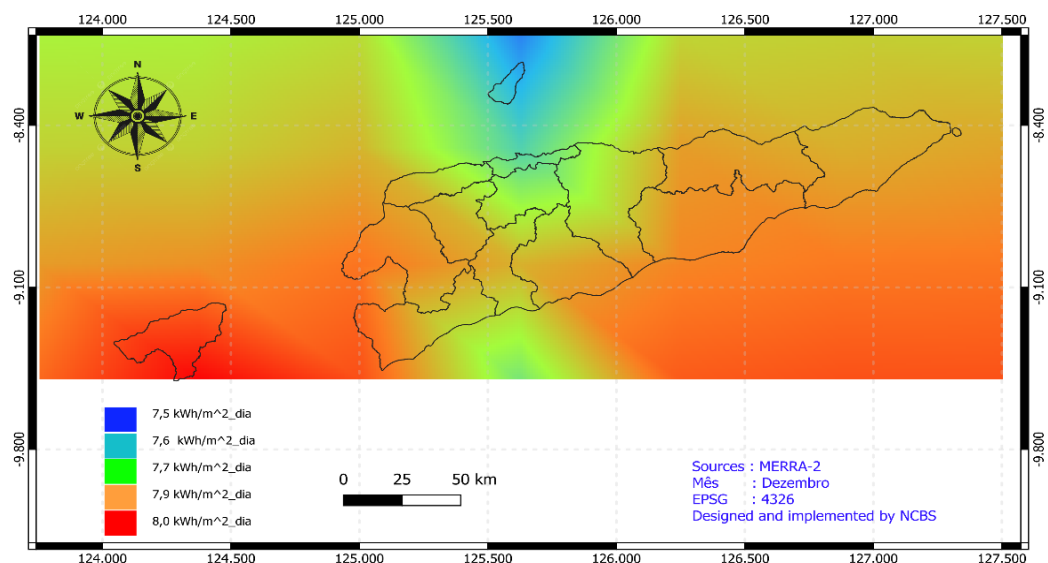


Figura B 16: Mapa de GHI em condição de céu limpo do mês de dezembro do MERRA-2.

## 2. MAPAS DAS MÉDIAS MENSAIS DE IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL

Os mapas apresentados da Figura B 17 até a Figura B 32 correspondem às médias mensais da Irradiação global horizontal do modelo ERA5 e MERRA-2.

Fevereiro

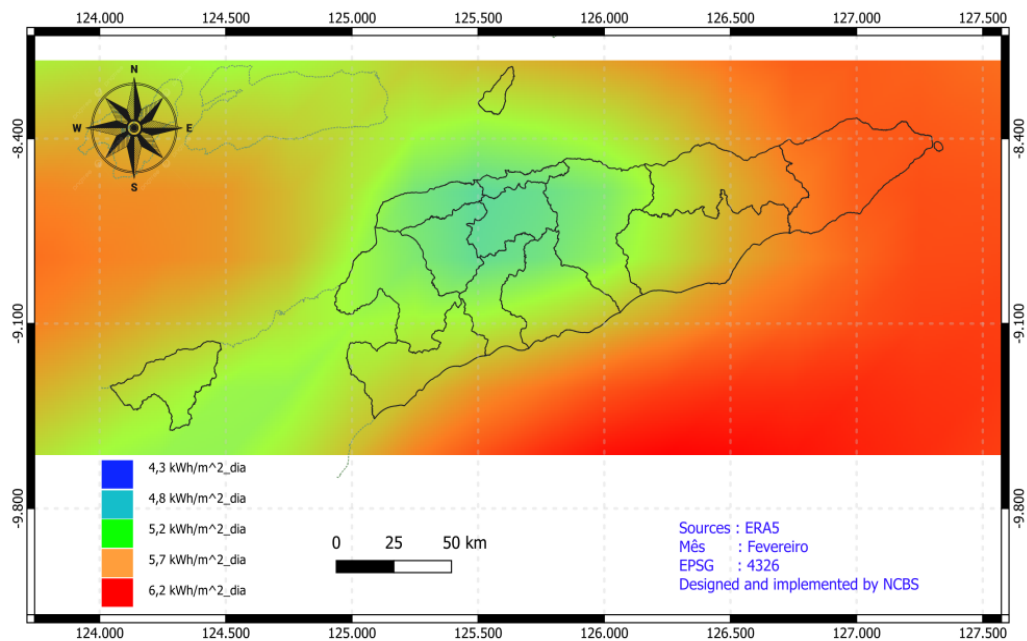


Figura B 17: Mapa de GHI do mês de fevereiro do ERA5.

