

O IMPACTO DA TEMPERATURA PARA O APROVEITAMENTO DO
POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DO BRASIL

Tássio Simioni

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Planejamento Energético, COPPE,
da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como
parte dos requisitos necessários à obtenção do
título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

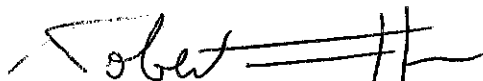
Rio de Janeiro
Fevereiro de 2017

O IMPACTO DA TEMPERATURA PARA O APROVEITAMENTO DO
POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DO BRASIL


Tássio Simioni

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.


Examinada por:



Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.



Prof. Alexandre Salem Szklo, DSc.



Dr. Ricardo Marques Dutra, DSc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO DE 2017

Simioni, Tássio

O impacto da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil/Tássio Simioni – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XVIII, 204 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 160-167.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Temperatura de Operação de Células. 3. Recurso Solar. I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

*A todos aqueles que se dedicam
ao desenvolvimento científico e
à preservação ambiental.*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Roberto Schaeffer pela excelente orientação e motivação em realizar este trabalho.

Aos membros da banca, Prof. Alexandre Szklo e Dr. Ricardo Dutra, pelo apoio e comentários precisos para o versionamento final do trabalho.

À minha companheira Babi pelo enorme apoio e compreensão ao longo de todo o período de dedicação a este trabalho, além da ajuda especial com a revisão ortográfica.

Aos meus pais Ladir e Aneri que sempre fizeram de tudo para que eu pudesse ter uma boa formação acadêmica e que hoje podem se sentir vitoriosos comigo na realização deste trabalho.

Aos colegas do PPE pelo apoio mútuo em todas as fases do programa e nas indicações de fontes de dados e métodos para a condução deste estudo.

Aos amigos e colegas de trabalho que se interessaram pelo tema, participaram de boas discussões e que me apoiaram ao longo de todas as fases do curso de mestrado.

Ao Dr. Ênio Bueno Pereira e seus colegas do INPE pela disponibilização dos dados fundamentais para este estudo, bem como na avaliação de possibilidades para a construção da metodologia.

Aos amigos da UFSC que desde os tempos de barco solar foram parceiros no desenvolvimento de projetos que visam promover as energias renováveis.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

O IMPACTO DA TEMPERATURA PARA O APROVEITAMENTO DO POTENCIAL SOLAR FOTOVOLTAICO DO BRASIL

Tássio Simioni

Fevereiro/2017

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho desenvolve uma metodologia para identificar quais regiões do país podem apresentar maiores rendimentos no aproveitamento solar fotovoltaico, através do cálculo dos potenciais reais para as regiões com a utilização de diferentes tecnologias, considerando a temperatura de operação como fator determinante para a eficiência. Ademais, o trabalho analisa, dentre as diferentes tecnologias disponíveis, quais podem apresentar maior rendimento e avaliar os fatores determinantes para o aproveitamento solar pela geração fotovoltaica à luz do impacto da temperatura de operação. A metodologia deste trabalho compreende uma modelagem matemática para avaliar o impacto da temperatura no aproveitamento solar fotovoltaico brasileiro com a elaboração de mapas corrigidos de eficiência e energia real. Os principais resultados obtidos mostram que o impacto da temperatura de operação das células fotovoltaicas é expressivo na identificação das regiões com maiores potenciais solares reais e que a eficiência elétrica pode ser reduzida em até 15%.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE IMPACT OF TEMPERATURE FOR THE EXPLOITATION OF THE
PHOTOVOLTAIC SOLAR POTENTIAL OF BRAZIL

Tassio Simioni

February/2017

Advisors: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

This work develops a methodology to identify which regions of the country can present higher performance in solar photovoltaic generation, by calculating the real potentials for the regions with the use of different technologies, considering the operating temperature as a determinant factor for efficiency. In addition, the work analyzes, among the different commercial technologies, which can present a higher performance and evaluate the determinants for the solar electricity generation by photovoltaics considering the impact of the operating temperature. The methodology of this work comprises a mathematical modeling to evaluates the impact of the temperature on the Brazilian photovoltaic solar utilization with the elaboration of corrected maps of efficiency and real energy. The main results show that the impact of the operating temperature of the photovoltaic cells is significant in the identification of the regions with the highest real potential, and can reduce the electric efficiency by up to 15%.

ÍNDICE

1. Introdução	1
2. A energia solar fotovoltaica	6
2.1. Recurso e espectro solar	7
2.2. A tecnologia fotovoltaica – Princípios, células e módulos	10
2.3. Tecnologias comerciais e emergentes	13
2.3.1. Silício cristalino.....	14
2.3.2. Filmes finos	16
2.3.2.1. Silício amorfo e microcristalino.....	17
2.3.2.2. Disseleneto de cobre e índio e gálio – CIGS e CIS	18
2.3.2.3. Telureto de cádmio – CdTe.....	19
2.3.2.4. Sulfeto de cádmio/Telureto de cádmio - CdS/CdTe	20
2.3.2.5. Arseneto de gálio – GaAs	20
2.3.3. Multijunção	20
2.3.4. Células orgânicas.....	21
2.3.5. Nova geração de células	22
2.3.6. Fotovoltaica Concentrada - CPV.....	23
2.3.7. Fotovoltaica térmica híbrida - PVT.....	25
2.4. Tipos de aproveitamento fotovoltaico.....	28
2.4.1. Geração distribuída.....	28
2.4.2. Geração centralizada	31
2.5. Panorama mundial da tecnologia fotovoltaica	32
3. Eficiência elétrica da tecnologia fotovoltaica	36
3.1. Definição e características determinantes da eficiência.....	37
3.1.1. Modelo de eficiência elétrica	39
3.2. Nível atual de eficiência nominal dos módulos fotovoltaicos comerciais	41
3.3. Fatores críticos para a eficiência	44
3.3.1. Degradação dos módulos.....	47
3.4. A dependência da temperatura	50
3.4.1. Modelos de temperatura de operação	52
4. Potencial solar	55
4.1. Recurso solar no mundo.....	55

4.2. Recurso solar no Brasil	59
4.3. Impacto das mudanças climáticas	62
5. Avaliação do potencial solar considerando a temperatura como fator crítico ..	65
5.1. Metodologia	66
5.2. Modelagem matemática de energia real.....	71
5.2.1. Modelo de eficiência elétrica real	72
5.2.1.1. Parâmetros tecnológicos	73
5.2.2. Modelo de temperatura de operação das células	76
5.2.2.1. Coeficiente de montagem	77
5.2.3. Métodos de cálculo de energia produzida	79
5.2.3.1. Cálculo de energia real.....	79
5.2.3.2. Cálculo de energia nominal	80
5.2.4. Estrutura de cálculo do modelo	81
5.3. Dados de entrada	81
5.3.1. Irradiação solar	82
5.3.1.1. Modelo e dados de irradiação global	83
5.3.1.2. Modelagem da irradiância horária	86
5.3.2. Dados Meteorológicos.....	92
5.3.2.1. Tratamento dos dados meteorológicos – Obtenção das médias horárias	93
5.3.2.2. Tratamento dos dados meteorológicos – Interpolação georreferenciada	94
5.3.2.3. Análise dos dados de temperatura ambiente	97
5.3.2.4. Análise dos dados de velocidade do vento	102
5.4. Metodologia de elaboração dos mapas	107
6. Potencial solar corrigido	108
6.1. Mapas de eficiência e energia	109
6.1.1. Eficiência elétrica real	109
6.1.2. Energia real e nominal.....	113
6.2. O impacto da temperatura de operação	122
6.2.1. Análise estatística da eficiência real.....	122
6.2.2. O aproveitamento solar em diferentes arranjos de instalações.....	127
6.3. Regiões com maior aproveitamento do recurso solar	132
6.3.1. Potencial anual corrigido.....	133

6.3.2. Comparativo entre as regiões	136
6.3.3. Regiões estratégicas	138
6.3.3.1. Complementariedade com a temperatura ambiente	139
6.3.3.2. Complementariedade com o vento.....	141
6.3.3.3. Integração com a rede elétrica	143
6.4. Melhores tecnologias para aproveitamento do recurso solar	146
6.4.1. Tecnologias com maior eficiência elétrica real	146
6.4.2. Aproveitamento real por tecnologia	152
7. Conclusões	156
Referências	160
Anexo A.....	168

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Consumo anual de energia e recursos disponíveis. Fonte: IEA, 2011 – Traduzido.....	8
Figura 2. Esquema de célula fotovoltaica. Fonte: ARVIZU et al., 2011 - Traduzido....	11
Figura 3. Estrutura típica de módulo de silício cristalino. Fonte: Dupont – Traduzido.	16
Figura 4. Estrutura típica de módulo de filme fino. Fonte: Residential Solar 101 – Traduzido.....	17
Figura 5. Diferentes tecnologias e absorção do espectro solar. Fonte: MIT, 2015 - Traduzido e adaptado.....	21
Figura 6. Esquema de tecnologia fotovoltaica concentrada. (a) Concentração por lentes. (b) Concentração por espelhos. Fonte: Green Rhino Energy – Traduzido.....	24
Figura 7. Esquema típico de módulo PVT. Fonte: CHOW, 2010 – Traduzido.	26
Figura 8. Diferentes arranjos de escoamento em módulo PVT. Fonte: CHOW, 2010 – Traduzido.....	27
Figura 9. Curva de carga e consumo com geração distribuída. Fonte: IEA, 2014 – Traduzido.....	30
Figura 10. Evolução do mercado por tecnologia e preços de mercado. Fonte: GREEN (2016) – Traduzido.	33
Figura 11. Capacidade instalada de produção de módulos fotovoltaicos no mundo. Fonte: IEA, 2014 – Traduzido.....	34
Figura 12. Capacidade instalada acumulada de geração fotovoltaica no mundo. Fonte: SolarPower Europe, 2016 – Traduzido.....	34
Figura 13. Nível máximo de eficiência elétrica para as tecnologias em escala laboratorial. Fonte: NREL (2016) – Traduzido.....	42
Figura 14. Curva típica de módulo fotovoltaico em diferentes temperaturas de operação. Fonte: SHARMA & CHANDEL (2013) – Adaptado e traduzido.....	50

Figura 15. Curvas de eficiência em função da temperatura para diferentes tecnologias. Fonte: HERSCH (1982) – Adaptado e traduzido.	52
Figura 16. Mecanismos de transferência de calor e camadas de módulo fotovoltaico típico. Adaptado a partir de SKOPLAKI & PAYVOS (2009).	53
Figura 17. Irradiância global anual (W/m^2) obtida a partir de medições de 1983 a 2006. (a) -período de dezembro a fevereiro. (b) – período de junho a agosto. Fonte: ARVIZU et al. (2011).	56
Figura 18. Histórico da irradiação global em Potsdam (Alemanha). Fonte: IEA (2011).	58
Figura 19. Irradiação global anual para o Brasil em média diária. Elaboração própria a partir dos dados do SWERA.	60
Figura 20. Metodologia	68
Figura 21. Distribuição valores para a eficiência elétrica nominal (η_{ref}) das tecnologias fotovoltaicas comercializadas pelos maiores fabricantes até 2015.	75
Figura 22. Distribuição de valores para o coeficiente de temperatura (β_{ref}) das tecnologias fotovoltaicas comercializadas pelos maiores fabricantes até 2015.	75
Figura 23. Imagens de arranjos de instalação. Em sentido horário a partir da foto superior esquerda: montagem livre; telhado plano; telhado inclinado; integrado à edificação.	78
Figura 24. Irradiação global diária ($\text{Wh/m}^2/\text{d}$) para as quatro estações do ano. Elaboração própria a partir de SWERA (2006).	84
Figura 25. Variabilidade anual da irradiação global (Elaboração própria a partir de SWERA, 2006).	85
Figura 26. Variabilidade mensal da irradiação global nas regiões brasileiras (Elaboração própria a partir de SWERA, 2006).	85
Figura 27. Curva de irradiância e valor de irradiação horária para a cidade de Brasília- DF.	87

Figura 28. Distribuição geográfica das localidades com dados no SAM.....	88
Figura 29. Curva de irradiância para a cidade de Brasília-DF no mês de janeiro.	89
Figura 30. Curvas de irradiância para as cidades de Florianópolis (SC), Recife (PE), Belém (PA) e Porto Velho (RO) para o mês de janeiro.	90
Figura 31. Curva de irradiância medida em intervalos de 1 minuto para o dia 13 de abril de 2015 na cidade de Brasília DF (Fonte: SONDA/INPE) e curva obtida pela modelagem de irradiância horária.	91
Figura 32. Estações meteorológicas automáticas e convencionais do INMET (Elaboração própria a partir de INMET, 2016).	92
Figura 33. Rasters de interpolação com diferentes valores de p para a temperatura ambiente. Da esquerda para a direita: p = 2; p =3 e p = 5).....	96
Figura 34. Esquerda: mapas de temperatura ambiente média a partir de medições do INMET de 2013, 2014 e 2015 interpolados para a malha de 100km². Direita: mapas de temperatura ambiente média disponibilizada pelo INPE.	99
Figura 35. Temperatura média mensal para Belém (PA). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	100
Figura 36. Temperatura média mensal para Brasília (DF). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	100
Figura 37. Temperatura média mensal para Recife (PE). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	100
Figura 38. Temperatura média mensal para São Paulo (SP). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	100
Figura 39. Temperatura média mensal para Porto Alegre (RS). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	101
Figura 40. Variação diária da temperatura ambiente para a cidade de Brasília (DF; elaboração própria a partir de dados do INPE, 2016).	101

Figura 41. Variação diária da temperatura ambiente para a cidade de Brasília (DF; elaboração própria a partir de dados do INPE, 2016).....	101
Figura 42. Velocidade do vento anual correspondente à média dos anos de 2013, 2014 e 2015 interpolados para a malha de 10km a partir dos dados do BDMPEP (INMET). Velocidade do vento anual disponibilizada pelo INPE (mapa menor).....	103
Figura 43. Mapa de velocidade do vento para o Brasil para os meses das 4 estações do ano a partir da interpolação dos dados do INMET.	104
Figura 44. Velocidade do vento mensal para Belém (PA). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	105
Figura 45. Velocidade do vento mensal para Brasília (DF). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	105
Figura 46. Velocidade do vento mensal para Recife (PE). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	105
Figura 47. Velocidade do vento mensal para São Paulo (SP). Elaboração própria a partir de INMET (2016).	106
Figura 48. Variação da velocidade do vento para a cidade de Brasília (DF).	106
Figura 49. Variação da velocidade do vento para a cidade de São Martinho do Sul (RS).	106
Figura 50. Eficiência elétrica média ponderada com a tecnologia de silício policristalino para o mês de janeiro	110
Figura 51. Eficiência elétrica média ponderada com a tecnologia de silício policristalino para o mês de julho	111
Figura 52. Eficiência elétrica média ponderada com a tecnologia de silício policristalino para o mês de abril.....	112
Figura 53. Eficiência elétrica média ponderada com a tecnologia de silício policristalino para o mês de outubro.....	112

Figura 54. Energia Real para o mês de janeiro com a tecnologia de silício policristalino.	114
Figura 55. Energia nominal para o mês de janeiro com a tecnologia de silício policristalino.	115
Figura 56. Energia real para o mês de outubro com a tecnologia de silício policristalino.	117
Figura 57. Energia nominal para o mês de outubro com a tecnologia de silício policristalino.	118
Figura 58. Energia real para o mês de abril com a tecnologia de silício policristalino.	120
Figura 59. Energia nominal para o mês de abril com a tecnologia de silício policristalino.	120
Figura 60. Energia real para o mês de julho com a tecnologia de silício policristalino.	121
Figura 61. Energia nominal para o mês de julho com a tecnologia de silício policristalino.	121
Figura 62. Histogramas de energia real e nominal para a tecnologia de silício policristalino.	126
Figura 63. Mapas de energia real para diferentes arranjos de montagem e para energia nominal. (a) Montagem Livre. (b) Telhado Plano. (c) Telhado Inclinado). (d) Integrado à edificação. (e) Energia Nominal.	130
Figura 64. Histograma de distribuição para arranjos de instalação no mês de janeiro para a tecnologia de silício policristalino.	131
Figura 65. Histograma de distribuição para arranjos de instalação no mês de outubro para a tecnologia de silício policristalino.	131
Figura 66. Mapa de energia real anual para a tecnologia de silício policristalino.	133

Figura 67. Mapas de energia anual nominal (esquerda) e real (direita) para a tecnologia de silício policristalino.	134
Figura 68. Melhores pontos para o aproveitamento real da energia solar. Figura maior: pontos com energia real maior que 776 Wh/m ² /d. Figura menor: pontos com energia nominal maior que 828 Wh/m ² /d.....	135
Figura 69. Histograma de distribuição anual para a tecnologia de silício policristalino.	136
Figura 70. Mapa de temperatura no mês de outubro com pontos de eficiência maior que 15,06% para a tecnologia de silício policristalino.....	140
Figura 71. Mapa de velocidade do vento no mês de janeiro com pontos de eficiência maior que 14,90% para a tecnologia de silício policristalino.....	142
Figura 72. Regiões com distância menor que 100 km das subestações existentes do Sistema Interligado Nacional.....	144
Figura 73. Regiões com distância menor que 100 km das subestações existentes e planejadas do Sistema Interligado Nacional.....	144
Figura 74. Melhores pontos de aproveitamento solar dentro de um raio 100 km de distância das subestações existentes e planejadas.	145
Figura 75. Mapa de eficiência a tecnologia Poli-Si (Caso A) correspondente ao mês de outubro.....	149
Figura 76. Mapa de eficiência a tecnologia Mono-Si (Caso B) correspondente ao mês de outubro.....	149
Figura 77. Mapa de eficiência a tecnologia a-Si (Caso C) correspondente ao mês de outubro.....	150
Figura 78. Mapa de eficiência a tecnologia CdS/CdTe (Caso D) correspondente ao mês de outubro.....	150
Figura 79. Mapa de eficiência a tecnologia CdTe (Caso E) correspondente ao mês de outubro.....	151

Figura 80. Mapa de eficiência a tecnologia CIS (Caso F) correspondente ao mês de outubro.....	151
Figura 81. Distribuição de faixas de energia real para as 6 opções tecnológicas.....	152
Figura 82. Mapa de energia real anual para a tecnologia de silício monocristalino (Mono-Si).	153
Figura 83. Mapa de energia real anual para a tecnologia de silício amorfo e microcristalino (a-Si/mcSi)	154
Figura 84. Mapa de energia real anual para a tecnologia de CdS/CdTe	154
Figura 85. Mapa de energia real anual para a tecnologia de CdTe	155
Figura 86. Mapa de energia real anual para a tecnologia de CIS	155

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Níveis de eficiência de células comerciais. Fonte GREEN (2016) e NREL (2016).	43
Tabela 2. Potencial solar técnico anual para diferentes regiões do planeta. Fonte: ARVIZU et al. (2011).	57
Tabela 3. Lista dos principais fabricantes de módulos fotovoltaicos e catálogos considerados na pesquisa de parâmetros tecnológicos da análise.	74
Tabela 4. Casos de análise e parâmetros médios considerados.	75
Tabela 5. Coeficiente de montagem para diferentes arranjos (SKOPLAKI et al., 2008).	78
Tabela 6. Coeficientes e erros associados na modelagem da irradiância horária.....	90
Tabela 7. Valores máximos, mínimos e média diária para o mês de outubro com a tecnologia de silício policristalino	123
Tabela 8. Eficiência real média ponderada e real mínima para a tecnologia de silício policristalino, com eficiência nominal de 15,86%, (%).	124
Tabela 9. Energia real e nominal para a tecnologia de silício policristalino (Wh/m ² /d).	125
Tabela 10. Resultados de diferentes arranjos de instalação para a tecnologia de silício policristalino (%).	128
Tabela 11. Distribuição de áreas por faixas de energia.	135
Tabela 12. Classificação de estados brasileiros em relação ao potencial solar estadual e eficiência elétrica real.	137
Tabela 13. Distribuição de pontos de temperatura ambiente para níveis mínimos de eficiência elétrica real no mês de outubro.	139
Tabela 14. Distribuição de pontos de velocidade do vento para níveis mínimos de eficiência elétrica real no mês de janeiro.....	142
Tabela 15. Resultados estatísticos anuais para 6 tecnologias fotovoltaicas comerciais (%).	147

1. Introdução

A grande disponibilidade de recursos energéticos renováveis coloca o Brasil em uma posição de destaque na busca pela mitigação dos efeitos das mudanças climáticas. O uso de energia no mundo é responsável por aproximadamente dois terços do total de gases de efeito estufa emitidos atualmente. Este fato deixa o setor energético em uma posição de liderança no desenvolvimento e ampliação do uso de tecnologias menos poluidoras. Todavia, as tecnologias renováveis também são impactadas pelas mudanças climáticas, o que aponta inúmeras possibilidades de estudos para viabilização destas tecnologias em maior escala mundial (MIDEKSA & KALLBEKKEN, 2010). Ademais, conforme avaliado por ROGELJ et al. (2016), as metas de redução de emissão de gases de efeito estufa definidas nos acordos internacionais, em especial o Acordo de Paris assinado em 2015, necessitam ser colocadas em prática o mais rapidamente possível para que sejam realmente efetivas. Neste contexto, as energias renováveis têm se tornado alvo de investimento dos países com matrizes energéticas poluidoras, fato que deixa o Brasil em papel de liderança neste movimento internacional.

O Brasil possui uma das matrizes elétricas mais renováveis do mundo, fato que se deve à grande disponibilidade de recursos naturais, principalmente hídricos, responsáveis pela produção da maior parte da energia elétrica do país. Além do aproveitamento do grande recurso hídrico, recentemente o país vem ampliando a capacidade em novas fontes renováveis de energia, com destaque para as energias eólica e biomassa. Seguindo as boas perspectivas do desenvolvimento de fontes renováveis, surgem novos interesses e previsões de investimentos para o aproveitamento da energia solar, recurso que o país possui grande potencial, graças a sua ideal disposição territorial no globo, embora explorado de forma singela se comparado às outras fontes em produção (EPE, 2015a).

O potencial solar brasileiro apresenta destaque ao ser comparado, através dos níveis de irradiação observados no país, com os níveis observados em países do hemisfério norte (MARTINS et al., 2007), que possuem a maior parte da capacidade instalada de energia solar no mundo atualmente (REN21, 2015). Mesmo a região Sul, que possui índices mais baixos mas ainda assim pode ser comparada à região da

Amazônia equatorial, se caracteriza com um potencial significativamente maior que a maioria dos países europeus (MARTINS et al., 2007; PEREIRA, 2006; REN21, 2015).

Apesar da capacidade instalada mundial já contar com mais de 220 GW de energia solar instalada (REN21, 2016), o Brasil possui apenas poucos MW desta fonte em operação (ANEEL, 2016a; MME, 2015). No entanto, recentemente as políticas energéticas brasileiras vêm considerando positivamente esta fonte ainda pouco explorada e criando incentivos para o seu desenvolvimento (EPE, 2015a).

Através das últimas publicações do Ministério de Minas e Energia e, principalmente, do Plano Decenal de Energia para o horizonte de 2014 a 2024, o Governo Federal pretende viabilizar a contratação de pelo menos 1.000 MW de energia solar fotovoltaica a cada ano. Em três leilões de energia de reserva dos últimos dois (2014 e 2015) anos foram contratados projetos que somam uma capacidade maior que 2.600 MW de energia solar centralizada. Considerando esses resultados recentes e as perspectivas dos próximos leilões, estima-se que a capacidade de geração solar chegue a 8,3 GW em 2024, sendo 7,0 GW por meio de geração centralizada e 1,3 GW de geração distribuída. Nessa velocidade, estima-se que o Brasil pode estar entre os 20 países com maior capacidade instalada de energia solar fotovoltaica até 2018 (EPE, 2015^a; MME, 2015).

Portanto, para aproveitar esse enorme recurso renovável, surge a importância de avaliar de forma detalhada o potencial solar brasileiro. Para isso, devem ser considerados todos os fatores e condições reais para o aproveitamento deste recurso, a fim de obter subsídios técnicos eficientes para o planejamento energético nacional. Fatores de perdas para a geração de energia solar podem ser diferentes em países desenvolvidos se comparado àqueles observados no Brasil, como é o caso da temperatura de operação e sua relação com a diminuição do rendimento das células e módulos fotovoltaicos (SKOPLAKI & PALYVOS, 2008a E 2009b; GARCÍA & BALENZATEGUI, 2004; SUBHASH et al., 2015; DU et al., 2015; SWAPNIL et al., 2015). Além da temperatura, outros fatores de perdas são significativos para a análise do potencial solar brasileiro, como é o caso da sujeira sobre os módulos, sombreamento, umidade, ângulo de instalação e conexões elétricas (SHARMA & CHANDEL, 2013; NDIAYE et al., 2013).

Ao longo das fases do desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas, a temperatura de operação das células e dos módulos representa uma questão central no processo de conversão da energia solar em energia elétrica. No entanto, apenas recentemente a relação e a influência da temperatura no aproveitamento solar estão sendo mais bem discutidas e compreendidas na comunidade científica. A relação do rendimento das células fotovoltaicas com a temperatura vem sendo estabelecida como diretamente dependente de fatores como o nível de irradiação, velocidade do vento, temperatura ambiente e parâmetros físicos característicos de cada tecnologia (SKOPLAKI & PALYVOS 2008a E 2009b; GARCÍA & BALENZATEGUI, 2004).

A partir do exposto surge a motivação para o desenvolvimento do tema proposto, à medida que o país apresenta um grande potencial solar a ser aproveitado e que necessita de análise mais detalhada quanto aos fatores de perdas para o seu aproveitamento, bem como a identificação das regiões com maior disponibilidade e melhores tecnologias a serem utilizadas.

A análise resultante deste trabalho visa compreender o impacto e a importância da temperatura para o aproveitamento do potencial solar fotovoltaico do Brasil. Este tema está inserido no contexto do planejamento energético para o aproveitamento do enorme potencial solar brasileiro, levando em consideração fatores de perda técnicos, que inicialmente não são observados ao analisar as diferentes regiões do país e seus potenciais solares locais.

Dentre os fatores técnicos de perda para a produção de energia solar fotovoltaica destaca-se a redução da eficiência elétrica das células e módulos fotovoltaicos, principais componentes destes sistemas, com o aumento da temperatura de operação. Embora demais fatores de perdas como, por exemplo, sujeira, degradação e sombreamento também sejam relevantes e não possam ser subavaliados no contexto do planejamento energético, a temperatura de operação ganha destaque à medida que os locais de maior potencial solar no país apresentam temperaturas médias elevadas ao longo do ano (SKOPLAKI & PALYVOS, 2008a E 2009b; SHARMA & CHANDEL, 2013; GARCÍA & BALENZATEGUI, 2004; SUBHASH et al., 2015).

Portanto, o tema escolhido será estudado de forma comparativa, quantitativa e qualitativa para todo o território nacional, considerando a temperatura como fator

importante para o aproveitamento solar, através da elaboração de mapas de eficiência e irradiação aproveitada em operação real, bem como a identificação das tecnologias fotovoltaicas mais adequadas a cada região sob a ótica do desempenho dependente da temperatura.

Este estudo tem como objetivo principal identificar quais regiões do país podem apresentar maior rendimento no aproveitamento solar fotovoltaico considerando a temperatura local como fator determinante para a eficiência das diferentes tecnologias disponíveis. Além deste, este estudo tem como objetivos específicos ainda: analisar, dentre as diferentes tecnologias disponíveis, quais podem apresentar maior rendimento e em que locais seriam mais indicados à luz da análise da dependência da eficiência da temperatura; identificar e avaliar os fatores determinantes para o aproveitamento solar pela geração fotovoltaica com foco no impacto da temperatura de operação; e estimar potenciais para as diferentes regiões segundo as diferentes tecnologias e mostrar como a temperatura pode afetar estes potenciais.

Para explorar estes objetivos este trabalho está organizado em seis capítulos, sendo este o primeiro, que apresentou a motivação e diretrizes gerais do estudo. O segundo capítulo apresenta uma revisão teórica sobre a tecnologia fotovoltaica, seus princípios e aplicações, um panorama atual da sua utilização no Brasil e no mundo e uma visão geral sobre outras tecnologias de geração a partir da energia solar.

O terceiro capítulo explora as questões técnicas envolvidas na conversão da energia solar em elétrica pela tecnologia fotovoltaica, com ênfase na dependência da temperatura de operação na eficiência elétrica.

O quarto capítulo abrange uma visão sobre o potencial solar brasileiro e os fatores e critérios determinantes para o seu aproveitamento no país através da geração fotovoltaica.

O quinto capítulo apresenta a metodologia desenvolvida e aplicada neste estudo, apresentando a modelagem matemática considerada e os mecanismos de tratamento de dados e produção dos resultados para análise.

O sexto, e último capítulo, apresenta os resultados e as conclusões obtidas no estudo, incluindo análises complementares. Ao final do trabalho são listadas as

principais conclusões identificadas e as sugestões de estudos futuros e complementares que podem decorrer deste trabalho.

2. A energia solar fotovoltaica

A energia solar é o recurso energético mais abundante no planeta e mostra-se como uma das mais promissoras para suprimento de energia à humanidade, sendo explorada progressivamente nas últimas três décadas. O fluxo de energia solar que atinge a superfície terrestre é milhares de vezes maior que o total do consumo humano atualmente (IEA, 2011). Essa fonte renovável compreende a principal força motriz das transformações da natureza no planeta e, portanto, através dos processos químicos, físicos e biológicos é convertida em energia útil pelo homem e demais seres vivos. Além dos alimentos e materiais que sustentam a vida na Terra, a grande maioria das fontes energéticas exploradas atualmente foi gerada a partir da energia solar, sejam elas fósseis ou renováveis.

O aproveitamento do enorme recurso solar que atinge a superfície terrestre é explorado de forma direta e indireta. O aproveitamento indireto compreende as transformações em que o fluxo solar foi convertido, através de processos naturais, em uma fonte primária de energia como, por exemplo, petróleo, gás, biomassa e vento, e estas, por sua vez, são convertidas em energia final e, eventualmente, em energia útil. O aproveitamento direto, no entanto, consiste na produção de energia final a partir da conversão direta do fluxo solar através de diferentes tecnologias, as quais podem ser classificadas em fotovoltaica ou térmica. A distinção entre elas está associada à faixa do espectro solar que cada uma converte em energia final, que pode ser térmica ou elétrica (ARVIZU et al., 2011).

Tendo em vista as crescentes preocupações de ordem científica, política e social com o impacto das mudanças climáticas no meio ambiente e nas condições da vida na Terra, o interesse pelo aproveitamento direto da energia solar tem ganhado interesse cada vez maior. Isso se deve ao fato de que a geração solar direta produz taxas praticamente nulas de gases de efeito estufa durante a produção de energia. As taxas de emissão na geração solar direta estão associadas exclusivamente aos processos de fabricação, instalação, manutenção e descomissionamento das tecnologias de geração. Entretanto, estas taxas estão sendo reduzidas progressivamente (IEA, 2011; MIT, 2015).

O tema central deste estudo visa promover subsídios técnicos para o maior aproveitamento do recurso solar no Brasil através da geração fotovoltaica, a qual

compreende a transformação da energia luminosa do sol diretamente em energia elétrica (ARVIZU et al., 2011). Para tal, este capítulo apresenta uma visão geral da tecnologia solar fotovoltaica e está dividido em cinco seções. A primeira introduz as bases teóricas associadas ao recurso solar que atinge a superfície terrestre; a segunda trata dos princípios físicos que possibilitam a geração solar através da tecnologia fotovoltaica; a terceira faz uma avaliação das tecnologias comerciais e emergentes. A quarta seção explora os mecanismos de integração e geração fotovoltaica; e a quinta apresenta um panorama de mercado e capacidade instalada desta fonte.

2.1. Recurso e espectro solar

O Sol é a estrela central do nosso Sistema Solar e, em termos astronômicos, caracteriza-se como uma anã amarela, a qual representa um corpo que está no processo de transformação de hidrogênio em hélio através da fusão nuclear (SAGAN, 2008). O processo de fusão nuclear faz com que o sol converta milhões de toneladas de sua própria massa em energia a cada segundo, emitindo neutrinos e radiação solar em todas as direções. Após viajar aproximadamente por oito segundos em um trajeto de 150 mil quilômetros, uma pequena parcela desta energia atinge a superfície terrestre. A irradiação solar, que corresponde à energia por unidade de área perpendicular diretamente exposta ao sol, é de 1.368 watts por metro quadrado (W/m^2) na camada externa da Terra. Este valor é conhecido como constante solar. No entanto, esta quantidade de energia é atenuada pela atmosfera terrestre e chega na superfície a níveis médios de 1.000 W/m^2 (IEA, 2011; ARVIZU et al., 2011).

Embora atenuada pela atmosfera, a quantidade de energia solar que atinge a superfície terrestre, se pudesse ser acumulada ao longo de um ano, poderia suprir todo o consumo humano por 6.000 anos (IEA, 2011). Para fins comparativos, as reservas provadas de petróleo poderiam suprir o consumo mundial às taxas atuais por 46 anos, caso fossem a única fonte de energia. Da mesma forma, as reservas de gás natural forneceriam energia por 58 anos e o carvão por 150 anos. Além das fontes fósseis, a quantidade de energia solar anual incidente na Terra supera as reservas provadas de urânio físsil e todos os recursos energéticos renováveis anuais de fonte hídrica, eólica e a biomassa (fotossíntese) (IEA, 2011). Dentre os recursos disponíveis para o aproveitamento energético destaca-se, por último, as energias geotérmica e das marés, que não são provenientes da energia solar.

A Figura 1 ilustra as proporções entre os recursos energéticos disponíveis com a quantidade anual de energia solar que chega à Terra.

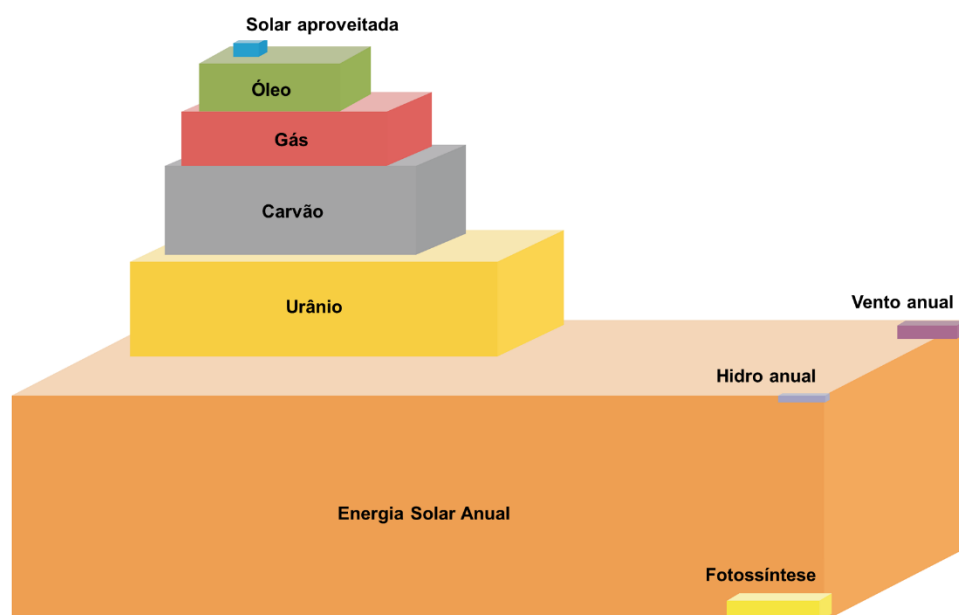


Figura 1. Consumo anual de energia e recursos disponíveis. Fonte: IEA, 2011 – Traduzido.

Embora a energia solar que chega à camada externa da atmosfera seja constante, a energia que atinge a superfície terrestre sofre variações sazonais e de acordo com a localidade. Estas variações decorrem de fatores geográficos, em relação à posição de latitude e longitude, e dos movimentos astronômicos da Terra. Todos os pontos da superfície terrestre recebem anualmente 4.380 horas médias de sol. Entretanto, as quantidades médias diária e mensal variam de acordo com o período do ano e a posição geográfica. Este fato deve-se, principalmente, à inclinação de $23,45^\circ$ do eixo terrestre, que torna variável a posição geográfica exposta ao sol ao longo do ano, resultando nas estações climáticas. Além da inclinação, a posição da Terra ao longo do seu período de translação e as condições atmosféricas locais também influenciam nas variações sazonais e locais da irradiação (IEA, 2011).

A irradiação solar que atinge a superfície possui duas principais componentes: a direta e a difusa. A componente direta corresponde aos raios solares que incidem diretamente na superfície em um dia limpo e são compostos pelo brilho luminoso (raios solares) e pela radiação térmica (calor), os quais têm como barreira apenas a atmosfera terrestre. A componente difusa, por outro lado, consiste na energia dispersada pelas nuvens e pela atmosfera, o que corresponde à luminosidade e ao calor observados em um dia nublado. Existe ainda uma terceira componente, conhecida como albedo, que

compreende os raios refletidos pela superfície terrestre. Contudo, o termo irradiação global refere-se à soma das componentes direta e difusa (ARVIZU et al., 2011; IEA, 2011; MIT, 2015).

O espectro solar é a propriedade da irradiação solar que diferencia as suas componentes físicas de acordo com o comprimento de onda. A irradiação global é composta por três frações do espectro eletromagnético: 40% energia luminosa (luz visível); 10% ultravioleta; e 50% infravermelha, caracterizada majoritariamente por ondas curtas (não térmicas). As duas principais formas de aproveitamento deste recurso primário derivam-se da classificação do espectro solar em termossolar, que utiliza a fração térmica, e em fotovoltaica (PV – *Photovoltaic*), que aproveita a faixa luminosa (ARVIZU et al., 2011; IEA, 2011; MIT, 2015).

O aproveitamento térmico da energia solar, ou termossolar, caracteriza-se pela utilização direta da energia solar através do aquecimento de fluidos ou sólidos. Este processo é utilizado em diversas atividades cotidianas ao longo da evolução da humanidade, como secagem de grãos e roupas, ou ainda aquecimento água e ambientes. Ademais, a energia térmica permite a produção de trabalho e eletricidade através de máquinas térmicas. Os processos de conversão da energia solar térmica em eletricidade compreendem tecnologias que vêm sendo amplamente exploradas, com destaque para a termosolar concentrada - CSP (*Concentrated Solar Power*) - que nada mais é que uma unidade termelétrica movida à radiação solar (IEA, 2011; ARVIZU et al., 2011).

O aproveitamento da fração luminosa da radiação solar também é realizado de forma natural no nosso cotidiano como, por exemplo, para iluminação de ambientes e cultivos agrícolas, através da fotossíntese. No entanto, a fração luminosa também pode ser convertida em energia elétrica com o uso das tecnologias fotovoltaicas, as quais compreendem o cerne deste estudo. Ademais, as duas componentes do espectro solar, térmica e luminosa, podem ser combinadas em equipamentos híbridos que as convertem em energia, como por exemplo a tecnologia de fotovoltaica térmica (PVT) (IEA, 2011).

2.2. A tecnologia fotovoltaica – Princípios, células e módulos

As tecnologias fotovoltaicas geram energia elétrica através do efeito fotovoltaico, que consiste na conversão de fótons em corrente elétrica. A componente luminosa da energia solar caracteriza-se como um fluxo de partículas eletromagnéticas, denominadas fótons. Estas partículas são altamente energéticas e permitem a ocorrência de reações fotoelétricas em semicondutores¹, convertendo diretamente a luz solar em eletricidade com o uso de células fotovoltaicas (IEA, 2011).

Os semicondutores que constituem as células fotovoltaicas são formados por camadas que permitem a criação de um campo elétrico em uma interface conhecida como junção p-n devido à adição de elementos químicos chamados impurezas. Cada uma destas camadas possui comportamentos elétricos opostos devido à falta de elétrons (lacunas) na camada tipo-p e ao excedente de elétrons livres na camada tipo-n (ARVIZU et al., 2011; HERSCH, 1982; LOPEZ, 2012).

A camada do tipo-p é obtida adicionando-se ao material cristalino impurezas que possuem três elétrons de valência, como boro, gálio e índio. Devido à dopagem, o número de lacunas excede o de elétrons nesta camada, tornando-a uma receptora de elétrons. A camada tipo-n é composta pela introdução de elementos químicos com cinco elétrons de valência, como o fósforo, arsênio ou antimônio, o que deixa esta camada com um número maior de elétrons do que de lacunas, tornando-a uma doadora de elétrons. O acoplamento destas duas camadas em uma célula fotovoltaica cria uma face positiva e outra negativa, produzindo assim um campo elétrico e permitindo a circulação de cargas elétricas quando as células são iluminadas e conectadas a um dispositivo externo (HERSCH, 1982; LOPEZ, 2012; ARVIZU et al., 2011). Esta configuração é característica das células de silício cristalino e, portanto, pode ser diferente para outros tipos de células solares. A Figura 2 ilustra as camadas e componentes básicos de uma célula fotovoltaica.

¹ Semicondutor é um material sólido, normalmente cristalino, que possui condutividade elétrica caracterizada entre os materiais isolantes, que não conduzem eletricidade, e materiais condutores, os quais permitem a movimentação livre de elétrons (alta condutividade).

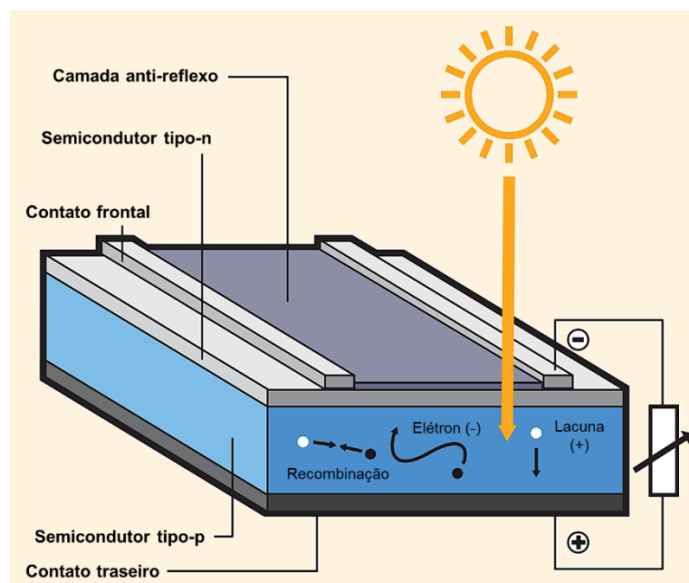


Figura 2. Esquema de célula fotovoltaica. Fonte: ARVIZU et al., 2011 - Traduzido.

O processo de conversão da energia luminosa em eletricidade ocorre de forma simplificada da seguinte forma: a célula fotovoltaica é iluminada com a luz do sol e os fótons são transmitidos para a mesma; os fótons que possuem energia maior que o $bandgap^2$ do material semicondutor são absorvidos pela camada tipo-n; a energia do fóton absorvido é transferida para um elétron e para a lacuna adjacente (camada tipo-p), o que produz uma circulação de elétrons e, portanto, uma corrente elétrica contínua entre os terminais conectados (MIT, 2015).