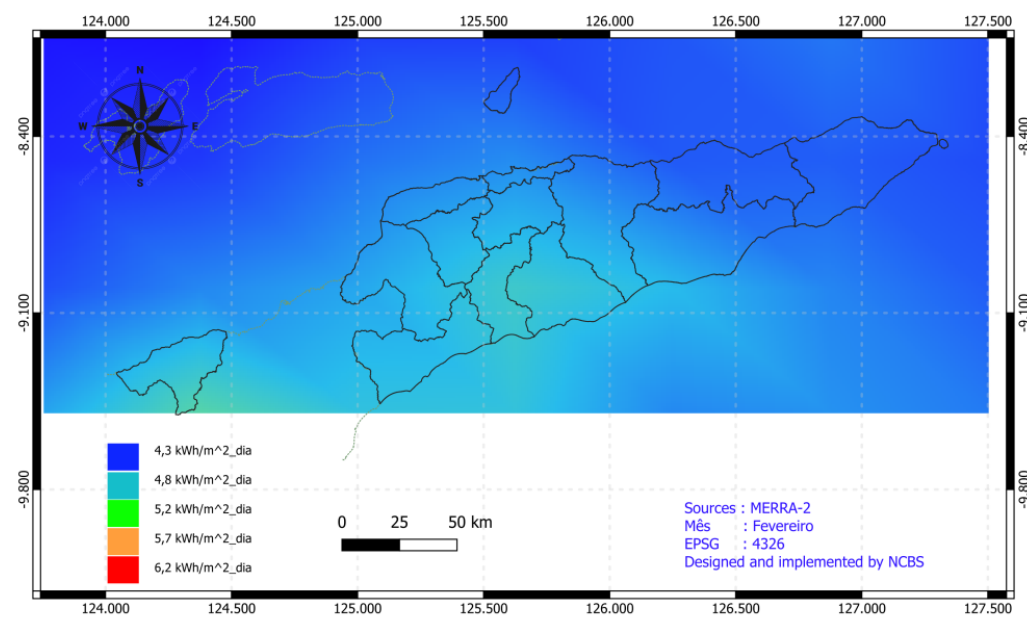


Figura B 18: Mapa de GHI do mês de fevereiro do MERRA-2.

Abril

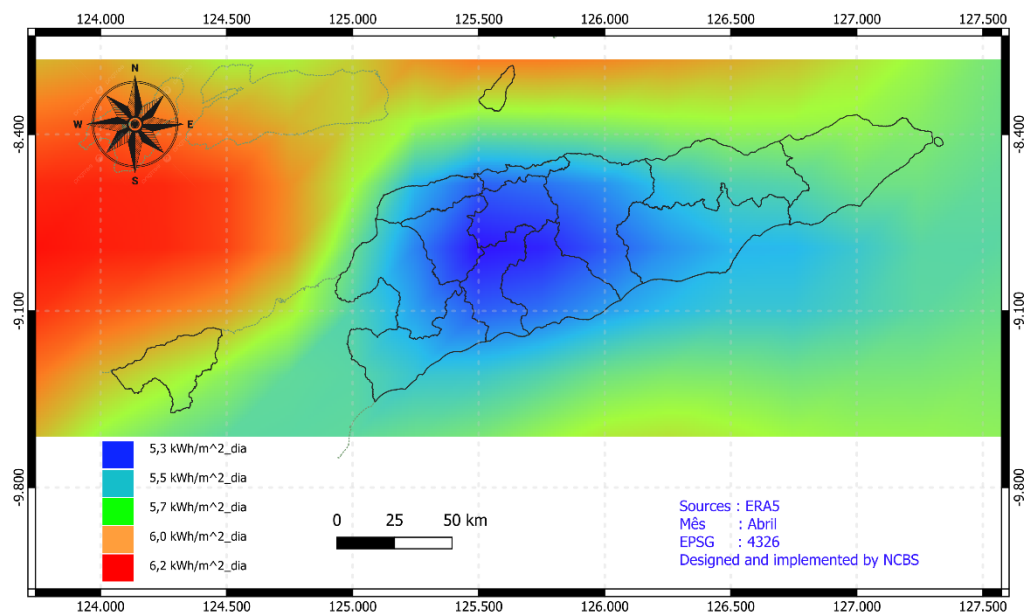


Figura B 19: Mapa de GHI do mês de abril do ERA5.