A eficiência do processo de conversão de energia luminosa em eletricidade por uma célula fotovoltaica é determinada pela razão entre a potência elétrica produzida e a irradiância incidente, ambas em unidades de potência por unidade de área (Ex.: W/m²). Este coeficiente é definido como eficiência elétrica e depende de fatores como os materiais e elementos constituintes, bem como das condições de operação (MIT, 2015; EVANS, 1981). Visto que o comportamento da eficiência elétrica compreende o cerne deste estudo, a eficiência será explorada em detalhes na seção 3.

A célula é o componente básico da tecnologia fotovoltaica. Cada célula produz, mesmo em condições ideais e de alta irradiância, tensão e corrente elétricas pequenas, o que limita as aplicações reais das células de forma individual. Para elevar a tensão, de

² *Bandgap* representa a diferença energética entre a camada de valência e a camada de condução dos átomos de um semicondutor (HERSCH, 1982)

aproximadamente 0,5 V, e a corrente resultantes, as células são conectadas por meio de condutores metálicos formando os módulos fotovoltaicos (LOPEZ, 2012). Os módulos são constituídos de células fotovoltaicas em arranjos em série e em paralelo, o que confere níveis de tensão e corrente maiores aos módulos (HERSCH, 1982). Além das células fotovoltaicas, os módulos são constituídos ainda por componentes estruturais, para conexão elétrica ou aumento de desempenho. Os materiais utilizados na montagem dos módulos fotovoltaicos dependem do tipo de tecnologia das células e do tipo de módulo. Dentre os materiais aplicados comercialmente, destacam-se: revestimento antirreflexo, moldura estrutural (frame), camadas de revestimento e encapsulamento, lâminas de vidro temperado, dentre outros (ROMARY et al., 2011; HERSCH, 1982).

Os módulos fotovoltaicos representam o tipo de equipamento mais comum para geração de energia elétrica a partir da fonte solar. No entanto, existem outros equipamentos fotovoltaicos que visam maximizar a energia gerada, com destaque para a fotovoltaica concentrada (CPV), que utiliza espelhos ou lentes para concentrar a energia solar em células de alta eficiência, e para a tecnologia híbrida fotovoltaica térmica (PVT), a qual produz energia elétrica e térmica em módulos fotovoltaicos com sistema de aquecimento acoplado (IEA, 2011).

A fim de elevar ainda mais o nível de tensão e corrente para aplicações de maior escala, os módulos fotovoltaicos podem ser arranjados em conexões do tipo série e/ou paralelo, o que é denominado instalação fotovoltaica. Uma instalação fotovoltaica é formada por um ou mais módulos fotovoltaicos conectados entre si e integrados através de sistemas de balanceamento e transformação. Os componentes que permitem a integração e controle dos arranjos de módulos fotovoltaicos dependem do tipo de instalação, podendo esta ser isolada ou conectada à rede (LOPEZ, 2012; ARVIZU et al., 2011).

Visto que a maioria dos equipamentos consumidores de energia opera em corrente alternada (AC), é necessário converter a corrente contínua em alternada, o que é realizado por um inversor de frequência. Em um sistema isolado é necessário ainda realizar o controle entre a energia disponível instantaneamente e as necessidades de consumo, que podem ser em períodos diferentes daqueles com maior disponibilidade de irradiação. Portanto, nos sistemas isolados, além dos inversores de frequência, são utilizados sistemas de armazenamento, normalmente baterias eletroquímicas, e

controladores de carga que controlam o balanceamento e proteção elétrica entre os módulos, as cargas e as baterias. Nos sistemas conectados à rede são utilizados controladores, inversores e transformadores para converter a corrente contínua em alternada e para elevar a tensão, o que permite a transmissão em longas distâncias com menos perdas (MIT, 2015; HERSCH, 1982). A geração híbrida representa um tipo de instalação, no qual outras fontes, como eólica ou térmica, são combinadas com a tecnologia fotovoltaica na mesma instalação e geram energia de forma complementar (LOPEZ, 2012).

A fim de elevar a produtividade da geração centralizada, podem ser utilizados sistemas de rastreamento solar. Este sistema, conhecido como *tracker*, consiste em mecanismo que permite o maior aproveitamento da irradiação incidente com o reposicionamento contínuo dos módulos na direção do sol. Isto é, um mecanismo de rastreamento que permite que, ao longo do dia, os módulos fotovoltaicos recebam a maior quantidade possível de irradiação através da variação de sua inclinação. Dois sistemas de rastreamento são possíveis: em eixo único, com orientação de norte-sul ou leste-oeste; ou multi-axial, que permite a movimentação em todas as direções. No entanto, estas tecnologias encarecem a construção das centrais geradoras e, portanto, nem sempre são utilizadas (ARVIZU et al., 2011).

2.3. Tecnologias comerciais e emergentes

As tecnologias fotovoltaicas são normalmente nomeadas de acordo com o tipo de material semicondutor empregado em sua fabricação. Dentre as opções tecnológicas existentes é possível dividi-las em dois grupos: comerciais ou emergentes. As tecnologias comerciais são aquelas para as quais já foram estabelecidos processos de fabricação em escala industrial. Por outro lado, as tecnologias emergentes compreendem as que têm sido desenvolvidas em laboratório e ainda não são produzidas em escala comercial. Contudo, apesar de as pesquisas em tecnologias emergentes representarem o principal foco científico atual, a busca por novos materiais e componentes que elevem a eficiência das células e módulos comerciais continua sendo um tema recorrente no meio científico. Conforme verificado por GREEN (2016), nos últimos anos o aumento de desempenho e redução de custos de produção nas células de silício têm dificultado a comercialização e crescimento de outras tecnologias.

Embora os custos de produção de células e módulos fotovoltaicos ainda sejam elevados se comparados a outras tecnologias de geração, observou-se uma acelerada redução de custos produtivos nos últimos anos para todas as tecnologias comerciais. As principais tecnologias fotovoltaicas comerciais podem ser reunidas em dois grupos: silício cristalino, que compreende a maior parcela em uso no mundo; e filmes finos, os quais vêm ganhando espaço no mercado. Dentre as tecnologias emergentes, pode-se citar as células orgânicas e multijunção, mostrando-se promissoras quanto à elevação da eficiência e à escala de produção industrial. Há também a tecnologia fotovoltaica concentrada (CPV) e a híbrida térmica (PVT), que podem utilizar células comerciais ou emergentes, porém possuem pequena penetração no mercado mundial.

EL CHAAR et al. (2011), PARIDA et al. (2011) e RAZYKOV et al. (2011) avaliaram o status atual e as perspectivas recentes destes seis grupos de tecnologias. GREEN et al. (2015) consolidaram as mais recentes verificações de eficiência elétrica dos equipamentos comerciais e GREEN (2016) analisou as principais linhas de pesquisa e desafios tecnológicos. Estes seis grupos são detalhados nas seções a seguir.

2.3.1. Silício cristalino

As tecnologias de silício cristalino (c-Si) são as mais utilizadas no mundo correspondendo a, aproximadamente, 80% das células produzidas (ARVIZU et al., 2011). Elas podem ser classificadas em dois tipos: monocristalino (mono-Si ou m-Si) e multicristalino, também chamado policristalino (poli-Si); EL CHAAR et al., 2011; RAZYKOV et al., 2011). A diferença entre os dois reside no arranjo cristalino que constitui a célula solar. O monocristalino é formado por um cristal único e uniforme, enquanto o multicristalino é produzido a partir de cristais multifacetados. Estas diferenças derivam-se do processo de fabricação dos *wafers*, lâminas de lingotes de silício, que após os processos de dopagem, polimento e acoplamento de condutores dão origem às células. As células monocristalinas possuem aparência homogênea, enquanto as multicristalinas são menos uniformes e exibem um aglomerado de cristais multidirecionais (LOPEZ, 2012; EL CHAAR et al., 2011; RAZYKOV et al., 2011).

O silício é um elemento químico abundante na natureza e precisa ser altamente puro para dar origem aos *wafers* e posteriormente às camadas semicondutoras das células fotovoltaicas. O processo de purificação do silício é realizado em etapas,

podendo atingir dois níveis: o primeiro de até 99,9% de pureza, que é empregado na produção de semicondutores eletrônicos e denominado metalúrgico; e o segundo, que deve atingir 99,9999% de pureza, para ser utilizado em células fotovoltaicas. No entanto, para atingir o nível de pureza mais elevado são necessários processos de purificação complexos. Estes processos têm custos expressivamente elevados quando comparados àqueles aplicados para o nível de pureza do silício metalúrgico, embora o aumento de sua produção tem resultado na redução gradual dos custos (BRAGA, 2008).

As células de silício monocristalino são formadas a partir de lingotes resultantes de um processo de fabricação mais rigoroso do que as células policristalinas. Os lingotes monocristalinos precisam ser formados por um processo de cristalização lenta a fim de garantir a homogeneidade dos cristais. Por outro lado, os lingotes de silício policristalino são produzidos a partir da fusão e solidificação de diversos cristais e, desse modo, seus custos de produção são menores que o monocristalino (EL CHAAR et al., 2011; RAZYKOV et al., 2011).

A diferença entre a forma dos cristais é determinante para o desempenho de conversão das células. Enquanto as células monocristalinas podem atingir níveis de eficiência de até 25% em escala de fabricação industrial, as células policristalinas normalmente possuem eficiência entre 12 e 15% em condições padrões de operação, podendo chegar a um máximo de 19% (GREEN, 2015). Estes níveis de eficiência são os mais elevados dentre todas tecnologias fotovoltaicas comerciais produzidas em larga escala a custos competitivos. No entanto, ambas tecnologias apresentam perdas de desempenho significativas quando utilizadas em condições muito diferentes das padrões, em comparação com módulos de filmes finos (EL CHAAR et al., 2011; RAZYKOV et al., 2011; GREEN, 2015).

Os módulos fotovoltaicos de silício cristalino (mono-Si ou poli-Si) podem ser montados de diversas formas, porém são frequentemente fabricados com a utilização de uma camada de vidro temperado para proteção e suporte; camadas de encapsulamento em EVA, para proteção contra umidade e corrosão; uma moldura metálica feita de alumínio; um recobrimento de fluoropolímero e uma caixa de ligação elétrica. A Figura 3 ilustra uma estrutura típica de montagem de um módulo fotovoltaico de silício cristalino. Neste arranjo, a diferença entre os módulos policristalinos e monocristalinos está associada apenas à mudança das células.

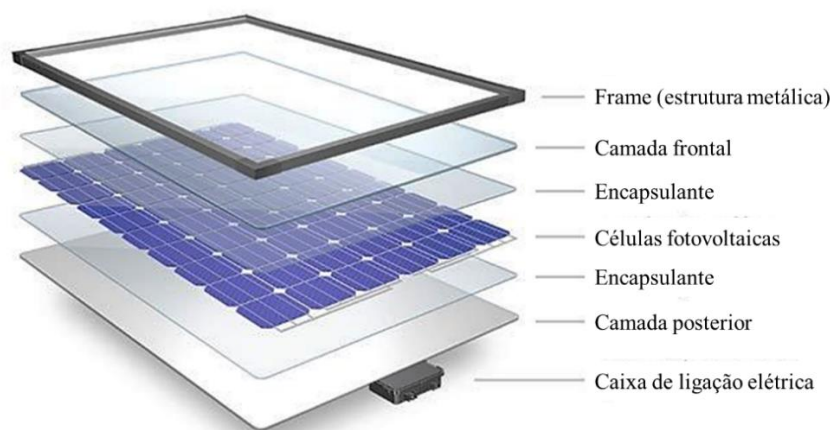


Figura 3. Estrutura típica de módulo de silício cristalino. Fonte: Dupont – Traduzido.

O número de células tipicamente encontrado neste formato de módulo varia entre 60 e 96, cada uma com dimensões típicas de 15 cm² e potência de 4 a 5 watts em condições de iluminação máxima. Estes módulos possuem, nesta configuração, uma potência nominal entre 250 e 350 W e assumem dimensões aproximadas de 1,0 m por 1,5 m (MIT, 2015). No entanto, diferentes formatos e dimensões de módulos são encontrados no mercado mundial.

2.3.2. Filmes finos

As tecnologias de filmes finos figuram como umas das mais promissoras para a geração solar em expansão. Diferentemente das células de silício cristalino, onde lâminas de semicondutores são acopladas entre placas de vidro, os módulos de filmes finos são produzidos a partir da deposição de camadas finas de materiais fotovoltaicos por um processo de pulverização sobre lâminas de vidro, aço ou outros substratos. Desse modo, os filmes finos necessitam menos material para sua fabricação, o que leva a uma significativa redução de custos e de impactos ambientais durante o processo de produção (EL CHAAR et al., 2011; PARIDA et al., 2011; GREEN, 2015).

À medida que os módulos de filmes finos possuem quantidades muito pequenas de material fotovoltaico, os níveis de eficiência destas tecnologias são normalmente menores que aquelas em que as camadas de semicondutores são mais espessas. Contudo, o processo de deposição por pulverização traz uma vantagem importante, associada à combinação de diferentes materiais e elementos fotovoltaicos, o que possibilita o surgimento de novas tecnologias mais eficientes. Outro aspecto vantajoso destas tecnologias reside na menor perda de eficiência com a operação em

condições diferentes das nominais. Estes fatos têm permitido o crescimento da participação no mercado destas tecnologias, saltando de praticamente zero há poucos anos para até 20% recentemente (EL CHAAR et al., 2011; PARIDA et al., 2011; GREEN, 2015).

A Figura 4 a seguir apresenta a estrutura típica de um módulo fotovoltaico de filmes finos.

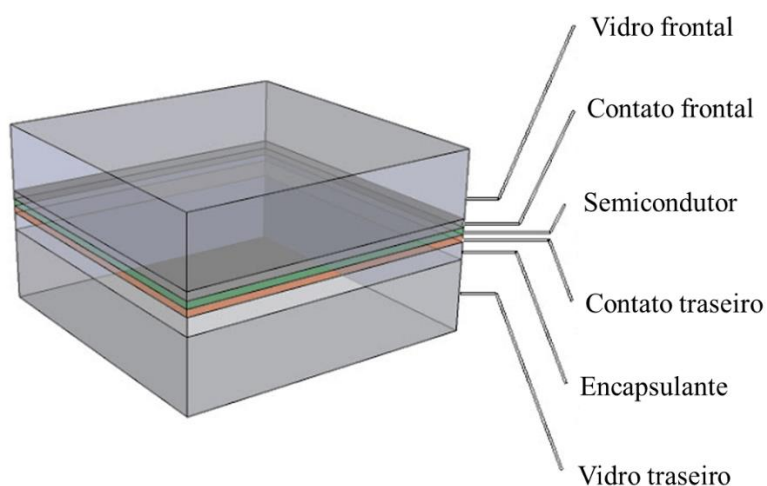


Figura 4. Estrutura típica de módulo de filme fino. Fonte: Residential Solar 101 – Traduzido.

Os materiais fotovoltaicos utilizados na fabricação dos módulos comerciais podem ser reunidos em cinco grupos principais: silício amorfo ou microcristalino (a-Si e/ou mc-Si); disseleneto de cobre índio (CIS) ou ainda combinado com gálio (CIGS); telureto de cádmio (CdTe); telureto e sulfeto de cádmio combinados (CdTe/CdS); e arsenieto de gálio (GaAs).

2.3.2.1. Silício amorfo e microcristalino

O silício amorfo foi um dos primeiros filmes finos desenvolvidos e compreende um dos mais comercializados atualmente. Esta tecnologia diverge do silício cristalino, pois aqui os átomos estão distribuídos de forma aleatória, e não em arranjo cristalino organizado. A aleatoriedade de átomos faz com que esse material apresente um *bandgap* maior que o silício cristalino, o que afeta a absorbância do espectro solar. O silício amorfo está propenso à degradação mais intensa que a observada para os materiais cristalinos. Uma vantagem de destaque desta tecnologia corresponde à

utilização de diferentes substratos de suporte, dentre os quais podem ser usados materiais flexíveis (EL CHAAR et al., 2011; PARIDA et al., 2011).

Os módulos de silício amorfo podem ainda ser fabricados com base em variações do semicondutor, dentre as quais destacam-se: carbeto de silício amorfo (a-SiC); germânio (a-SiGe); nitreto (a-SiN); e silício microcristalino (mc-Si), que vem crescendo em participação no mercado (PARIDA et al., 2011). Os arranjos atômicos de silício microcristalino divergem do amorfo, pois os módulos são fabricados pela dispersão de microcristais ao invés de átomos aleatoriamente. Estas diferentes combinações químicas podem ser arranjadas em multicamadas com distintos níveis de junção: simples, dupla e tripla, e cada qual desenvolve níveis diferentes de eficiência elétrica (EL CHAAR et al., 2011).

A eficiência elétrica dos módulos de silício amorfo em junção simples assume valores típicos entre 5 e 7%. Porém, em junção tripla com silício microcristalino, estes valores podem ser medidos entre 8 e 10%, podendo chegar a 11,4%, em condições nominais de operação (GREEN, 2015). A elevação de desempenho destes módulos têm sido tema de pesquisas recentes, tendo destaque os testes com combinação de múltiplas junções, cada uma com absorção de faixas específicas do espectro solar. (EL CHAAR et al., 2011; PARIDA et al., 2011). Ademais, uma terceira tecnologia de filmes finos tem tomado espaço no meio científico: os nanocristais de silício, que podem elevar ainda mais o desempenho de células baseadas neste material (FELTRIN & FREUNDLICH, 2008).

2.3.2.2. Disseleneto de cobre e índio e gálio – CIGS e CIS

A tecnologia de filmes finos com a combinação de cobre índio e gálio, abreviada por CIGS, apresenta fórmula química representada por $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$. Esta tecnologia de filmes finos pode ser produzida ainda sem o elemento gálio e, portanto, é abreviada por CIS, ou também sem índio, representada por CGS. No entanto, os arranjos CIGS e CIS são os mais aplicados na produção de semicondutores fotovoltaicos. Em ambas composições químicas o semicondutor é formado por películas ultra finas associadas em múltiplas camadas com diferentes *bandgaps*, dispersas sobre um substrato e posteriormente revestidas (EL CHAAR et al., 2011; RAZYKOV et al., 2011).

A associação de multicamadas com diferentes *bandgaps* permite uma maior absorção de fótons e, portanto, estas tecnologias podem atingir eficiência de até 21% em condições nominais de operação para a tecnologia de CIGS. Embora esse limite máximo seja comparável às tecnologias de silício cristalino, os módulos comerciais destas tecnologias apresentam eficiência nominal típica próxima à faixa de 13 a 16% (GREEN et al., 2015).

Apesar do alto desempenho, estas tecnologias ainda apresentam pequena participação no mercado. Este fato está associado ao importante desafio que os fabricantes destas tecnologias possuem para escalar a produção em grandes volumes e reduzir os custos e impactos ambientais na fabricação a níveis mais atrativos, se comparados às tecnologias baseadas em silício. Alguns dos métodos utilizados no processo de fabricação de módulos com esta tecnologia são a pulverização, pintura eletrostática ou impressão à tinta (EL CHAAR et al., 2011). Esta tecnologia apresenta ainda restrições de crescimento devido à baixa disponibilidade de índio, o qual também é utilizado em outras aplicações eletrônicas, bem como à toxicidade deste elemento (LOPEZ, 2012; RAZYKOV et al., 2011).

2.3.2.3. Telureto de cádmio – CdTe

O telureto de cádmio, abreviado por CdTe, tem sido conhecido como o semicondutor com o *bandgap* ideal para aplicações fotovoltaicas (1,45 eV), o que garante um alto coeficiente de absorção direta. Estas características ideais à absorção do espectro solar mantêm a tecnologia de CdTe como uma das mais promissoras. Os módulos fotovoltaicos de CdTe são produzidos com base em finas camadas do material depositadas sobre um substrato. A eficiência típica desta tecnologia pode ser encontrada em módulos comerciais na faixa de 9 a 15%, podendo chegar a níveis máximos de até 20% em condições normais de operação (EL CHAAR et al., 2011; RAZYKOV et al., 2011; GREEN et al., 2015).

Embora esta tecnologia apresente bom desempenho na conversão de energia, sua participação no mercado atual é limitada. Dentre os motivos para isso evidencia-se a toxicidade do cádmio e a escassez do telúrio. Por outro lado, esta tecnologia apresenta um elevado nível de eficiência produtiva que ainda pode ser otimizado, o que permite

produzi-la a condições de custos bastante competitivos (EL CHAAR et al., 2011; RAZYKOV et al., 2011; FELTRIN & FREUNDLICH, 2008).

2.3.2.4. Sulfeto de cádmio/Telureto de cádmio - CdS/CdTe

A tecnologia de filmes finos produzidas pela combinação de sulfeto de cádmio, CdS, e telureto de cádmio, CdTe, dá origem a módulos fotovoltaicos com multicamadas que permitem a maximização da absorção e eficiência, além daquelas observadas para o CdTe puro. Os módulos de CdS/CdTe são constituídos por finas camadas intercaladas de CdS e CdTe, em conjunto com camadas de outros materiais complementares. O processo de fabricação das células e módulos pode ser realizado por sublimação espaçada, evaporação, ou ainda, por deposição em banho químico (MORALES-ACEVEDO, 2006; PARIDA et al., 2011).

A eficiência dos módulos CdS/CdTe comerciais pode ser verificada em faixas típicas de 10 a 16%, podendo atingir até 16,5%, em condições normais de operação. Da mesma forma que as tecnologias de CIGS/CIS e CdTe puro, esta tecnologia tem a toxicidade dos elementos como um entrave a sua maior participação no mercado mundial (MORALES-ACEVEDO, 2006; RAZYKOV et al., 2011).

2.3.2.5. Arseneto de gálio – GaAs

A tecnologia de arseneto de gálio, representado pela fórmula química GaAs, é a tecnologia mais eficiente empregada em células solares. Esta tecnologia pode atingir eficiência de até 29%. Os módulos e células baseados em GaAs são constituídos por finas camadas e associadas a outros materiais e substratos com propriedades complementares de absorção e desempenho (LOPEZ, 2012; GREEN et al., 2015).

No entanto, esta tecnologia é a menos utilizada em aplicações tradicionais devido aos elevados custos de fabricação comercial. Portanto, sua utilização é restrita ao uso em satélites espaciais (LOPEZ, 2012).

2.3.3. Multijunção

As células fotovoltaicas formadas por apenas uma camada de material semicondutor apresentam níveis de eficiência baixos, o que se deve à absorção de faixas restritas do espectro solar em cada camada. Uma forma de produzir células com

eficiência mais elevada compreende a combinação de múltiplas camadas com propriedades complementares. Estas tecnologias, conhecidas por multijunção (em alguns casos como *tandem cells*) (MILES et al., 2007), consistem no arranjo de dois ou mais materiais fotovoltaicos com diferentes *bandgaps*, o que eleva a quantidade de fótons absorvidos no conjunto (RAZYKOV et al., 2011; EL CHAAR et al., 2011; GREEN, 2016). A Figura 5 ilustra as faixas de absorção do espectro solar para diferentes tecnologias e como as células multicamadas possibilitam a absorção de múltiplas faixas do espectro.

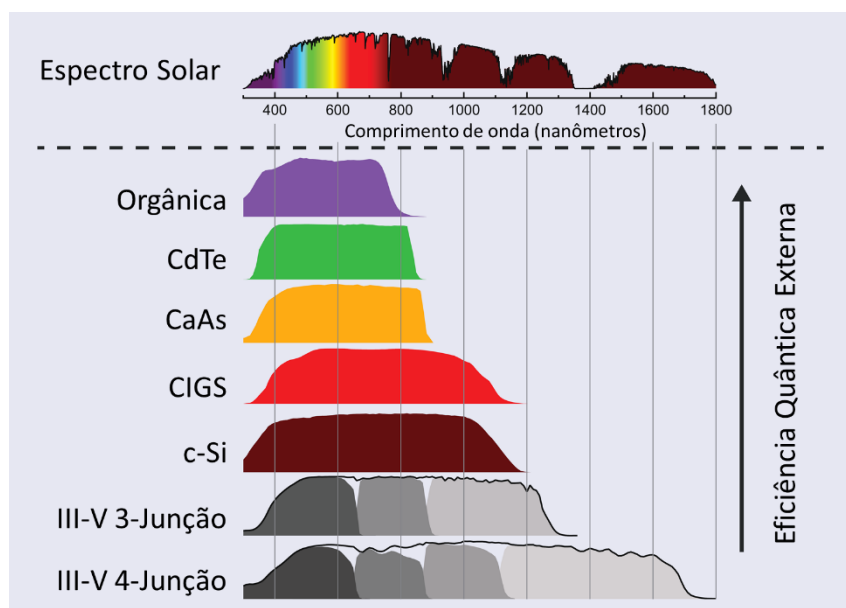


Figura 5. Diferentes tecnologias e absorção do espectro solar. Fonte: MIT, 2015 - Traduzido e adaptado.

Assim, células multijunção podem atingir níveis de eficiência de até 41%, porém ainda são restritas à produção em escala laboratorial. Os materiais constituintes das camadas podem ser baseados nas mais diferentes combinações, incluindo CdTe, CdS, CIGS, CIS, GaAs, silício, dentre outros. Por exemplo, recentemente foram verificadas medições de até 37,9% de eficiência em combinação de múltiplas camadas com o arranjo InGaP/GaAs/InGaAs (GREEN, 2016). Devido aos elevados custos da fabricação esta tecnologia é limitada apenas às aplicações espaciais (RAZYKOV et al., 2011; FELTRIN & FREUNDLICH, 2008).

2.3.4. Células orgânicas

Células solares orgânicas são produzidas a partir de filmes finos de semicondutores poliméricos e pequenas moléculas como o pentaceno, polietileno

vinileno, cobre, ftalcianina e carbono fulerenos. Estas tecnologias têm sido amplamente estudadas, tendo em vista que a fabricação de células solares com materiais orgânicos poderá superar as restrições de escassez e toxicidade de elementos químicos como o Cd, Te, In e As, por exemplo. Além disso, a utilização de materiais poliméricos possibilita a fabricação em larga escala e a baixos custos, bem como de módulos flexíveis, tornando-a uma opção tecnológica muito promissora. Contudo, a desvantagem das células solares está associada à rápida degradação dos materiais orgânicos, a qual compreende o maior desafio tecnológico para o desenvolvimento desta tecnologia em escala comercial (EL CHAAR et al., 2011; RAZYKOV et al., 2011).

Atualmente a eficiência verificada em células orgânicas situa-se na faixa de 4 a 5%, porém já foram registrados testes de até 11% em condições ideais (GREEN et al., 2015). Apesar da facilidade e baixos custos de produção, esta tecnologia ainda é restrita à aplicações de demonstração e pesquisa em pequena escala.

2.3.5. Nova geração de células

Além das tecnologias de células cristalinas, filmes finos, orgânicas e multijunção, uma nova gama de tecnologias emergentes tem surgido nos últimos anos. A dominância das tecnologias inorgânicas de junção em estado sólido é desafiada pelas tecnologias que compreendem a terceira geração de células, as quais são baseadas, por exemplo, em materiais nanocristalinos e filmes poliméricos (GRÄTZEL, 2003). Estas tecnologias ainda são desenvolvidas em escala de demonstração laboratorial e utilizam métodos de acoplamento, processos de fabricação e materiais diferentes dos já consolidados. Dentre estas tecnologias de nova geração destacam-se: perovskites, *quantum dots*, sensibilizadas por corante (*Dye sensitized*), e heterojunção com camada fina intrínseca (HIT).

A tecnologia de perovskitas de haleto organometálico mostra-se bastante promissora para aplicações nanoestruturadas de alta eficiência. No entanto, para a aplicação em células solares não é necessária a nanoestruturação destes compostos para que atinja elevados níveis de eficiência de conversão. Uma célula simples formada a partir da deposição a vapor em camada absorvente pode atingir eficiência superior a 15% (LIU et al., 2013).

Células do tipo sensibilizadas por corante (*Dye-sensitized*) consistem em um material mesoestruturado em óxido tipo-n (como, por exemplo TiO_2) sensibilizadas com um corante complexo orgânico ou metálico, e acoplado com um condutor de orifício orgânico de tipo-p (LIU et al., 2013). Esta tecnologia difere das tradicionais à medida que separa os fenômenos físicos no interior do semicondutor. A luz é absorvida pelo corante sensibilizador, que é ancorado à superfície de um semicondutor, enquanto a separação de carga ocorre na interface do corante para a banda de condução do sólido. Assim, a otimização das propriedades espectrais pode ser feita modificando o corante ou o condutor para maximizar os fenômenos em cada um deles. Devido a isso, estas tecnologias podem mostrar níveis elevados de eficiência de conversão (NAZEERUDDIN et al., 2006; GRÄTZEL, 2003).

Células solares do tipo *quantum dot* (QD), apresentam um diferencial frente às demais tecnologias à medida que permitem elevar a eficiência máxima de conversão produzindo tensões e correntes mais expressivas durante a absorção de fótons e transporte de elétrons. Isso se deve a dois fatores: o primeiro compreende o transporte e armazenamento de portadores quentes antes que estes relaxem para níveis de banda e emitam fótons; o segundo baseia-se na utilização de portadores quentes para gerar e coletar lacunas adicionais através de processos de ionização (NOZIK, 2002). Desse modo, as tecnologias de células QD podem romper o limite máximo de eficiência teórica, à medida que alteram os limites físicos térmicos do processo de absorção e conversão de luz em eletricidade.

A tecnologia HIT, que representa a sigla para heterojunção com camada fina intrínseca (*heterojunction with intrinsic thin layer*), consiste em um dispositivo composto por camadas finas de silício amorfo sobre ambas as faces de uma placa texturizada de silício monocristalino. Testes de laboratório em células com dimensões típicas de produção industrial atingiram níveis de 17 a 21%. A grande vantagem de sua produção e utilização é associada à redução de custos, devido ao processamento em temperaturas menores que o silício cristalino tradicional (MILES et al., 2007).

2.3.6. Fotovoltaica Concentrada - CPV

A tecnologia fotovoltaica concentrada (CPV – *Concentrated Photovoltaic*) é fundamentada na utilização de elemento ópticos - lentes ou espelhos - para concentração

da luz solar em pequenas células fotovoltaicas de alta eficiência. Portanto, esta tecnologia caracteriza-se como uma forma de geração diferente da tradicional, que é baseada em arranjos de células em módulos fotovoltaicos. Desse modo, esta tecnologia possibilita elevar o desempenho e produtividade da tecnologia fotovoltaica (PARIDA et al., 2011; LOPEZ, 2012).

Os sistemas de concentração solar fotovoltaica necessitam de um mecanismo de rastreamento e posicionamento do eixo focal de modo que o feixe concentrado de luz solar incida exatamente sobre a área útil das células solares. Esse mecanismo deve utilizar, portanto, uma estrutura de rastreamento em dois eixos. A principal vantagem desta tecnologia está no fato de permitir a produção de maiores quantidades de energia com o uso de células fotovoltaicas de alto custo de produção, que inviabilizam sua utilização em módulos típicos. Mesmo assim, esta tecnologia não é utilizada comercialmente devido aos altos custos envolvidos nos mecanismos de rastreamento, focalização e resfriamento (PARIDA et al., 2011).

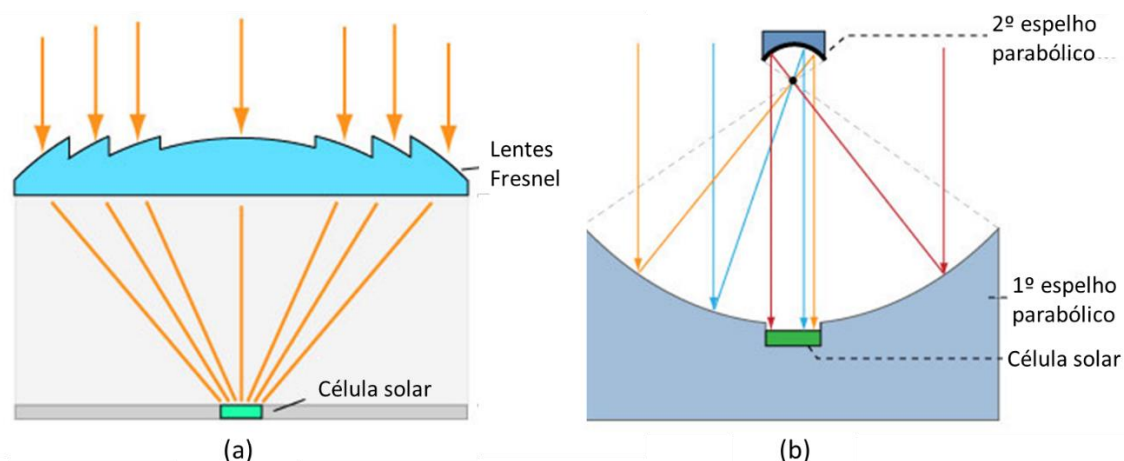


Figura 6. Esquema de tecnologia fotovoltaica concentrada. (a) Concentração por lentes. (b) Concentração por espelhos. Fonte: Green Rhino Energy – Traduzido.

Os níveis de eficiência verificados com o uso de concentração fotovoltaica podem atingir valores de até 46% em células multijunção de GaInP/GaAs e GaInAsP/GaInAs, aproximadamente 8% maior que a verificada sem o uso de concentrador em célula tradicional com combinação química similar. Outras tecnologias normalmente aplicadas na fabricação de módulos apresentam desempenho expressivamente maior quando utilizadas em concentradores. Testes com células de silício atingiram valores de 27,6% de eficiência e com tecnologia CIGS de até 23,3%, o

que representa um aumento de 5 a 8% em relação às tecnologias comerciais sem concentração (GREEN et al., 2015).

2.3.7. Fotovoltaica térmica híbrida - PVT

Sistemas híbridos fotovoltaicos e térmicos têm sido desenvolvidos com o objetivo de produzir eletricidade e energia térmica a partir do sol nos mesmos equipamentos. Esta tecnologia consiste no acoplamento de células solares com sistemas de troca térmica, de forma que o conjunto é abreviado e conhecido normalmente como PVT. A geração de calor acoplada a um sistema fotovoltaico permite o seu resfriamento, o que propicia minimizar as perdas de eficiência com a temperatura de operação das células solares. Além dos ganhos de eficiência elétrica na conversão da luz solar em eletricidade, nestes sistemas híbridos ocorre um ganho de eficiência exergética³. A maior eficiência exergética deve-se ao maior aproveitamento do espectro solar que atinge a superfície terrestre à medida que aproveita tanto a energia luminosa quanto a térmica em um mesmo equipamento (CHOW et al., 2009; JOSHI & TIWARI, 2007) Isto é, da quantidade de energia solar que atinge a terra, mais energia elétrica é produzida e também a energia térmica é aproveitada.

O calor produzido em sistemas PVT apresenta um potencial pequeno, mas que pode ser utilizado em inúmeras aplicações, como aquecimento de água e ar, aquecimento e resfriamento de ambientes, bem como para secagem de produtos e alimentos na indústria ou em residências. Além do aumento de eficiência, a tecnologia PVT tende a elevar a durabilidade dos materiais fotovoltaicos ao diminuir o estresse térmico que esses materiais são submetidos, o que por consequência se reflete em menores taxas de redução eficiência ao longo do ciclo de vida destas tecnologias (CHOW, 2010; HASAN & SUMATHY, 2010; JOSHI et al., 2009; TYAGI et al., 2012).

³ Exergia é definida como a energia disponível, que pode ser obtida a partir de uma quantidade energética total, menos a fração que não pode ser convertida em outra forma. Pode ser interpretada também como o trabalho transformável, o qual representa a quantidade máxima de trabalho que pode ser fornecido pelo ambiente até que atinja o equilíbrio. A eficiência exergética compreende, portanto, a razão entre a exergia real produzida e a quantidade máxima que poderia ser obtida integralmente (CHOW et al., 2009) (JOSHI & TIWARI, 2007)

As tecnologias fotovoltaicas aplicáveis em sistemas PVT podem ser fabricadas em silício cristalino, filmes finos ou também estar associadas à fotovoltaica concentrada (c-PVT). Os sistemas térmicos acoplados podem ser baseados em sistemas de circulação livre ou forçada, com a passagem de fluidos líquidos ou gasosos. A Figura 7 apresenta um desenho esquemático de um módulo PVT típico. A instalação de sistemas PVT pode ser realizada tanto em ambientes livres como integrados às edificações, configuração que explora ao máximo as sinergias entre a geração elétrica e térmica destes equipamentos (TYAGI et al., 2012; CHOW, 2010; HASAN & SUMATHY, 2010).

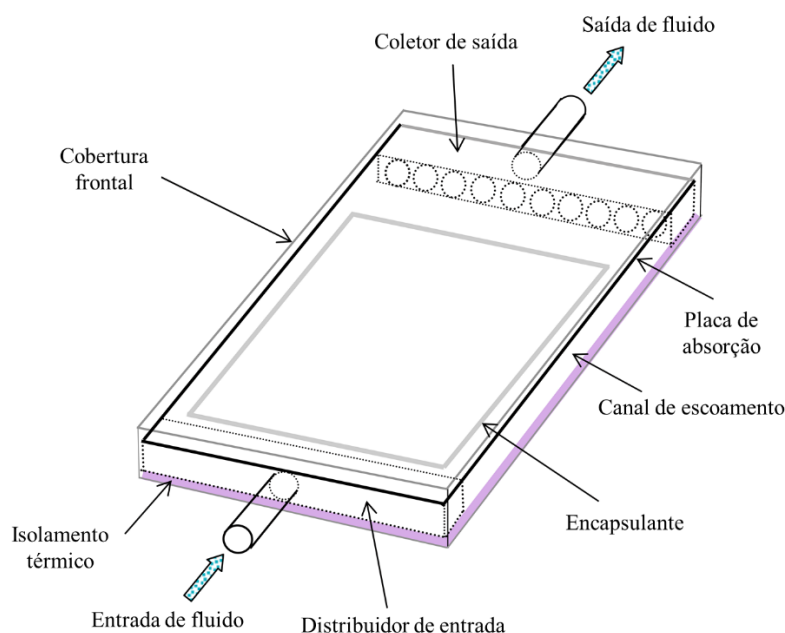


Figura 7. Esquema típico de módulo PVT. Fonte: CHOW, 2010 – Traduzido.

O desempenho do aquecimento de fluidos em sistemas PVT depende não somente dos módulos em si, mas também dos componentes externos como: bombas, tubulações, sistemas de armazenamento e troca térmica. Ademais, o desempenho depende também do tipo de fluido aquecido, que pode ser: líquidos como água, ar atmosférico, ar seco ou fluidos de resfriamento para concentradores solares (HASAN & SUMATHY, 2010; JOSHI et al., 2009). A Figura 8 ilustra diferentes configurações de circulação de fluídos em um módulo PVT típico.

Os sistemas PVT que utilizam ar como fluido térmico consistem em um produto de baixo custo e permitem a produção de ar aquecido em diferentes temperaturas, dependendo se a circulação é forçada ou natural. Em sistemas com

circulação de ar forçado a eficiência térmica é maior, porém devido ao consumo elétrico nos ventiladores, a energia total produzida é menor. Estes sistemas tornam-se aplicações eficientes quando acoplados às edificações residências podendo fornecer aquecimento e controle de umidade de ambientes sem a necessidade de longos trechos de tubulação ou armazenamento (JOSHI et al., 2009; CHOW, 2010; TYAGI et al., 2012).

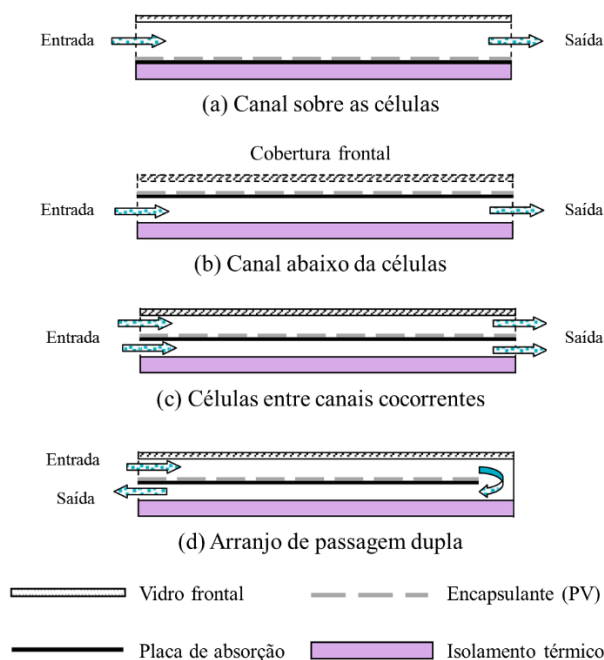


Figura 8. Diferentes arranjos de escoamento em módulo PVT. Fonte: CHOW, 2010 – Traduzido.

Similar aos sistemas PVT que utilizam ar como fluido térmico, os sistemas com água podem ser utilizados tanto em aplicações residenciais quanto industriais. Nas aplicações residenciais os sistemas utilizam normalmente coletores planos de troca térmica e podem ser acoplados a um termo sifão, o qual possibilita a circulação autônoma do fluido. Já em aplicações industriais são necessários conjuntos maiores de módulos PVT ligados em série e a circulação é normalmente realizada através de bombas, o que possibilita atingir temperaturas mais elevadas (JOSHI et al., 2009; CHOW, 2010; HASAN & SUMATHY, 2010).

O uso de sistemas PVT em conjunto com a tecnologia fotovoltaica concentrada pode ser encontrada pela abreviação c-PVT. A tecnologia CPV possui naturalmente ganhos de eficiência com a concentração dos raios luminosos, porém não permite aumentar os níveis de desempenho devido às altas temperaturas que chega nas células em concentração. Portanto a tecnologia c-PVT explora ainda mais as sinergias entre a

produção de eletricidade e energia térmica devido à concentração dos raios solares em conjunto com o resfriamento das células (CHOW, 2010; TYAGI et al., 2012).

Os níveis de eficiência verificados para a tecnologia PVT variam de acordo com a tecnologia fotovoltaica, os fluidos e os arranjos térmicos utilizados. Contudo, níveis de eficiência global (térmica e elétrica) podem ser verificados entre faixas de 55 a 65% em sistemas líquidos, podendo chegar a até 69% em sistemas de concentração solar (JOSHI et al., 2009; HASAN & SUMATHY, 2010).

Embora a tecnologia PVT seja conhecida a mais de 30 anos e apresente diversas vantagens, o número de instalações comerciais continua sendo muito pequeno em todo o mundo. Os motivos pelos quais o mercado PVT é restrito consistem na necessidade de manutenção dos equipamentos, custos de instalação e na durabilidade (CHOW, 2010).

2.4. Tipos de aproveitamento fotovoltaico

A tecnologia fotovoltaica pode ser aplicada por meio de diferentes tipos de instalação, de acordo com o tipo de conexão elétrica: isolada, conectada à rede ou híbrida. Ademais, dependendo da capacidade, localização e tipo de conexão com a rede, um sistema fotovoltaico pode ser classificado em dois formatos de geração: distribuída ou centralizada. A geração distribuída compreende aquela integrada às instalações elétricas do agente consumidor e são normalmente de pequenas capacidades. As instalações de grande porte, conectadas à rede de alta tensão e distantes dos consumidores, caracterizam-se como geração centralizada. Ambas formas de geração são promissoras e seu crescimento e viabilidade estão associados tanto a aspectos técnicos quanto econômicos (ANEEL, 2016b; TOLEDO et al., 2010).