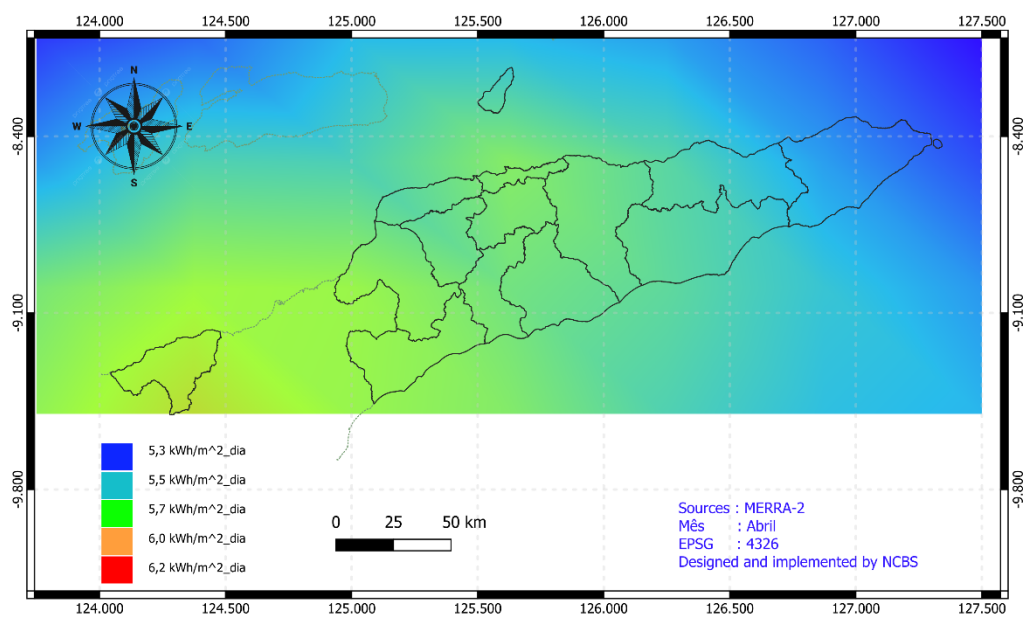


Figura B 20: Mapa de GHI do mês de abril do MERRA-2.

Junho

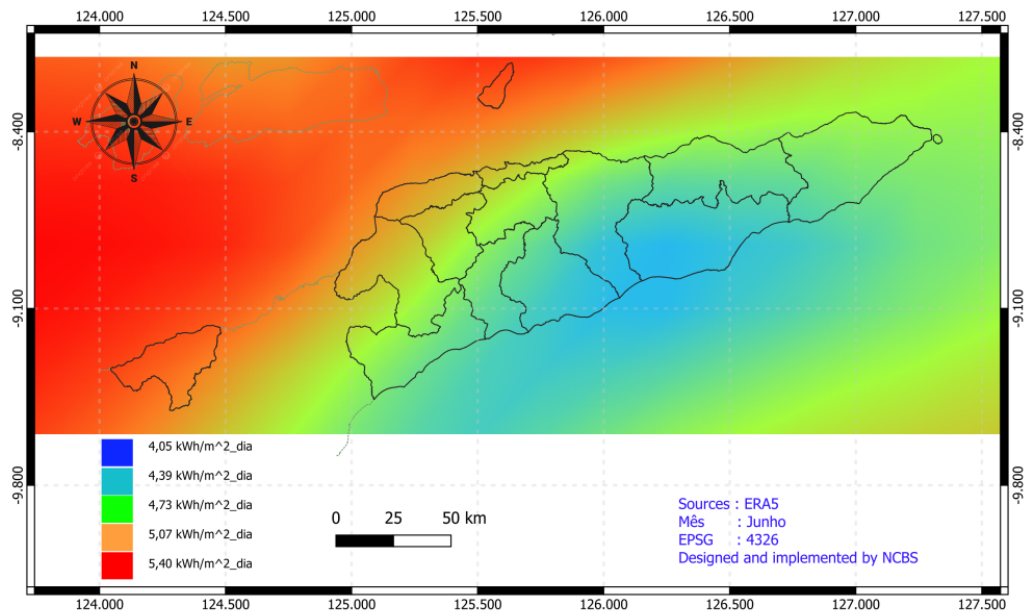


Figura B 21: Mapa de GHI do mês de junho do ERA5.

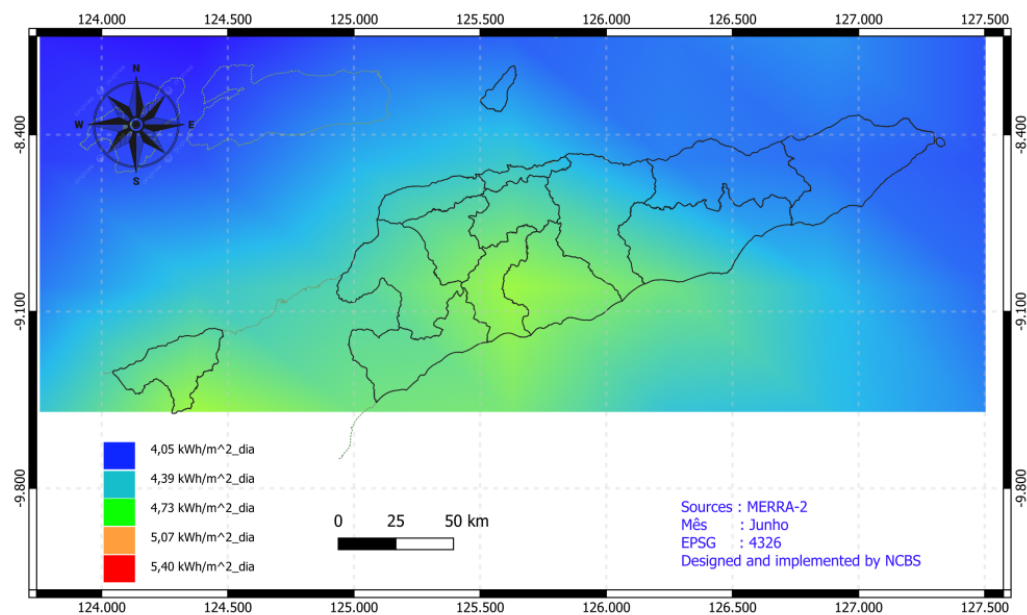


Figura B 22: Mapa de GHI do mês de junho do MERRA-2.