2.4.1. Geração distribuída

A geração distribuída, ou descentralizada, pode ser definida como uma instalação geradora de eletricidade (ou calor), localizada próxima ao consumidor final, que visa atender ao seu próprio consumo, podendo gerar excedentes energéticos comercializáveis para outros consumidores através da conexão com a rede elétrica. Com esta definição a geração distribuída pode ser classificada de acordo com a sua capacidade instalada em grande, ou médio e pequeno porte. Uma instalação de pequeno

porte normalmente compreende capacidades da ordem de quilowatts, enquanto uma unidade de grande porte pode gerar energia em grandezas maiores que dezenas de megawatts. A geração de pequeno porte é geralmente associada às instalações residenciais e as de grande porte ao setor industrial (ANEEL, 2016b; EPE, 2015a; TOLEDO et al., 2010; ARVIZU et al., 2011). Embora este estudo tenha como foco a energia solar, é importante ressaltar que o conceito de geração distribuída não é restrito à energia fotovoltaica, e pode ser aplicada também a outros recursos energéticos.

Dentre os benefícios da geração distribuída, destaca-se a produção de energia próxima ao consumo, o que leva à redução de custos de transmissão e distribuição, diminuição de perdas em linhas e transformadores, e o controle de reativos (TOLEDO et al., 2010). Por outro lado, dependendo se a instalação de geração distribuída é residencial, comercial ou industrial pode ocorrer ou não uma complementariedade entre os períodos de disponibilidade de energia e demanda instantânea.

Em instalações residenciais a tendência é que a complementariedade entre disponibilidade e demanda seja muito pequena, visto que durante o dia, período de maior insolação, o consumo residencial é baixo se comparado ao início da manhã e da noite. A Figura 9 apresenta uma ilustração de curvas de carga e consumo em uma instalação fotovoltaica residencial típica. Contudo, em instalações comerciais e industriais a complementariedade horária pode ser bem aproveitada. Em ambas as formas, os sistemas distribuídos podem ser isolados, e neste caso precisam contar com um sistema de armazenamento de energia para balancear a demanda e a disponibilidade. Em sistemas conectados à rede o balanceamento entre disponibilidade e consumo pode ser realizado pela própria rede elétrica. Neste caso a rede recebe o excedente de energia gerada em momentos de alta disponibilidade e baixo consumo, e fornece energia ao gerador/consumidor em momentos de alta demanda e baixa disponibilidade. Este mecanismo de transferência de energia é conhecido como sistema de compensação, ou *net metering* (ANEEL, 2016b; EPE, 2015a).

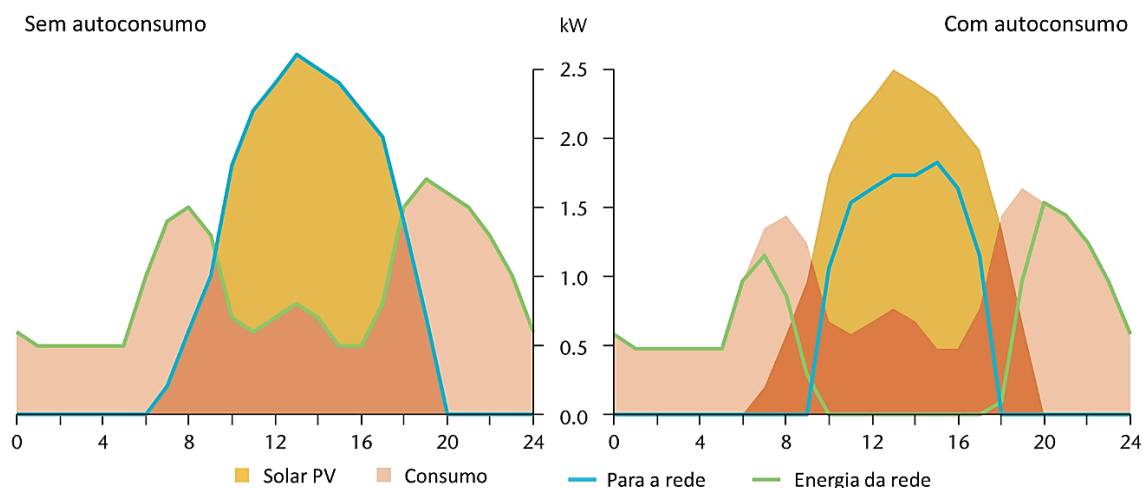


Figura 9. Curva de carga e consumo com geração distribuída. Fonte: IEA, 2014 – Traduzido.

A compensação de energia em países europeus é um mecanismo utilizado para o incentivo de fontes renováveis há anos, o que possibilitou um acelerado crescimento da capacidade instalada de energia solar nestes países. No Brasil o mecanismo de compensação de energia é recente, pois a atividade foi regulamentada pela primeira vez em 2012 com a aprovação da Resolução Normativa nº 482, que estabeleceu as condições gerais para o acesso da micro e minigeração de energia elétrica por fontes renováveis à rede básica de distribuição. Em 2015, a Resolução Normativa nº 687 permitiu ajustes e melhorias no mecanismo de geração distribuída que entraram em vigor a partir de 2016 (ANEEL, 2016b; EPE, 2015a).

O mecanismo vigente de *net metering* brasileiro permite o uso de qualquer fonte renovável para a microgeração, central geradora de até 75 kW, e a minigeração, com capacidade entre 75kW e 5MW. As unidades consumidoras registradas nestas modalidades realizam a troca de energia excedente por créditos de energia com a concessionária de distribuição local. Os créditos têm validade de até 60 meses e são abatidos pela distribuidora quando o consumo mensal de energia é maior que o excedente injetado na rede. Os créditos de energia podem ser utilizados em outro local, diferente de onde a energia é gerada, desde que estejam na mesma área de atendimento da concessionária. Esta modalidade é denominada autoconsumo remoto. Além desta modalidade, duas outras ainda são possíveis: geração em condomínios, com múltiplas unidades consumidoras, e geração compartilhada, possibilitando a formação de consórcios ou cooperativas para geração e consumo de energia por fontes renováveis (ANEEL, 2016b; EPE, 2015a; MME, 2015).

A geração distribuída por fontes renováveis, com destaque à solar fotovoltaica e à eólica, tende a causar dificuldades operacionais da rede de distribuição elétrica. Dentre as dificuldades podem-se citar: a complexidade da operação da rede, devido à intermitência destas fontes; a dificuldade na cobrança dos custos do sistema elétrico; e o controle de qualidade e de proteção da rede (ANEEL, 2016b).

2.4.2. Geração centralizada

A geração centralizada, ou convencional, pode ser definida por unidades geradoras distantes dos centros consumidores, conectadas à rede de alta tensão e com capacidade de médio a grande porte. Neste tipo de sistema as unidades geradoras fotovoltaicas possuem capacidade normalmente maior que 5 MW, podendo chegar a centenas de megawatts. A principal diferença entre a geração distribuída e a centralizada reside no fato de que o armazenamento de energia por meios tradicionais se torna pouco viável em larga escala (ELTAWIL & ZHAO, 2010; ANEEL, 2016b). Devido a isso, a energia elétrica produzida por uma unidade centralizada deve ser consumida instantaneamente. Desse modo surge a possibilidade de armazenar a energia solar excedente de forma indireta, através da operação coordenada com outras fontes com capacidade de armazenamento como a hidrelétrica, por exemplo.

A expansão da capacidade instalada de geração fotovoltaica centralizada está diretamente associada às políticas e planejamento energético nacional e é construída a partir das negociações em leilões de energia nova ou de reserva. No Brasil, recentemente, os leilões de energia de reserva têm possibilitado a viabilização de um grande número de projetos de geração fotovoltaica centralizada, o que tende a fortalecer o crescimento desta fonte energética (EPE, 2015a; MME, 2015).

O aproveitamento do recurso solar por meio da geração centralizada permite a produção de energia em maior escala, porém apresenta algumas desvantagens técnicas à operação elétrica da rede de transmissão e do sistema energético integrado como um todo. As usinas geradoras tradicionais, renováveis ou fósseis são normalmente construídas visando pouca flexibilidade, restrita aos tempos mínimos para partida e estabilização das máquinas geradoras. Por outro lado, as fontes intermitentes - solar e eólica – têm como característica a variação de sua potência instantaneamente, ao mesmo tempo que as variações abruptas no recurso primário, por exemplo pela passagem de

nuvens (ELTAWIL & ZHAO, 2010). Desse modo a operação dos sistemas elétricos interligados torna-se um grande desafio, com destaque para o SIN brasileiro, que possui dimensões continentais.

Um sistema elétrico interligado possui a vantagem de trazer alta eficiência à geração de energia pela coordenação na operação e integração energética de diferentes fontes instaladas em locais distintos. No entanto, para a correta operação e qualidade da energia conduzida por um sistema elétrico interligado são necessários alguns requisitos para garantir a proteção e estabilização tanto do lado do consumidor quanto dos geradores. Neste contexto, as unidades fotovoltaicas centralizadas, em especial, trazem algumas dificuldades para a operação de um sistema elétrico interligado. Dentre os principais problemas que são adicionados com a conexão de uma instalação fotovoltaica destacam-se a detecção de ilha, a distorção e injeção de harmônicos, e a interferência eletromagnética (ELTAWIL & ZHAO, 2010).

Apesar destas dificuldades na operação elétrica, as unidades fotovoltaicas centralizadas podem trazer ganhos ao sistema elétrico à medida que apresentam grande complementariedade com outras fontes, como a eólica e hidrelétrica. No caso da eólica centralizada, por exemplo, integrada à solar possibilita um maior aproveitamento das redes de transmissão locais de modo que ambas apresentam mutua complementariedade ao longo do dia (DE JONG et al., 2013).

2.5. Panorama mundial da tecnologia fotovoltaica

Quando comparados a outras tecnologias de geração, os custos de produção de células e módulos fotovoltaicos ainda são elevados. No entanto, nos últimos 10 anos observou-se uma acelerada redução dos custos de produção e instalação para a maioria das tecnologias fotovoltaicas comerciais. Além disso, distintas políticas de incentivo e mecanismos de integração a rede, ou integração com outras fontes, possibilitaram um acelerado crescimento da capacidade instalada de energia fotovoltaica no mundo (IEA, 2014; GREEN, 2016).

A Figura 10 apresenta os dados consolidados por GREEN (2016) da capacidade instalada para as principais tecnologias e os preços de venda no mercado spot para os componentes da tecnologia de silício cristalino, que representam 80% do mercado. De acordo com GREEN (2016) e IEA (2014) os preços de mercado das

tecnologias fotovoltaicas apresentaram grande redução entre os anos de 2010 e 2012, permitindo assim uma rápida diminuição dos custos nivelados de energia (LCOE⁴). Essa redução de preço foi causada tanto pela redução de custos quanto pelo excesso de oferta da China, a qual teve crescimento expressivo em sua capacidade produtiva recentemente. Esse fato possibilitou que um grande número de países atingisse a paridade de custos⁵ da tecnologia fotovoltaica conectada à rede (IEA, 2014; ARVIZU et al., 2011).

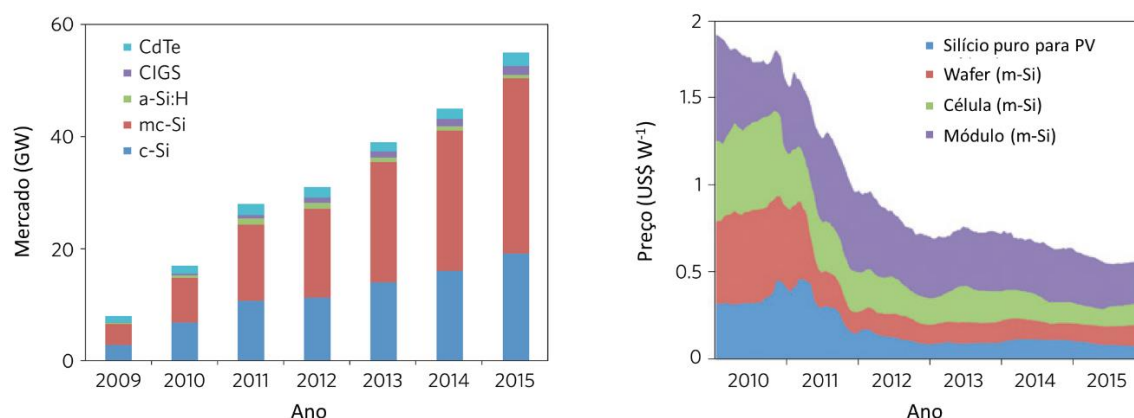


Figura 10. Evolução do mercado por tecnologia e preços de mercado. Fonte: GREEN (2016) – Traduzido.

Esta redução acelerada de custos está associada à otimização dos processos produtivos e do aumento expressivo da capacidade instalada de produção de células e módulos fotovoltaicos no mundo. A Figura 11 ilustra a curva de evolução da capacidade de produção de tecnologias fotovoltaicas no mundo nos últimos anos. Importante observar que a China apresentou o maior crescimento na participação de mercado, o que também contribuiu para a redução de custos, em função do excesso de oferta (GREEN, 2016; IEA, 2014). Acompanhada da redução dos custos viu-se nos últimos anos um significativo aumento da eficiência elétrica das tecnologias comerciais, o que será melhor detalhado na seção 3.2.

⁴ O custo nivelado de energia (LCOE – *Levelized Costs of Energy*) corresponde ao valor presente do custo total de produção de energia a partir de uma fonte primária construída e operada ao longo de um ciclo de vida de empreendimento. O custo total envolve: custo de capital, combustível, custos fixos e variáveis – operação e manutenção – e financiamento.

⁵ A paridade tarifária (*grid parity*) ocorre quando o custo nivelado de energia, LCOE, de um sistema torna-se menor que o preço da energia elétrica fornecida pelo mercado regulado. Este indicador apresenta-se como um incentivo à instalação de sistemas distribuídos conectados na rede, à medida que permite economias com o consumo de energia elétrica através da autoprodução de parte da energia consumida.

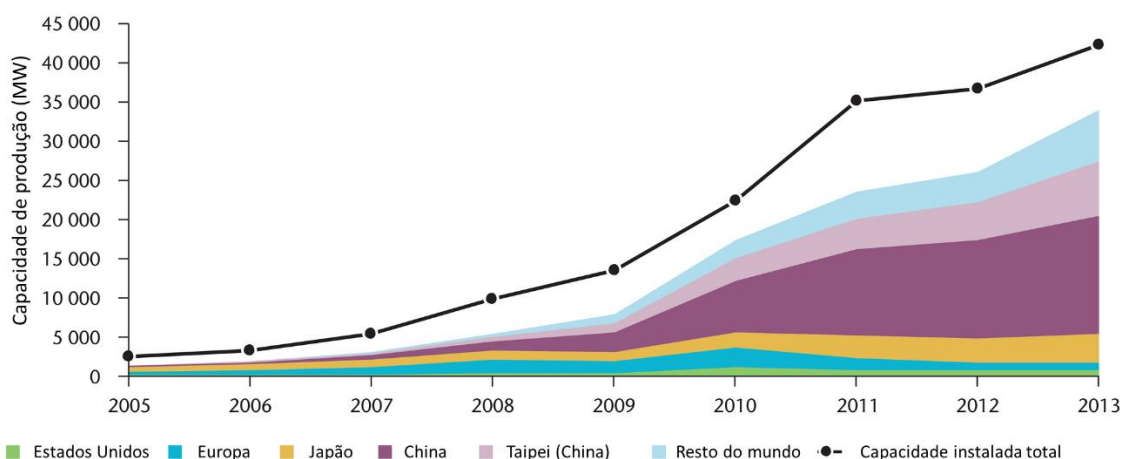


Figura 11. Capacidade instalada de produção de módulos fotovoltaicos no mundo. Fonte: IEA, 2014 – Traduzido.

Em função da redução de preços verificada nos últimos anos, a capacidade instalada da tecnologia fotovoltaica tem crescido a taxas expressivas. A Figura 12 ilustra a curva da capacidade instalada acumulada de geração por tecnologia fotovoltaica no mundo nos últimos anos (SolarPower Europe, 2016). Observa-se, portanto, que existe uma forte relação de mercado para o crescimento da tecnologia fotovoltaica em função da redução de custos e do aumento de capacidade de produção.

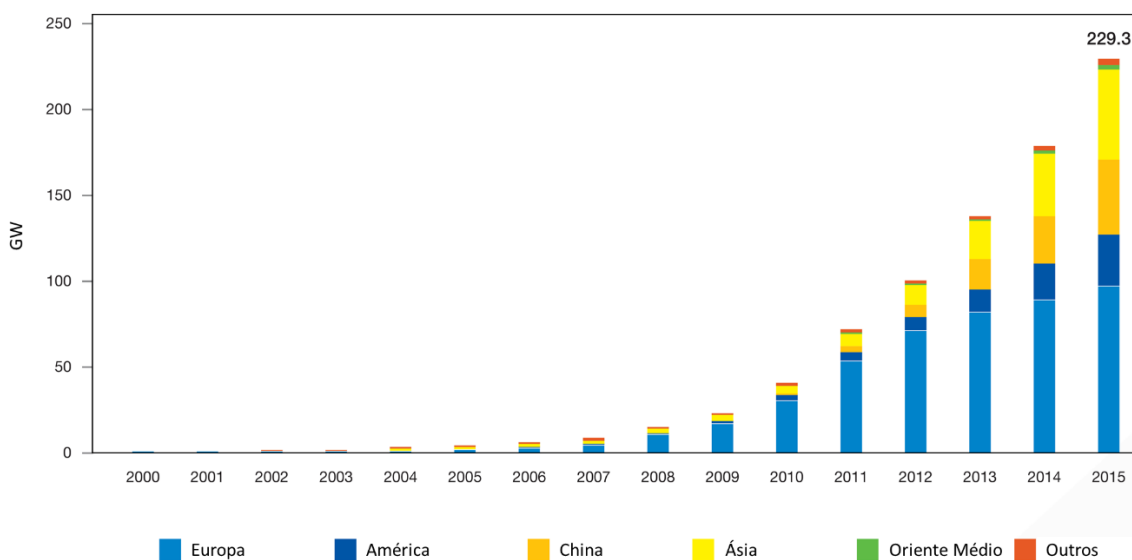


Figura 12. Capacidade instalada acumulada de geração fotovoltaica no mundo. Fonte: SolarPower Europe, 2016 – Traduzido.

A geração de energia solar no mundo tem sido a fonte com crescimento mais acelerado frente a todos os demais recursos energéticos explorados atualmente (ARVIZU et al., 2011). Dentre os países com crescimento mais acelerado destacam-se a

Alemanha e Itália, os quais promoveram políticas de incentivo que facilitaram a ascensão da geração distribuída nestes países (IEA, 2014).

As projeções de crescimento na utilização da tecnologia fotovoltaica para geração de energia são bastante promissoras e em alguns cenários otimistas estimam-se percentuais na matriz de geração elétrica da ordem de 20% para países como a China e Índia; 18% para os Estados Unidos e do Oriente Médio; 8% na Europa; e 10% nas Américas (IEA, 2014).

3. Eficiência elétrica da tecnologia fotovoltaica

O desempenho das células e módulos fotovoltaicos é quantificado pela sua eficiência elétrica, a qual é medida através da relação entre a energia elétrica produzida na conversão da irradiação incidente. Esta característica, também conhecida por eficiência de conversão, varia por tecnologia e depende das propriedades dos materiais constituintes das células e módulos. O desempenho real de cada tecnologia depende igualmente de fatores ambientais e operacionais, que se tornam determinantes para o correto dimensionamento e operação dos sistemas fotovoltaicos.

Os níveis de eficiência das tecnologias comerciais têm sido elevados significativamente nas últimas décadas. Contudo, a elevação da eficiência de conversão ainda é um dos temas mais importantes na pesquisa e desenvolvimento de tecnologias novas ou existentes. Aliados aos estudos de aumento de desempenho, a comunidade científica se dedica à análise dos fatores que determinam a eficiência real da tecnologia fotovoltaica e à proposição de correlações matemáticas que consideram tais relações de dependência. Dentre os fatores determinantes destaca-se a influência da temperatura de operação das células em condições reais de operação, a qual pode impactar significativamente o desempenho.

Este capítulo tem como objetivo investigar os princípios e os fatores determinantes da eficiência elétrica da tecnologia fotovoltaica. Para tal, o capítulo é subdividido em cinco seções. A primeira explora a definição e os princípios determinantes da eficiência, e apresenta o principal modelo matemático de eficiência elétrica. A segunda seção faz uma revisão do nível atual de eficiência nominal das tecnologias comerciais e emergentes. A terceira aborda os fatores críticos para o desempenho real da tecnologia, incluindo as causas de degradação dos módulos ao longo do tempo. A quarta detalha a influência da temperatura de operação na eficiência elétrica real em função das condições reais de operação. Por fim, a quinta aborda a proposição de correlações matemáticas que permitem calcular a temperatura de operação das células e módulos.

3.1. Definição e características determinantes da eficiência

A eficiência de conversão de uma célula ou módulo fotovoltaico, medida em taxa percentual (%), é definida como a razão entre a potência elétrica gerada e a irradiação solar incidente, com as duas últimas medidas em unidades de potência por área (W/m^2) (ARVIZU et al., 2011). A potência elétrica gerada é sempre menor que a irradiação incidente, pois a maior parte da energia que atinge as células na forma de luz é perdida antes de ser convertida em eletricidade (HERSCH, 1982). Além disso, a eficiência das células será sempre maior que a desenvolvida pelos módulos, o que se deve às perdas associadas às conexões das células e seu acoplamento com os demais materiais constituintes dos módulos.

Conforme detalhado por HERSCH (1982) os principais fatores que limitam a eficiência das células fotovoltaicas são:

- Reflexão na superfície da célula;
- Não absorção de fótons que não possuem energia suficiente para separar os elétrons das ligações atômicas;
- Não absorção de fótons com energia além daquela necessária para separar os elétrons das ligações atômicas;
- Não aproveitamento dos fótons que produziram elétrons e lacunas que se unem ou recombina aleatoriamente antes de contribuir para o desempenho da célula;
- Neutralização de elétrons e lacunas que se recombinaram na superfície ou nos defeitos internos dos materiais da célula;
- Resistência à corrente elétrica;
- Auto sombreamento dos contatos da superfície superior;
- Degradação causada pela operação em temperaturas diferentes da ideal.

Devido a alguns destes fatores simultâneos, a corrente e a tensão de saída de uma célula solar não podem ser maximizadas simultaneamente. Visto que um semicondutor fotovoltaico só absorve os fótons com energia maior que o *bandgap* do material, a redução deste limite mínimo levaria à elevação da corrente produzida. No entanto, os elétrons produzidos por fótons com energia maior que o *bandgap* dissipam

sua energia através da produção de calor e se estabilizam em um nível de energia igual ao *bandgap*. Esse efeito, por consequência, resulta na redução da tensão da célula, neutralizando a elevação da corrente (MIT, 2015). Portanto, a amplitude do espectro solar, composto por fótons de distintos níveis energéticos, limita a capacidade de conversão máxima de uma célula fotovoltaica.

Com base neste princípio SHOCKLEY & QUEISSER (1961) demonstraram que a eficiência máxima teórica de uma única célula fotovoltaica de junção unitária é limitada a 33%. Este limite de eficiência, conhecido como Limite de *Shockley-Queisser*, pode ser superado através da utilização de múltiplas junções, cada qual com diferentes *bandgaps* (MIT, 2015). Por esse motivo, as células de múltiplas junções têm se mostrado muito promissoras para a elevação da eficiência de conversão solar fotovoltaica.

Cada tecnologia fotovoltaica desenvolve uma eficiência nominal sob condições padrões de teste (do inglês: *Standard Test Conditions* - STC): temperatura de 25 °C, irradiância incidente perpendicular à célula de 1.000 W/m², coeficiente de massa de ar 1,5⁶, e um espectro específico. A eficiência nominal é uma característica de cada célula e módulo e representa a taxa de conversão em condições ideais de operação (STC). A potência nominal de pico (*watt-peak* -W_p), associada a cada modelo de módulo fotovoltaico, é definida com base nas condições padrões de teste. Por exemplo um módulo de 1 m² com eficiência nominal de 15% tem uma potência nominal de pico de 150 Wp sob condições padrões de teste (IEA, 2014).

Embora cada modulo possua uma eficiência e uma potência nominais, a energia real produzida depende das condições reais de operação. As condições reais podem levar a operação em nível de eficiência menor que aquela verificada em condições ideais de operação, o que pode ser quantificado por uma eficiência real.

⁶ O coeficiente de massa de ar é definido como a relação entre o comprimento da trajetória ótica através da atmosfera da Terra, calculada em relação à distância retilínea ao astro (IEA, 2014). O comprimento da trajetória ótica aumenta à medida que o astro luminoso se aproxima do horizonte, quando o coeficiente de massa de ar é maior que aquele verificado no instante em que o astro se encontra no zênite.

A potência real produzida por um sistema fotovoltaico depende, além da eficiência real, do recurso solar disponível, da orientação dos módulos e da taxa de performance (do inglês: *Performance Ratio* – PR). O conceito de taxa de performance é aplicado ao sistema fotovoltaico completo e considera as perdas de eficiência, incompatibilidade de módulos, variações na irradiação, sujeira, perdas por resistência e pelo inversor. A taxa de performance é medida como a taxa de energia líquida gerada em relação à total incidente no sistema fotovoltaico, que seria produzida em condições ideais. Em sistemas bem dimensionados as taxas de desempenho podem chegar a valores de 80 a 90% (IEA, 2014). Assim, a taxa de performance representa o principal indicador de qualidade operacional de um sistema fotovoltaico e expressa indiretamente todos os fatores de perda associados ao local e condições reais de operação.

3.1.1. Modelo de eficiência elétrica

Visto que a eficiência elétrica real depende das condições reais de operação, é necessário avaliar matematicamente o comportamento e relação da eficiência com os fatores que a influenciam. Para realizar tal avaliação, pode ser utilizado um modelo de eficiência elétrica real que correlaciona as variáveis determinantes para o desempenho real. Estes modelos compreendem a base matemática da maioria dos softwares de simulação de energia renováveis.

O efeito da temperatura de operação na eficiência elétrica real consiste num dos fatores de perda mais representativo e influencia a eficiência em tempo real durante a operação. Portanto, a temperatura de operação é uma das variáveis necessárias para qualquer modelo de eficiência elétrica. A definição do modelo de eficiência elétrica mais utilizado foi estabelecida por EVANS & FLORSCHUETZ (1977) e EVANS (1981), e revisitada recentemente por SKOPLAKI et al. (2008), SINGH & RAVINDRA (2012), SKOPLAKI & PALYVOS (2008) e SKOPLAKI & PAYVOS (2009), dando ênfase à utilização de modelos de temperatura de operação.

Conforme exposto por SKOPLAKI et al. (2008), a temperatura de operação de uma célula fotovoltaica pode ser relacionada à influência sobre a eficiência elétrica através da corrente e da tensão, que representa a potência elétrica de acordo com a equação:

$$P_m = V_m i_m = V_{oc} i_{sc} FF \quad 1$$

Onde P representa a potência, i a corrente elétrica e V a tensão na célula. O subscrito m refere-se à máxima potência que pode ser produzida em um módulo, enquanto oc e sc representam respectivamente os valores de circuito aberto (*open circuit*) e curto circuito (*short circuit*). Os valores de tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito são propriedades que caracterizam a célula e variam de acordo com a temperatura das células e da irradiação incidentes. Através da Equação 1 surge a definição do fator de forma⁷ (do inglês: *Fill Factor* – FF), o qual representa um parâmetro de performance da célula. De acordo com a Equação 1 tanto a V_{oc} quanto o FF diminuem com a temperatura, devido à sobreposição da excitação térmica diante das propriedades elétricas do semicondutor, enquanto a i_{sc} aumenta suavemente (SKOPLAKI et al., 2008). Este comportamento ocorre da mesma forma sobre a eficiência da célula ou módulo, que é definida pela Equação 2.

$$\eta_c = \frac{P}{AG} \quad 2$$

Ou ainda no formato apresentado por SINGH & RAVINDRA (2012):

$$\eta_c = \frac{V_{oc} i_{sc} FF}{G} \quad 3$$

Onde A representa a área de célula (ou módulo), G a irradiância e η_c a eficiência. Portanto, para produzir a máxima potência deve-se operar a célula em condições padrões de operação (STC) (SKOPLAKI et al., 2008).

Equações que correlacionam V_{oc} e i_{sc} com a temperatura de operação das células, T_c , são conhecidas com base em diversos modelos propostos na literatura (DE SOTO et al., 2006). Nestes modelos a influência da temperatura na eficiência elétrica é correlacionada através de parâmetros de teste de cada tecnologia incluindo I_{sc} , V_{oc} , I_m , V_m , FF e η_c . Estes parâmetros tornam-se, portanto, importantes para o correto

⁷ O fator de forma (FF) é definido como a razão entre a potência máxima da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto (PINHO, 2014). O FF afeta a mudança da tensão de alimentação máxima com a irradiância e diminui com a idade do módulo, à medida que a resistência em série aumenta em uma célula PV degradada.

dimensionamento e operação de sistemas fotovoltaicos (SKOPLAKI et al., 2008). A partir destes modelos de corrente e tensão é definido o modelo de eficiência proposto por EVANS (1981), conforme a equação:

$$\eta_c = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G] \quad 4$$

Onde η_c é a eficiência elétrica real à temperatura de operação, T_c , e η_{ref} a eficiência elétrica à temperatura de referência, T_{ref} , sob a irradiância de 1.000 W/m². Nesta equação surgem o coeficiente de temperatura, β_{ref} , e o coeficiente de irradiação solar, γ , os quais são característicos das propriedades dos materiais e correlacionam as perdas causadas pelo efeito da temperatura e da irradiação incidente, respectivamente. Na Equação 4 o último termo pode ser zerado, conforme demonstrado por EVANS (1981), resultando na Equação 5 que representa a expressão linear tradicional para a eficiência elétrica da tecnologia fotovoltaica (SKOPLAKI et al., 2008).

$$\eta_c = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref})] \quad 5$$

Conhecidos os modelos de eficiência elétrica, emerge a necessidade de obter modelos de previsão de temperatura de operação das células e módulos, o que será detalhado na seção 3.4 deste capítulo.

3.2. Nível atual de eficiência nominal dos módulos fotovoltaicos comerciais

O desenvolvimento de células fotovoltaicas mais eficientes tem sido um dos principais objetivos de investimento dos fabricantes e da comunidade científica, aliado à redução dos custos de produção. GREEN (2016) avaliou os níveis atuais de eficiência elétrica das tecnologias comerciais, através da publicação de uma nova revisão da tabela de eficiência de células fotovoltaicas, que é feita periodicamente e vem acompanhando a evolução das tecnologias nos anos recentes. De forma similar o *National Center for Photovoltaics* (NCPV), integrante do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), monitora o estado da arte da tecnologia fotovoltaica no mundo e publica periodicamente a curva da atualização de evolução da eficiência (NREL, 2016). A Figura 13 apresenta a última versão da curva de evolução publicada pelo NREL, que contempla os níveis de eficiência verificados até 2016 e também o estado da arte da tecnologia atual.

Níveis máximos de eficiência de células em laboratório

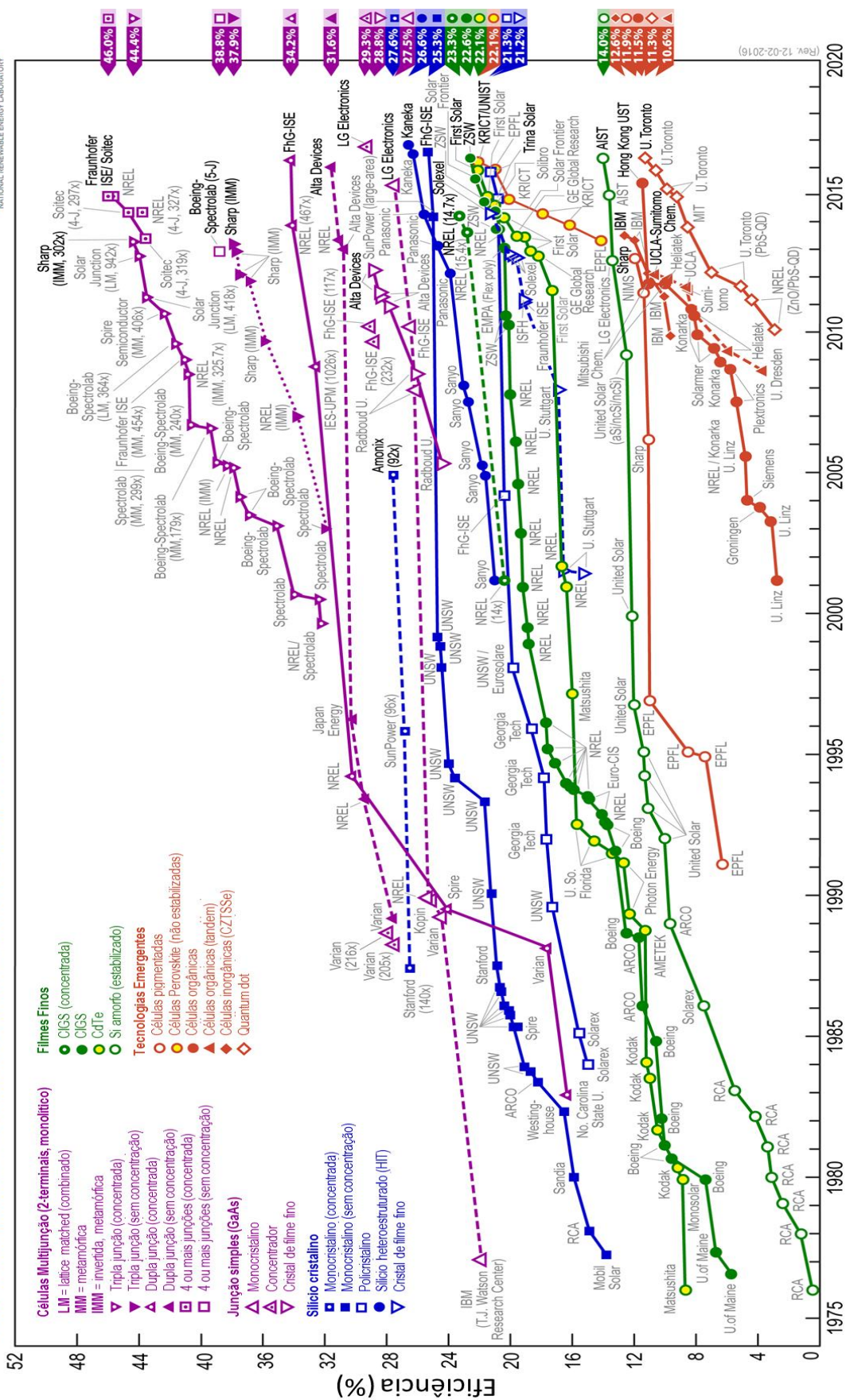


Figura 13. Nível máximo de eficiência elétrica para as tecnologias em escala laboratorial.
Fonte: NREL (2016) – Traduzido.

Conforme verifica por GREEN (2016), o aumento da eficiência das células fotovoltaicas tem sido registrado a taxas de 2 a 3% ao ano para as tecnologias de silício cristalino e de até 5% para módulos de telureto de cádmio (CdTe). As melhorias progressivas na eficiência estão contribuindo para a redução dos custos de produção e para o crescimento expressivo da capacidade instalada da tecnologia fotovoltaica no mundo.

Apesar de as tecnologias de silício cristalino apresentarem uma tendência de permanecer dominante no mercado mundial, a tecnologia de filmes finos vem apresentando níveis de eficiência próximos e até maiores que o silício policristalino. No entanto, ambas tecnologias ainda apresentam grandes possibilidades para aumento de eficiência e otimização dos processos produtivos. Contudo, as células das novas gerações, como as tecnologias de multijunção, estão ganhando destaque no meio científico e abrindo novas possibilidades para os fabricantes no que tange à eficiência de conversão. Dentre as células da nova geração destaca-se a tecnologia de empilhamento e conexão de múltiplas células com propriedades de absorção complementares, as quais permitem ampliar a faixa de absorção do espectro e, portanto, a eficiência de conversão (GREEN, 2016).

A Tabela 1 apresenta um resumo dos níveis de eficiência de conversão observados para as principais células comerciais disponíveis, de acordo com a verificação e monitoramento publicados por GREEN (2016) e NREL (2016).

Tabela 1. Níveis de eficiência de células comerciais. Fonte GREEN (2016) e NREL (2016).

Tecnologia	Eficiência Verificada (%) [STC]
mono-Si	$25,6 \pm 0,5$
poli-Si	$20,8 \pm 0,6$
a-Si	$10,2 \pm 0,3$
mc-Si	$11,4 \pm 0,3$
GaAs	$28,8 \pm 0,9$
CIGS	$20,5 \pm 0,6$
CdTe	$21,0 \pm 0,4$
<i>Dye sensitised</i>	$11,9 \pm 0,4$
Orgânica	$11,0 \pm 0,3$
InGaP/GaAs/InGaAs	$37,9 \pm 1,2$

Os níveis de eficiência atuais ainda podem ser elevados, visto que ainda são consideravelmente menores que a eficiência máxima teórica de 33% para células simples (SHOCKLEY & QUEISSER, 1961). O recente relatório sobre as perspectivas de evolução dos custos da tecnologia fotovoltaica, publicada por FRAUNHOFER ISE (2015), sugere que a eficiência de conversão das tecnologias comerciais poderá atingir 30% até 2050. Portanto, este avanço representa um grande desafio aos fabricantes para as próximas gerações de tecnologias (GREEN, 2016).

É importante ressaltar que os módulos comerciais apresentam eficiências de conversão até 40% menores que os valores verificados em laboratório. Durante a transferência da tecnologia em escala laboratorial para produção industrial, a eficiência é reduzida por dois tipos de fatores principais: intrínsecos e extrínsecos (MIT, 2015).

Os fatores intrínsecos compreendem aqueles associados à tecnologia da célula ou montagem dos módulos. Dentre os fatores intrínsecos destacam-se: o aumento da área das células (de 1 cm² para aproximadamente 100 cm²); maiores perdas resistivas com a utilização de condutores mais longos na célula para a interconexão das mesmas; sombreamento dos condutores sobre as células; e limitação pela célula com a menor eficiência do conjunto (MIT, 2015).

Os fatores extrínsecos estão associados aos processos de fabricação e aos materiais utilizados na montagem dos módulos. Em ambos os casos, os fabricantes podem optar pela redução de custos em detrimento da eficiência elétrica. Os processos de fabricação em escala industrial podem utilizar técnicas diferentes daquelas conduzidas em laboratório, pois estas podem ser ineficientes ou dispendiosas para aplicação em escala industrial. Os materiais de instalação utilizados em laboratório podem ser escassos, de alta pureza e com elevados custos de fabricação, o que não permite utilização equivalente na escala industrial (MIT, 2015).

3.3. Fatores críticos para a eficiência

O desempenho real dos módulos fotovoltaicos é determinado pelas condições ambientais, as quais podem causar efeitos que se traduzem em perda de eficiência. Dentre os principais fatores críticos para o desempenho dos módulos destacam-se: a temperatura de operação, umidade, espectro solar, irradiação, acúmulo de sujeira e sombreamento. Estes fatores são capazes de reduzir a eficiência de conversão em até

15%, e podem levar à degradação das células e módulos (KALDELLIS & KOKALA, 2010; KALDELLIS & KAPSALI, 2011; PINHEIRO et al., 2014; MAKRIDES et al., 2014; SHARMA & CHANDEL, 2013). Os fatores que influenciam a eficiência são apresentados a seguir, com a exceção da temperatura, que compreende o cerne deste estudo e será detalhada na seção 3.4.

Acúmulo de poeira (ou sujeira)

O acúmulo de poeira, ou sujeira, sobre a superfície dos módulos fotovoltaicos reduz a irradiação incidente nas células e, portanto, diminui a potência elétrica gerada nestas condições (ZORRILLA-CASANOVA et al., 2013). O impacto na potência gerada depende das propriedades das partículas acumuladas e das condições ambientais associadas. As propriedades químicas, biológicas, eletrostáticas, dimensões, forma e massa determinam o impacto que o acúmulo das partículas exerce no desempenho dos módulos. Dentre as condições impactantes, pode-se citar: a origem das partículas, a configuração de instalação (ângulo e altura), a vegetação próxima, bem como o método de limpeza considerado. A chuva e o vento podem remover as partículas acumuladas e, por esse motivo, a orientação e inclinação dos módulos compreende um fator crítico a ser considerado na instalação de sistemas fotovoltaico, pois pode limitar a limpeza e elevar a taxa de acúmulo. Ademais, a rugosidade da camada superior dos módulos influencia o quanto as impurezas acumuladas podem ser facilmente removidas (MANI & PILLAI, 2010; ZORRILLA-CASANOVA et al., 2013).

As perdas causadas pelo acúmulo de poeira sobre os módulos podem chegar a 15% em locais secos, onde a limpeza torna-se uma indispensável. Neste caso, a disponibilidade de água e recursos podem levar a custos adicionais para operação e manutenção destes sistemas. Em termos médios, o acúmulo de poeira provoca perdas médias de 4% ao ano (ZORRILLA-CASANOVA et al., 2013). De acordo com MEKHILEF et al (2012), as perdas por acúmulo de poeira podem atingir valores de 35% em períodos de seis meses em condições ambientais favoráveis à agravção do problema.

Os efeitos do acúmulo de poeira exercem importância especial em locais de alta urbanização devido à poluição ambiental, a qual pode intensificar o acúmulo de cinzas, partículas de fumaça, aerossóis, e particulados da construção civil. Em condições de

altas taxas de poluição, os efeitos com o acúmulo de sujeira são mais acelerados que em locais distantes de centros urbanos, podendo atingir valores médios anuais de até 6,5%. (KALDELLIS & KOKALA, 2010; KALDELLIS & KAPSALI, 2011).

Sombreamento

Quando sombreada uma célula fotovoltaica conectada a outras células opera como uma carga, devido à polarização reversa, e não mais como uma unidade geradora. Nestes casos forma-se um ponto quente, que pode danificar irreversivelmente a células. Os pontos quentes provocam a formação de um circuito aberto no arranjo série paralelo do módulo, podendo danificá-lo. Mesmo que a célula e o módulo não sejam danificados, as perdas de desempenho pelo sombreamento de uma única célula de um módulo podem chegar a 30% (SILVESTRE & CHOUDER, 2008).

Irradiação

A potência gerada por um módulo depende diretamente da irradiação incidente, em uma relação linear diretamente proporcional. Com o aumento da irradiação incidente um número maior de fótons é absorvido produzindo mais corrente, o que eleva a potência produzida (SHARMA & CHANDEL, 2013). Por outro lado, a elevação de corrente e a maior excitação de elétrons pode provocar aumento da temperatura de operação, o que se traduz em diminuição da eficiência de conversão.

Espectro solar

Cada tecnologia fotovoltaica apresenta uma faixa específica do espectro para a qual apresenta a máxima absorção de fótons. Assim, variações no espectro solar incidente podem reduzir a absorção de fótons e, por consequência, a eficiência de conversão. Os módulos de silício amorfo são os mais sensíveis à influência do espectro solar na sua eficiência. O espectro solar pode ser avaliado de acordo com o seu fator espectral (SF – *Spectral Factor*), que representa a relação entre a irradiação disponível e aquela em condições padrões (1,5 AM). As perdas causadas pela baixa absorção do espectro solar podem chegar a 20% em condições extremas de baixa latitude, e a 10% em latitudes maiores com grande influência da sazonalidade e da nebulosidade (ISHII et al., 2013).

Umidade

A umidade pode levar a perdas de eficiência à medida que reduz a absorção devido à reflexão, refração ou difração dos raios luminosos quando estes atingem as gotículas de água. A presença de umidade no interior do módulo pode causar fuga de corrente elétrica devido à redução da resistência elétrica entre materiais. Além disso, a umidade pode: facilitar o acúmulo de sujeira sobre a superfície dos módulos; provocar corrosão e degradação dos condutores e componentes metálicos; danificar o material encapsulante; e reduzir a adesão entre pontos de ligação. Estes efeitos em conjunto podem se traduzir em perdas significativas de desempenho e durabilidade dos módulos, quando submetidos a estas condições por longos períodos de tempo (MEKHILEF et al., 2012; GWANDU & CREASEY, 1995; SHARMA & CHANDEL, 2013).

3.3.1. Degradação dos módulos

O desempenho dos módulos pode ser reduzido gradualmente ao longo do tempo devido a diversos fatores de degradação, com destaque para a corrosão, o descolamento (perda de adesão e contato) e a delaminação, a descoloração, a fratura de células ou materiais de revestimento, bem como a degradação dos componentes e semicondutores (NDIAYE et al., 2013; SHARMA & CHANDEL, 2013). O controle e previsão dos efeitos da degradação dos módulos é vital para maximização da durabilidade e desempenho de um sistema fotovoltaico ao longo da sua vida útil (JORDAN & KURTZ, 2013). As causas da degradação estão normalmente associadas às condições operacionais adversas que afetam a eficiência de conversão durante a operação real.

O monitoramento e quantificação da taxa de degradação dos módulos representa um tema de interesse tanto para os agentes geradores quanto para fabricantes e pesquisadores. Uma taxa de degradação maior que 20% ao ano pode ser considerada uma falha, embora essa taxa em um módulo de alta eficiência se traduza em perdas menores do que pequenas taxas em uma tecnologia de baixa eficiência (JORDAN & KURTZ, 2013). As taxas de degradação são determinadas tanto pelas propriedades dos módulos e das células quanto das condições ambientais em que operam. Segundo estudos realizados por MAKRIDES et al. (2014) e JORDAN & KURTZ (2013) podem

ser verificadas taxas de degradação entre 0,5 e 1,1% ao ano para células de silício cristalino e de 1,5 a 1,8% ao ano para filmes finos.

A durabilidade dos módulos é uma característica crítica para a viabilidade econômica de qualquer sistema fotovoltaico e, devido a isso, é um aspecto de inquietação e busca contínua por melhorias pelos fabricantes. Para a maioria dos fabricantes, a vida útil de um módulo consiste no período de tempo em que o seu desempenho é reduzido a até, no máximo, 80% de sua eficiência nominal de fabricação (SHARMA & CHANDEL, 2013). Normalmente os fabricantes garantem, em média, taxas de degradação de até 10% nos primeiros 10 anos e 20% ao longo de 25 anos de operação (PINHEIRO et al., 2014).

A seguir são apresentadas as causas e efeitos dos principais fatores de degradação do desempenho e durabilidade dos módulos.

Corrosão

A umidade no interior dos módulos, simultânea à presença de oxigênio, provoca a corrosão dos condutores internos aos módulos, bem como dos materiais metálicos estruturais. A corrosão dos condutores pode levar à perda de corrente, rompimento dos condutores e à degradação da adesão entre as células e os condutores metálicos. Devido à facilidade com que a umidade se difunde através do EVA, normalmente utilizado como encapsulante, a infiltração de umidade é um fator difícil de controlar ao longo de toda vida útil dos módulos (NDIAYE et al., 2013).

Descolamento (ou delaminação)

A função dos materiais encapsulantes nos módulos é promover proteção frente às condições adversas do ambiente operacional, porém também tem como finalidade unir as camadas frontais e traseiras em conjunto com as células. Assim, a perda de adesão entre o(s) encapsulante(s) é conhecida como descolamento, ou delaminação, e pode interferir no desempenho e durabilidade dos módulos à medida que: permite o acúmulo de umidade e sujeira; dissipa a irradiação antes de atingir a célula; e prejudica a dissipação de calor, provocando aumento da temperatura de operação (SHARMA & CHANDEL, 2013). A delaminação ocorre mais frequentemente em ambientes quentes e

úmidos, onde a perda de contato e a infiltração de umidade ocorrem de forma mais acelerada (NDIAYE et al., 2013).

Descoloração

A descoloração consiste na mudança de cor dos materiais que deixam de ser transparentes para assumir colorações amareladas, o que modifica a transmissividade das camadas, dificultando a passagem da irradiação. Da mesma forma que o descolamento e a delaminação, a descoloração é causada pela perda de adesão entre o encapsulante, as células e camadas, combinada à presença de umidade e radiação ultravioleta (UV) (NDIAYE et al., 2013).

Fatura de componentes

A fratura das camadas protetoras ocorre na maior parte dos casos durante a instalação, transporte ou manutenção dos módulos. Módulos com camadas trincadas ou quebradas podem continuar funcionando normalmente, porém quando uma célula é fraturada, o módulo pode ter seu desempenho diminuído expressivamente ou até deixar de gerar energia. A continuidade na utilização de módulos quebrados ou com camadas trincadas pode levar a riscos de choque, curto circuito e à infiltração de umidade. Portanto, a fratura de camadas pode causar outros fatores de degradação (NDIAYE et al., 2013).

Degradação de materiais

A degradação dos materiais pode ocorrer tanto em componentes de conexão, estruturais quanto nos semicondutores. O principal defeito nos componentes de conexão está associado à degradação das soldas e metais utilizados nas interligações das células, o que é causado pela fadiga e dilatação térmica dos componentes. A degradação dos semicondutores está associada à operação em altas temperaturas e corrente elétrica, o que degrada a estrutura da célula afetando diretamente o seu desempenho e, por consequência o aumento de resistividade elétrica no módulo. O efeito de degradação dos semicondutores com a temperatura está associado à dilatação e contração dos materiais em função das condições térmicas (SHARMA & CHANDEL, 2013).

3.4. A dependência da temperatura

A temperatura de operação das células fotovoltaicas exerce uma função central na eficiência de conversão à medida que afeta as propriedades elétricas dos semicondutores e componentes das células. Devido a isso, a relação de dependência e a predição da temperatura tem recebido atenção considerável da comunidade científica, conforme investigado por SKOPLAKI et al. (2008), SINGH & RAVINDRA (2012), SKOPLAKI & PALYVOS (2008), SKOPLAKI & PAYVOS (2009), KURTZ et al. (2011), ROMARY et al. (2011), HEIM (2011), GARCÍA & BALENZATEGUI (2004), CHANDER et al. (2015) e SHARMA & CHANDEL (2013).

A eficiência das células e módulos fotovoltaicos diminui com o aumento de temperatura. Esse efeito é mais expressivo em locais com alta temperatura ambiente, mas depende também de condições operacionais como a irradiância e o vento (SKOPLAKI et al., 2008), (SINGH & RAVINDRA, 2012). Além das perdas de eficiência, altas temperaturas de operação influenciam na degradação das células fotovoltaicas SHARMA & CHANDEL (2013).

A temperatura de operação das células será sempre maior que a temperatura ambiente devido aos fenômenos de troca térmica entre os módulos, seus componentes e o ambiente. O aumento da temperatura das células leva à redução do *bandgap* do semicondutor, o que eleva a corrente de curto circuito (i_{sc}) e diminui a tensão de circuito aberto (V_{oc}), conforme ilustrado na Figura 14. O aumento de i_{sc} e a diminuição de V_{oc} se traduzem em perdas de eficiência e consequente redução da potência gerada (SHARMA & CHANDEL, 2013; CHANDER et al., 2015).

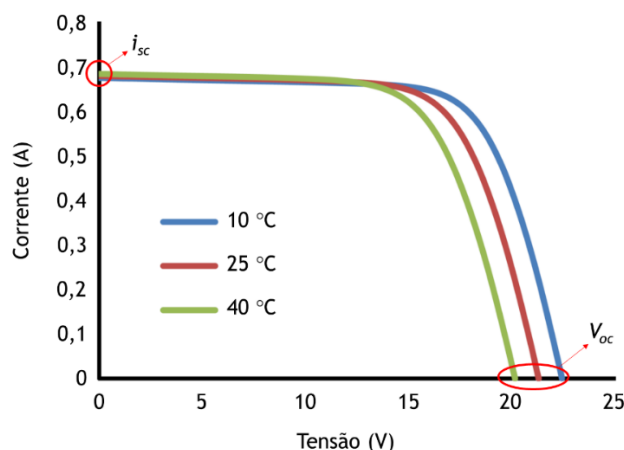


Figura 14. Curva típica de módulo fotovoltaico em diferentes temperaturas de operação.

Fonte: SHARMA & CHANDEL (2013) – Adaptado e traduzido.

A temperatura de operação depende de diversos fatores, dentre os quais destacam-se: os materiais constituintes dos módulos (semicondutores, células, camadas, encapsulante, dentre outros); a dissipação térmica para o ambiente; as propriedades de absorção das células; a temperatura normal de operação das células; as condições de instalação; e as condições ambientais (irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento) (GARCÍA & BALENZATEGUI, 2004). Dentre esses fatores, as propriedades térmicas dos materiais e as condições ambientais exercem grande influência na temperatura de operação à medida que parte da ineficiência da conversão da energia solar em eletricidade é transformada em calor, que deve ser dissipado (HERSCH, 1982). Dado o exposto, a velocidade do vento torna-se uma variável ambiental de grande relevância pois favorece a perda de calor por convecção.

Os efeitos físicos que a temperatura exerce sobre a eficiência de conversão são complexos, dentre os quais dois são mais expressivos: (1) o aumento da temperatura causa uma maior vibração da rede do semicondutor, o que interfere na passagem livre dos portadores de carga; e (2) a junção perde seu poder de separar as cargas. O primeiro efeito pode ocorrer a baixas temperaturas, enquanto o segundo ocorre apenas a temperaturas bastante elevadas (próximas a 300 °C) (HERSCH, 1982).

Em função das características e materiais específicos de cada célula e módulo fotovoltaico, as diferentes tecnologias possuem relações distintas entre a temperatura de operação e a eficiência de conversão. Esta correlação é expressa através dos valores do coeficiente de temperatura, característico de cada célula ou módulo. As tecnologias de filmes finos normalmente possuem coeficientes de temperatura menores que as de silício cristalino, o que torna os módulos de filmes finos menos suscetíveis ao impacto da temperatura de operação SKOPLAKI & PALYVOS (2008). A Figura 15 ilustra a dependência da eficiência com a temperatura de operação para diferentes tecnologias de semicondutores.

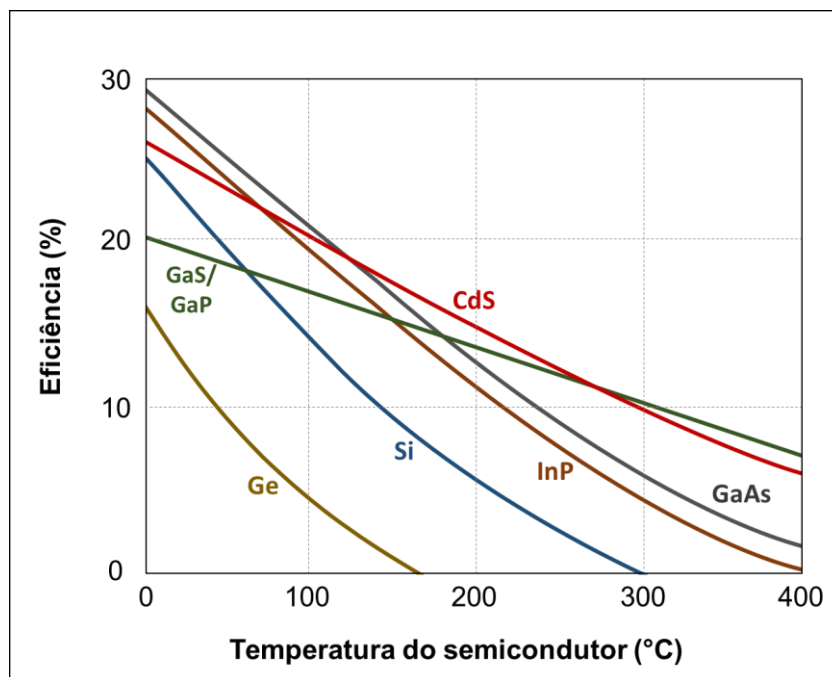


Figura 15. Curvas de eficiência em função da temperatura para diferentes tecnologias. Fonte: HERSCH (1982) – Adaptado e traduzido.

Em função da importância que a temperatura exerce sobre o desempenho real da tecnologia fotovoltaica, alguns dos simuladores de sistemas PV utilizam modelos de cálculo de eficiência baseados na temperatura das células em função de variáveis ambientais. No entanto, a velocidade do vento é normalmente desconsiderada devido à baixa disponibilidade de dados locais, o que não garante resultados precisos quando a avaliação da eficiência real de operação ocorre em locais onde a temperatura de operação exerce papel fundamental (ROMARY et al., 2011). Assim, a utilização de um modelo de temperatura adequado torna-se uma ferramenta importante para o correto dimensionamento, planejamento e operação de sistemas fotovoltaicos.

3.4.1. Modelos de temperatura de operação

Diversos modelos de temperatura de operação são conhecidos, conforme avaliado por SKOPLAKI & PALYVOS (2008) e SKOPLAKI & PAYVOS (2009). Os modelos de temperatura consistem em correlações que expressam a temperatura de operação, T_c , como uma função de variáveis ambientais e das propriedades dos materiais e módulos. Na maioria das correlações, as variáveis consideradas são: temperatura ambiente, T_a , velocidade do vento, V_w , irradiância, G , transmissividade, τ , e absorvância, α , das placas e camadas (SKOPLAKI & PALYVOS, 2008).

Os fenômenos termodinâmicos envolvidos no processo de dissipação do calor gerado nas células para o ambiente são um tanto complexos. Os mecanismos de transferência de calor por condução, convecção e radiação devem ser levados em consideração na modelagem de correlações de temperatura de operação. A Figura 16 ilustra os mecanismos de transferência de calor associados ao balanço energético de um módulo fotovoltaico e que regem a definição de qualquer correção de temperatura.

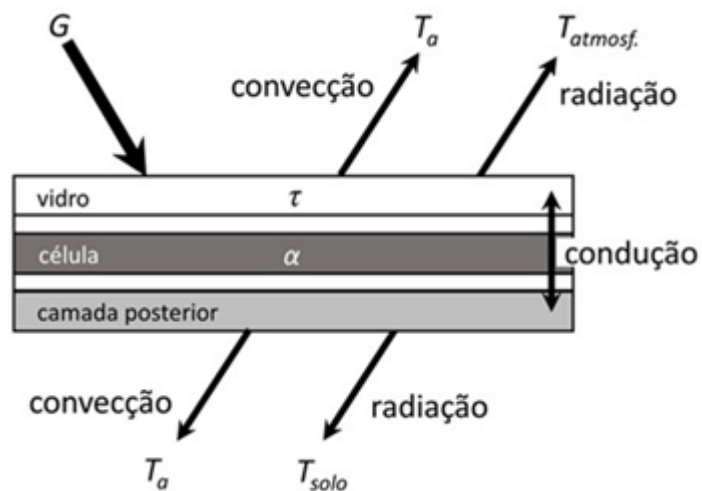


Figura 16. Mecanismos de transferência de calor e camadas de módulo fotovoltaico típico.
Adaptado a partir de SKOPLAKI & PAYVOS (2009).

Conforme ilustrado na Figura 16, os mecanismos de dissipação de calor para o ambiente ocorrem em ambas as faces do módulo. Desse modo, as instalações de módulos em estruturas metálicas com ambas as faces livres tendem a operar a temperaturas mais baixas que aquelas onde a face posterior é acoplada a uma superfície. Assim, as principais variáveis a serem consideradas em um modelo de temperatura são as propriedades dos materiais, a irradiância, as condições meteorológicas e os coeficientes de troca térmica. Esta última variável não é de obtenção simples e, portanto, pode tornar um modelo de temperatura bastante complexo e pouco prático. Além disso, a temperatura da célula, é a variável que efetivamente impacta na eficiência e está, normalmente, alguns graus acima da temperatura da superfície posterior do módulo, diferença que deve ser levada em consideração (SKOPLAKI et al., 2008).

Sob uma perspectiva matemática, os modelos de temperatura podem ser explícitos ou implícitos. Os modelos explícitos consistem em uma função que resulta diretamente no valor da temperatura a partir dos coeficientes e variáveis. Por outro lado, as correlações implícitas necessitam de um processo iterativo para obtenção do valor de

temperatura, o que se deve aos processos iterativos de obtenção de coeficientes de troca térmica (SKOPLAKI et al., 2008).

São também comuns os modelos de previsão de temperaturas em função da temperatura normal de operação da célula (do inglês: NOCT – *Normal Operation Cell Temperature*). A NOCT consiste em um indicativo da temperatura média do módulo que é disponibilizada pelos fabricantes nas especificações de seus produtos. Ela é definida como a temperatura média da célula que ocorre em uma instalação livre operando em condições de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s (GARCÍA & BALENZATEGUI, 2004).

Diversas correlações de temperatura de operação, explícitas, implícitas e em função de NOCT podem ser encontradas em SKOPLAKI & PALYVOS (2008) e SKOPLAKI & PAYVOS (2009). Neste estudo, que tem como objetivo central avaliar o impacto da temperatura na operação real de sistemas fotovoltaicos, o modelo considerado foi proposto por SKOPLAKI et al. (2008) e é representado pela equação:

$$T_c = T_a + \omega \left(\frac{0,32}{8,91 + 2,0V_f} \right) G_T \quad 6$$

Onde T_c corresponde à temperatura de operação da célula, calculada de acordo com a condições instantâneas de operação: temperatura ambiente, T_a , velocidade do vento, V_f , e irradiância global, G_T . Além das variáveis meteorológicas, a Equação 6 permite ainda calcular T_c para diferentes arranjos de instalação dos módulos fotovoltaicos através da escolha do coeficiente de montagem ω (SKOPLAKI et al., 2008). O coeficiente de montagem é um fator que correlaciona as diferentes condições de dissipação de calor em função do arranjo em que o módulo está instalado. A escolha deste modelo está associada à viabilidade de correlacionar de forma direta as variáveis meteorológicas e ainda analisar diferentes configurações de instalação.

4. Potencial solar

A energia solar que atinge a superfície terrestre é inesgotável, na escala de tempo da evolução humana, tornando-a o recurso energético de maior disponibilidade e aproveitável em todos os locais do planeta. No entanto, o recurso solar varia ao longo do tempo e do território em função de fatores geográficos, climáticos, atmosféricos e de relevo. Portanto, para o correto aproveitamento deste recurso e para a escolha de tecnologias de conversão é necessário avaliar, com a máxima precisão possível, a quantidade de irradiação que atinge cada local. Neste contexto, o potencial solar compreende a avaliação da disponibilidade e viabilidade do recurso, que além da quantidade de energia disponível, depende de fatores técnicos e econômicos como: uso do solo, cobertura vegetal, escala, custos de instalação, dentre outros. A estimação dos potenciais em função destes fatores torna-se uma tarefa árdua, devido à complexidade da avaliação de diversos destes componentes (ARVIZU et al., 2011; DE VRIES et al., 2007). Este estudo baseia-se em uma análise de potencial técnico pois não considera variáveis e aspectos econômicos.

Este capítulo apresenta uma discussão breve sobre os potenciais solares no mundo e no Brasil, ilustrando alguns dos fatores determinantes para sua estimação visto que este estudo visa produzir uma análise técnica. Para tal objetivo, o capítulo está subdividido em três seções. A primeira discute os aspectos e valores estimados o potencial solar mundial. A segunda avalia o potencial solar no Brasil. Finalmente, a terceira aborda questões relacionadas às mudanças climáticas para o aproveitamento solar no Brasil e no mundo.

4.1. Recurso solar no mundo

O nível de irradiação que atinge um local depende principalmente da sua localização geográfica, altitude, relevo, clima e condições atmosféricas. Além da quantidade, estes fatores determinam também a variabilidade mensal e anual do recurso em um determinado local (ARVIZU et al., 2011).

Regiões áridas, por exemplo, apresentam geralmente altos níveis de irradiação e pequena variabilidade anual do recurso solar. Por outro lado, os locais distantes dos trópicos, com clima temperado, apresentam grande variabilidade no recurso, o que

depende não só da sua posição geográfica, mas também da influência do clima regional. Em regiões equatoriais úmidas, onde o recurso solar é abundante, a componente direta do espectro solar é expressiva, o que propicia, além do aproveitamento fotovoltaico, boas perspectivas para o desenvolvimento de tecnologias de concentração termosolar, como CSP, ou a produção de energia térmica (IEA, 2011).

A variabilidade anual do recurso solar depende das estações do ano, bem como de fenômenos de escala mundial como o El Niño e La Niña, na América do Sul. As variações mensais do recurso são diretamente dependentes das estações do ano, as quais são determinadas pela posição solar. A grande variabilidade diária do recurso solar é um grande desafio atual para os meteorologistas, devido à complexidade dos fatores e da dinâmica climática. Portanto, para viabilizar a utilização de tecnologias de aproveitamento solar, faz-se necessário obter medições de longo prazo para caracterizar o local, de acordo com as variações anuais e mensais (IEA, 2011).

A Figura 17 apresenta a distribuição geográfica da irradiação global na superfície terrestre que permite compreender alguns dos fatores determinantes citados.

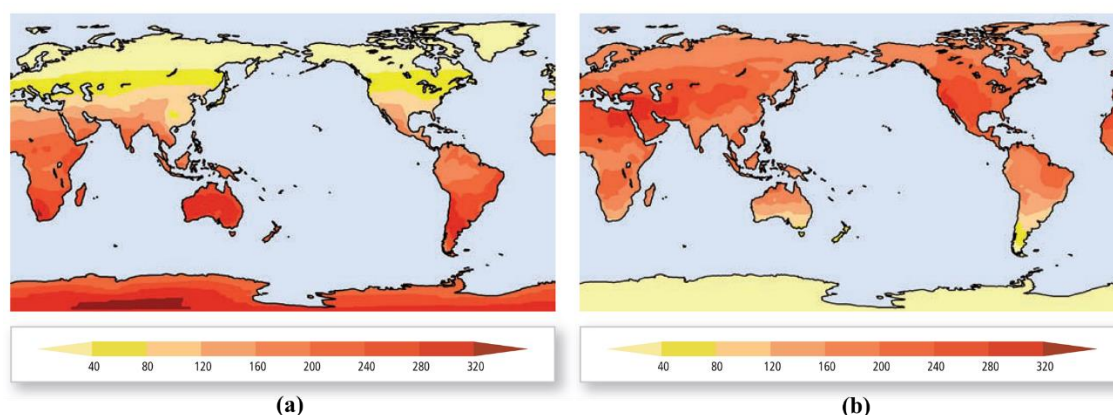


Figura 17. Irradiância global anual (W/m^2) obtida a partir de medições de 1983 a 2006.

(a) -período de dezembro a fevereiro. (b) – período de junho a agosto.

Fonte: ARVIZU et al. (2011).

De acordo com a Figura 17, percebe-se como a variação da irradiação ao longo do ano é diferente nos hemisférios Sul e Norte e depende diretamente da posição solar. Verifica-se também que locais com a mesma latitude, como a China e o México, por exemplo, apresentam diferenças no recurso solar decorrentes de questões locais.

A Tabela 2 apresenta os valores máximos e mínimos estimados para a o potencial técnico anual regional, considerando apenas a disponibilidade do recurso solar

ao longo do ano. Os valores máximos e mínimos representam as condições extremas dos níveis de irradiação global em condições de céu claro. Esta tabela retrata como o potencial solar mundial é significativamente maior que todo o consumo atual de outros recursos primários (ARVIZU et al., 2011).

Na Tabela 2 verifica-se também que, apesar de as regiões apresentarem áreas consideravelmente diferentes entre si, os potenciais locais também divergem em função de variáveis locais. Por exemplo, a região da América do Sul e Caribe apresenta potencial consideravelmente menor que a África Subsaariana, mesmo que esta possua área pouco maior que a primeira. Afere-se que a América do Sul apresenta potencial solar expressivamente maior que a Europa, onde o aproveitamento solar é explorado há anos, conforme avaliado por DE VRIES et al. (2007).

Tabela 2. Potencial solar técnico anual para diferentes regiões do planeta. Fonte: ARVIZU et al. (2011).

Região	Mínimo (EJ)	Máximo (EJ)
América do Norte	181	7410
América do Sul e Caribe	113	3385
Europa ocidental	25	914
Leste e centro europeu	4	154
Antiga União Soviética	199	8655
Oriente médio e norte africano	42	11060
África subsaariana	372	9528
Ásia (Oceano Pacífico)	41	994
Sul asiático	39	1329
Ásia central	116	4135
Pacífico (OECD)	73	2263
TOTAL	1205	49827

A definição e otimização da energia produzida, bem como a viabilidade econômica, de projetos solares centralizados ou distribuídos dependem da confiabilidade dos dados locais. Portanto, a medição local da irradiação global e suas componentes, direta e difusa, representa uma etapa crucial para o aproveitamento do recurso solar. Em decorrência das variações anuais do recurso e das condições climáticas é necessário que as medições sejam realizadas por vários anos a fim de garantir a máxima qualidade e confiabilidade destes dados. Apesar dessa necessidade, muitas regiões mundiais possuem números inadequados de medições terrestres e, nestes

casos, medições derivadas de satélite podem ser úteis para a estimativa de potenciais solares básicos (IEA, 2011; ARVIZU et al., 2011).

Os dados obtidos por medição de satélite são menos precisos que os medidos em solo e, portanto, devem ser validados com dados de solo (mesmo escassos) e utilizados até certo nível de confiabilidade e erro aceitável em projetos solares. É comum encontrar dados de satélite disponíveis para a escala de 10 x 10 km, os quais permitem a interpolação com outras variáveis meteorológicas para cálculos de recurso e potenciais solares (IEA, 2011; ARVIZU et al., 2011).

As medições terrestres de irradiação são registradas desde os anos 1940. A partir destas medições, foram verificadas redução de até 4% na irradiação global neste período (IEA, 2011). A Figura 18 apresenta a curva histórica de irradiação global registrada no planeta desde o início das medições.

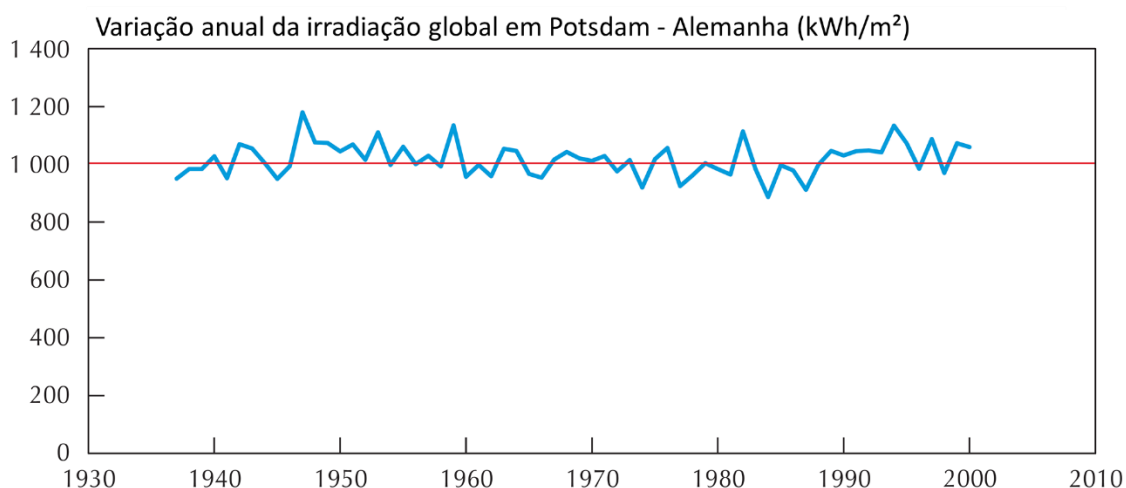


Figura 18. Histórico da irradiação global em Potsdam (Alemanha). Fonte: IEA (2011).

O efeito de redução na irradiação é conhecido como escurecimento global, traduzido do termo em inglês “*global dimming*”, e está associado às emissões ocasionadas pelo desenvolvimento industrial e consumo humano acelerado. Dentre as causas deste fenômeno destaca-se a emissão de aerossóis e crescente uso do transporte aéreo. Outros fatores locais têm afetado a disponibilidade de recurso solar, como a poluição urbana e as queimadas florestais (IEA, 2011).

No entanto, desde os anos 1990 observa-se um fenômeno de clareamento global (“*global brightening*”), reverso ao escurecimento, causado pela redução dos aerossóis na atmosfera. Embora nenhum destes dois fenômenos deva alterar

radicalmente a disponibilidade do recurso solar nas próximas décadas, os impactos destes efeitos devem ser considerados e melhor compreendidos no aproveitamento solar mundial (IEA, 2011). A seção 4.3 explora com mais detalhes os impactos das mudanças climáticas no recurso solar e seu aproveitamento.

4.2. Recurso solar no Brasil

A disponibilidade do recurso solar no Brasil possui relevância ao ser comparada à verificada nos países do hemisfério norte, que possuem a maior parte da capacidade instalada de energia solar no mundo atualmente. PEREIRA et al (2006) e MARTINS et al. (2007) estimaram o potencial solar brasileiro na produção do Atlas Brasileiro de Energia Solar, resultante do Projeto SWERA aplicado no Brasil.

Os mapas de irradiação solar do Brasil mostram que os níveis de irradiação são bastante elevados ao longo de todo território nacional. Mesmo a região Sul, que possui índices mais baixos, pode ser comparada à região da Amazônia equatorial. Os níveis de irradiação solar de todas as regiões brasileiras são significativamente maiores que a maioria dos países europeus, onde o recurso solar é aproveitado de forma intensiva há anos (MARTINS et al., 2007; PEREIRA et al., 2006; REN21, 2015).

A Figura 19 apresenta o mapa de irradiação solar global anual para o território brasileiro. Neste mapa pode-se observar que a média anual de irradiação global ao longo do território brasileiro possui pequena variabilidade entre as regiões, mesmo com as grandes diferenças meteorológicas observadas (PEREIRA et al., 2006).

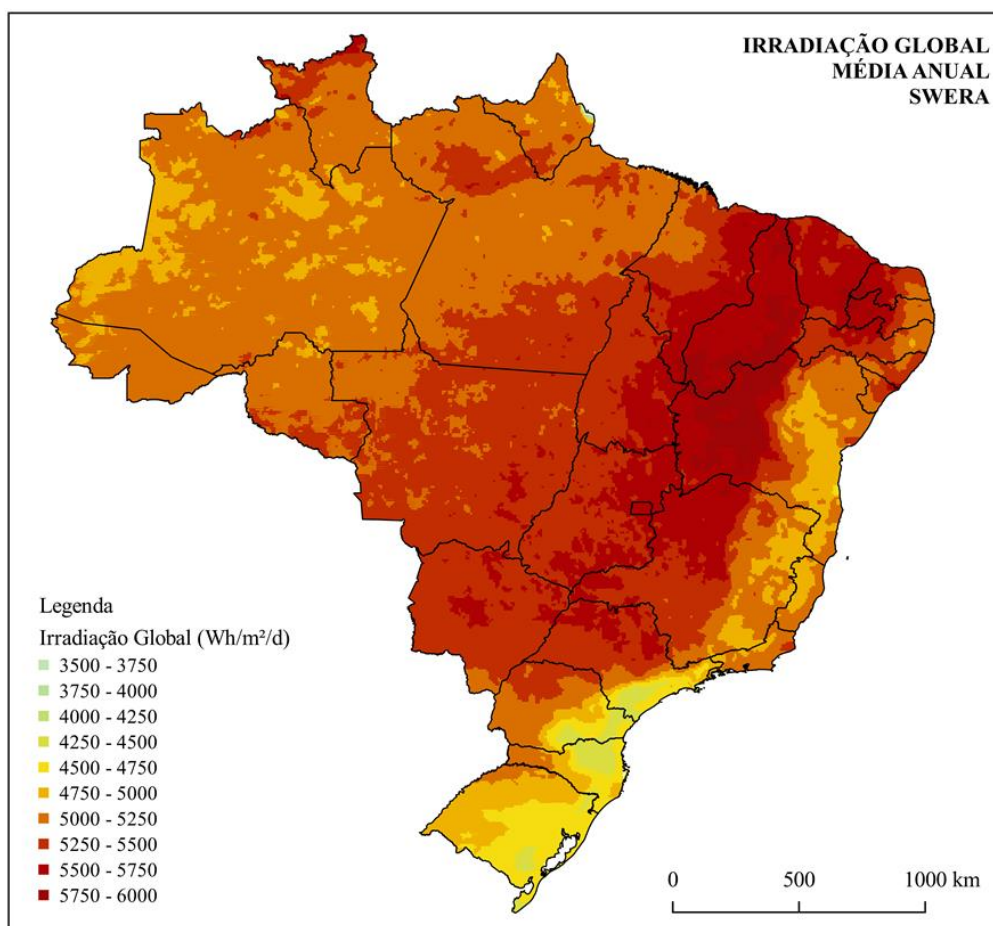


Figura 19. Irradiação global anual para o Brasil em média diária. Elaboração própria a partir dos dados do SWERA.

A região entre o norte do estado da Bahia, próxima ao Piauí, corresponde àquela com maiores valores de irradiação global: 6.5 kWh/m²/d. Esta região está inserida em uma grande área, que corresponde ao semiárido brasileiro, onde existe a maior disponibilidade do recurso solar no país ao longo de todo o ano. Os altos níveis de irradiação nesta região são ocasionados pelo clima e pela baixa precipitação ao longo do ano (MARTINS et al., 2007; PEREIRA et al., 2006).

A região com menor nível de irradiação global localiza-se no norte do estado de Santa Catarina, onde os valores são próximos a 4,25 kWh/m²/d. De forma geral, os estados do sul do Brasil são os que possuem os menores níveis de irradiação do país, o que se deve à alta precipitação anual e à latitude (MARTINS et al., 2007; PEREIRA et al., 2006).

O somatório diário anual da irradiação global ao longo do território brasileiro situa-se entre as faixas de 1.500 a 2.500 kWh/m²/ano. Esta média é superior à maioria

dos países europeus com destaque para a Alemanha (900 a 1.250 kWh/m²/ano), França (900 a 1.650 kWh/m²/ano) e Espanha (1200 a 1.850 kWh/m²/ano) (MARTINS et al., 2007; PEREIRA et al., 2006).

A variação dos níveis de irradiação ao longo dos meses é distinta para as regiões brasileiras, o que interfere nos resultados anuais. A região sul recebe maior incidência solar durante o verão do que a região norte, que está próxima à linha do Equador. Esse fato deve-se, principalmente, à maior nebulosidade e alta precipitação durante o verão, que corresponde ao período chuvoso na região amazônica. Porém, durante o inverno ocorre o contrário e a região norte recebe maiores níveis de irradiação neste período em relação à região sul. Devido ao decréscimo natural da incidência solar durante o inverno na região sul, causado pela posição solar, as variações da irradiação global mensal nessa região são maiores que as observadas no norte onde, apesar de diferentes, variam pouco ao longo do ano. Desse modo, verifica-se que as regiões norte, central e nordeste apresentam menor variabilidade anual no nível de irradiação global, chegando ao máximo de 25% (MARTINS et al., 2007; PEREIRA et al., 2006).

Visto que a nebulosidade é um fator determinante para diminuir a incidência solar local, lugares com maiores níveis de precipitação apresentam níveis mais baixos que os locais mais secos. No Brasil, esse fato faz com que a região amazônica apresente, no decorrer de todo ano, níveis de irradiação global menores que as regiões do semiárido brasileiro, mesmo que ambas estejam em faixas de latitude idênticas. Os fatores climáticos também são determinantes na caracterização da região com os menores níveis de irradiação do país, a qual localiza-se entre o norte de Santa Catarina, litoral do Paraná e sul de São Paulo. A região sul, devido aos fatores climáticos e astronômicos, caracteriza-se pela maior variação sazonal na irradiação global ao longo do ano (MARTINS et al., 2007; PEREIRA et al., 2006).

A região Centro Oeste e parte da região Sudeste recebem alta incidência solar durante os períodos secos, além do maior período diário de sol, o que as confere um potencial anual expressivo, se comparado às demais regiões brasileiras. Nestas regiões, durante os períodos secos, ocorre também um grande número de queimadas nas regiões menos úmidas, o que também influencia a nebulosidade e reduz a incidência solar nestes locais. A faixa que se estende do Rio Grande do Sul até o litoral norte da Bahia compreende uma região com níveis menos expressivos de irradiação ao longo do ano e

também locais com alta variação sazonal, podendo chegar a até 45% (MARTINS et al., 2008).

Em relação à componente difusa da energia solar, verifica-se que a região norte apresenta os maiores índices do país, o que se deve à alta nebulosidade tanto no período chuvoso quanto no seco. Portanto, nesta região a disponibilidade de recurso para o aproveitamento através de concentração solar térmica é limitada. (MARTINS et al., 2008).

4.3. Impacto das mudanças climáticas

As mudanças climáticas, causadas pela emissão de gases de efeito estufa, constituem um tema amplamente discutido no meio científico. Embora o assunto ainda apresente opiniões contrárias em relação às suas causas e efeitos, os fenômenos e mudanças no clima da Terra são evidentes. O aumento dos níveis de gases de efeito estufa na atmosfera influenciam diretamente a quantidade de vapor d'água, a nebulosidade, a pluviometria e a transmissividade das camadas atmosféricas. Estas alterações impactam diretamente na disponibilidade do recurso solar em todas as regiões do planeta. Estudos recentes têm sido conduzidos para avaliar o impacto das mudanças climáticas na irradiação global. SCHAEFFER et al. (2012) e MIDEKSA & KALLBEKKEN (2010) avaliaram a vulnerabilidade do setor energético e elétrico frente às alterações climáticas, bem como suas consequências.

O impacto das mudanças climáticas no setor energético inclui efeitos que vão desde alterações no consumo de energia quanto na disponibilidade e variação dos recursos energéticos (MIDEKSA & KALLBEKKEN, 2010). Enquanto os períodos mais quentes, como o verão, demandam por mais resfriamento e o consumo elétrico é elevado, a disponibilidade de recursos renováveis nestes períodos pode afetar negativamente a oferta de energia por estas fontes. Neste contexto, é importante observar que os impactos climáticos no setor energético podem ocorrer através de variações em dois aspectos: disponibilidade de recursos ou desempenho das tecnologias (SCHAEFFER et al., 2012).

A mudança climática, de forma geral, está associada à elevação da temperatura média do planeta. Esta alteração na temperatura terrestre altera os padrões de precipitação e nebulosidade das regiões, leva à maior ocorrência de eventos extremos e

à elevação do nível do mar (MIDEKSA & KALLBEKKEN, 2010). Estes efeitos alteram diretamente o consumo de energia no mundo, a disponibilidade de recursos energéticos renováveis e o desempenho das tecnologias de geração e transmissão de energia elétrica.

Enquanto os combustíveis fósseis e reservas minerais consistem em estoques acumulados ao longo de milhões de anos, as energias renováveis representam um fluxo contínuo de energia com disponibilidade instantânea e que dependem diretamente das condições climáticas (SCHAEFFER et al., 2012). Por esse motivo, espera-se que as mudanças climáticas tenham um impacto significativo nas fontes renováveis. Esse fato toma relevância, visto que a energia hidrelétrica depende da hidrologia, a eólica das condições de vento resultante do deslocamento de massas de ar, a biomassa da pluviometria, e o sol da irradiação global.

A irradiação global, conforme discutido nas seções anteriores, depende de diversos fatores climáticos, como nebulosidade e quantidade de vapor, aerossóis e transmissividade da atmosfera. À medida que as mudanças climáticas interferem diretamente nestes fatores, o recurso solar é alterado pelas variações no clima local. As alterações no recurso solar podem se traduzir em aumento dos níveis de irradiação global em determinados locais ou a fenômenos contrários em outras regiões do planeta. Além disso, as alterações na composição da atmosfera podem ocasionar variações entre as componentes direta e difusa da energia solar decorrente, por exemplo, da quantidade de gotículas de vapor na atmosfera. Assim, o aproveitamento solar, seja pela tecnologia fotovoltaica ou CSP, é afetado em consequência da alteração na disponibilidade do recurso primário local.

Ademais, a elevação da temperatura média do planeta e as mudanças climáticas provocar alterações significativas no desempenho e operação das tecnologias de geração e transmissão de energia. A elevação da temperatura afeta diretamente o desempenho das células fotovoltaicas, visto que sua eficiência depende da temperatura de operação das células (MIDEKSA & KALLBEKKEN, 2010). Os reflexos na eficiência das células fotovoltaicas estão associados não só às elevações na temperatura ambiente, mas também às variações no regime de ventos e níveis de irradiação locais. Por outro lado, a tecnologia CSP também é afetada pelas mudanças climáticas, seja pela alteração na disponibilidade do recurso solar, quanto pela diminuição da componente direta

incidente ou as maiores temperatura ambientes, que diminuem o desempenho termodinâmico destas tecnologias (SCHAEFFER et al., 2012).

5. Avaliação do potencial solar considerando a temperatura como fator crítico

Este capítulo tem por objetivo detalhar a metodologia de avaliação do potencial solar, considerando a temperatura como fator crítico para a produção de eletricidade através da tecnologia fotovoltaica. O processo metodológico está dividido em duas etapas principais: a primeira consiste na obtenção e tratamento dos dados e a segunda na aplicação do modelo matemático e elaboração dos mapas resultantes para todo o território do Brasil. As duas etapas da metodologia, bem como a análise dos resultados obtidos, caracterizam o cerne desta tese.

O método proposto reúne processos que permitem análises similares à realizada, seja para outros territórios ou ainda para diferentes fontes de dados, recursos e tecnologias. Esta metodologia *per se* representa, de forma geral, uma importante ferramenta de planejamento energético à medida que possibilita a análise do aproveitamento real de um recurso primário para todo um território, considerando diferentes variáveis associadas a cada ponto de subdivisão de regiões geográficas.

A estruturação específica dessa metodologia, que se apresenta como o maior desafio desta tese, foi concebida para conduzir estudos de aproveitamento do recurso solar, sob a ótica do desempenho das tecnologias fotovoltaicas, levando-se em conta como fatores importantes as variáveis meteorológicas e tecnológicas que determinam a sua eficiência real. Através dos resultados torna-se possível, portanto, identificar as regiões mais atrativas e eficientes para o aproveitamento do recurso solar através da geração fotovoltaica e ainda reconhecer e analisar aspectos de complementariedade com outras fontes energéticas. Ademais, a aplicação dessa metodologia ressalta a importância da avaliação de todos os fatores determinantes ao aproveitamento dos recursos renováveis, e não apenas a observação exclusiva da disponibilidade do recurso primário no local de interesse.