Agosto



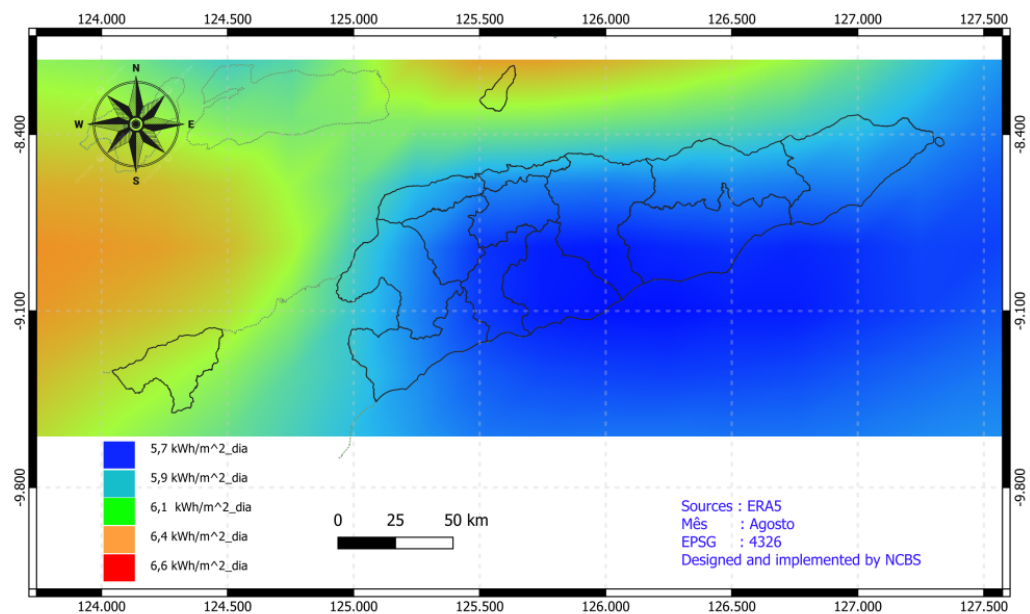


Figura B 23: Mapa de GHI do mês de agosto do ERA5.

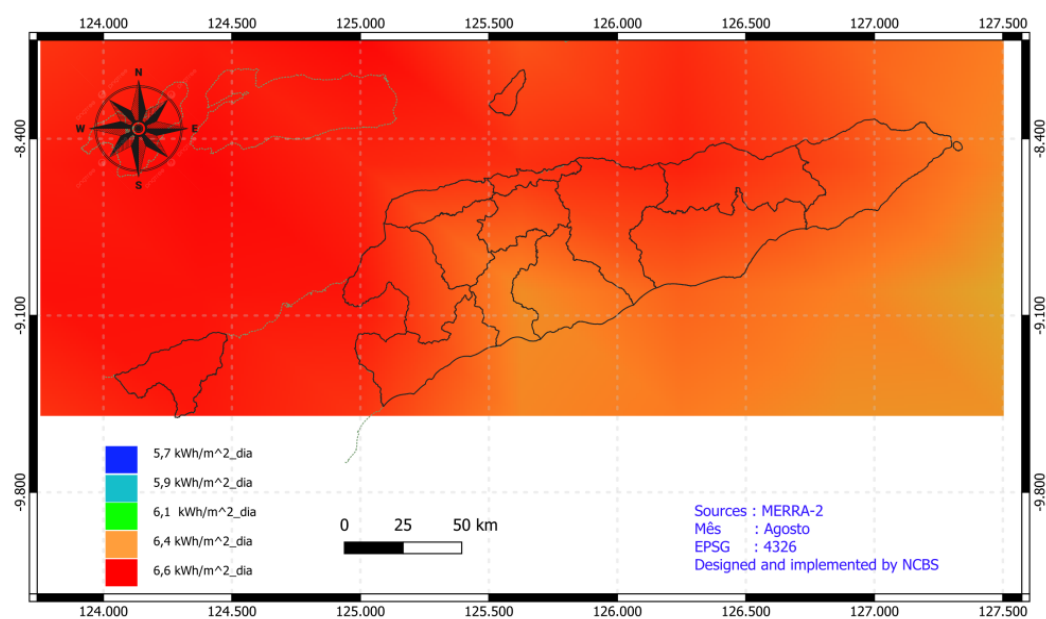


Figura B 24: Mapa de GHI do mês de agosto do MERRA-2.

Setembro



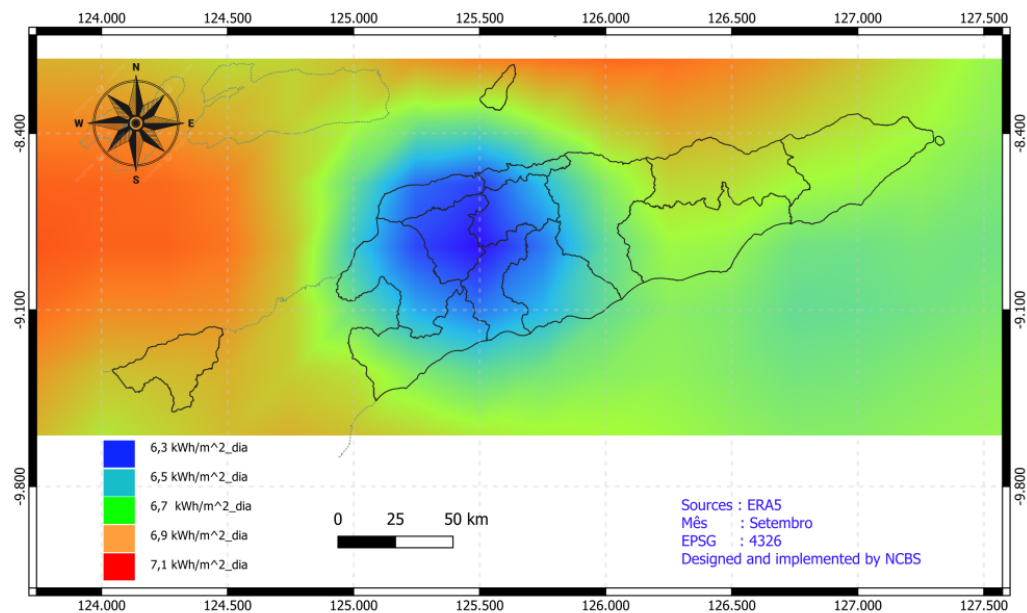


Figura B 25: Mapa de GHI do mês de setembro do ERA5.

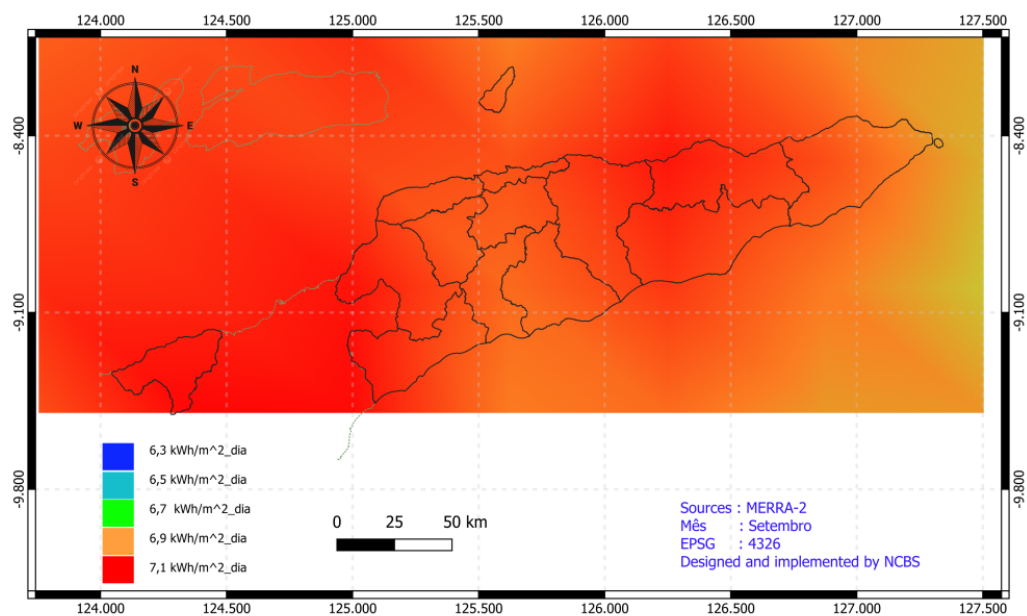


Figura B 26: Mapa de GHI do mês de setembro do MERRA-2.