O capítulo está organizado em quatro seções: a primeira apresenta a metodologia utilizada de forma geral; a segunda descreve a aplicação da modelagem matemática para análise do potencial solar ajustado; a terceira detalha as etapas referentes à obtenção e tratamento dos dados de entrada e a quarta, por fim, estabelece o processo padrão de elaboração e produção dos mapas para análise dos resultados.

5.1. Metodologia

Para avaliar geograficamente o aproveitamento real do recurso solar através da tecnologia fotovoltaica, este estudo utiliza um método de cálculo da energia elétrica gerada considerando a eficiência elétrica real, calculada para cada área de subdivisão do território em uma malha com a maior resolução possível, adequada à disponibilidade e confiabilidade de dados para este nível de subdivisão.

A metodologia é composta por três etapas: a primeira corresponde à obtenção, organização e tratamento dos dados; a segunda, a aplicação dos modelos matemáticos para a irradiância e eficiência horária, produzindo os dados georreferenciados; e a terceira consiste em elaborar os mapas corrigidos. Estas três etapas são aplicadas de forma subsequente para cada um dos 12 meses do ano, o que permite ao final deste processo obter os resultados em média anual.

Dessa forma, a primeira e a segunda etapa supracitadas, sob uma perspectiva prática, podem ser compreendidas visão geral nos seguintes processos sequenciais:

- I. Subdividir o território brasileiro em pequenas áreas, com a máxima resolução possível, adequada à disponibilidade de dados para a malha de subdivisão;
- II. Obter e tratar os conjuntos de dados meteorológicos para os 12 meses do ano;
- III. Repetir os processos das etapas a, b e c abaixo para cada um dos 12 meses do ano:
 - a. Associar, para cada área geográfica, os dados de irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento em valores médios horários típicos para o mês em análise;
 - b. Calcular, para cada área geográfica, a temperatura de operação das células, a eficiência real e a energia gerada através de um modelo matemático que correlaciona as variáveis determinantes para a eficiência elétrica de cada tecnologia fotovoltaica.
 - c. Calcular os indicadores estatísticos de médias, máximos e mínimos, bem como os histogramas mensais por tecnologia.
- IV. Obter os valores médios anuais da eficiência real e energia gerada final por tecnologia;

- V. Elaborar os mapas para os 12 meses do ano e para a média anual dos resultados por tecnologia.

A Figura 20 ilustra o fluxo de etapas do processo metodológico proposto.

Para a realização do estudo é essencial utilizar um grande conjunto de dados para todo o território nacional, em base georreferenciada para os 12 meses do ano. Os principais dados considerados referem-se à irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento. Visto que o objetivo do trabalho é produzir mapas, é importante que os dados obtidos sejam georreferenciados e que cubram toda a área do território do país. Para o tratamento de dados e processamento de mapas é utilizado o software de geoprocessamento de código livre Quantum GIS (QGIS)⁸.

Os dados meteorológicos necessários para a modelagem matemática podem ser obtidos através de bancos de dados de medições de campo ou através de modelos de geração de dados. A pré-análise e o tratamento dos dados são realizados através de verificações estatísticas básicas e da geração de mapas destes dados para comparação com mapas validados e publicados na literatura de conjuntos de dados similares.

Visto que o potencial solar e as condições meteorológicas variam significativamente ao longo do ano e do território brasileiro, faz-se necessário que o estudo seja realizado de forma segmentada na menor escala de tempo possível, que neste caso são os 12 meses do ano. Além disso, o fluxo solar e as condições climáticas apresentam grande variação ao longo das horas do dia, o que não permitiria uma análise representativa caso fossem consideradas médias diárias. Portanto, os dados e a modelagem utilizados são aplicados de forma iterativa para cada mês do ano, de forma individual, através de médias horárias típicas para cada um dos meses. Assim, apenas após este processo iterativo os resultados podem ser reunidos para a análise consolidada anual.

⁸ O QGIS é um Sistema de Informação Geográfica (SIG) de Código Aberto licenciado segundo a Licença Pública Geral GNU. O QGIS é um projeto oficial da *Open Source Geospatial Foundation* (OSGeo). Funciona em Linux, Unix, Mac OSX, Windows e Android e suporta inúmeros formatos de vetores, rasters e bases de dados e funcionalidades.

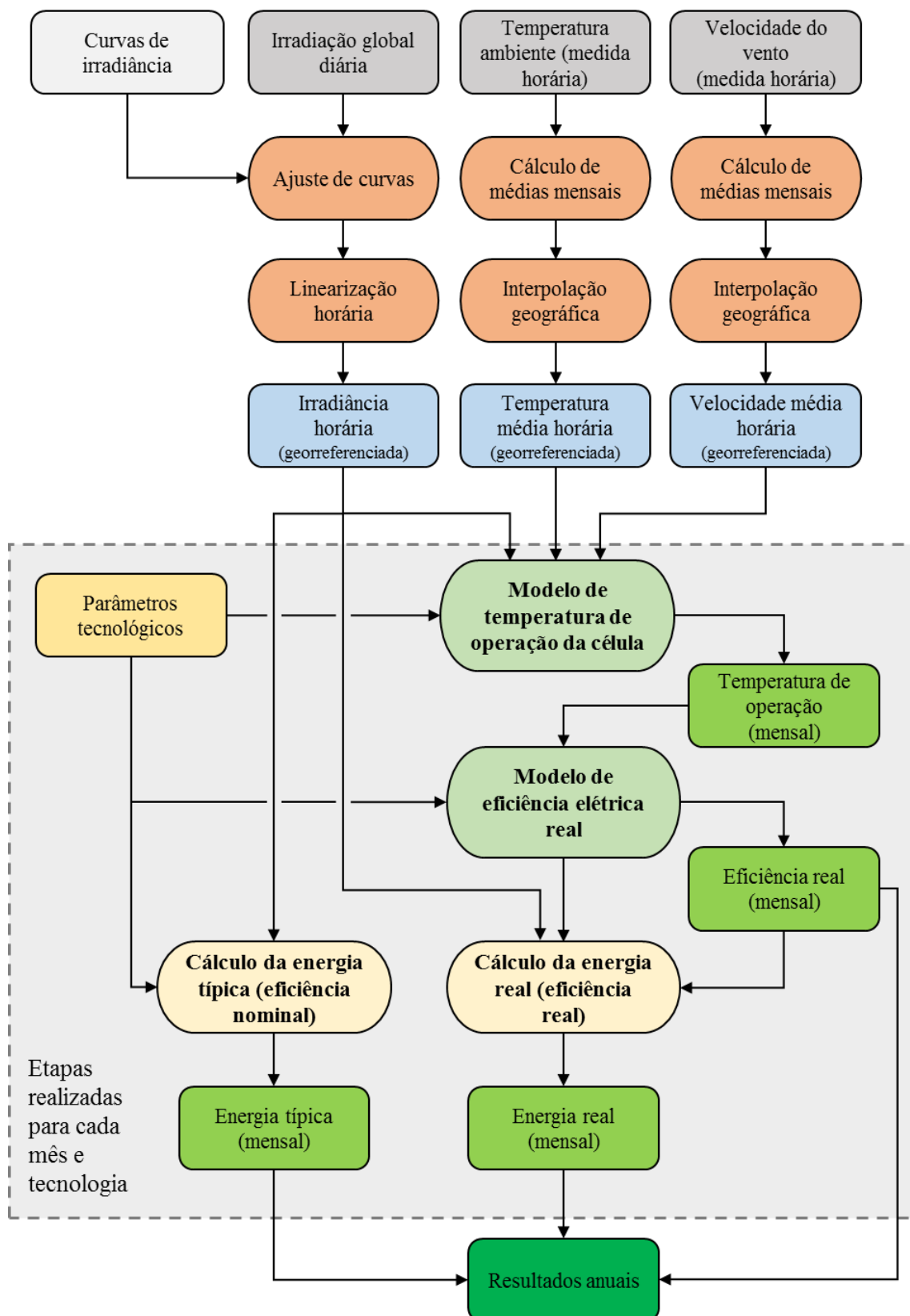


Figura 20. Metodologia

Para os dados de temperatura e velocidade do vento, é possível utilizar valores medidos por estações meteorológicas espalhadas pelo país e convertidos em médias

horárias para todos os dias do ano, relativos aos últimos três anos de medições. Neste caso, é necessário calcular as médias mensais típicas para cada variável, o que foi feito através de automação de planilhas Excel. No entanto, estes dados não estão disponíveis para uma grande malha de subdivisão do território e, portanto, é preciso realizar uma interpolação geográfica a fim de garantir a abrangência para todos os pontos da subdivisão. A interpolação geográfica é realizada por meio da utilização dos módulos de interpolação e de amostragem geográfica do software QGIS com o apoio do Excel.

Para os dados de irradiância horária, disponíveis para uma malha de grande resolução, que define a subdivisão do território para este estudo, realiza-se um ajuste de curvas típicas de irradiância aos dados de energia total diária mensal para que estes representem valores médios horários típicos para cada mês. Este processo deve-se ao fato de que os dados disponíveis representam a irradiação global diária, que consiste na energia total diária média para cada mês (na unidade de $\text{Wh/m}^2.\text{d}$), e a análise necessita dos valores de irradiância, a qual consiste na potência média horária típica de cada mês (na unidade de W/m^2). Portanto, o processo de ajuste de curvas para obtenção dos valores de irradiância horária típica mensal é feito através da linearização horária das curvas típicas de irradiância, obtidas do software de simulação de energias renováveis *System Advisor Model*⁹ (SAM) e que, por sua vez, são ajustadas aos valores de irradiação global da fonte de dados do estudo para os pontos geográficos correspondentes. Isto é, o perfil de cada curva de irradiância local é ajustado, hora a hora, para que represente um perfil em que a irradiação correspondente dessa curva ajustada seja igual ao valor da fonte de dados base.

O segundo conjunto de dados necessários ao trabalho refere-se aos parâmetros e características específicas de cada tecnologia fotovoltaica e que são utilizados nas equações da modelagem matemática do estudo. Estes dados são disponibilizados pelos fabricantes de equipamentos em seus websites e podem ser consolidados em valores médios por tecnologia, representando parâmetros comerciais.

⁹ O SAM é um software livre desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) da *University of Wisconsin* (EUA) que consiste em um modelo de performance e de análise financeira para a avaliação e elaboração de projetos de sistemas de energias renováveis, como solar e eólica.

A modelagem matemática para os cálculos da temperatura de operação, eficiência e energia reais é realizada através de Excel, o que também poderia ser realizado por qualquer software de cálculo em organização tabular. A estrutura do modelo permite que para cada ponto do território nacional, identificado por coordenadas geográficas, esteja associado um conjunto de dados de entrada e outro de saída. Os dados de entrada compreendem as variáveis meteorológicas, de potencial solar e parâmetros tecnológicos. Os dados de saída constituem os resultados da aplicação das equações, como a temperatura de operação das células fotovoltaicas, a eficiência elétrica e a energia real produzida para cada caso de análise. Dessa forma, a consolidação de um modelo matemático em um arquivo base permite que as análises sejam realizadas alterando apenas os conjuntos de dados de entrada e os parâmetros tecnológicos.

Com base na modelagem estruturada e nos dados tratados, é possível rodar o modelo para os diferentes casos de estudo. Cada caso consiste em um conjunto de dados para cada um dos diferentes períodos do ano e para diferentes tecnologias fotovoltaicas. A análise dos resultados estudo é feita, além dos mapas, através de um conjunto padronizado de medidas estatísticas obtidas sobre aos valores resultantes da modelagem matemática.

A elaboração dos mapas é realizada através de um processo padrão, utilizando o software QGIS, de forma que, para cada caso, um mapa com a mesma geometria e nível de informações seja produzido. Para cada mapa são utilizadas cores graduadas para identificar as faixas de valores observados. Estas faixas devem ser padronizadas para garantir a correta interpretação e comparação dos resultados.

A partir dos dados obtidos pela modelagem matemática - estatísticas dos resultados de cada caso e dos mapas produzidos - são realizadas diferentes análises a fim de se obter as conclusões do estudo e identificar novas hipóteses. Estas análises são qualitativas, comparando diferentes áreas, sob a ótica do efeito da temperatura e identificando quais podem ser as melhores regiões para o aproveitamento solar fotovoltaico, e quais tecnologias são as mais adequadas a cada região. Ademais, são realizadas análises quantitativas, baseadas nos histogramas de distribuição de dados e nas tabelas de classificação de potenciais específicos por região e diferentes tecnologias fotovoltaicas.

Por fim são realizados os estudos complementares, em que podem ser feitas pequenas análises para subsidiar a estruturação de estudos futuros sobre o tema. Estes estudos complementares não fazem parte do cerne desta tese e, portanto, são apresentados como hipóteses para estudos futuros.

5.2. Modelagem matemática de energia real

A modelagem matemática central desta análise está baseada em dois modelos, cada um representado por uma equação. O primeiro modelo permite calcular a eficiência real das células fotovoltaicas através de parâmetros tecnológicos, em função da temperatura de operação real das células. O segundo modelo refere-se à correlação que permite obter a temperatura de operação real das células, sendo esta função das variáveis meteorológicas instantâneas e dos parâmetros que representam o arranjo de montagem dos painéis fotovoltaicos.

Os principais resultados obtidos por esta modelagem matemática correspondem aos valores de eficiência elétrica real, ajustados às condições meteorológicas determinantes. Para a obtenção dos resultados são necessárias diversas etapas de organização e tratamento de dados, além da modelagem da irradiância horária, que está detalhada em seção posterior.

Conforme ilustrado na Figura 20, os dois modelos centrais desta análise são aplicados em sequência. O primeiro resulta nos valores de eficiência elétrica real que permitem, através do segundo modelo, calcular a energia real produzida em cada ponto da malha de subdivisão da análise. Para fins de comparação, é calculada ainda a energia nominal, a qual representa a energia que seria produzida em cada ponto da malha da análise pela conversão à taxa de eficiência elétrica nominal da tecnologia fotovoltaica apreciada.

Os dois modelos centrais foram escolhidos com o objetivo de obter uma metodologia simples e, ao mesmo tempo, representativa, a fim de garantir a confiabilidade dos resultados sem a necessidade de aplicação de custosos recursos computacionais. Portanto, a escolha desses modelos centrais permite a realização da análise em computadores pessoais, ao passo que produz resultados representativos e confiáveis.

São descritos, a seguir, os dois modelos centrais desta metodologia bem como a estrutura de cálculo, incluindo os métodos de estimação da energia real e nominal para obtenção dos principais resultados desta análise.

5.2.1. Modelo de eficiência elétrica real

O modelo de eficiência elétrica real, que define a primeira equação central da análise, é representado pela Equação 5. Este modelo, conhecido como a equação linear tradicional de eficiência elétrica fotovoltaica, é amplamente utilizado em modelagens de sistemas fotovoltaicos relacionadas à dependência da temperatura, conforme descrito por EVANS (1981), SKOPLAKI et al. (2008), SKOPLAKI & PAYVOS (2009) e DUBEY et al. (2015).

$$\eta_c = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref})] \quad 5$$

Onde η_c é a eficiência elétrica das células (ou módulos), η_{ref} a eficiência elétrica nominal à T_{ref} , sendo esta a temperatura de referência da tecnologia, β_{ref} o coeficiente de correção da eficiência em função da temperatura ($^{\circ}\text{C}^{-1}$), também conhecido como coeficiente de temperatura, e T_c a temperatura de operação da célula ou módulo. Os valores de η_{ref} , T_{ref} e β_{ref} representam parâmetros tecnológicos, dependentes dos materiais e arranjos de cada fabricante de equipamentos (EVANS, 1981; SKOPLAKI et al., 2008; SKOPLAKI & PAYVOS, 2009; DUBEY et al., 2015).

Os valores de T_c , fundamentais para o cálculo da eficiência elétrica real, são obtidos através de modelagem termodinâmica das células e módulos fotovoltaicos e dependem das condições ambientais em que o sistema está operando. A modelagem da temperatura de operação representa a segunda equação central da análise e será apresentada na seção 5.2.2.

A fim de avaliar a aplicabilidade de distintas tecnologias fotovoltaicas para o território brasileiro, diferentes valores são aplicados aos dois principais parâmetros tecnológicos: coeficiente de temperatura, β_{ref} , e eficiência elétrica de referência, η_{ref} . Assim, a variação destes parâmetros, associada à modelagem de temperatura de operação das células, permite a obtenção de inúmeros casos de análise por meio da comparação de diferentes tecnologias e suas aplicabilidades por todas as regiões do

país. A seguir será apresentada uma descrição resumida e comparativa dos parâmetros tecnológicos considerados nesta análise.

5.2.1.1. Parâmetros tecnológicos

A eficiência elétrica de referência, η_{ref} , representa a relação de conversão de fluxo de energia solar incidente em potência elétrica pelas células fotovoltaicas, na condição de operação da temperatura de referência e sob uma irradiância de 1.000 W/m² (EVANS, 1981). O coeficiente de temperatura, β_{ref} , que corrige a eficiência elétrica de referência de acordo com as condições operativas reais da tecnologia, é determinante para o cálculo da eficiência elétrica real dos componentes fotovoltaicos. Quanto maior o valor de β_{ref} , maior é o impacto que a temperatura de operação tem na diminuição do desempenho de conversão de energia solar em potência elétrica pelas células solares. Este efeito, bem como a eficiência elétrica de referência, η_{ref} , são determinados pelos materiais empregados e pelas características construtivas dos equipamentos fotovoltaicos (SUBHASH et al., 2015; SKOPLAKI et al., 2008).

Os valores destes coeficientes tecnológicos são fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos fotovoltaicos. Estes valores podem ser medidos através de testes de laboratório nos quais a potência elétrica do módulo é medida em duas temperaturas diferentes para um nível de irradiância (HART & RAGHURAMAN, 1982). No entanto, os valores de β_{ref} não dependem exclusivamente dos materiais dos equipamentos, mas também da temperatura de referência T_{ref} , conforme a Equação 7.

$$\beta_{ref} = \frac{1}{T_0 - T_{ref}} \quad 7$$

Onde T_0 é a maior temperatura em que a eficiência elétrica do módulo é zerada (GARD & AGARWAL, 1994). Os valores de T_0 dependem, por sua vez, dos materiais dos equipamentos fotovoltaicos. Por exemplo, para módulos de silício monocristalino este parâmetro assume valor 270°C. Embora a Equação 7 represente a forma de cálculo do coeficiente de temperatura, é comum os fabricantes já fornecerem os valores de β_{ref} para os seus equipamentos.

Para contemplar neste estudo a avaliação das principais tecnologias fotovoltaicas comerciais, considerando parâmetros tecnológicos aplicáveis em projetos

reais, os valores típicos dos principais coeficientes foram consolidados através de uma pesquisa de informações dos maiores fabricantes de módulos e células fotovoltaicas no mundo. A primeira etapa desta pesquisa de parâmetros compreende listar os principais e maiores fabricantes das tecnologias fotovoltaicas comerciais. A segunda etapa consiste em obter os catálogos dos produtos destes fabricantes e produzir, a partir deles, os valores médios dos coeficientes e parâmetros por tipo de tecnologia. A fim de alcançar resultados médios com maior grau de certeza, buscou-se o maior número de catálogos possíveis para cada tecnologia avaliada. A Tabela 3 apresenta a lista dos principais fabricantes consultados, por tecnologia fabricada, e a quantidade de catálogos considerados para cada uma delas.

Tabela 3. Lista dos principais fabricantes de módulos fotovoltaicos e catálogos considerados na pesquisa de parâmetros tecnológicos da análise.

Tecnologia	Poly-Si	Mono-Si	a-Si/ mcSi	CdS/CdTe	CdTe	CIS
Número de Fabricantes	12	10	2	3	2	2
Número de catálogos considerados	41	45	8	3	3	3
Fabricantes	Canadian Solar; GCL; JA Solar; Jinko; Kyocera; Neo Solar; Q Cells; Renesola; Sharp; Suntech; Trinasolar; Yingli	Canadian Solar; JA Solar; Jinko; Neo Solar; Renesola; SF-PV; Sunpower; Suntech; Trinasolar; Yingli	Kaneka; Sharp	Antec; Calyxo; First Solar	First Solar; GE	Saint Gobain; Solar Frontier

As tecnologias de filmes finos com composição de CdS/CdTe e de CdTe foram separadas em diferentes casos pois apresentam níveis de eficiência e coeficientes de temperatura significativamente diferentes entre si.

A Figura 21 apresenta a distribuição dos valores obtidos para a eficiência elétrica nominal à temperatura de referência (η_{ref}) e a Figura 22 a distribuição de valores para o coeficiente de temperatura (β_{ref}). A Tabela 4 apresenta os casos de estudo e os

parâmetros tecnológicos médios considerados, bem como as faixas de limites máximos e mínimos para cada parâmetro, obtidos a partir dos catálogos dos fabricantes.

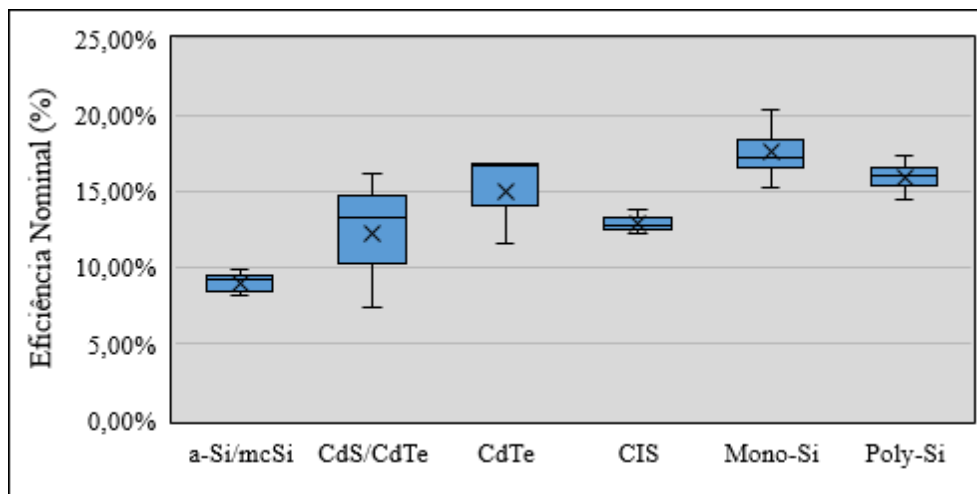


Figura 21. Distribuição valores para a eficiência elétrica nominal (η_{ref}) das tecnologias fotovoltaicas comercializadas pelos maiores fabricantes até 2015.

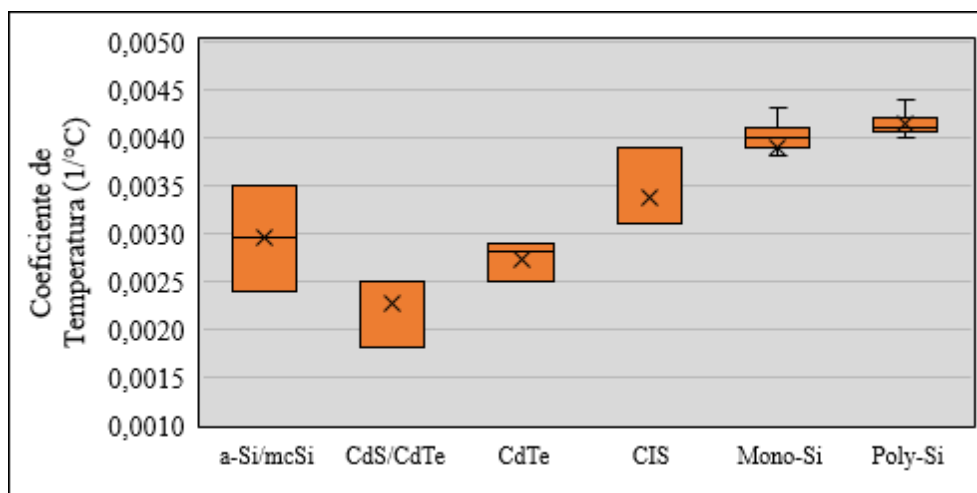


Figura 22. Distribuição de valores para o coeficiente de temperatura (β_{ref}) das tecnologias fotovoltaicas comercializadas pelos maiores fabricantes até 2015.

Tabela 4. Casos de análise e parâmetros médios considerados.

CASO	Tecnologia	Eficiência Nominal à T_{ref} [η_{Tref} (%)]			Coeficiente de Temperatura [β_{ref} (1/°C)]		
		Média	Menor	Maior	Média	Menor	Maior
A	Poly-Si	15.86%	12.80%	18.60%	0.00415	0.00353	0.00485
B	Mono-Si	17.62%	15.29%	21.50%	0.00389	0.00280	0.00430
C	a-Si/mcSi	9.00%	8.20%	9.80%	0.00295	0.00240	0.00350
D	CdS/CdTe	12.23%	7.30%	16.20%	0.00227	0.00180	0.00250
E	CdTe	15.00%	11.50%	16.80%	0.00273	0.00250	0.00290
F	CIS	12.93%	12.20%	13.80%	0.00337	0.00310	0.00390

É importante destacar que os valores médios alcançados pela normalização dos parâmetros comerciais dos maiores fabricantes mundiais diferem dos valores de eficiência mais elevados, conforme verificado por GREEN (2016) e NREL (2016). Tal fato deve-se ao objetivo de avaliar neste estudo o comportamento de tecnologias consolidadas em mercado e que, portanto, têm maior viabilidade econômica para o caso brasileiro, onde a capacidade produtiva desta tecnologia é pequena.

A análise desenvolvida é aplicada às 6 opções tecnológicas, conforme indicado pelos casos de estudo referenciados de “A” a “F”. Cada caso é analisado para cada um dos meses e que, ao final, podem ser convertidos em uma média anual. Os resultados de cada análise são obtidos através da alteração dos valores de eficiência elétrica nominal e coeficiente de temperatura, para cada mês de análise e arranjo de instalação.

5.2.2. Modelo de temperatura de operação das células

O modelo de temperatura de operação das células, que define a segunda equação central da análise, foi desenvolvido e testado por SKOPLAKI et al. (2008) e está representado pela Equação 6.

$$T_c = T_a + \omega \left(\frac{0,32}{8,91 + 2,0V_f} \right) G_T \quad 6$$

Onde T_c corresponde à temperatura de operação da célula, calculada de acordo com a condições instantâneas de operação: temperatura ambiente, T_a , velocidade do vento, V_f , e irradiância global, G_T . Além das variáveis meteorológicas, a Equação 6 permite ainda calcular T_c para diferentes arranjos de instalação dos módulos fotovoltaicos através da escolha do coeficiente de montagem ω (SKOPLAKI et al., 2008).

Este modelo caracteriza-se como uma correlação explícita que resulta na temperatura de operação das células fotovoltaicas diretamente a partir das variáveis meteorológicas e de um parâmetro de montagem, sem a necessidade de cálculos iterativos, como ocorreria no uso de correlações implícitas. Das três variáveis determinantes, pode-se classificá-las em ordem decrescente de sensibilidade nos resultados: a irradiância, a velocidade do vento e a temperatura ambiente (GRIFFITH et

al., 1981). As variáveis meteorológicas são, portanto, os principais dados necessários para execução desta análise.

Apesar de bastante simples, esta correlação apresenta desvios máximos de 3°C em relação aos dados experimentais para a faixa de valores de velocidade do vento, V_f , entre 1,0 e 15 m/s. Os resultados para as faixas de V_f , entre 1,2 a 4,0 m/s, e de G_T entre 600 e 1.100 W/m², são ainda mais representativos por apresentarem desvios máximos de 1,6 °C. Para faixas de valores de V_f entre 0 e 1 m/s a esta correlação apresenta desvios maiores, devido à desconsideração dos fenômenos da convecção natural e da radiação em sua modelagem, o que não inviabiliza sua utilização (SKOPLAKI et al., 2008).

A Equação 6, ao ser aplicada a valores de V_f entre 0 e 15 m/s, produz resultados com erro esperado de 2 °C, conforme validados experimentalmente por SKOPLAKI et al. (2008). Este valor de erro é aceitável nesta análise à medida que leva a desvios máximos de 0,8% no cálculo, o que corresponde, a uma diminuição real absoluta no valor de eficiência elétrica de menos de 0,12% para a tecnologia de silício policristalino (15,0% \pm 0,12%).

5.2.2.1. Coeficiente de montagem

O parâmetro ω representa o coeficiente de montagem que permite correlacionar os diferentes arranjos de instalação dos módulos fotovoltaicos com a modelagem heurística de cálculo da temperatura de operação, utilizada na definição da Equação 6. Este coeficiente está associado às diferentes condições de transferência de calor entre as células e módulos fotovoltaicos com o ambiente.

A Equação 6 é modelada, inicialmente, para a condição de montagem livre na qual ω assume o valor 1. Nesta condição os módulos fotovoltaicos possuem ambas as faces, frontal e posterior, em contato direto com o ar ambiente e submetidos ao fluxo de ar. Em função disso, esta condição possibilita a ocorrência de maiores taxas de transferência de calor, pois os fenômenos de radiação, condução e convecção podem ocorrer em praticamente todas as direções, levando a temperaturas de operação menores quando contrapostas às outras configurações de instalação (SKOPLAKI et al., 2008).

O coeficiente de montagem adimensional é adicionado à correlação para que esta possa ser utilizada, além da configuração livre, em análises de instalações fotovoltaicas em telhados planos, inclinados ou integrados às edificações. Nestas configurações, os fenômenos de troca térmica apresentam comportamentos diferentes se comparados à montagem livre. Nos arranjos integrados às edificações, o contato com o fluxo de ar na seção posterior é menor e os fenômenos térmicos provocam maiores resistências térmicas. Tal fato conduz, por consequência, a temperaturas de operação mais elevadas. Assim estas diferentes condições termodinâmicas são traduzidas em diferentes valores para o coeficiente de montagem. A Figura 23 a seguir ilustra os quatro tipos de arranjo de instalação para os quais a Equação 6 é aplicável.



Figura 23. Imagens de arranjos de instalação. Em sentido horário a partir da foto superior esquerda: montagem livre; telhado plano; telhado inclinado; integrado à edificação.

A Tabela 5 a seguir apresenta as faixas aplicáveis de valores de ω para os diferentes arranjos de instalação aplicáveis.

Tabela 5. Coeficiente de montagem para diferentes arranjos (SKOPLAKI et al., 2008).

Arranjo	ω
Montagem Livre	1,0
Telhado Plano	1,2
Telhado Inclinado	1,0 - 2,7
Integrado à Edificação	2,2 - 2,6

Os valores indicados para o coeficiente de montagem nos arranjos de Telhado Inclinado e Integrado à Edificação apresentam faixas bastante amplas, pois diferentes configurações e condições de instalação são possíveis para cada grupo.

5.2.3. Métodos de cálculo de energia produzida

Na obtenção dos valores de energia real e nominal para cada ponto da malha da análise, dois métodos de cálculo são aplicados, os quais estão descritos nas seções a seguir.

5.2.3.1. Cálculo de energia real

O método matemático para o cálculo de energia real tem como resultado os valores de energia real total diária por m² de superfície, que são obtidos sob as condições reais de operação das tecnologias fotovoltaicas. Neste cálculo, os valores de energia real são resultado do somatório dos valores de potência elétrica por unidade de superfície ao longo do dia.

A potência elétrica real dos módulos fotovoltaicos é proporcional à irradiância e depende das características e propriedades dos materiais utilizados na construção destes equipamentos, os quais variam a cada instante durante a operação real. A Equação 8 a seguir, ajustada para a terminologia utilizada na análise, permite o cálculo de potência elétrica aplicável a diferentes tecnologias fotovoltaicas, como demonstrado por SINGH & RAVINDRA (2012).

$$\overline{P}_r(t) = \eta_r(t) \cdot I(t) \quad 8$$

Onde $\overline{P}_r(t)$ é a potência elétrica real por unidade de área produzida na condição operacional com eficiência elétrica real $\eta_r(t)$ e sob a irradiância $I(t)$, sendo t a hora do dia. Neste formato, as propriedades de transmitância e absorbância das camadas de proteção e revestimento dos módulos fotovoltaicos são suprimidos. Dessa forma, valores de energia elétrica diária obtidos representam a conversão direta do recurso primário, energia solar, em energia elétrica por uma área fixa, sob a eficiência elétrica real calculada. Esta consideração não prejudica os resultados desta análise à medida que estas propriedades das camadas externas dos módulos não variam com as condições operacionais e dependem dos materiais utilizados por cada fabricante. Isto é, para a obtenção da potência elétrica gerada pelos módulos deve-se considerar sobre os resultados deste estudo as perdas associadas às camadas de revestimento e proteção dos módulos comerciais.

O cálculo de energia total diária, a rigor, deve ser calculado de forma infinitesimal, que representa a integral da curva diária de potência elétrica gerada. No entanto, visto que nesta análise são calculados valores médios horários, o cálculo de energia real diária é aproximado pelo somatório das potências médias horários conforme a Equação 9.

$$E_r = \int_{h_i}^{h_f} P_r(t) \cong \sum_{t=h_i}^{h_f} \overline{P}_r(t) \quad 9$$

Onde E_r corresponde à energia elétrica real produzida em um dia típico por unidade de área, sob a unidade de Wh/m².d, h_i a hora inicial do período de insolação diário, h_f a hora final do período de insolação, $P_r(t)$ a potência elétrica real obtida para o instante t , e $\overline{P}_r(t)$ a potência elétrica real média para a hora t .

5.2.3.2. Cálculo de energia nominal

O cálculo de energia nominal permite obter os valores de energia total diária por m² que seria gerada em condições nominais, ou de referência, para cada tecnologia, sem a correção da eficiência elétrica em condições operacionais reais. Isto é, a energia nominal é aquela produzida sob condições de eficiência nominal de cada tecnologia.

O método de cálculo da energia total diária nominal, bem como da potência elétrica nominal por metro, é o mesmo daquele aplicado para a energia real, apenas com a alteração do valor de eficiência elétrica considerada. No caso da energia nominal considera-se, ao invés da eficiência elétrica real, o mesmo valor da eficiência elétrica nominal informada pelos fabricantes dos equipamentos. As Equações 10 e 11 representam os métodos de cálculo aplicados para obtenção da potência nominal, $\overline{P}_n(t)$ e da energia nominal total diária, E_n .

$$\overline{P}_n(t) = \eta_{T_{ref}} \cdot I(t) \quad 10$$

De forma que a Equação 8 é modificada para:

$$E_n = \int_{h_i}^{h_f} P_n(t) \cong \sum_{t=h_i}^{h_f} \overline{P}_n(t) \quad 11$$

Onde $\overline{P_n}(t)$ é a potência elétrica nominal média por unidade de área produzida na condição operacional com eficiência elétrica nominal η_{Tref} e sob a irradiância $I(t)$, sendo t a hora do dia.

5.2.4. Estrutura de cálculo do modelo

A estrutura de cálculo aplicada nesta metodologia é realizada em planilhas de cálculo de forma que cada linha corresponde a um ponto geográfico da malha de subdivisão da análise e cada coluna está associada a um dado ou valor obtidos por equações matemáticas. Para cada um dos meses do ano é elaborada uma planilha de cálculo individual visto que o grande volume de dados necessários, que chega à ordem de alguns milhões de valores.

As etapas de tratamento de dados e modelagem da irradiância são realizadas em estruturas separadas. Portanto, no cálculo central os dados de entrada são inseridos já tratados, bem como os coeficientes lineares de irradiância horária e os parâmetros tecnológicos dos modelos de eficiência e temperatura.

Assim, para cada ponto da malha e hora típica do mês estão associados os valores de irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento. Com base nesses valores horários a Equação 6 possibilita obter também, para cada hora típica, os valores de temperatura de operação das células, os quais, por sua vez, permitem calcular os valores de eficiência elétrica real horária através da Equação 5. Com base nestes resultados horários, são possíveis obter, para cada ponto, a potência elétrica real média horária e a energia real por meio das Equações 8 e 9, respectivamente. Da mesma forma, a potência elétrica e a energia nominal são possíveis de serem obtidas com o uso das Equações 10 e 11.

5.3. Dados de entrada

Os dados de entrada desta modelagem matemática podem ser reunidos em dois conjuntos. O primeiro grupo de dados refere-se aos dados do potencial solar, através das medidas de irradiação global, e o segundo refere-se aos dados meteorológicos: a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Para cada um dos grupos de dados, nas duas seções a seguir, são apresentadas as fontes de dados utilizadas e o tratamento aplicado aos mesmos para sua utilização neste estudo.

5.3.1. Irradiação solar

Os dados de irradiação solar utilizados são obtidos a partir dos resultados do projeto SWERA¹⁰. Este projeto internacional foi aplicado em trinta países piloto, que foram selecionados com o objetivo de prever e promover a inserção de fontes renováveis de energia solar e eólica nestes países. No Brasil, o projeto foi aplicado para a fonte solar, com a produção de médias mensais e anuais, e para a fonte eólica, apenas para médias anuais (MARTINS et al., 2007; COLLE & PEREIRA, 1998).

Os dados resultantes do projeto SWERA estão disponíveis em dois formatos: conjuntos de mapas cartográficos e bases de dados georreferenciada, sendo esta a utilizada neste estudo. Em ambos os casos a cobertura do território nacional foi feita na subdivisão de 10 x 10 km ou 40 x 40 km. A base de dados escolhida neste estudo é a que subdivide o território brasileiro em áreas de 10 km de lado, de forma que cada área é associada a um ponto geográfico, o que representa um total de 87.586 pontos geográficos. A escolha desta malha de subdivisão em áreas menores, em detrimento da malha com 40 km de lado, visa produzir resultados com a maior resolução possível para os mapas finais. Além disso, a base de dados escolhida apresenta os dados de irradiação global organizados em médias mensais, média anual e por estação do ano, o que permite a análise mensal conforme proposto na metodologia.

Embora os dados já estejam disponíveis para todo a malha do estudo e organizados mensalmente, eles correspondem à irradiação global mensal e não à irradiância, conforme necessário para aplicação da metodologia. Em outras palavras, os dados do SWERA apresentam valores diários da irradiação global (em Wh/m²/d) que representam a integral da curva da irradiância solar para a posição geográfica e mês em questão. Portanto, faz-se necessário o cálculo dos valores de irradiância horária, que correspondem aos pontos da curva (em W/m²/d), para cada localização geográfica e hora do mês correspondente. O método e os detalhes do processo de obtenção dos valores típicos de irradiância horária são apresentados na seção 5.3.1.2.

¹⁰ O projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) foi desenvolvido no Brasil pelo Instituto Brasileiro de Pesquisas Espaciais (INPE) com o apoio do Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR-UFSC) e do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) com o US Renewable Energy Laboratory (NREL) nos Estados Unidos (MARTINS et al., 2007)

Portanto, a escolha da base de dados do SWERA, nesta subdivisão do território em áreas de 100 km², é a que estabelece a geometria da malha do estudo aqui realizado visto que apresenta dados confiáveis para cada um dos 12 meses do ano. Conforme apresentado a seguir, a segunda base de dados utilizados para as variáveis meteorológicas possuem distribuição geográfica muito menor que do SWERA e, por esse motivo, devem ser adequados à malha de 100 km². Os dados de velocidade do vento produzidos pelo projeto SWERA não são aplicáveis neste estudo à medida que fornecem valores estimados para a altura de 50m, que é muito maior que a altura típica de plantas solares centralizadas. Além disso, estes dados estão disponíveis apenas para a média anual, o que impossibilitaria uma análise mais precisa.

5.3.1.1. Modelo e dados de irradiação global

Os dados georreferenciados de potencial solar diário para o Brasil foram produzidos a partir do modelo de transferência de radiação derivado de satélite BRASIL-SR, desenvolvidos pelo INPE e LABSOLAR/UFSC com base no modelo IGMK de autoria de pesquisadores do GKSS *Forschungszentrum*. O modelo BRASIL-SR é um modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície, que combina a utilização da aproximação de “Dois-Fluxos” na solução da equação de transferência radiativa, com o uso de informações climatológicas e parâmetros determinados através de imagens de satélite (MARTINS et al., 2006; MARTINS et al., 2007).

O modelo BRASIL-SR produz valores estimados para a irradiação solar na superfície utilizando uma abordagem de solução da equação de transferência radiativa atmosférica. Os dados de entrada do modelo são provenientes de imagens de satélite e bases de dados climáticos para temperatura do ar, albedo da superfície, umidade relativa, visibilidade atmosféricas, cobertura efetiva de nuvens e elevação da superfície (MARTINS et al., 2006; MARTINS et al., 2007).

A estimação dos valores de irradiação na superfície, F_I , são obtidos através da Equação 12, onde F_0 é a irradiação solar extraterrestre. O primeiro termo refere-se à condição de céu claro e o segundo de céu nublado. Os valores de transmitância, τ_{clear} e τ_{cloud} , são obtidos por meio da parametrização dos dados climáticos e da posição

geográfica. O coeficiente de cobertura por nuvens, CCI , é o que pondera a transmitância, de acordo com a condição de nebulosidade (MARTINS et al., 2007).

$$F_1 = F_0\{\tau_{clear}(1 - CCI) + \tau_{cloud}CCI\} \quad 12$$

O modelo BRASIL-SR pode produzir valores estimados do recurso solar para o território brasileiro com uma ponderação importante no que tange à nebulosidade. A Equação 12 produz resultados precisos, conforme demonstrado por Colle & Pereira (1998), e validados através da comparação com os dados medidos por oito sondas do INPE distribuídas pelo território brasileiro. Assim, os dados de irradiação global utilizados neste estudo podem ser considerados precisos e já estão associados, através da modelagem de obtenção, a um fator determinante para o potencial solar local: a nebulosidade.

A Figura 24 apresentam os mapas de irradiação solar com os dados produzidos pelo SWERA, através do modelo BRASIL-SR, para a média das quatro estações do ano.

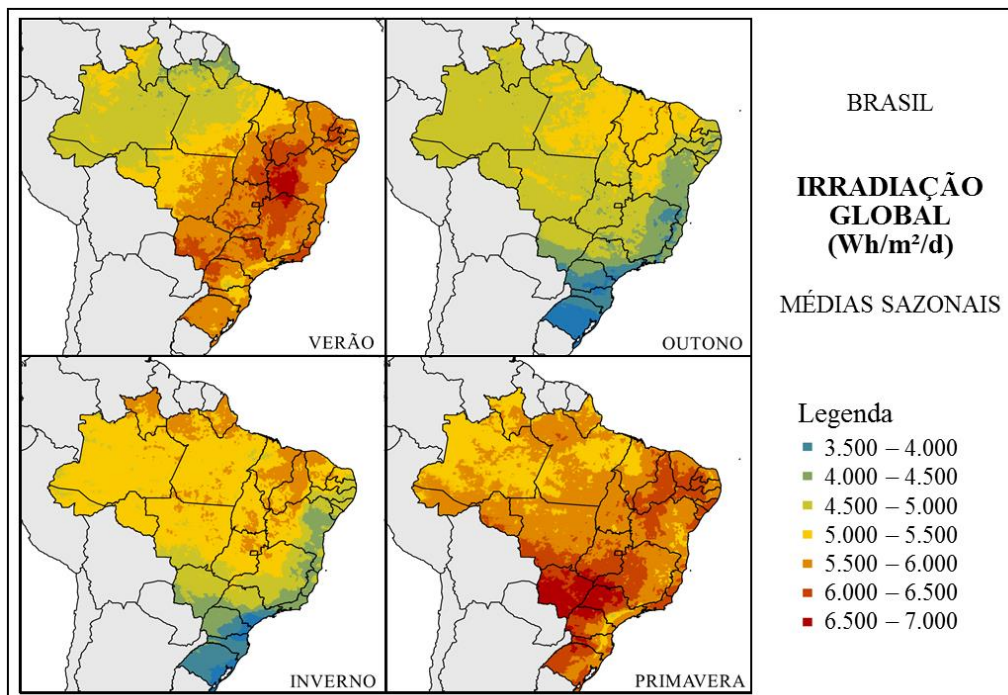


Figura 24. Irradiação global diária (Wh/m²/d) para as quatro estações do ano. Elaboração própria a partir de SWERA (2006).