## Outubro

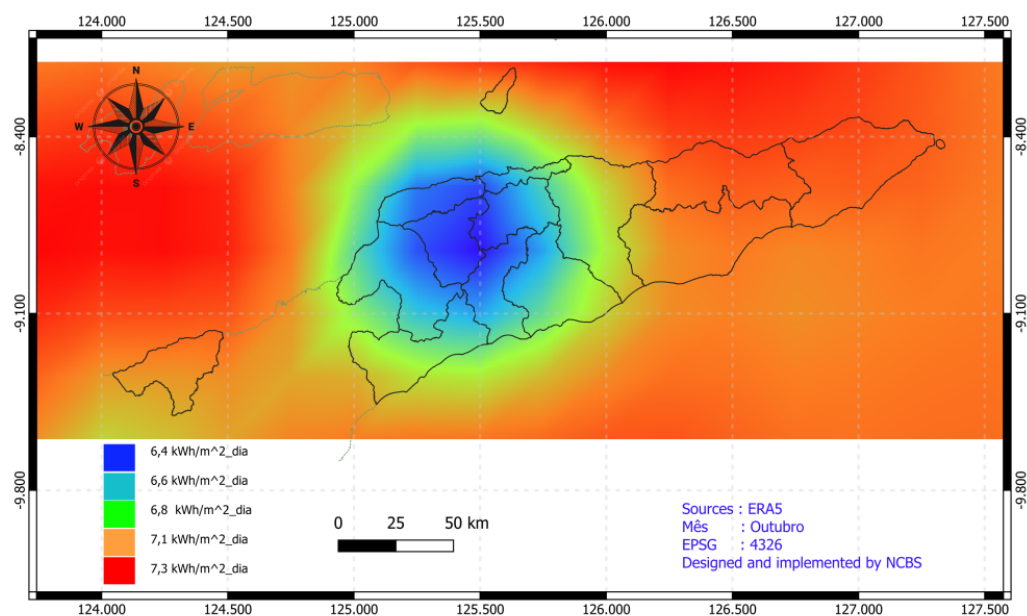


Figura B 27: Mapa de GHI do mês de outubro do ERA5.

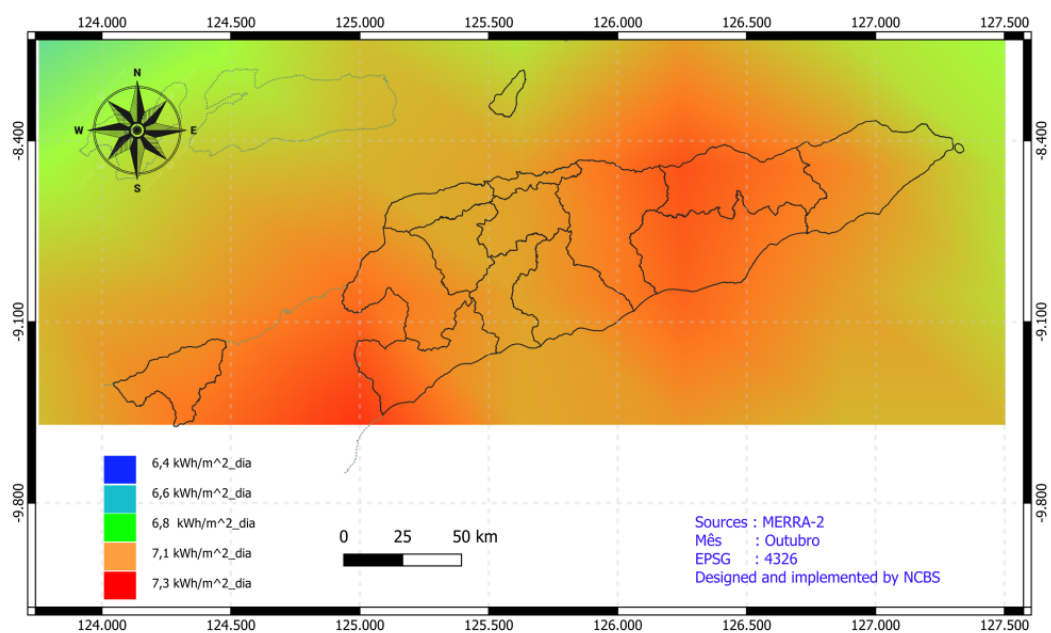


Figura B 28: Mapa de GHI do mês de outubro do MERRA-2.

Novembro

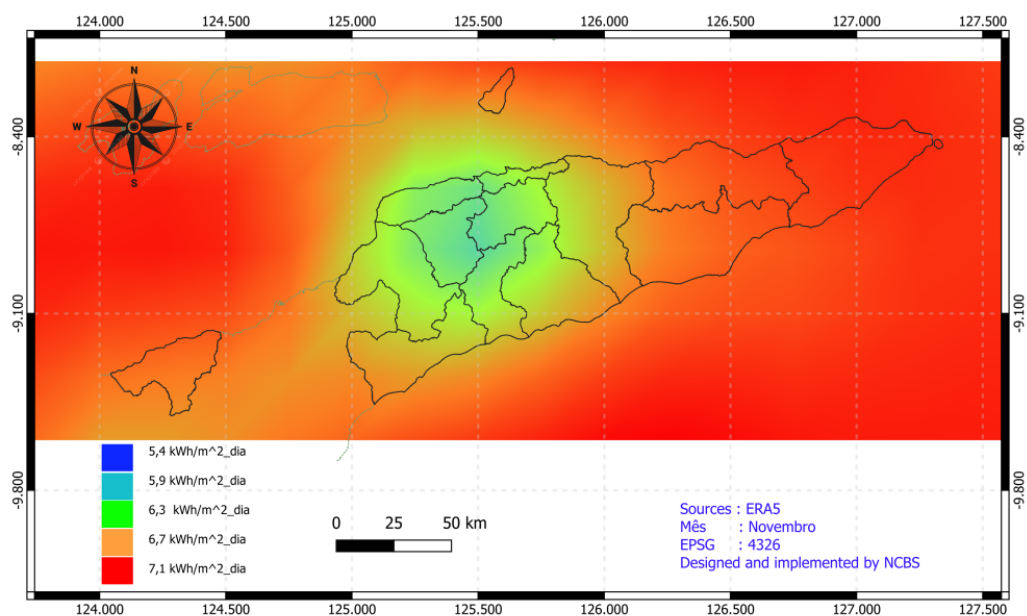


Figura B 29: Mapa de GHI do mês de novembro do ERA5.

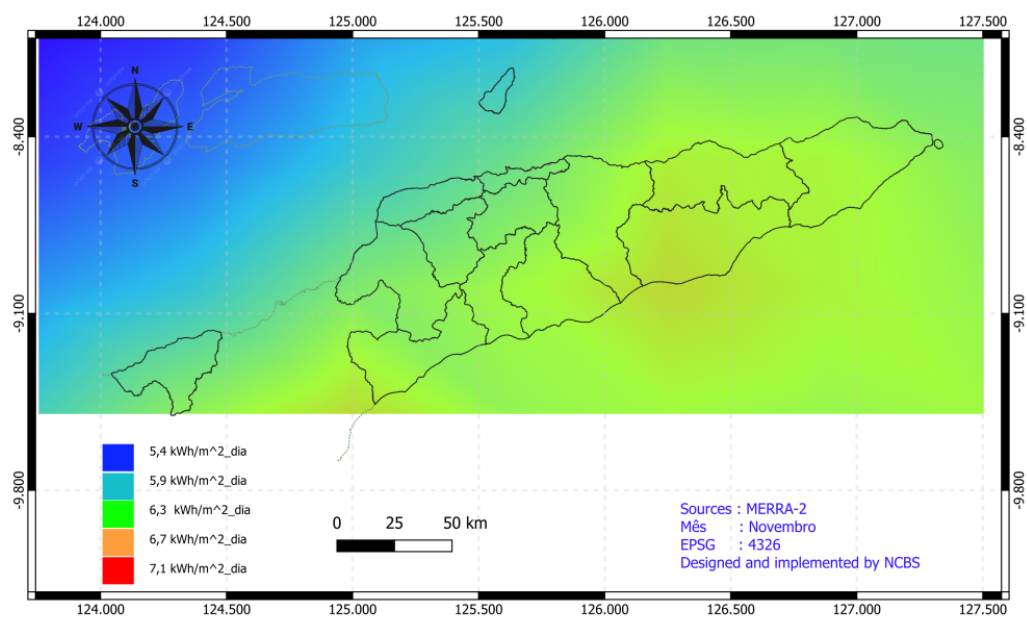


Figura B 30: Mapa de GHI do mês de novembro do MERRA-2.

Dezembro

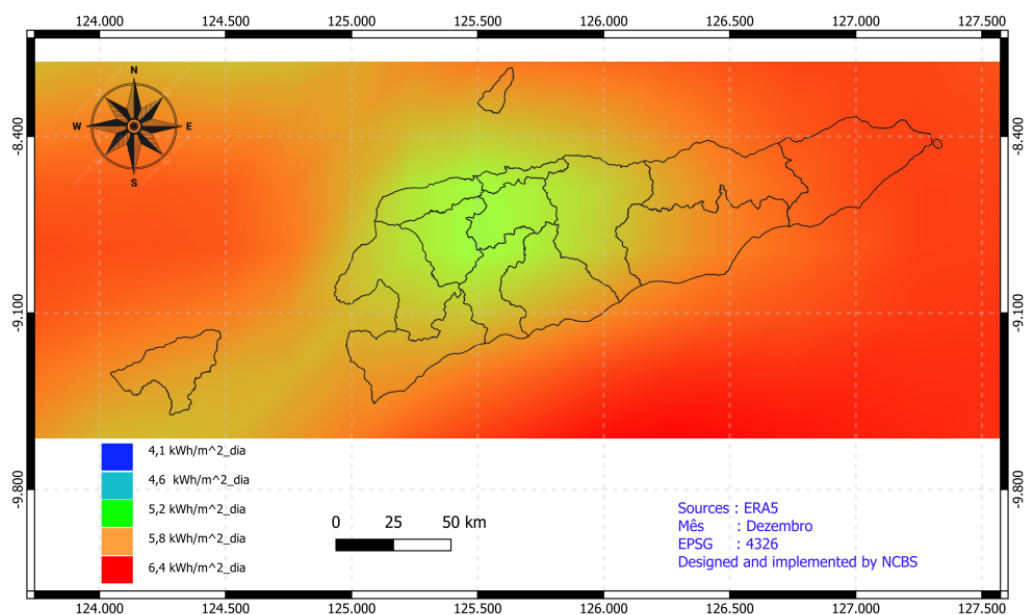


Figura B 31: Mapa de GHI do mês de dezembro do ERA5.