Na Figura 24 para as quatro estações do ano, o mapa da primavera foi produzido com os dados de outubro a dezembro; o mapa do verão com os dados de

janeiro a março; o mapa do outono com os dados de abril a junho; e o mapa do inverno com os dados de julho a setembro.

A Figura 25 apresenta a variabilidade dos dados para as cinco regiões do país, bem como os valores médios e os limites máximos e mínimos. A Figura 26 demonstra a grande variabilidade por região das faixas de irradiação global anual no Brasil.

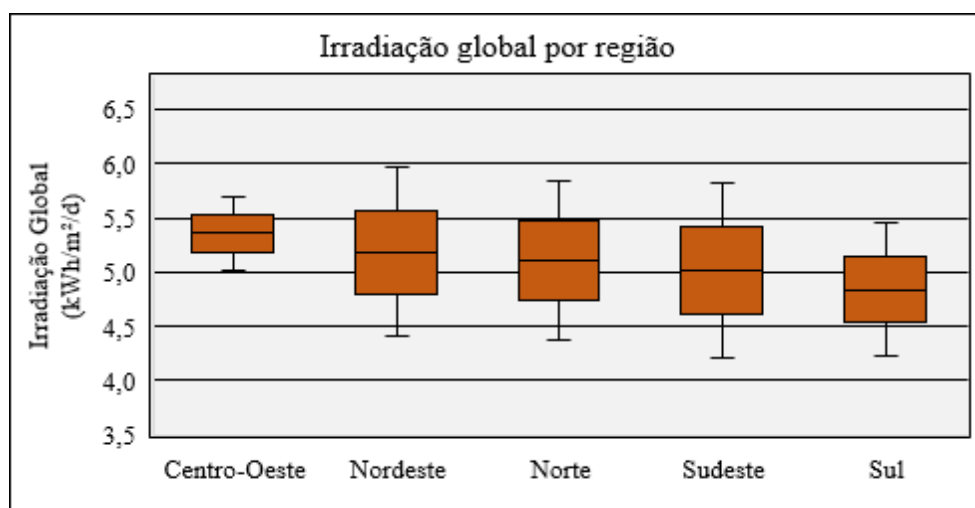


Figura 25. Variabilidade anual da irradiação global (Elaboração própria a partir de SWERA, 2006).

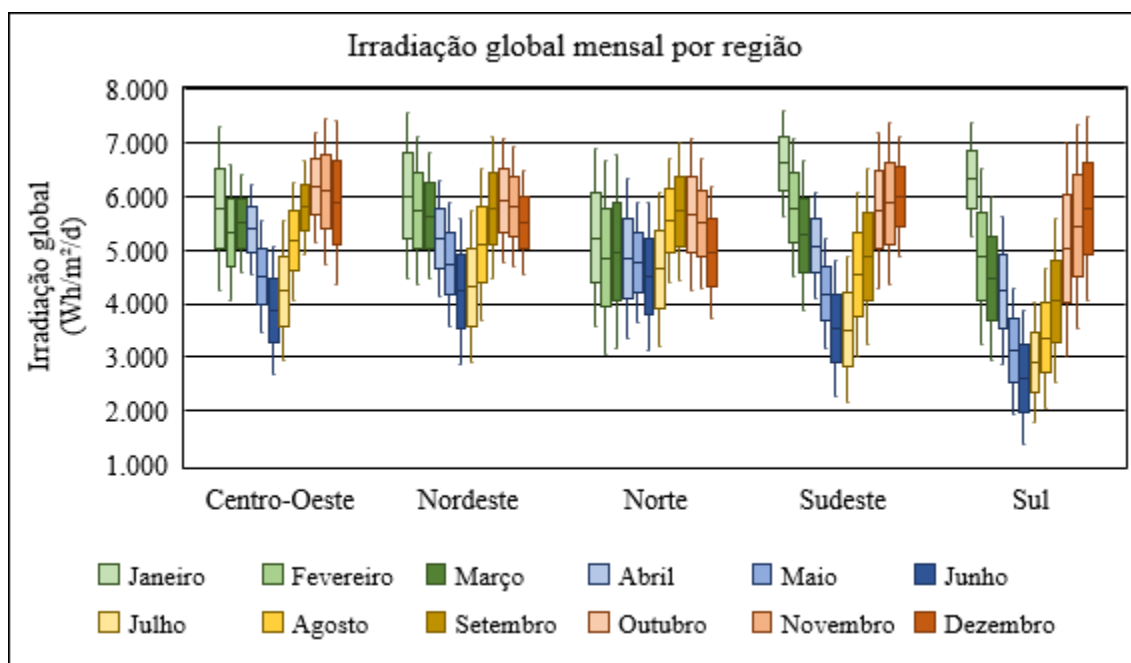


Figura 26. Variabilidade mensal da irradiação global nas regiões brasileiras (Elaboração própria a partir de SWERA, 2006).

Através da Figura 26 observam-se claramente as diferenças significativas que ocorrem no potencial solar terrestre para o território brasileiro ao longo dos meses do

ano. Esse fato ressalta a importância de aplicar a análise de aproveitamento real para cada um dos meses do ano, de forma individual, visto que tanto a irradiação global, quanto os dados meteorológicos possuem grande variabilidade ao longo do ano.

5.3.1.2. Modelagem da irradiância horária

O modelo matemático de temperatura de operação das células fotovoltaicas, representado pela Equação 6, é aplicável a períodos curtos (instantâneos ou horários) e não é adequado à utilização em escala de tempo grandes (médias mensais ou diárias). Por esse motivo, o termo da equação que relaciona a absorção de energia solar pela célula é a irradiância, que é o fator mais determinante para a temperatura de operação. Isto é, para a correta utilização da Equação 6 nesta análise, é necessário que os dados do potencial solar sejam referentes à irradiância e não à irradiação global.

Os dados do SWERA de irradiação global estão disponibilizados através da quantificação total da energia que atinge a superfície terrestre para um dia inteiro típico de cada mês. Neste caso, os dados de irradiação global devem ser convertidos para irradiância horária para a utilização da equação central desta modelagem.

A irradiação global diária representa a integral da curva de irradiância típica local, o que representa o somatório infinitesimal dos valores de irradiância ao longo do período de insolação. Sob esta visão entende-se que o método mais preciso para cálculo da irradiância consiste na obtenção de uma curva contínua que represente este somatório e que, a partir da qual, seja possível obter os valores de irradiância para qualquer instante. No entanto, a fim de simplificar a metodologia, mas garantindo boa representatividade da análise, é estabelecido um método simples de linearização horária sobre os dados de irradiação global mensais.¹¹

¹¹ Diferentes métodos para obtenção das curvas de irradiância podem ser empregados. Além do utilizado, outros métodos foram avaliados para esta análise. Um destes métodos trata-se do cálculo das curvas de irradiância contínua, conforme sugerido pela equipe do INPE que desenvolve o modelo BRASIL-SR. Este método permite obter os valores de irradiância instantânea a partir de um modelo de curva de céu claro, desenvolvido pelo próprio INPE. Este modelo utiliza dados climáticos e a posição geográfica para gerar cada uma das curvas de céu claro local. Porém, devido à representação contínua do período de insolação diária, este método exige um grande esforço computacional, o que levaria à maior complexidade de execução da modelagem matemática central desta análise. Com a utilização deste método, os dados validados do SWERA não seriam considerados como os dados de entrada da modelagem desta análise e assim o fator de perda por nebulosidade deixaria de ser considerado.

O método constitui-se na divisão do tempo de insolação diária em faixas horárias. Neste caso o somatório infinitesimal da irradiância é substituído por um somatório geométrico, com a divisão do período de insolação em segmentos horários. Dessa forma, entende-se que a representatividade dos resultados é preservada, mesmo em detrimento da precisão absoluta.

A Figura 27 a seguir ilustra uma curva de irradiância e a representação da irradiação horária calculada para o período de insolação. A área abaixo da curva, que é medida pela sua integral, corresponde à irradiação global total para a curva de irradiância ilustrada, que considera os dados do SWERA.

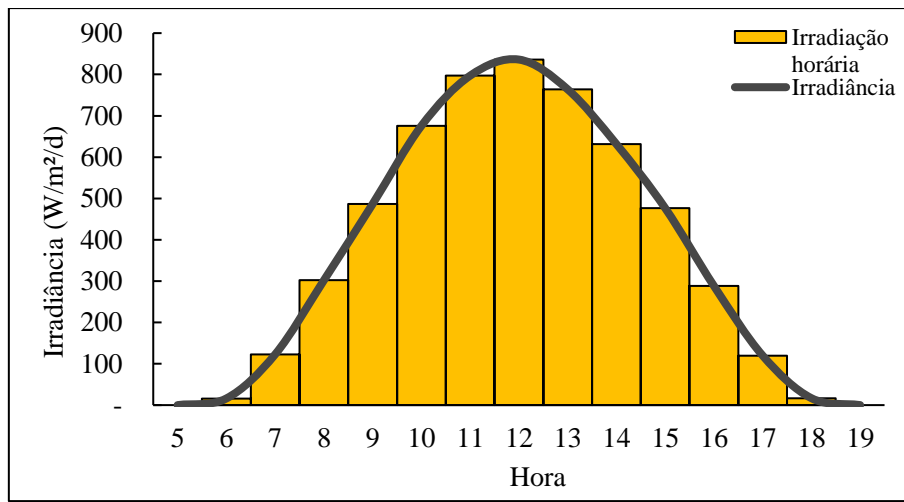


Figura 27. Curva de irradiância e valor de irradiação horária para a cidade de Brasília-DF.

O cálculo dos valores de irradiância, a partir da irradiação, utiliza uma linearização horária de curvas de irradiância típicas ponderadas aos dados do SWERA. O método de Regressão Linear aplicado resulta em uma equação para cada hora do dia e para cada um dos meses do ano. A Equação 13 representa o formato de equação linear utilizado, onde o valor de entrada I_j é a irradiação global média mensal, que é associada a cada dado do SWERA, e o resultado, $G_{i,j}$, é a irradiância média horária. Os coeficientes $a_{i,j}$ e $b_{i,j}$ são obtidos para cada faixa horária e para diferentes meses do ano, sendo i para a hora do dia e j para o mês.

$$G_{i,j} = a_{i,j}I_j + b_{i,j} \quad 13$$

A obtenção dos coeficientes lineares é realizada em quatro etapas:

- i. Obtenção das curvas típicas e dos dados de irradiância horária para diversos pontos geográficos;
- ii. Ajuste destes dados para convergência com valores do SWERA (ponderação);
- iii. Linearização horária dos dados horários dos diversos pontos geográficos e obtenção dos coeficientes $a_{i,j}$ e $b_{i,j}$ para cada hora e cada mês, representando todo o território;
- iv. Cálculo dos coeficientes de determinação (R^2) para verificação da aplicabilidade da Regressão Linear resultante.

A obtenção das curvas e dos dados de irradiância horária é realizada a partir de curvas solares típicas disponíveis no software de modelagem de energias renováveis SAM. Na base de dados deste software estão disponíveis as curvas para 19 localidades brasileiras. Apesar da disponibilidade em poucas localidades, a distribuição geográfica destas é tal que permite boa representação de todas as regiões brasileiras, conforme se pode observar na Figura 28, a qual exhibe a distribuição geográfica dos pontos com curvas disponíveis no SAM.

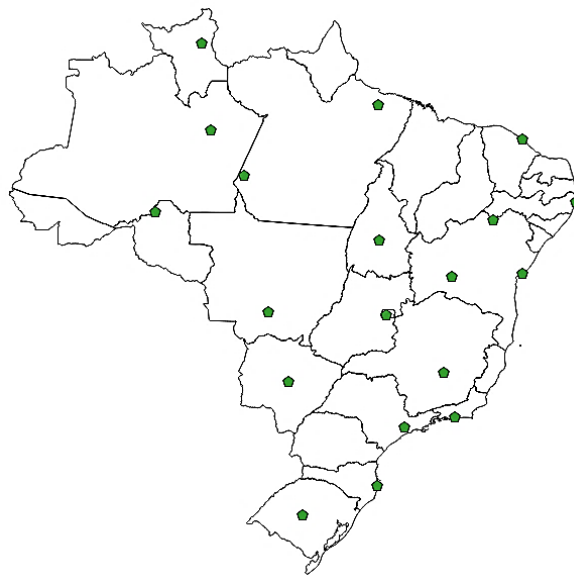


Figura 28. Distribuição geográfica das localidades com dados no SAM

A segunda etapa do método proposto surge da necessidade de ajustamento das curvas aos dados atualizados do SWERA. A base de dados do SAM data de 2003 e não apresenta a mesma precisão que os dados do SWERA, o que leva à urgência de ajuste das curvas para convergência com os dados mais atualizados. Essa etapa, portanto, consiste em ajustar os valores de irradiância representados pela curva do SAM para que

resultem em um valor de irradiação global equivalente ao dado do SWERA para o mesmo ponto geográfico. A Figura 29 a seguir ilustra uma curva típica do SAM; a curva obtida pelo seu ajuste aos dados do SWERA; e a curva ajustada através do método de linearização horária, que foi utilizada no estudo.

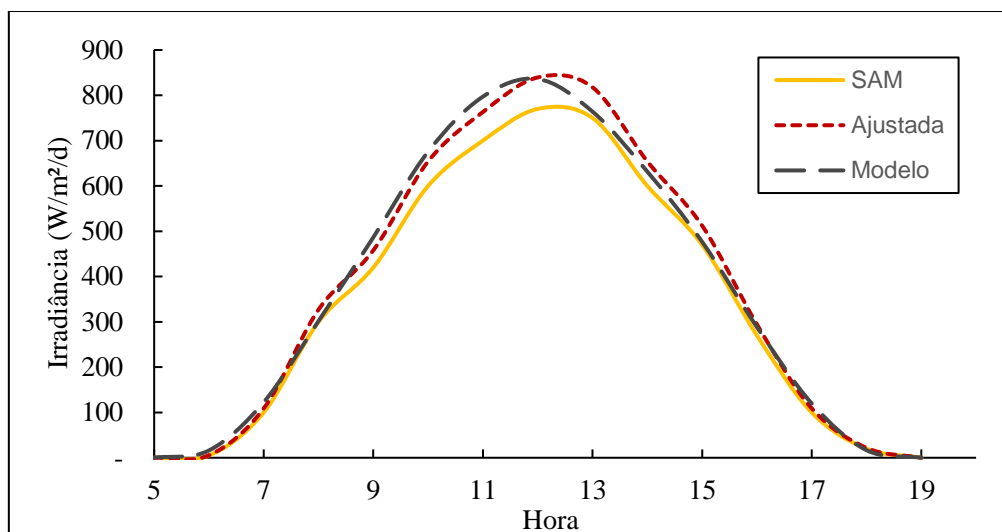


Figura 29. Curva de irradiação para a cidade de Brasília-DF no mês de janeiro.

A partir dos dados ajustados para as 19 localidades do mês j , cada conjunto de dados correspondente à hora i é linearizado produzindo os coeficientes $a_{i,j}$ e $b_{i,j}$ para cada hora i . Este par de coeficientes caracteriza uma equação linear de irradiação horária aplicável a todo território nacional no mês de referência no formato da Equação 13. A Tabela 6 apresenta os resultados alcançados para os coeficientes e erros da linearização para os quatro meses representantes das estações do ano.

De acordo com os valores obtidos para os erros da linearização e a representação das curvas de irradiação na Figura 30 observa-se que o método sugerido é adequado, principalmente, ao considerar-se que para os valores mais representativos (alta irradiação) os erros obtidos são aceitáveis (próximos de 1). Portanto, este método proposto de linearização horária estabelece um modelo prático e simples para análises de potenciais solares em que são necessários valores horários ou contínuos do fluxo de energia solar e tendo-se disponíveis apenas dados de irradiação global.

Tabela 6. Coeficientes e erros associados na modelagem da irradiância horária

Hora (i)	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
VERÃO: Dezembro (j = 12), Janeiro (j = 1) e Fevereiro (j = 2),												
a_{ij}	0.047	0.071	0.096	0.121	0.135	0.114	0.105	0.097	0.074	0.055	0.044	0.021
b_{ij}	-82.80	-71.24	-54.48	-39.77	-16.85	121.69	140.60	89.74	77.46	36.82	-55.19	-70.88
R ²	0.480	0.490	0.600	0.726	0.903	0.960	0.877	0.775	0.564	0.339	0.324	0.143
OUTONO: Março (j = 3), Abril (j = 4) e Maio (j = 5)												
a_{ij}	0.040	0.118	0.116	0.133	0.145	0.152	0.117	0.069	0.027	0.030	0.036	0.006
b_{ij}	-97.27	355.14	-160.44	-65.04	-10.86	-12.02	114.71	249.54	324.17	120.29	-81.21	-17.22
R ²	0.323	0.038	0.456	0.575	0.799	0.849	0.699	0.355	0.035	0.078	0.155	0.030
INVERNO: Junho (j = 6), Julho (j = 7) e Agosto (j = 8)												
a_{ij}	0.026	0.063	0.098	0.107	0.113	0.113	0.112	0.099	0.075	0.073	0.050	0.012
b_{ij}	-34.54	-54.71	-48.41	58.95	128.59	165.77	126.76	83.69	75.24	-80.10	-121.91	-40.24
R ²	0.429	0.590	0.707	0.803	0.863	0.884	0.884	0.779	0.564	0.524	0.322	0.273
PRIMAVERA: Setembro (j = 9), Outubro (j = 10) e Novembro (j = 11)												
a_{ij}	0.063	0.110	0.152	0.167	0.149	0.127	0.094	0.070	0.051	0.017	-0.008	-0.012
b_{ij}	-173.59	255.65	-315.98	271.65	-72.23	80.02	213.70	243.13	181.48	185.19	161.12	100.87
R ²	0.429	0.604	0.799	0.865	0.899	0.925	0.839	0.515	0.219	0.030	0.016	0.110

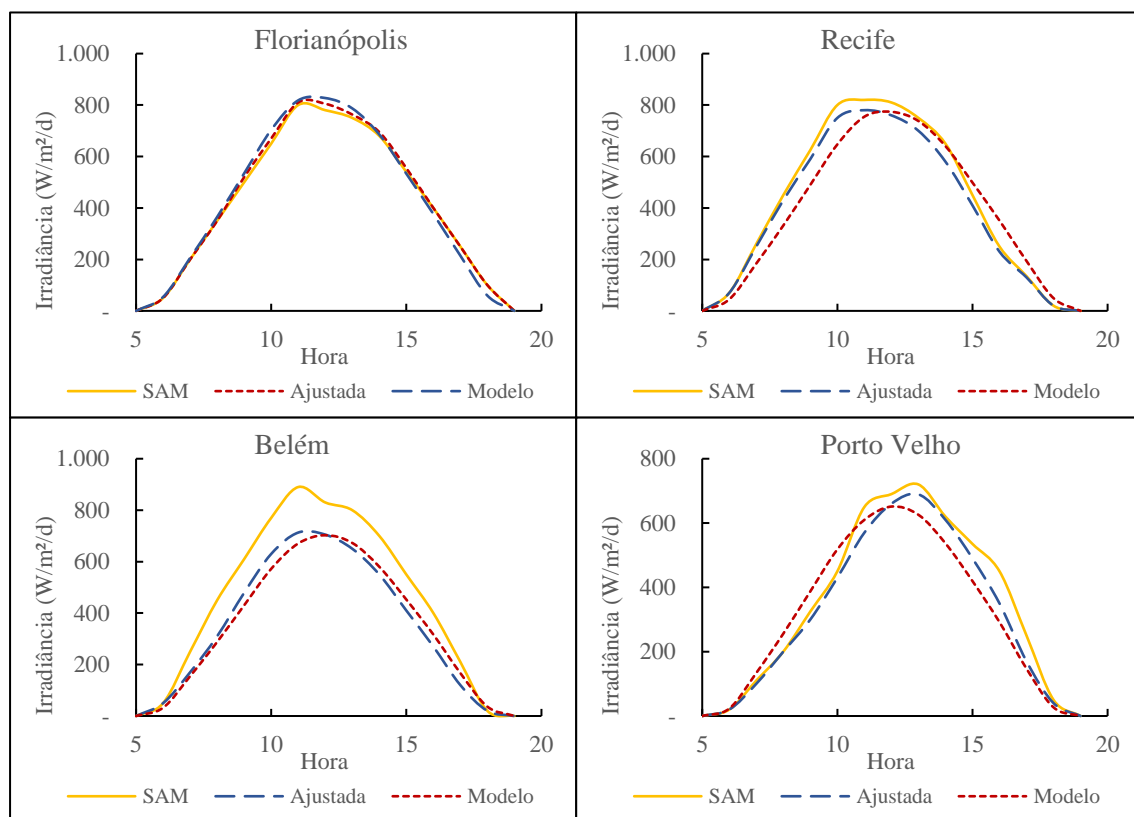


Figura 30. Curvas de irradiância para as cidades de Florianópolis (SC), Recife (PE), Belém (PA) e Porto Velho (RO) para o mês de janeiro.

Embora as curvas típicas de irradiância diárias apresentem um comportamento suave, conforme ilustrado na Figura 29, as curvas de irradiância reais para qualquer localidade na superfície terrestre apresentam grande variabilidade (ordem de segundos e minutos) com frequência muito maior que a escala horária. Este efeito ocorre principalmente pela passagem de nuvens sobre o local, o que obstrui instantaneamente o fluxo de energia solar. Neste caso, pode haver pontos com valores de irradiância maiores que a média e outros menores logo em sequência.

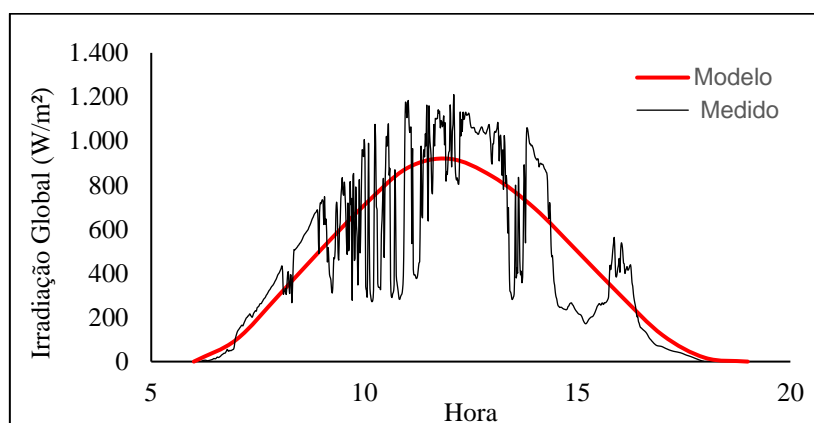


Figura 31. Curva de irradiância medida em intervalos de 1 minuto para o dia 13 de abril de 2015 na cidade de Brasília DF (Fonte: SONDA/INPE) e curva obtida pela modelagem de irradiância horária.

No contexto da análise desenvolvida, a variação de alta frequência da irradiância real não reflete a velocidade de alterações das características termodinâmicas das células e módulos fotovoltaicos, pois estas propriedades térmicas alteram-se ao longo de períodos de tempo maiores que as variações das curvas de irradiância. Posto esse fato, é possível afirmar que o método de linearização horária é adequado, ao passo obtém uma curva de irradiância média típica a partir de um dado, no qual já se considera o efeito da passagem de nuvens (nebulosidade).

Dessa forma, o modelo linear de irradiação horária, com os respectivos coeficientes apresentados na Tabela 6, pode ser aplicado para cada um dos pontos do território nacional. Assim obtém-se para cada hora do dia um valor de irradiância horária para esse ponto a partir do dado de irradiação global do SWERA. No entanto, é importante que para cada mês sejam utilizados os coeficientes $a_{i,j}$ e $b_{i,j}$ específicos àquele período sazonal.

5.3.2. Dados Meteorológicos

Os dados meteorológicos referentes à temperatura ambiente e velocidade do vento utilizados nesta análise foram obtidos a partir do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP), desenvolvido e mantido pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Os dados disponíveis no BDMEP são coletados através de medições de estações meteorológicas instaladas em 489 localidades, distribuídas ao longo do território brasileiro. A Figura 32 apresenta a distribuição geográfica das estações meteorológicas disponíveis.

O BDMEP abriga dados meteorológicos de séries históricas das várias estações automáticas e convencionais da rede do INMET. Os dados se referem a medições diárias, de acordo com as normas técnicas internacionais da Organização Meteorológica Mundial. No BDMEP estão acessíveis os dados diários a partir de 1961 das disponíveis. As variáveis atmosféricas disponibilizadas para consultas no BDMEP são: precipitação ocorrida nas últimas 24 horas; temperatura de bulbo seco; temperatura de bulbo úmido; temperatura máxima; temperatura mínima; umidade relativa do ar; pressão atmosférica ao nível da estação; insolação; direção e velocidade do vento.

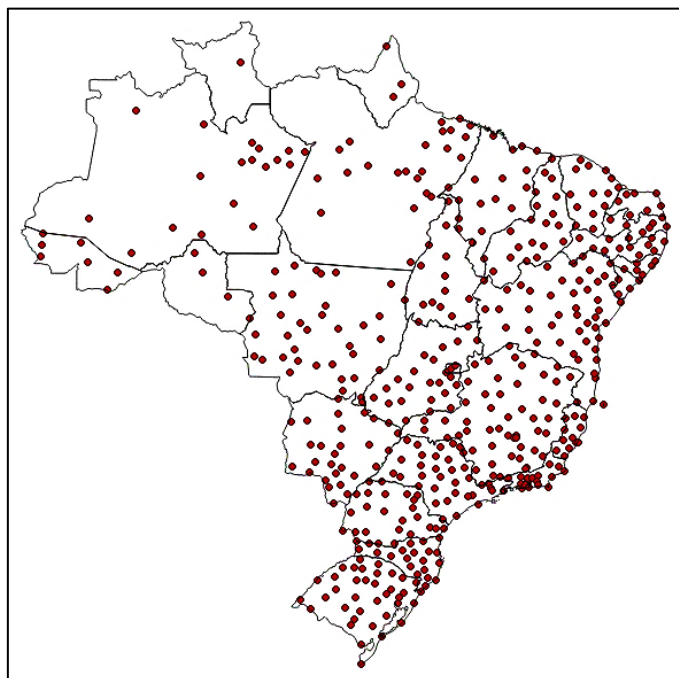


Figura 32. Estações meteorológicas automáticas e convencionais do INMET (Elaboração própria a partir de INMET, 2016).

Os dados cedidos pelo INMET para realização desta análise contemplam os valores médios horários referentes às medições correspondentes aos anos de 2013, 2014 e 2015. Estes dados são disponibilizados de forma digital por meio de uma planilha de dados para cada estação meteorológica e cada um dos anos representados.

Visto que a modelagem matemática desta análise é aplicada para uma malha de subdivisão do território nacional em segmentos quadrados de 10 km de lado (87.586 pontos) e os dados do INMET são disponibilizados apenas para as 489 estações meteorológicas e de três anos, são impostas duas etapas de tratamento de dados: a primeira para organização e cálculo das médias mensais dos últimos três anos de referência, e a segunda para extrapolação dos valores medidos para a malha de subdivisão do território aplicada nesta análise.

5.3.2.1. Tratamento dos dados meteorológicos – Obtenção das médias horárias

A primeira etapa de tratamento dos dados consiste na obtenção das médias mensais horárias para os dados meteorológicos disponíveis dos três anos de referência. Os valores mensais horários derivados desta etapa correspondem à média aritmética das medidas para uma hora (i) do dia para cada mês (j), calculados com base nas medições dos três últimos anos disponíveis. A Equação 14 ilustra o cálculo das médias mensais horárias obtidas a partir dos dados do BDMEP.

$$\bar{X}_{i,j} = \frac{1}{3d} \sum_{k=1}^3 \sum_{n=1}^{m^*} x_{i,j,n,k} \quad 14$$

Onde $\bar{X}_{i,j}$ representa o valor médio mensal horário obtidos para a hora i e o mês j , n ao dia do mês, m^* o número de dias do mês correspondente (excluindo os valores nulos e espúrios) e k o ano da medição (2013: $k = 1$; 2014: $k = 2$; 2015: $k = 3$). Por exemplo, para calcular a média de temperatura ambiente correspondente às 8:00 do mês de abril, a Equação 14 toma a seguinte forma:

$$\bar{T}_{8,4} = \frac{1}{90} \sum_{k=1}^3 \sum_{n=1}^{30} x_{8,4,n,k}$$

Em função da grande quantidade de tabelas (uma para cada estação de medição e ano de medição) foi desenvolvido um algoritmo para automação desta metodologia de cálculo das médias. O algoritmo proposto executa as seguintes etapas iterativas:

- i. Para cada ano:
 - a. Remove todos os valores nulos, negativos ou espúrios;
 - b. Para cada localidade: obtém os valores da média mensal (linhas) para cada hora (colunas);
 - c. Transfere os valores médios horários mensais de cada localidade para uma matriz de dados do ano correspondente, organizando-os com as respectivas latitudes e longitudes, meses (linhas), e horas do dia (colunas);
- ii. Para todos os anos
 - a. Obtém a média mensal horária a partir das médias dos três anos disponíveis e disponibiliza em uma matriz para cada mês típico na organização de coordenadas geográficas (linhas), horas do dia (colunas);

Dessa forma, o cálculo de médias mensais resulta em um valor para a média aritmética dos valores de todos os dias do mês j para a hora i , baseado nos três anos de referência. Por exemplo, para o mês de janeiro ($j = 1$) e para a média correspondente às 7:00 ($i = 7$) é associado um valor que representa a média aritmética dos 93 dias do mês de janeiro dos três anos disponíveis (caso não houver valores nulos, negativos ou espúrios).

Dentre todas as estações meteorológicas apenas 10, em média, apresentam valores nulos, negativos ou espúrios. Logo, a etapa de remoção dos valores nulos, negativos ou espúrios levou a uma redução média do número total de pontos geográficos com medições disponíveis de 489 para 479 pontos.

Portanto, como resultado desta primeira etapa de tratamento de dados são obtidos os conjuntos de dados que representam os valores típicos horários mensais baseados nos últimos três anos históricos medidos.

5.3.2.2. Tratamento dos dados meteorológicos – Interpolação georreferenciada

A segunda etapa de tratamento dos dados meteorológicos expressa a extrapolação dos dados médios dos 479 pontos geográficos do território brasileiro para a malha de subdivisão aplicada nesta análise, de 87.586 pontos. Para a realização desta etapa é desenvolvida uma rotina iterativa de interpolação geográfica utilizando módulos de análise e amostragem do software de geoprocessamento QGIS.

Uma vez que são indispensáveis os valores médios horários mensais, faz-se necessária a aplicação deste método para cada uma das horas do dia e para cada um dos meses do ano. A interpolação de dados foi realizada apenas para o período de 7 às 19 h, tendo em vista que este é o período diário com incidência solar.

O processo iterativo de interpolação geográfica apresenta as seguintes etapas para cada um dos meses:

- i. Criação de uma camada de dados georreferenciada (*shapefile*¹²) para cada hora com os dados médios mensais horários correspondentes, representados por pontos vetoriais;
- ii. Interpolação geográfica utilizando o método do inverso da potência das distâncias produzindo uma imagem georreferenciada graduada (dados *raster*¹³);
- iii. Amostragem dos dados na malha de subdivisão da análise, coletando um valor para cada um dos pontos a partir do *raster* interpolado;
- iv. Exportação dos dados para o formato matricial (Excel).

O método do inverso da potência das distâncias estima os valores de um atributo para pontos espaciais utilizando uma combinação linear de valores ponderados por uma função inversa da distância do ponto de interesse para os pontos amostrados. Assim, os pontos próximos à origem assumem valores tão idênticos quanto mais próximos e gradualmente diferentes, com suavização, quanto mais distantes da origem. A ponderação dos valores ocorre de acordo com a distância conforme a Equação 15 (LI & HEAP, 2008).

¹² *Shapefile* é um formato popular de arquivo contendo dados geoespaciais em forma de vetor usado por Sistemas de Informações Geográficas também conhecidos como GIS.

¹³ Dados *raster* (ou *bitmap*, que significa mapa de *bits* em inglês) são imagens que contêm a descrição de cada pixel, em oposição aos gráficos vectoriais.

$$X_{i,j} = 1/d_i^p / \left(\sum_{i=1}^n 1/d_i^p \right)$$

Onde d_i é a distância entre os pontos, p é o parâmetro de força (*power*), e n representa o número de pontos considerados na estimativa. O fator mais determinante para a precisão do método é o valor do parâmetro de força p . Assim, o peso de um valor diminui à medida que a distância aumenta, especialmente quando o valor do parâmetro p aumenta, de forma que amostras próximas têm um peso maior e, portanto, têm mais influência na estimativa. A escolha de p é arbitrária e o valor comumente utilizado é 2, o que leva à denominação do método neste caso como inverso da distância quadrada. A suavização da estimativa aumenta quanto maior for p e este efeito é pouco satisfatório com a parametrização com valores de 1 ou 2 e já atinge suavizações maiores a partir de 4 (LI & HEAP, 2008).

Visto que o número de pontos finais é muito maior que o número de pontos de dados de origem, nesta interpolação é utilizado um parâmetro p de 5, a fim de conseguir um nível de suavização que permita associar valores satisfatórios a pontos distantes em regiões com medidas escassas, como é o caso da região Norte. A Figura 33 apresenta um comparativo entre diferentes interpolações considerando diferentes parâmetros p .

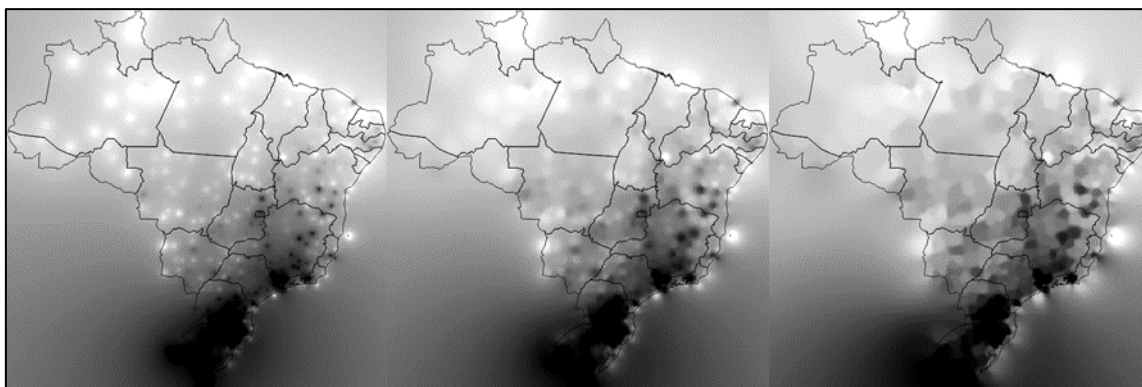


Figura 33. Rasters de interpolação com diferentes valores de p para a temperatura ambiente. Da esquerda para a direita: $p = 2$; $p = 3$ e $p = 5$).

Ao final do processo de interpolação dos dados meteorológicos é obtido um conjunto de dados de médias horárias (de 7 às 19h) para cada mês do ano, em organização georreferenciada, na subdivisão da malha da análise, aptos para utilização no modelo central desta análise.

Embora as estações meteorológicas disponíveis apresentem distribuição para todo território nacional, algumas regiões apresentam escassez de pontos medidos, para os quais serão atribuídos valores diferentes dos reais. Isso ocorre porque a modelagem de interpolação utilizada desconsidera as variações de condições determinantes como relevo, rugosidade, altitude, vegetação e umidade. Devido a isso, os dados aqui produzidos apresentam confiabilidade para análise em grandes áreas, como macrorregiões e estados federativos, porém apresenta menor precisão às análises em menor escala, como municípios ou terrenos onde os dados meteorológicos são escassos. Por exemplo, na região do Pará estão disponíveis poucas estações meteorológicas, o que diminui a precisão nos pontos mais distantes das estações; já a região do Rio de Janeiro, por possuir maior densidade de estações, permite análise em escalas menores. Ainda assim, para a identificação de locais e análise em pequenas escalas como terrenos, por exemplo, faz-se necessária a instalação de estações meteorológicas dedicadas para que se alcance maior precisão dos dados meteorológicos.

5.3.2.3. Análise dos dados de temperatura ambiente

A temperatura ambiente é o dado meteorológico associado à variável T_a da Equação 6 da modelagem central, retratando uma relação diretamente proporcional à temperatura de operação das células e inversamente proporcional à eficiência elétrica das células fotovoltaicas. Os dados de temperatura ambiente considerados correspondem às medições horárias de temperatura de bulbo seco (temperatura do ar) do BDMEP, os quais foram transpostos para as médias horárias mensais e interpoladas para a malha de subdivisão definida.

Os dados obtidos após o tratamento e interpolação apresentam boa confiabilidade se equiparados a outras bases de dados, como, por exemplo, os dados do INPE. A Figura 34 apresenta a distribuição de temperaturas ambiente obtidas pelo tratamento proposto nesta análise e comparado à representação análoga disponibilizada pelo INPE.

A distribuição de temperatura ambiente ao longo do território nacional é bastante variável ao longo dos meses do ano. Isto é possível de ser observado na Figura 34 comparando-se os meses de janeiro e abril, mesmo que as estações do verão e outono apresentem menor variabilidade geográfica. A partir do exposto, esta variação mensal

da distribuição de temperaturas ambientes ao longo do território ratifica a importância da análise mensal proposta.

Os dados utilizados nesta modelagem equivalem às médias calculadas a partir de três anos recentes (2013 a 2014), o que condiz com as tendências de longo tempo. Os gráficos a seguir (Figura 35 a Figura 39) apresentam a variação histórica de temperaturas para diferentes cidades brasileiras (uma relativa a cada região).

Através destas figuras se demonstra que os dados de temperatura relacionados a medições recentes garantem representatividade considerável, adequada ao objetivo de produzir informações que subsidiam o planejamento energético. Isto requer considerar as condições meteorológicas equivalentes ao período de estudo. Além disso, conforme estabelecido pela EPE nas instruções de cadastramento de projetos de unidades fotovoltaicas, as medições de irradiação e variáveis meteorológicas devem ser obtidas para o último ano (estendida para 3 anos a partir de 2018; EPE, 2015b), o que atribui representatividade à escolha de um período de referência próximo da realização a análise.

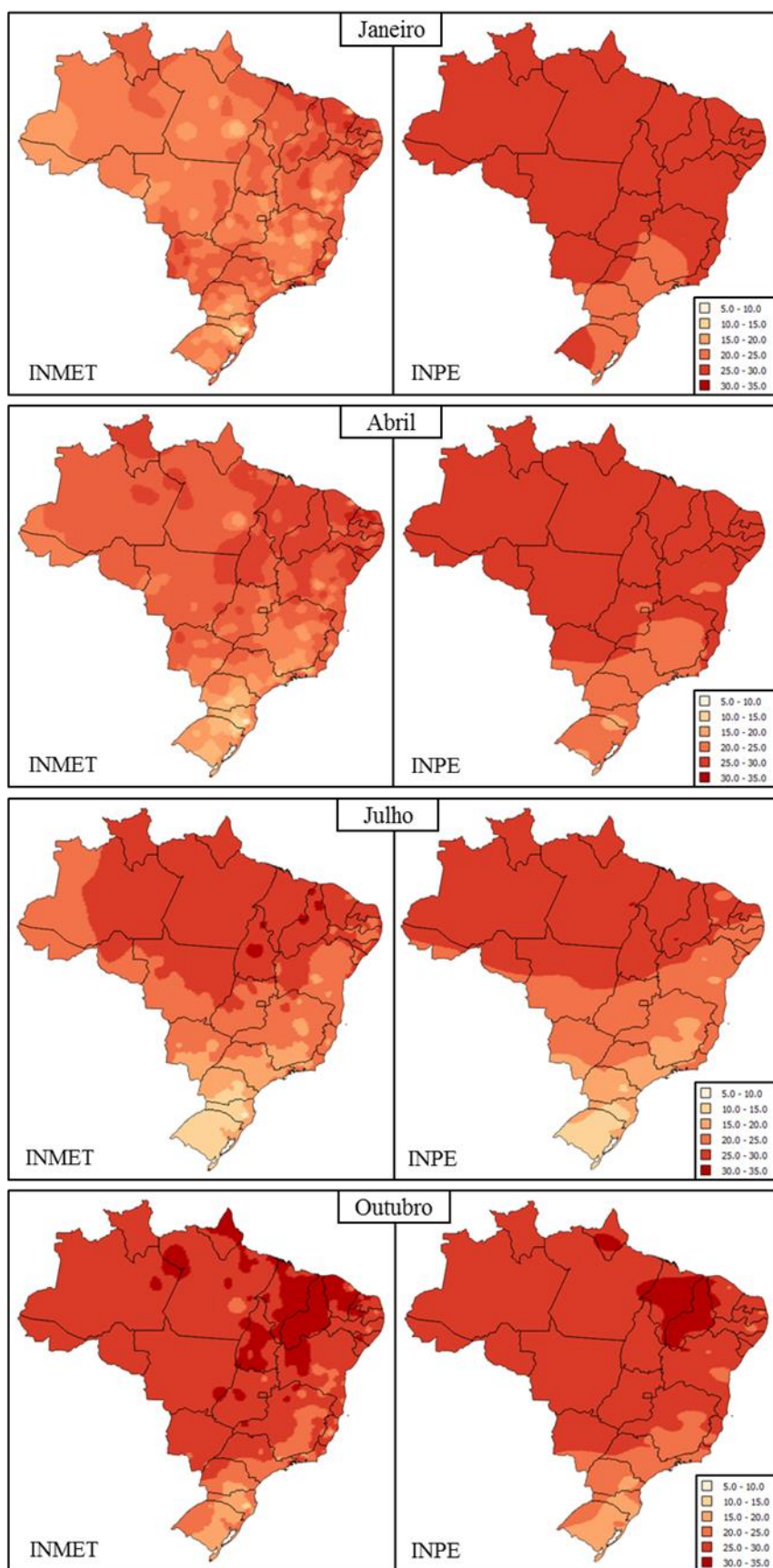


Figura 34. Esquerda: mapas de temperatura ambiente média a partir de medições do INMET de 2013, 2014 e 2015 interpolados para a malha de 100km². Direita: mapas de temperatura ambiente média disponibilizada pelo INPE.