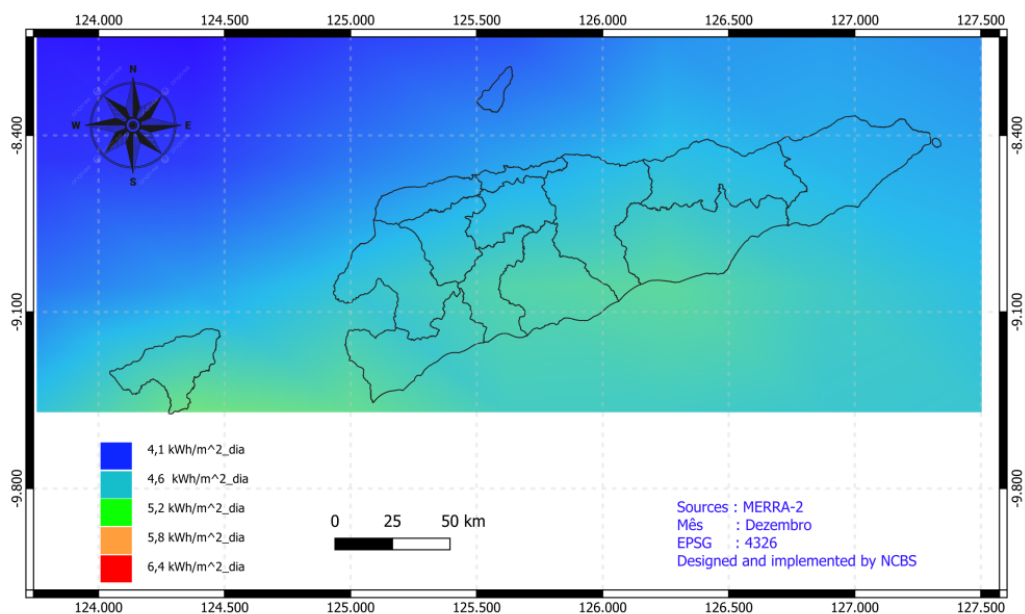


Figura B 32: Mapa de GHI do mês de dezembro do MERRA-2.

### 3. DADOS DA VELOCIDADE DO VENTO DO MODELO ERA5

Os dados da velocidade do vento apresentados na Figura B 33 correspondem à média mensal de longo prazo do modelo ERA5 na malha  $0.25^\circ \times 0, 25^\circ$ .

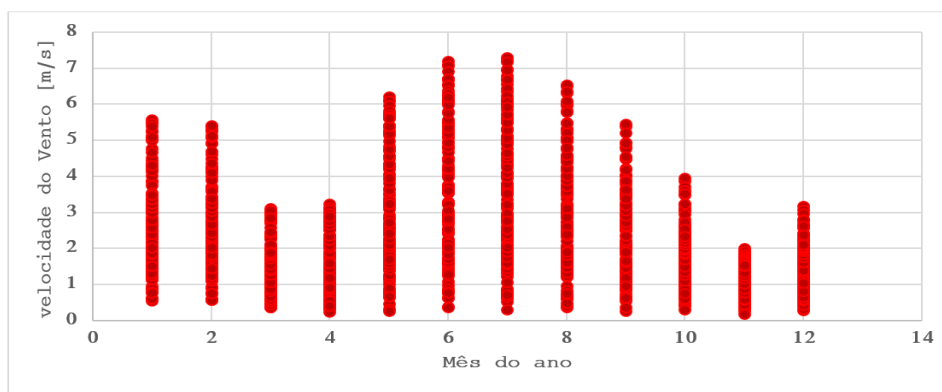


Figura B 33: Média mensais da velocidade do vento do ERA5.

### 4. DADOS DE TEMPERATURA DO AR DO MODELO ERA5

Os dados da temperatura do ar apresentado na Figura B 34 correspondem à média mensal de longo prazo do modelo ERA5 na malha  $0.25^\circ \times 0, 25^\circ$ .

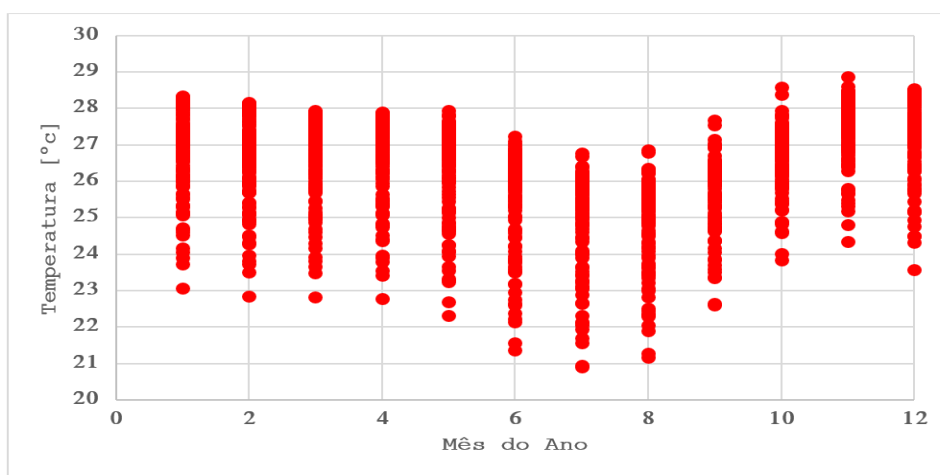


Figura B 34: Média mensais da temperatura do ar do ERA5.