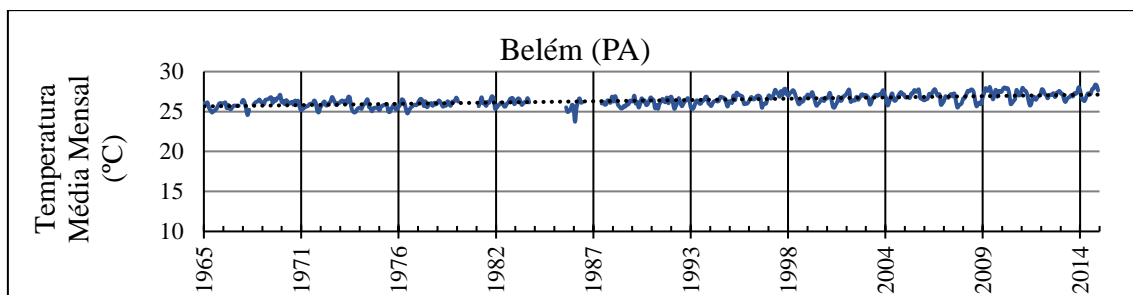


Figura 35. Temperatura média mensal para Belém (PA). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

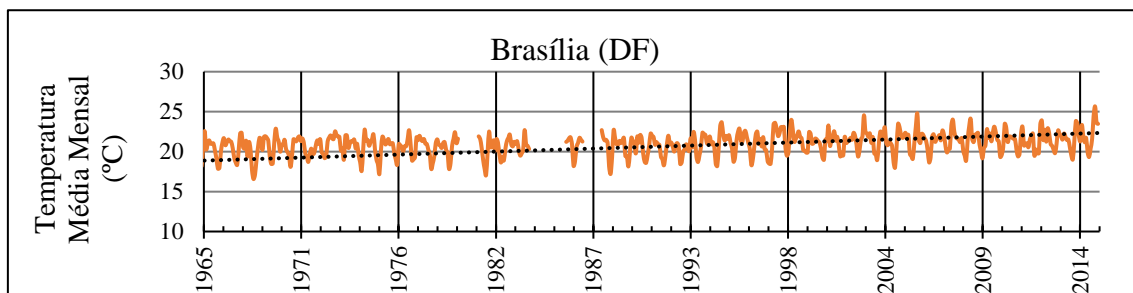


Figura 36. Temperatura média mensal para Brasília (DF). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

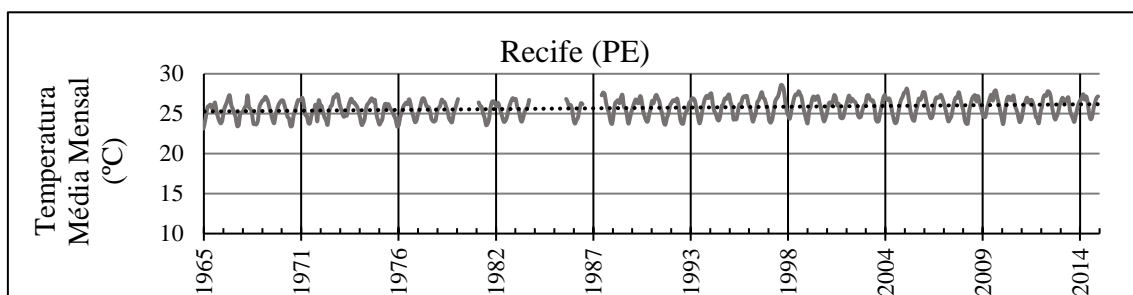


Figura 37. Temperatura média mensal para Recife (PE). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

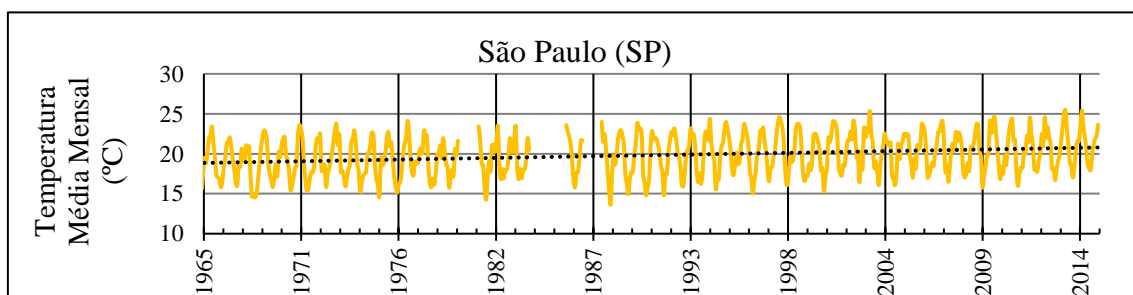


Figura 38. Temperatura média mensal para São Paulo (SP). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

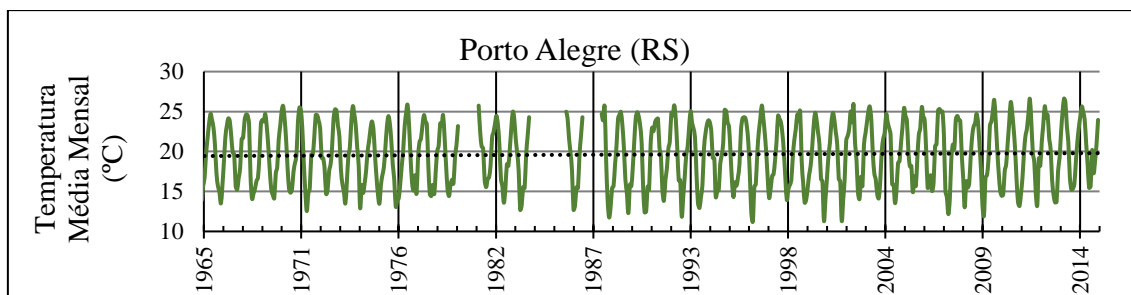


Figura 39. Temperatura média mensal para Porto Alegre (RS). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

A amplitude térmica ao longo das horas do dia é diferente dependendo das regiões e estações do ano. A Figura 40 e a Figura 41 ilustram como a amplitude térmica pode variar comparando-se os meses de abril (relativo ao outono) e outubro (relativo à primavera). No entanto, as variações ao longo das horas são suaves, o que permite a associação dos valores médios horários conforme a escala de divisão temporal aplicada nesta metodologia.

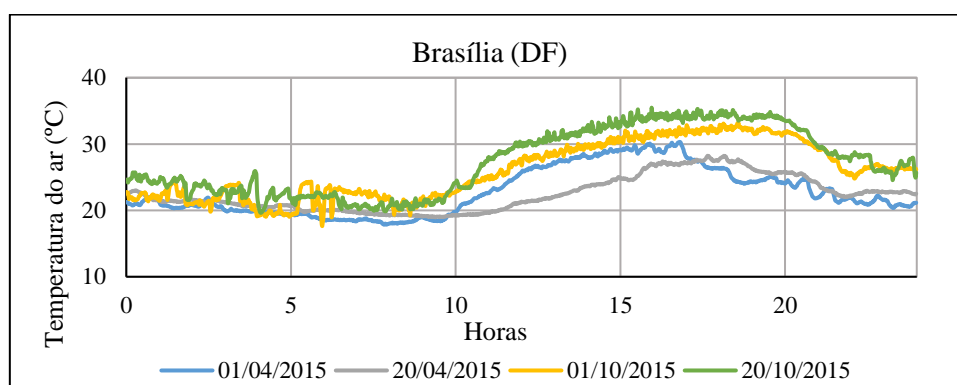


Figura 40. Variação diária da temperatura ambiente para a cidade de Brasília (DF; elaboração própria a partir de dados do INPE, 2016).

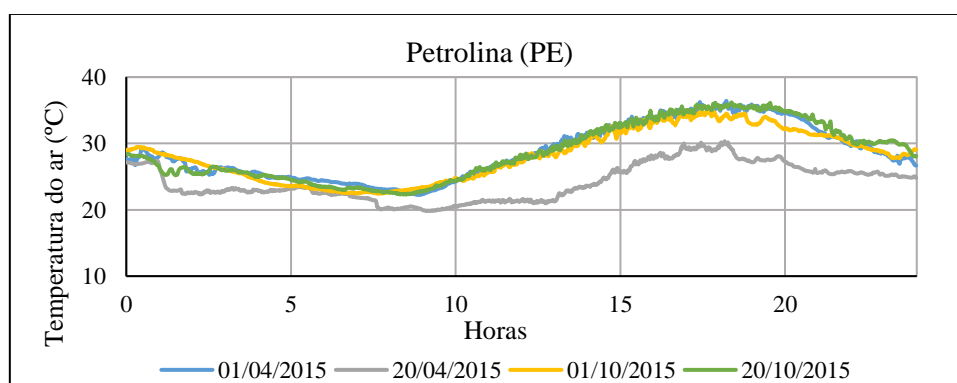


Figura 41. Variação diária da temperatura ambiente para a cidade de Petrolina (PE; elaboração própria a partir de dados do INPE, 2016).

Dessa forma, os dados de temperatura ambiente produzidos nesta metodologia e utilizados nesta análise podem ser considerados representativos para fins de

compreensão dos efeitos da temperatura de operação no aproveitamento fotovoltaico para o território brasileiro. Para análises em escalas menores e para levantamentos quantitativos mais precisos recomenda-se a utilização de medições obtidas através de estações meteorológicas próximas aos pontos de estudo ou, na falta desses, através de modelos de previsão robustos e certificados.

5.3.2.4. Análise dos dados de velocidade do vento

A velocidade do vento é o dado meteorológico associado à variável V_f da Equação 6 da modelagem central desta análise e retrata uma relação inversamente proporcional à temperatura de operação das células e diretamente proporcional à eficiência elétrica das células fotovoltaicas. Os dados de velocidade do vento correspondem a medições horárias do BDMEP, os quais foram transpostos aos valores médios horários mensais e interpolados para a malha de subdivisão definida.

Os valores de velocidade do vento, à medida que representam fator importante na modelagem termodinâmica dos componentes fotovoltaicos, devem representar valores para alturas equivalentes às das instalações fotovoltaicas. No caso desta análise, o estudo não é restrito a instalações de usinas centralizadas, com instalações próximas ao nível do solo, e representa também análises para instalações em telhados e coberturas elevadas.

Os dados de velocidade disponíveis através do BDMEP correspondem a medições realizadas por instrumentos a altura de 10 m acima do nível do solo, o que garante representatividade do estudo. Porém não condiz exatamente com as alturas típicas de instalação de usinas solares centralizadas, pois estas são normalmente menores que 10 m. Outras bases de dados de velocidade de vento estão disponíveis e são normalmente associadas à estimação de potenciais eólicos com dados relativos a alturas de 50 m (SWERA), que corresponde à altura mais adequada aos aerogeradores, mas consideradas elevadas para as instalações fotovoltaicas. Devido à complexidade de modelagem do relevo, vegetação e rugosidade do terreno, a transposição de valores de velocidade de vento para diferentes alturas torna-se uma tarefa árdua. Nesse caso, em função da disponibilidade de medições a 10 m, que se caracterizam como mais adequada do que 50 m, considera-se que os dados do BDMEP são apropriados para esta análise.

Os valores obtidos após o tratamento e interpolação das medições do BDMEP apresentam boa confiabilidade quando comparados a outras bases de dados. A Figura 42 ilustra a distribuição anual de velocidade do vento a 10 m de altura, obtida pelo tratamento proposto a partir do BDMEP e equiparado à representação análoga com a distribuição anual, porém a 50m de altura, disponibilizada pelo INPE.

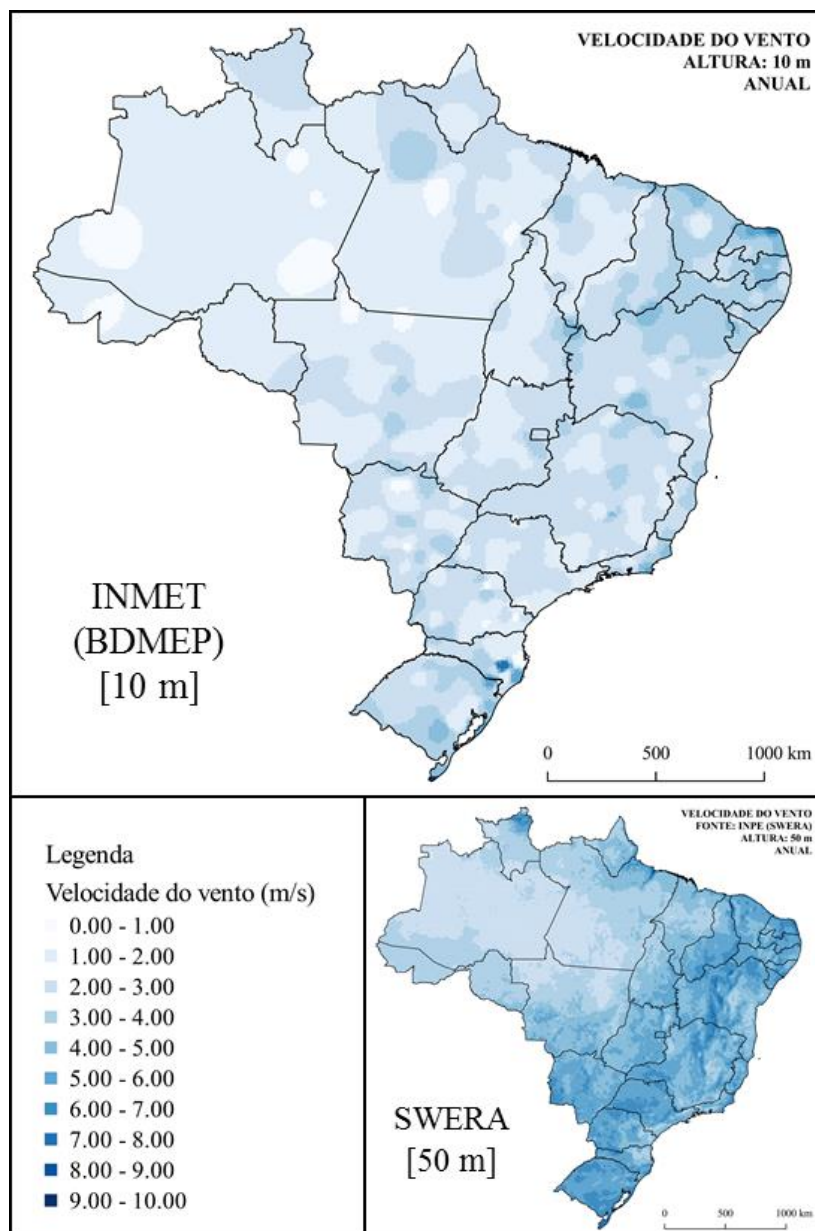


Figura 42. Velocidade do vento anual correspondente à média dos anos de 2013, 2014 e 2015 interpolados para a malha de 10km a partir dos dados do BDMEP (INMET). Velocidade do vento anual disponibilizada pelo INPE (mapa menor).

Apesar de a Figura 42 representar mapas que correspondem a valores para alturas diferentes e obtidos por meios distintos (um através de interpolação

georreferenciada a partir de dados medidos e o outro através de modelagem matemática a partir de dados de satélite), verificam-se similaridades regionais quanto à distribuição de velocidades de vento ao longo das regiões brasileiras. Dessa forma, considera-se que os dados utilizados para esta análise apresentam desvios no que tange à distribuição real, porém estes dados são adequados e representativos para a análise esperada.

A distribuição dos valores de velocidade do vento ao longo do território nacional é bastante variável no decorrer dos meses do ano. A Figura 43 retrata o mapa de gradiente destes valores no território brasileiro para as quatro estações do ano, obtidos pela interpolação dos dados do BDMEP. Para todos os meses e estações do ano ocorrem distribuições de velocidade de vento diferentes entre os estados, o que ratifica a importância da aplicação da metodologia para cada mês individualmente.

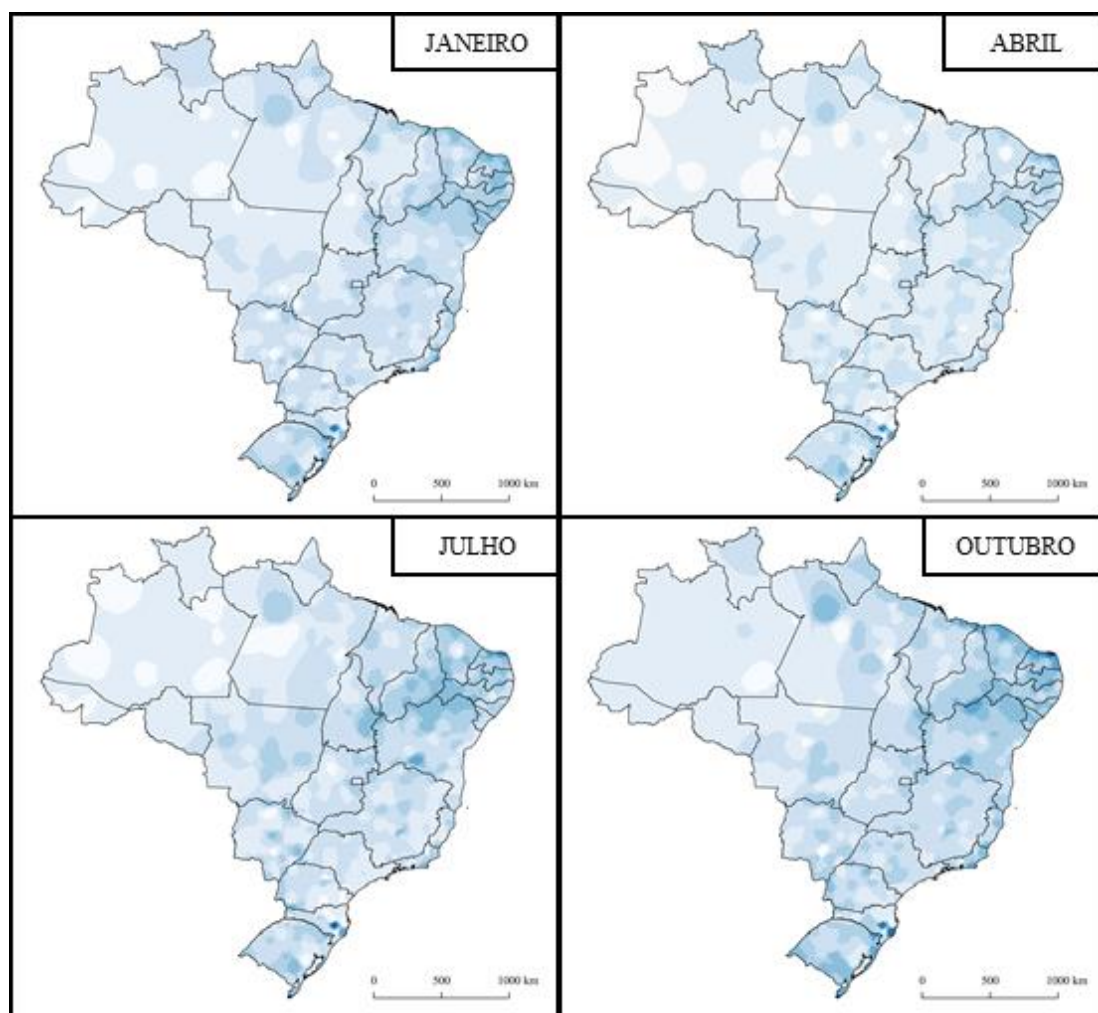


Figura 43. Mapa de velocidade do vento para o Brasil para os meses das 4 estações do ano a partir da interpolação dos dados do INMET.

Os dados utilizados nesta modelagem correspondem às médias obtidas a partir das medições de três anos recentes, os quais não apresentam desvios expressivos se comparados às médias de longo tempo, conforme observa-se nos gráficos a seguir (Figura 44 a Figura 47), os quais exibem as variações de velocidade do vento ao longo dos anos para 4 regiões do país.

Os dados relativos às medições recentes garantem representatividade na análise, já que o estudo visa produzir informações para subsidiar o planejamento energético, o que requer considerar as condições meteorológicas equivalentes ao período analisado. Além disso, conforme as diretrizes da EPE para cadastramento de novos empreendimentos fotovoltaicos (EPE, 2015b), a escolha de dados recentes garante confiabilidade ao estudo.

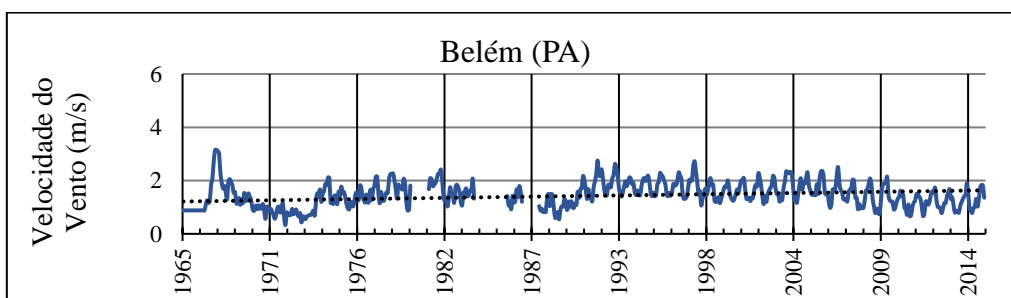


Figura 44. Velocidade do vento mensal para Belém (PA). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

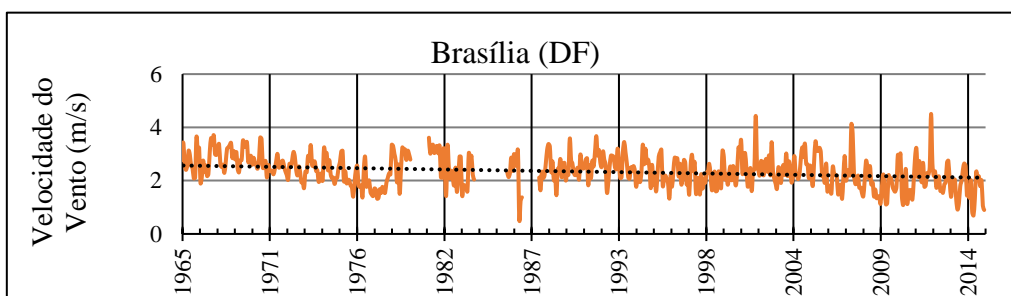


Figura 45. Velocidade do vento mensal para Brasília (DF). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

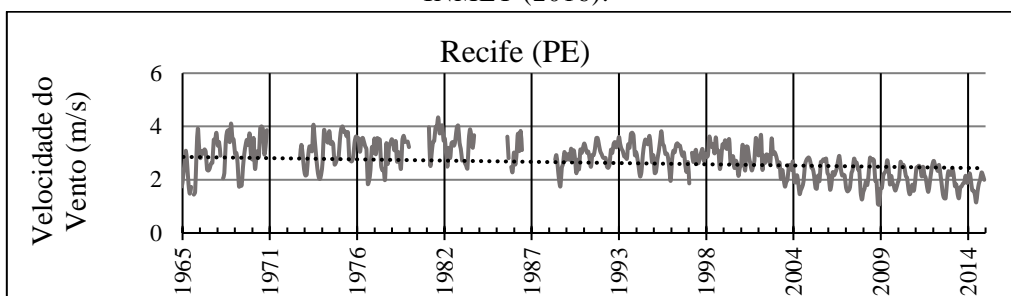


Figura 46. Velocidade do vento mensal para Recife (PE). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

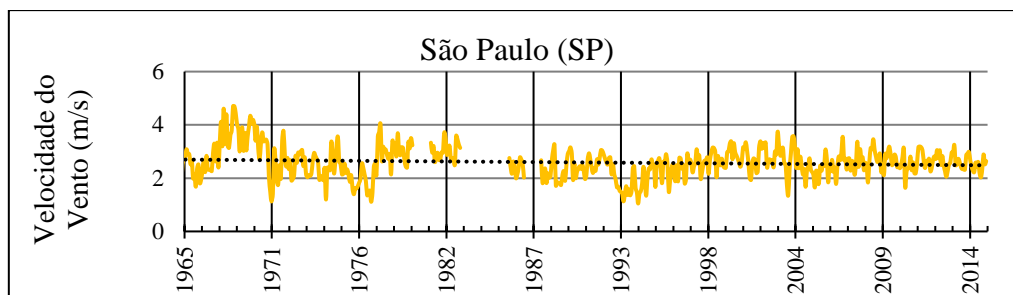


Figura 47. Velocidade do vento mensal para São Paulo (SP). Elaboração própria a partir de INMET (2016).

A variação da velocidade do vento ao longo das horas do dia é distinta para cada das região e estação do ano. A Figura 48 e a Figura 49 ilustram como o perfil de velocidade do vento pode variar comparando-se os meses de abril (relativo ao outono) e outubro (relativo à primavera). No entanto, as variações médias ao longo das horas são suaves o que permite a associação dos valores horários conforme a divisão temporal considerada nesta metodologia.

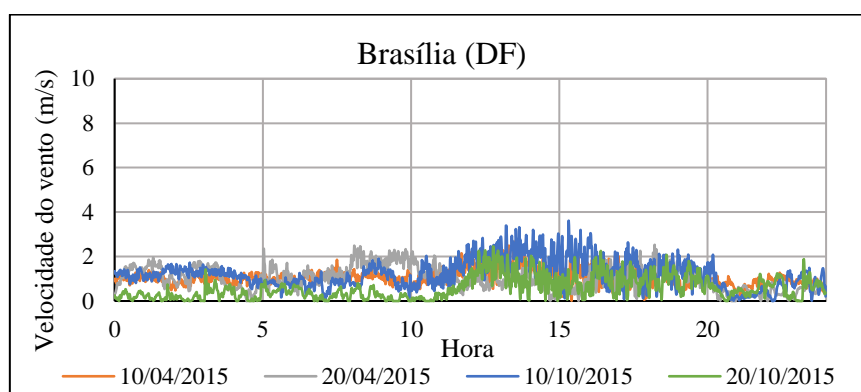


Figura 48. Variação da velocidade do vento para a cidade de Brasília (DF).

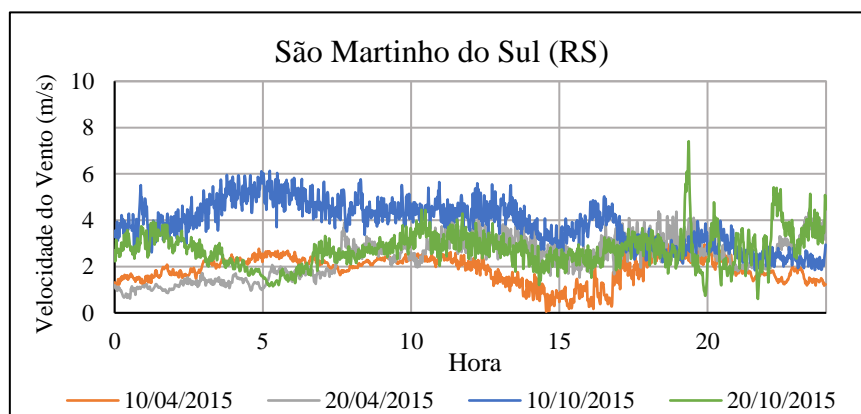


Figura 49. Variação da velocidade do vento para a cidade de São Martinho do Sul (RS).

Com base no exposto, os dados de velocidade do vento produzidos podem ser considerados representativos para fins de compreensão dos efeitos da temperatura de

operação no aproveitamento fotovoltaico para o território brasileiro. Para análises em escalas menores e para levantamentos quantitativos mais precisos recomenda-se a utilização de medições obtidas através de estações meteorológicas próximas aos pontos de estudo ou, na falta desses, através de modelos de previsão robustos e certificados.

Além disso, é importante ressaltar que sejam considerados em análises futuras, sempre que possível, os dados de velocidade do vento equivalentes às alturas exatas das instalações fotovoltaicas.

5.4. Metodologia de elaboração dos mapas

O método padrão de elaboração dos mapas tem como objetivo garantir que todos os mapas gerados possuam a mesma escala e gradientes de cores equiparáveis entre si. Para tal objetivo, é definido um modelo padrão de impressão de mapas no software QGIS, que reproduz as camadas de visualização selecionadas. Cada camada corresponde a uma base de dados de resultados da análise. Assim, durante a impressão de um novo mapa, a camada com os dados a serem impressos é atualizada em conjunto com a legenda.

A escolha das cores dos gradientes compreende o segundo elemento de padronização neste processo. A análise qualitativa dos mapas é sempre melhor quanto mais variadas são as cores dos gradientes. Porém, é importante que as áreas com valores diferentes tenham destaque, mesmo em uma impressão em escala de cinza ou preto e branco. Portanto, para a maioria dos mapas foram definidos gradientes padrões, um para cada conjunto de dados: eficiência, energia, temperatura e velocidade do vento.

6. Potencial solar corrigido

A análise do potencial solar corrigido, baseado na relação de dependência com a temperatura de operação, é conduzida através de quatro diferentes perspectivas neste estudo. A primeira delas contempla o objetivo de analisar mês a mês, ao longo do território nacional, o comportamento real da eficiência elétrica da tecnologia fotovoltaica através da produção dos mapas de eficiência elétrica e energia reais, com a aplicação da metodologia para cada um dos 12 meses do ano. Esta primeira análise é conduzida exclusivamente para a tecnologia de silício policristalino por ser esta uma das mais utilizadas atualmente no mundo (ARVIZU et al., 2011).

A segunda perspectiva compreende a análise do impacto da temperatura de operação no aproveitamento do potencial solar brasileiro, sob duas óticas: a primeira baseada em indicadores estatísticos obtidos a partir dos resultados e a segunda considerando diferentes arranjos de instalação dos módulos fotovoltaicos.

A terceira etapa da análise visa atender ao principal objetivo do estudo: identificar as melhores regiões para o aproveitamento do recurso solar considerando as condições reais de operação. Para isso, são realizadas as investigações do potencial anual corrigido para o território nacional, além da comparação e identificação das regiões estratégicas, respeitando o impacto das condições meteorológicas em conjunto com a integração com a rede elétrica através de subestações.

Por fim, a quarta etapa da análise tem como objetivo a comparação e identificação das melhores tecnologias fotovoltaicas aplicadas às condições potenciais e meteorológicas brasileiras. Neste caso são analisados os mapas e os principais indicadores estatísticos da aplicação da metodologia em resultados anuais.

Dessa forma, esta seção tem como finalidade discutir os resultados destas quatro perspectivas de análise e, para isso, está organizada em quatro partes. A primeira seção exibe os mapas de eficiência e energia reais comparando-os aos de energia nominal. A segunda avalia o impacto da temperatura no aproveitamento solar brasileiro. A terceira conduz os resultados da identificação das melhores regiões para a produção de energia solar fotovoltaica no país. E a quarta seção compara e identifica as melhores tecnologias fotovoltaicas para o aproveitamento direto do recurso solar no Brasil.

Nas seções a seguir também estão ilustrados os mapas e resultados mais representativos para a composição da análise proposta. O Anexo B, ao final deste trabalho, apresenta todos os mapas mensais de energia e eficiência produzidos para cada um dos meses e para diferentes tecnologias fotovoltaicas.

6.1. Mapas de eficiência e energia

O primeiro conjunto de resultados deste estudo consiste nos mapas produzidos para subsidiar a análise do comportamento real das tecnologias fotovoltaicas na produção de energia elétrica em condições meteorológicas reais. Nesta seção serão apresentados os principais mapas produzidos para o território nacional com os parâmetros correspondentes à tecnologia de silício policristalino em instalações de arranjo livres, ou seja, com ambas as faces dos módulos expostas ao ambiente.

Os principais parâmetros considerados nesta análise foram obtidos de acordo com a pesquisa de informações dos maiores fabricantes mundiais de módulos fotovoltaicos. Embora cada tecnologia fotovoltaica apresente comportamentos diferentes quanto à temperatura de operação real, nesta análise central foi considerada a tecnologia de silício policristalino como caso base, (ARVIZU et al., 2011). Assim, para a tecnologia de silício policristalino, a eficiência nominal considerada foi de 15,86% e o coeficiente de temperatura de $0,00415\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$.

6.1.1. Eficiência elétrica real

Os mapas de eficiência elétrica real foram produzidos a partir do seu cálculo horário nas condições reais de irradiação, temperatura e velocidade do vento locais. Visto que os valores da eficiência elétrica real variam a cada instante, de acordo com as condições meteorológicas, a análise da eficiência pode ser conduzida através de comparativos de valores médios ou instantâneos. Por esse motivo, como a irradiância é maior nas horas próximas ao meio dia, os mapas foram produzidos com a média ponderada horária da eficiência real obtida. Esta média é calculada ponderando-se os valores da eficiência de acordo com o nível de irradiação horária. Dessa forma, os valores de eficiência real dos períodos diários com maior irradiância são mais representativos, visto que nestes momentos contribuirão mais para a energia total produzida diariamente.

As figuras seguintes apresentam os mapas para a eficiência elétrica real média ponderada para cada um dos meses que representam as quatro estações do ano.

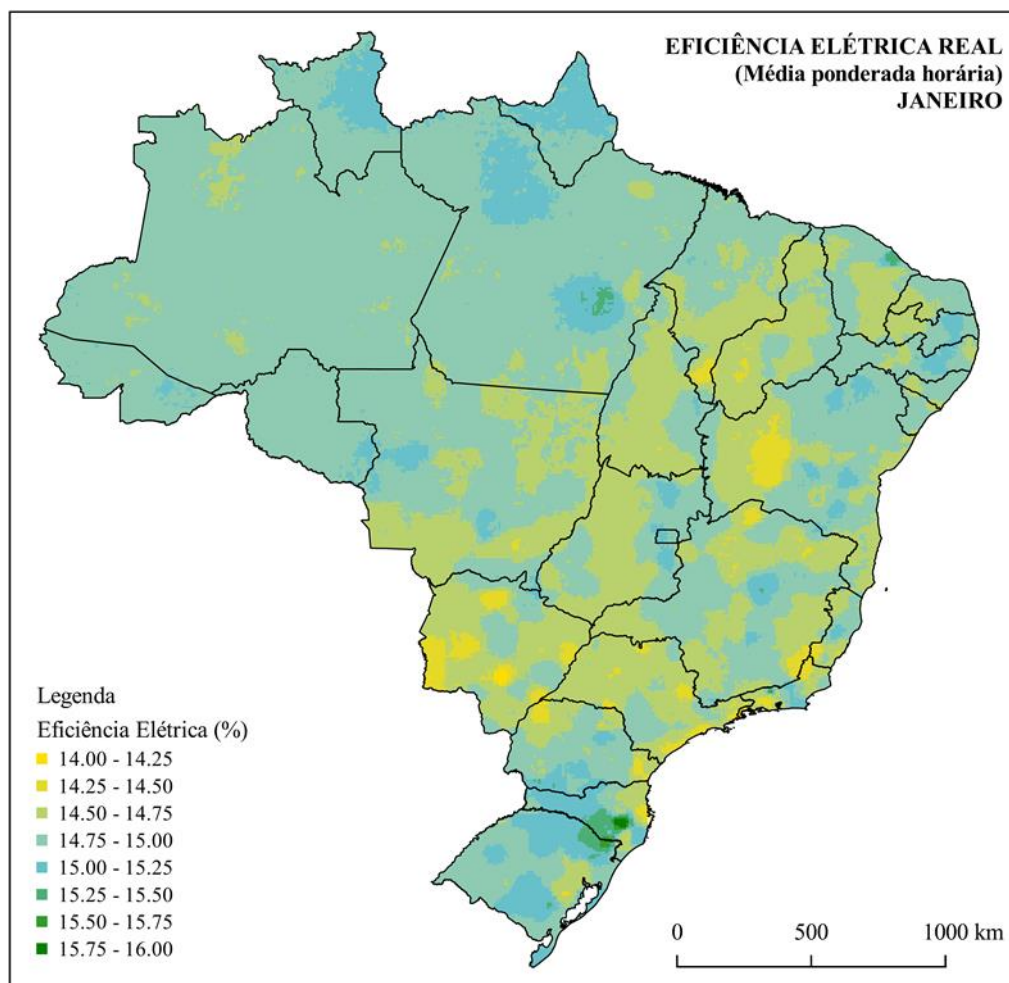


Figura 50. Eficiência elétrica média ponderada com a tecnologia de silício policristalino para o mês de janeiro

O mapa correspondente ao mês de janeiro (Figura 50), que representa as condições típicas do verão, ilustra como ocorrem variações significativas na eficiência elétrica ao longo do território nacional, sob as condições reais de operação. Ainda assim, para o mês de janeiro as diferenças entre as regiões são menores, se equiparadas às observadas nas demais estações do ano (Figura 51, Figura 52 e Figura 53).

Comparando-se os resultados para o mês de janeiro e para o mês de julho (Figura 51) constata-se como a distribuição da eficiência elétrica ao longo do território é maior nos meses correspondentes ao inverno se comparados ao verão, quando todo o território nacional mostra condições meteorológicas similares. Essa diferença na eficiência elétrica é maior quando variam de forma significativa, os níveis de irradiação

e de temperatura ambiente entre as regiões brasileiras, principalmente com o aumento da latitude. A seção 6.2 deste capítulo apresentará, com maior rigor numérico, o comparativo destas diferenças.

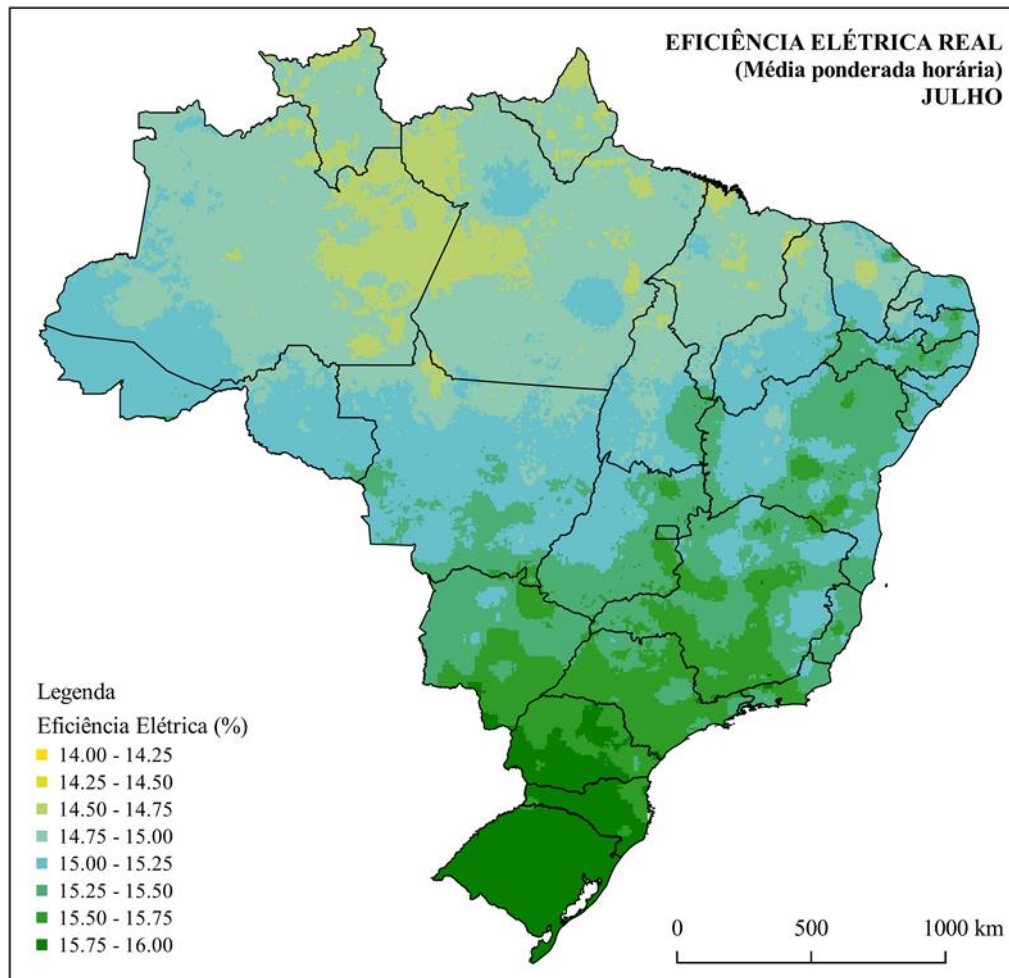


Figura 51. Eficiência elétrica média ponderada com a tecnologia de silício policristalino para o mês de julho

A diferença nas variações da eficiência elétrica real para o território brasileiro está diretamente relacionada à posição solar global, que interfere tanto na irradiação solar que atinge a superfície, quanto nas condições meteorológicas que impactam na eficiência elétrica fotovoltaica (incluindo a própria irradiância). Para os meses de verão, quando ocorre o solstício de verão no hemisfério sul, as diferenças são suaves. Por outro lado, quando a posição solar corresponde ao solstício de inverno, as variações entre as condições meteorológicas levam a maior variabilidade da eficiência elétrica ao longo do território. Este efeito também é claro ao analisar os mapas correspondentes aos períodos de equinócio, como abril (Figura 52), retratando ao outono, e outubro (Figura 53), referente à primavera.

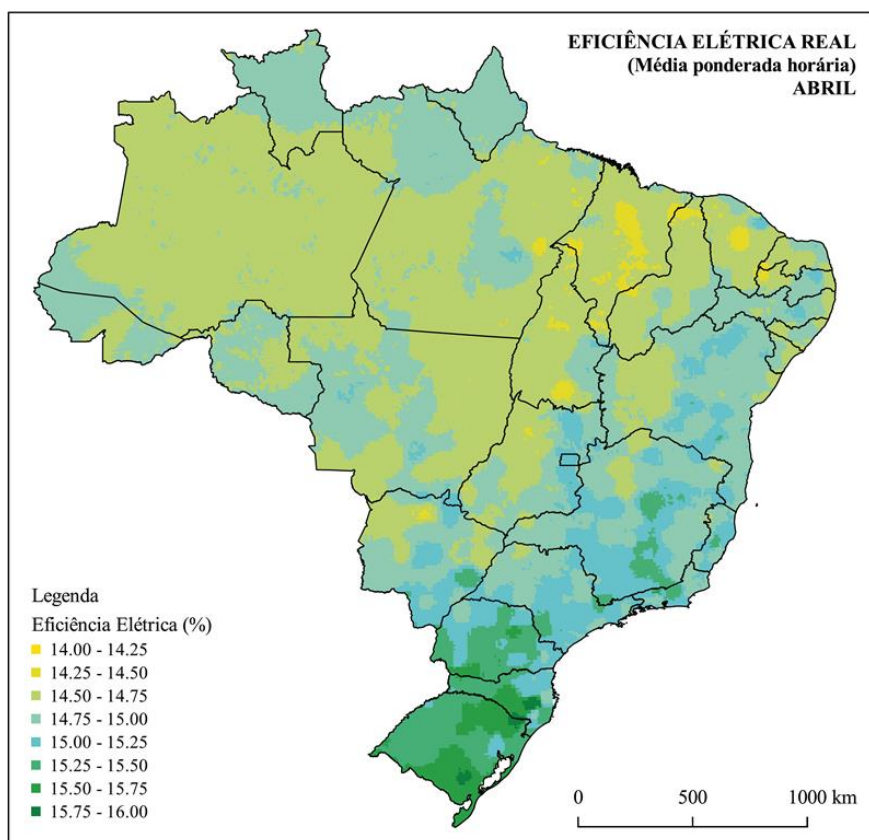


Figura 52. Eficiência elétrica média ponderada com a tecnologia de silício policristalino para o mês de abril

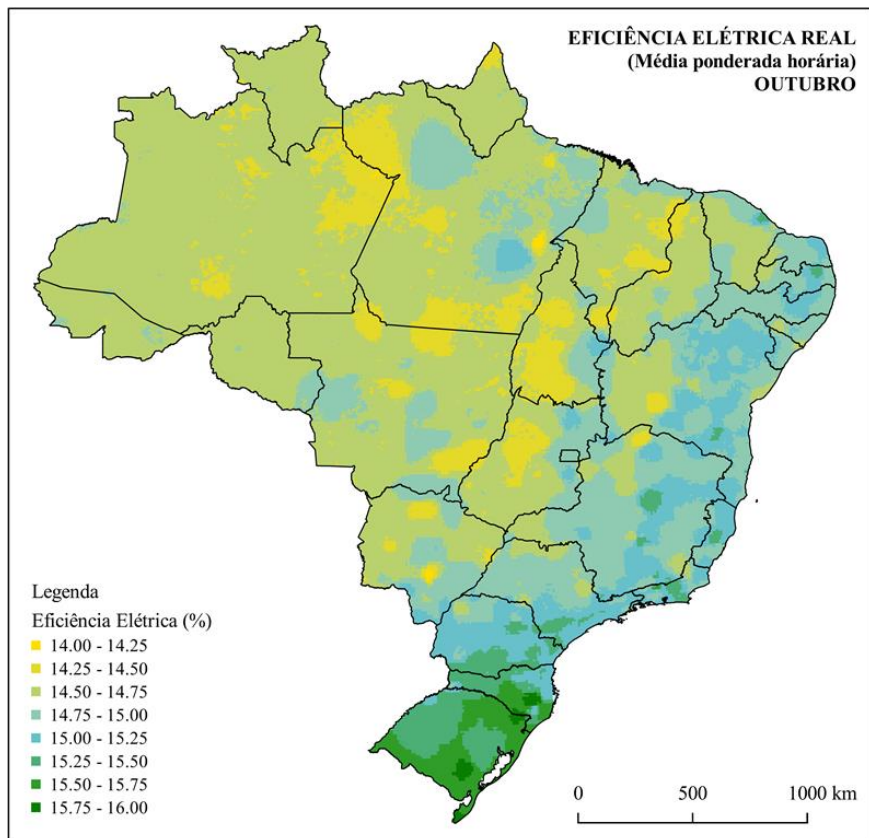


Figura 53. Eficiência elétrica média ponderada com a tecnologia de silício policristalino para o mês de outubro

Embora a variabilidade entre a eficiência elétrica nominal e a real seja diferente no decorrer dos meses, fica claro que ao longo de todo o ano as diferenças são expressivas e que as regiões tipicamente mais quentes do Brasil apresentam, na média, maior redução na eficiência elétrica real, fato que se intensifica ainda mais nos meses de verão. Nessa mesma perspectiva de análise, verifica-se como as regiões tipicamente mais frias, como Sul e Sudeste, normalmente apresentam condições que proporcionam uma pequena redução da eficiência elétrica na maior parte do ano. Nos estados do Sul, observa-se que nos meses de inverno a eficiência elétrica real praticamente não difere da nominal em condições operacionais reais. Esse efeito se deve tanto aos níveis de irradiação menores, quanto às baixas temperaturas e às maiores médias de velocidade do vento, se comparadas aos outros períodos do ano.

Em distintos períodos do ano observa-se que, em determinadas regiões, ocorrem condições meteorológicas que permitem níveis de eficiência elétrica mais próximos das condições nominais. Situação como essa pode ser identificada em regiões como, por exemplo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais e litoral do Ceará. Nestes locais, destaca-se a importância de considerar os efeitos reais de redução de eficiência ao invés de valores padrões em estudos de planejamento e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, quando o potencial poderia ser subestimado.

Ademais, é possível ratificar que a análise das condições operacionais da tecnologia fotovoltaica deve ser realizada mês a mês e não apenas em condições médias anuais. Em regiões como o Sudeste e Centro Oeste, por exemplo, as variações na eficiência real ao longo do ano são bastante divergentes. Assim, para estudos de planejamento energético e de operação do sistema elétrico com integração energética regional, faz-se necessário analisar o aproveitamento real fotovoltaico mensal, ou ainda horário, para maior precisão dos resultados.

Os resultados anuais obtidos neste estudo e calculados a partir da média mensal serão apresentados na seção 6.3.1, ao mesmo tempo em que se identificam as melhores regiões de aproveitamento solar do Brasil.

6.1.2. Energia real e nominal

Os mapas de energia real gerada abarcam os principais resultados obtidos neste estudo, pois ao serem comparados com os mapas de energia nominal, permitem analisar

os efeitos reais que a temperatura de operação exerce sobre o aproveitamento do potencial solar brasileiro ao longo do território do país. Os mapas de energia real exibidos a seguir correspondem ao total de energia que seria produzida diariamente em cada mês típico. Isso é possível somando-se hora a hora os valores da potência elétrica real calculados pela conversão da irradiância submetida à eficiência elétrica real obtida nas condições reais de operação (Equação 9). Para fins de comparação, são apresentados também os mapas de energia nominal, aquela que seria produzida na conversão da irradiância em energia elétrica sob a eficiência elétrica nominal, sem considerar as condições reais de operação (Equação 11).

A Figura 54 a seguir apresenta o mapa de energia real obtida para o mês de janeiro, que representa as condições do verão, e a Figura 55 corresponde ao mapa de energia nominal, para o mesmo mês.

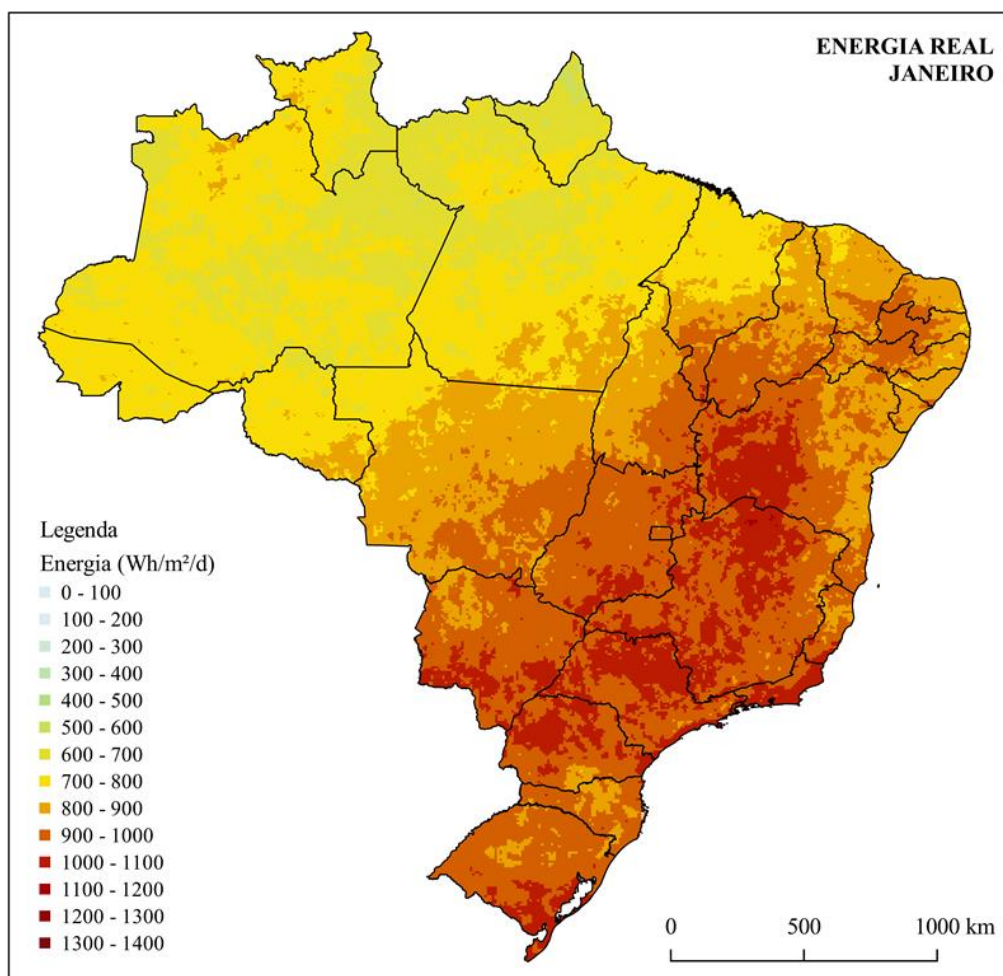


Figura 54. Energia Real para o mês de janeiro com a tecnologia de silício policristalino.

Através destes mapas é possível observar que as grandes variações na eficiência elétrica real ao longo do território do país alteram significativamente os potenciais solares regionais, apesar de não indicarem alterações radicais na análise geográfica das regiões de maior potencial solar brasileiro.

A partir do mapa de energia real para o mês de janeiro é possível concluir que grande parte do território brasileiro apresenta elevados potenciais para o aproveitamento real da energia solar em função da posição solar, que garante níveis de incidência solar equivalentes em mais da metade das regiões, com singela exceção à Norte. Da mesma forma que a irradiação incidente, as condições meteorológicas também são bastante similares ao longo do território no período do verão, o que leva à uma singela variabilidade na distribuição de eficiência elétrica real entre as regiões do país.

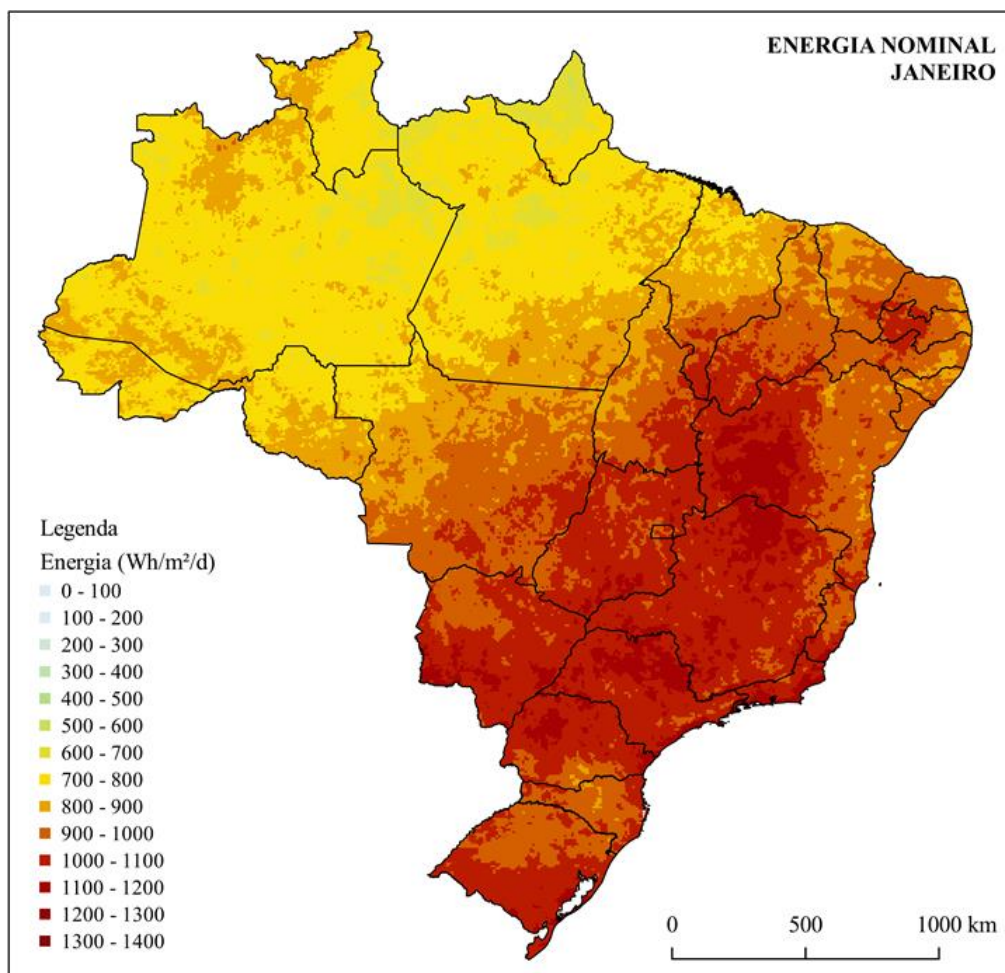


Figura 55. Energia nominal para o mês de janeiro com a tecnologia de silício policristalino.

Contudo, percebe-se como é significativo o impacto da temperatura de operação no aproveitamento solar durante o verão, principalmente, em função das

elevadas temperaturas e dos maiores níveis de irradiância horária, comparados aos outros períodos do ano. Este fato fica evidente através da comparação do mapa de energia nominal (Figura 55), com grande parte do território na coloração escura (faixa acima de 1000 Wh/m²/d), e o mapa de energia real (Figura 54) para o mês de janeiro, em que as condições reais de operação reduzem significativamente a quantidade de energia produzida (800 a 900 Wh/m²/d). Neste comparativo qualitativo, percebe-se uma redução da ordem de 10 a 15% da energia produzida, considerando as condições reais de operação em todo o território nacional. A análise precisa deste comparativo é realizada na seção 6.2.

As diferenças entre a energia real e a nominal que ocorrem para os meses correspondentes ao período do verão são ainda maiores ao serem analisadas para os períodos das outras estações, quando o impacto da temperatura de operação gera divergências mais significativas na eficiência elétrica real ao longo do território brasileiro. Para ilustrar esse impacto mais expressivo a seguir são apresentados os mapas de energia real e nominal correspondentes ao mês de outubro, quando as diferenças são mais evidentes.

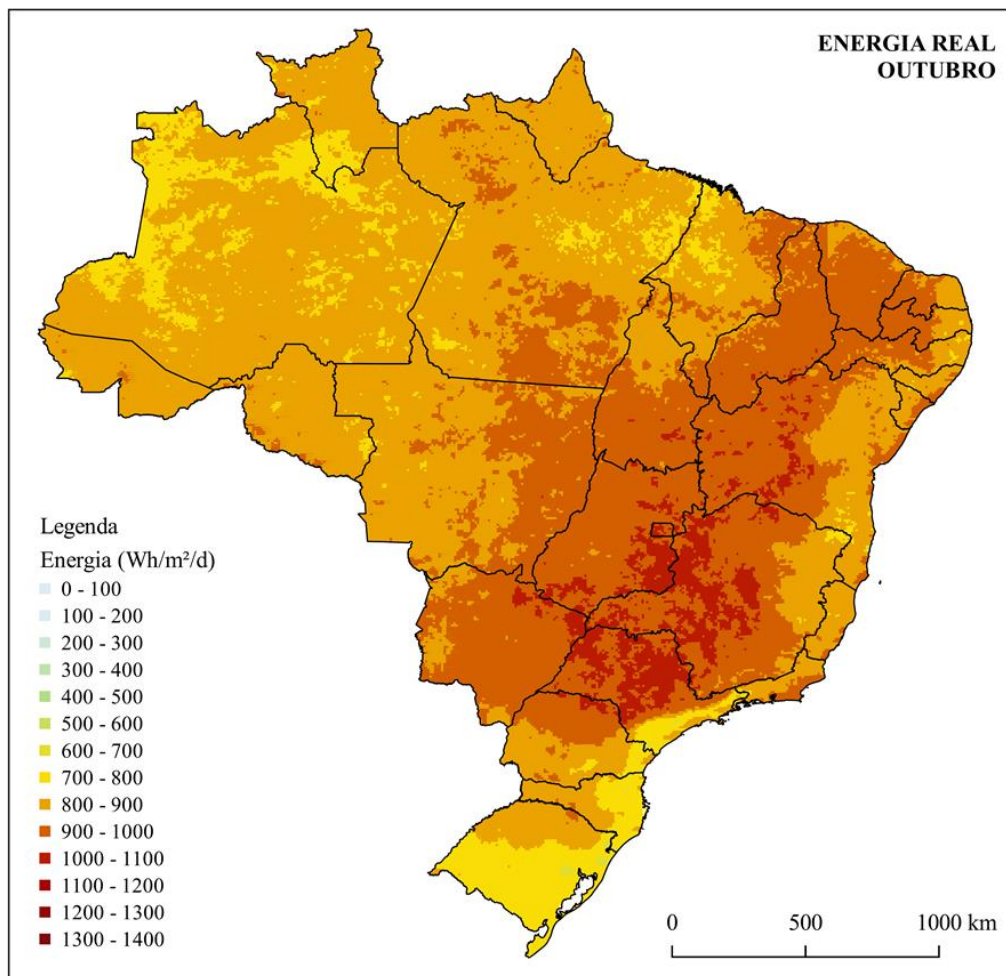


Figura 56. Energia real para o mês de outubro com a tecnologia de silício policristalino.

No mapa de energia real para o mês de outubro (Figura 56), que representa o período da primavera, observa-se como as regiões brasileiras apresentam distribuições diferentes na produção de energia solar em condições reais de operação. Neste caso, os estados próximos à região central do país apresentam potenciais reais maiores (entre as faixas de 900 a 1100 Wh/m²/d) que aqueles observados nas regiões mais distantes do centro geográfico (entre as faixas de 700 a 900 Wh/m²/d). No entanto, ao analisar as mesmas regiões, porém sob a ótica da energia nominal (Figura 57), os estados das regiões centrais do país apresentariam potenciais produtivos maiores (faixa de 1000 a 1100 Wh/m²/d).

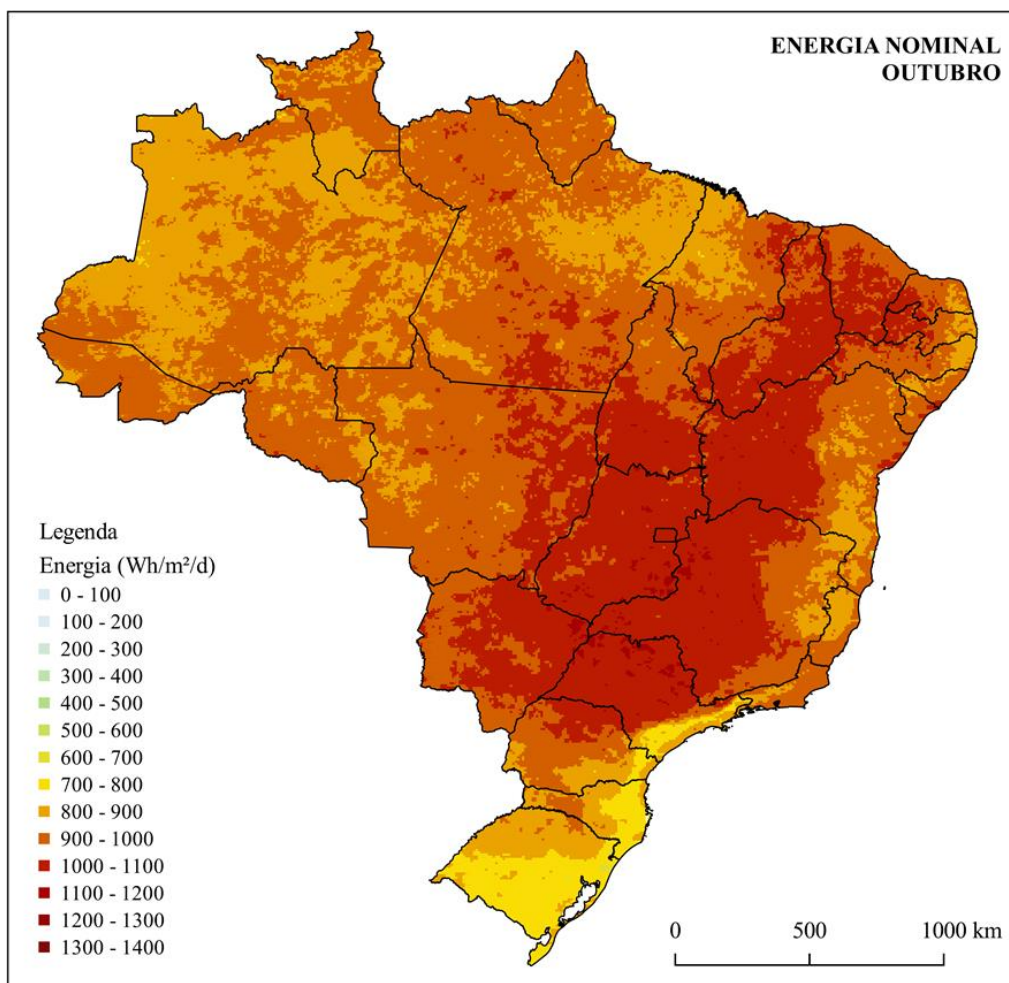


Figura 57. Energia nominal para o mês de outubro com a tecnologia de silício policristalino.

Esse contraste evidencia como o impacto da temperatura na operação real da tecnologia fotovoltaica é distinto entre as regiões brasileiras. Para a região Sul ocorre uma variação muito pequena entre a energia real e a nominal, visto que as condições meteorológicas garantem pequenas reduções na eficiência elétrica real. Por outro lado, para as demais regiões brasileiras as diferenças são mais expressivas, principalmente nos locais de maiores níveis de irradiação e altas temperaturas ambiente. Esse fato é evidenciado ao analisarmos qualitativamente as cores de ambos os mapas, de forma que nas figuras de energia nominal as cores tendem a ser mais escuras que aquelas nas condições de energia real.

A comparação entre os potenciais nominal e real tende a ser ainda mais expressiva quando são examinadas regiões de menor escala, como estados, mesorregiões e municípios. Por exemplo, os municípios das regiões a oeste do estado da Bahia e ao sul do estado do Piauí poderiam ser identificados como alguns dos que apresentam maior potencial solar sob a ótica do recurso solar. Porém, essas regiões

mostram-se menos potenciais que um grande número de municípios do oeste dos estados de Minas Gerais e São Paulo, quando são consideradas as condições reais de operação.

Para os meses correspondentes aos períodos do outono e inverno, avaliações similares surgem ao comparar a energia nominal e real ao longo do território brasileiro. Para tal, são apresentadas as figuras de energia real e nominal para os meses de abril, que retrata as condições do outono, e de julho, que representa as condições do inverno.

Durante o outono (Figura 58 e Figura 59), ocorre uma mudança significativa no potencial de energia real comparado ao nominal em todas as regiões brasileiras, exceto na região Sul, onde praticamente não ocorre alteração. Esse fato é reflexo de que a eficiência elétrica real na região Sul praticamente não se altera nas condições operacionais reais nestes períodos. O mesmo efeito ocorre para essa região esta mesma região durante o inverno (Figura 60 e Figura 61). Porém, durante o inverno nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, a temperatura de operação apresenta impacto menor na eficiência real de operação. Assim, para o período do inverno, apenas as regiões mais próximas à Linha do Equador apresentam variações significativas na comparação entre a energia real e nominal.

Dado o exposto, a análise mensal dos potenciais reais de aproveitamento solar ao longo do território brasileiro expõe como ocorrem variações significativas na produção de energia sob condições de operação reais. Perante esta análise destaca-se como a região Sul é menos impactada pela diminuição na eficiência elétrica em condições reais, se comparada às demais regiões brasileiras, onde o impacto pode ser diferente em função do período do ano. Este fato evidencia que o menor impacto na eficiência elétrica real nas regiões de maior latitude resulta em um maior aproveitamento real do recurso solar, mesmo que em menor nível, que as regiões onde a geração real sofre mais perdas por temperatura, podendo, portanto, até igualar-se às regiões com menor recurso solar.

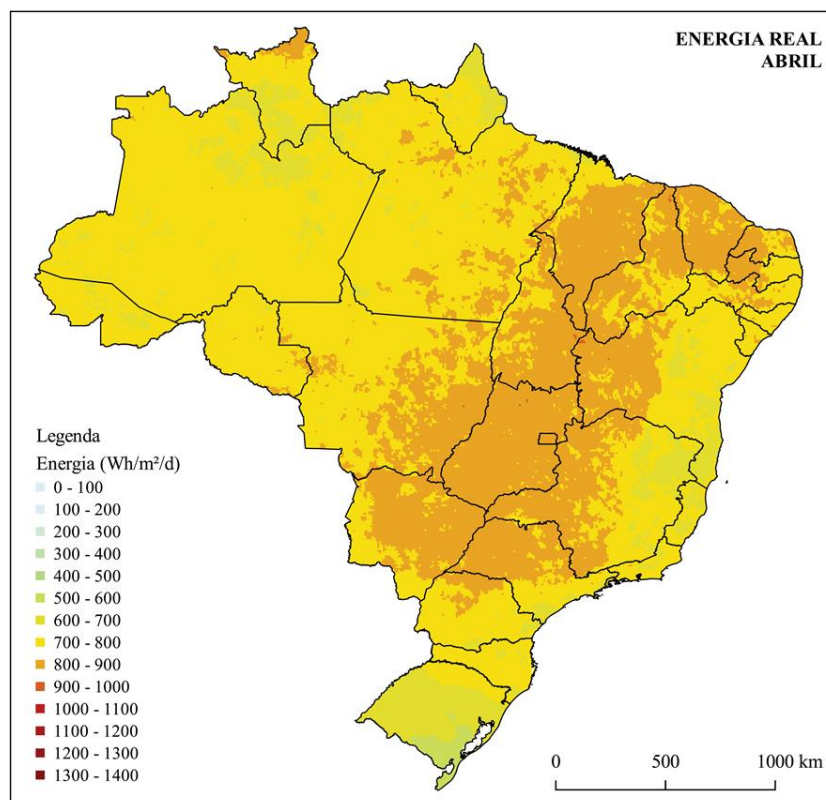


Figura 58. Energia real para o mês de abril com a tecnologia de silício policristalino.

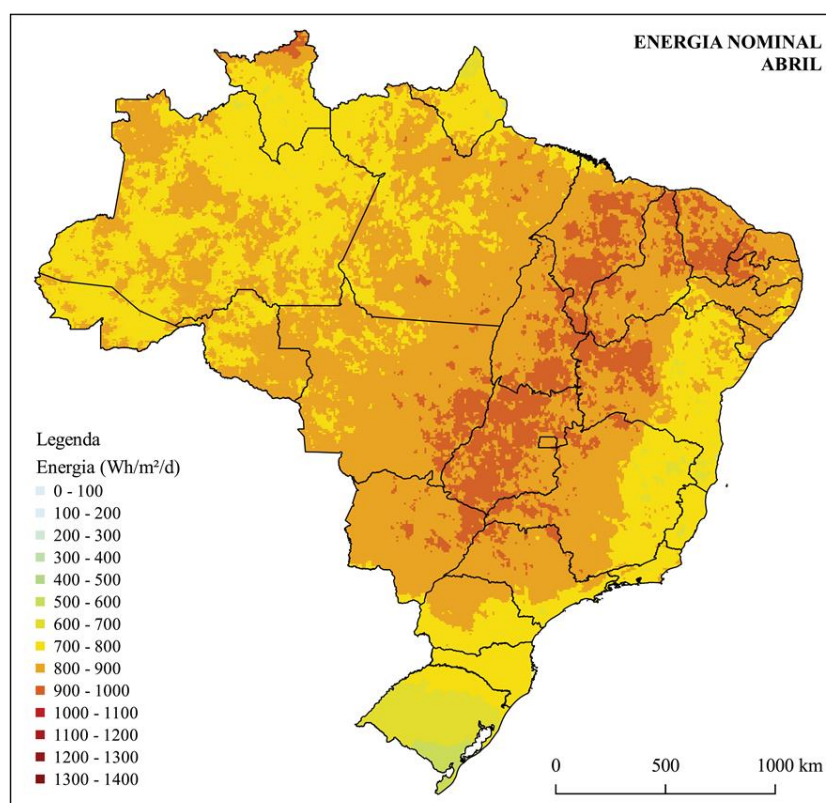


Figura 59. Energia nominal para o mês de abril com a tecnologia de silício policristalino.

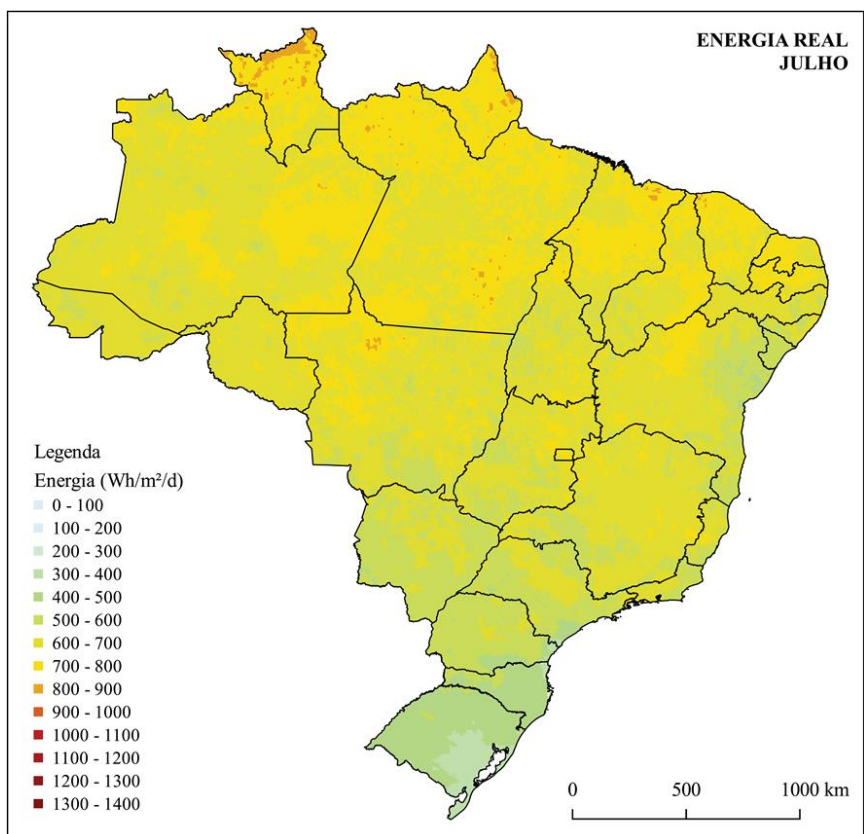


Figura 60. Energia real para o mês de julho com a tecnologia de silício policristalino.

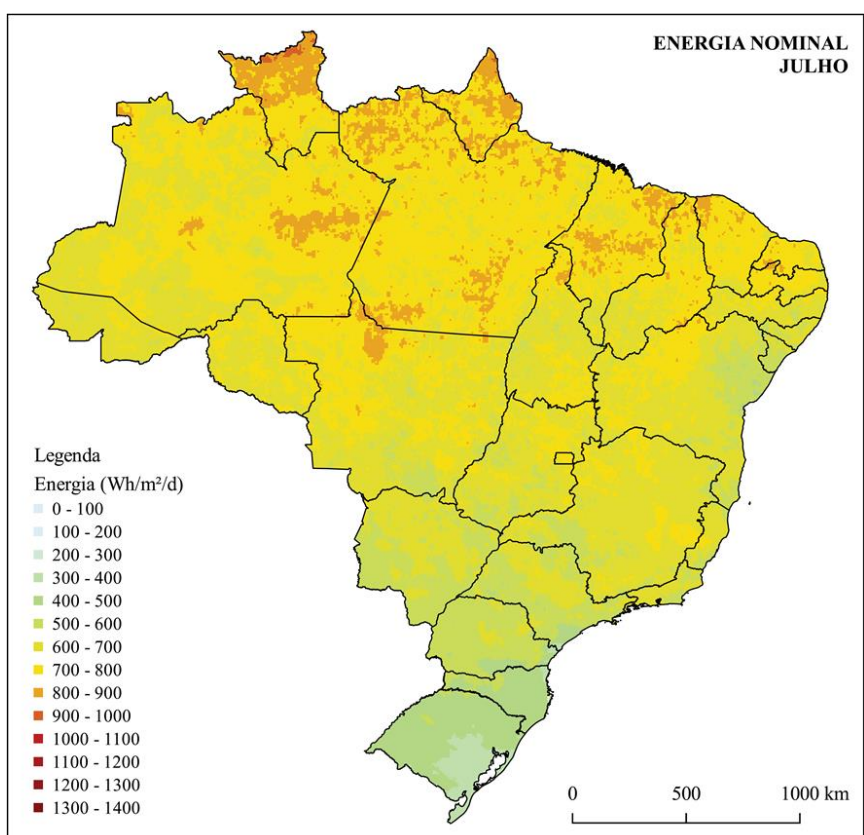


Figura 61. Energia nominal para o mês de julho com a tecnologia de silício policristalino.

Para consolidar a análise mensal, a Seção 6.3.1 realizará o comparativo do potencial anual, baseado na consolidação dos resultados da aplicação da metodologia para os 12 meses do ano, dentre os quais foram apresentados nesta seção os principais. No entanto, antes da análise anual, é importante que seja realizada uma avaliação estatística e numérica para complementar a interpretação visual dos mapas.

6.2. O impacto da temperatura de operação

Os mapas de eficiência real, energia real e nominal, apresentam de forma qualitativa o impacto das condições operacionais reais sobre a eficiência elétrica possibilitando a análise geográfica dos potenciais nas regiões brasileiras. A fim de quantificar este impacto no potencial solar brasileiro a seguir será apresentada uma análise estatística das variações na eficiência e energias real e nominal para todos os pontos calculados na metodologia. Ademais também será apresentada uma investigação do quão significativo ainda pode ser o impacto da temperatura de operação em diferentes arranjos de instalação, os quais refletem diferentes condições térmicas que causam variações no comportamento da eficiência elétrica real.

6.2.1. Análise estatística da eficiência real

Com base nos resultados obtidos para cada um dos pontos que compõem a malha de subdivisão do território nacional em áreas de 100 km² e para cada um dos meses analisados, foram calculados indicadores de valores médios, máximos e mínimos estruturando assim uma análise numérica do impacto do potencial solar real brasileiro.

Os valores mínimos e máximos correspondem aos extremos mensais dentre todos os pontos da malha. Os valores médios correspondem à média aritmética dos valores dos pontos da malha para cada mês de análise. Os valores de médias ponderadas são aplicados da mesma forma que o cálculo da eficiência elétrica média ponderada horária, onde os indicadores calculados são ponderados à irradiância horária, visto que os resultados têm maior representatividade nos horários em que a irradiância é maior. Para ilustrar a variação horária das energias nominal e real e da eficiência elétrica a Tabela 7 abaixo apresenta os resultados para o mês de outubro, quando ocorrem as variações mais significativas entre as horas do dia.

Tabela 7. Valores máximos, mínimos e média diária para o mês de outubro com a tecnologia de silício policristalino

	7	8	9	10	11	Hora local		14	15	16	17	18	Média Diária
	Eficiência elétrica real (%)												
Mínima	14.90	14.67	14.36	14.04	13.79	13.63	13.68	13.86	14.23	14.59	14.83	14.98	14.30
Máxima	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86	15.86
Variação Máxima	6%	8%	9%	11%	13%	14%	14%	13%	10%	8%	6%	6%	10%
	Irradiância (Wh/m²/d)												
Mínima	198	391	576	709	800	825	766	654	482	286	112	29	529
Máxima	281	537	776	930	996	993	891	746	550	309	138	67	648
Variação Máxima	30%	27%	26%	24%	20%	17%	14%	12%	12%	7%	19%	56%	19%
	Potência real (W/m²/d)												
Mínima	1	8	17	31	53	66	72	66	50	36	15	2	33
Máxima	44	83	117	139	148	147	132	112	83	48	22	11	97
Variação Máxima	99%	90%	85%	78%	64%	55%	46%	41%	40%	25%	29%	81%	60%
	Potência nominal (W/m²/d)												
Mínima	31	62	91	113	127	131	122	104	77	45	18	5	84
Máxima	45	85	123	148	158	158	141	118	87	49	22	11	103
Variação Máxima	30%	27%	26%	24%	20%	17%	14%	12%	12%	7%	19%	56%	19%

Os resultados mensais dos indicadores estatísticos permitem compor uma comparação objetiva entre todos os meses e assim retratar o comportamento anual. Neste contexto, a Tabela 8 apresenta para cada um dos meses do ano os resultados obtidos para: a eficiência elétrica real média ponderada¹⁴; a redução média absoluta¹⁵; a redução percentual média¹⁶; a eficiência elétrica real mínima¹⁷; a redução máxima absoluta¹⁸; e a redução percentual máxima¹⁹.

¹⁴ Eficiência elétrica média ponderada - média dentre todos os pontos da malha da análise dos valores de eficiência elétrica média ponderada (com a irradiância horária) diária de cada ponto.

¹⁵ Redução média absoluta - diferença entre o valor da eficiência elétrica nominal e os valores reais médios.

¹⁶ Redução percentual média - razão percentual entre a redução absoluta, máxima ou média, e o valor de eficiência elétrica nominal.

¹⁷ Eficiência elétrica real mínima - menor valor de eficiência elétrica real obtido dentre todos os pontos da malha da análise para o mês correspondente.

¹⁸ Redução máxima absoluta - diferença entre o valor da eficiência elétrica nominal e os valores reais mínimos.

¹⁹ Redução máxima absoluta - razão percentual entre a redução absoluta máxima e o valor de eficiência elétrica nominal.

Tabela 8. Eficiência real média ponderada e real mínima para a tecnologia de silício policristalino, com eficiência nominal de 15,86%, (%).

Mês	Eficiência Média Ponderada	Redução Média Ponderada	Percentual de Redução Máxima	Eficiência Real Mínima	Redução Máxima	Percentual de Redução Máxima
Janeiro	14,84	1,02	6,44	13,60	2,26	14,28
Fevereiro	14,90	0,96	6,03	13,77	2,09	13,15
Março	14,77	1,09	6,89	13,78	2,08	13,12
Abril	14,75	1,11	7,03	13,87	1,99	12,54
Mai	14,85	1,01	6,36	13,97	1,89	11,89
Junho	14,98	0,88	5,57	14,14	1,72	10,85
Julho	15,05	0,81	5,12	14,06	1,80	11,38
Agosto	14,83	1,03	6,49	13,98	1,88	11,87
Setembro	14,68	1,18	7,41	13,89	1,97	12,43
Outubro	14,66	1,20	7,56	13,63	2,23	14,03
Novembro	14,70	1,16	7,29	13,71	2,15	13,53
Dezembro	14,83	1,03	6,52	13,79	2,07	13,04
Mínimo	14,66	0,81	5,12	13,60	1,72	10,85
Máximo	15,05	1,20	7,56	14,14	2,26	14,28
Média Geral	14,82	1,04	6,56	13,85	2,01	12,68

Mesmo considerando que a variação da eficiência elétrica real é diferente ao longo das regiões do território brasileiro pode-se verificar que o impacto da temperatura de operação real no aproveitamento solar brasileiro é expressivo, podendo atingir reduções de até 14% na energia real produzida em alguns pontos do país. Em percentuais médios nacionais, verifica-se que a redução na eficiência elétrica sob condições operacionais reais é da ordem de 6,5%, o que representa um valor de destaque para qualquer avaliação de planejamento energético.

Ao longo do ano verifica-se que os meses correspondentes aos períodos de primavera e verão no hemisfério sul são aqueles onde ocorrem as maiores reduções na eficiência elétrica real, com reduções médias de 6,0 a 7,5% e máximas entre 12,4 e 14,2%. Nestes mesmos períodos, ocorrem também as maiores diferenças na distribuição de eficiência elétrica real ao longo das regiões brasileiras. De forma análoga, para os meses correspondentes aos períodos de outono e inverno no hemisfério sul, as diferenças absolutas na eficiência elétrica real são menores, com reduções médias entre 5,1 e 7,0% e máximas entre 10,8 e 13,1%.

De maneira complementar, a Tabela 9 apresenta os resultados de valores mínimos, máximos e médios para a energia real e nominal obtidas mensalmente e extraídos com base em todos os pontos da malha de análise. Nesta tabela é apresentada ainda a diferença percentual entre a energia real média e a energia nominal média para cada um dos meses do ano.

Tabela 9. Energia real e nominal para a tecnologia de silício policristalino (Wh/m²/d).

Mês	Energia Real Mínima	Energia Real Máxima	Energia Real Média	Energia Nominal Mínima	Energia Nominal Máxima	Energia Nominal Média	Diferença entre Real e Nominal
Janeiro	538,0	1122,6	833,2	564,9	1207,5	891,7	-6,6%
Fevereiro	431,4	1063,3	780,1	450,1	1128,8	830,1	-6,0%
Março	373,0	994,4	781,8	391,7	1076,4	837,9	-6,7%
Abril	327,6	924,2	766,5	341,7	997,6	821,2	-6,7%
Maio	261,0	864,6	703,8	270,3	930,3	747,8	-5,9%
Junho	238,5	866,4	633,7	240,0	936,2	668,1	-5,1%
Julho	296,3	879,1	651,6	296,3	950,6	685,2	-4,9%
Agosto	340,8	959,4	781,2	346,0	1047,9	830,8	-6,0%
Setembro	378,2	1050,1	843,2	389,8	1117,3	904,5	-6,8%
Outubro	441,7	1073,1	879,8	456,9	1131,9	947,1	-7,1%
Novembro	434,8	1103,9	861,2	451,5	1172,3	926,1	-7,0%
Dezembro	406,5	1121,2	814,2	422,1	1191,3	869,8	-6,4%
Mínimo	238,5	864,6	633,7	240,0	930,3	668,1	-4,9%
Máximo	538,0	1122,6	879,8	564,9	1207,5	947,1	-7,1%
Média	372,3	1001,9	777,5	385,1	1074,0	830,0	-6,3%

Perante a análise da energia real produzida e comparada àquela que seria produzida em condições nominais de operação, ratifica-se novamente como é expressivo o impacto da temperatura de operação na análise do potencial solar brasileiro. A redução média anual da energia real produzida, calculado sobre todos os pontos, em comparação com a nominal é de 6,3%.

As diferenças entre a energia real gerada ao longo do território nacional apresentam uma variação que pode chegar a ser até 2,9 vezes entre os pontos com menor energia em relação aqueles com valores máximos. Essa grande divergência ocorre em todos os meses do ano, porém de forma menos abrupta para os meses correspondentes aos períodos do verão e primavera, quando na média ocorrem diferenças de 1,5 vezes entre valores máximos e mínimos. Portanto, esse fato faz com que as grandes reduções observadas na eficiência real não alterem drasticamente a

classificação das regiões brasileiras com maior potencial solar, pois as diferenças entre a irradiação de diferentes regiões possuem ordem de grandeza maior que a redução observada na eficiência elétrica real. Em outras palavras, verifica-se que o impacto da temperatura de operação no aproveitamento solar brasileiro altera todos os potenciais regionais, porém sem implicar em alterações extremas na ordenação de estados com maior potencial solar.

Por fim, são apresentados os histogramas de faixas de valores de energia real e nominal que ocorrem para cada um dos meses do ano. A Figura 62 apresenta uma composição de quatro histogramas, cada um representando um dos meses correspondentes às estações do ano.

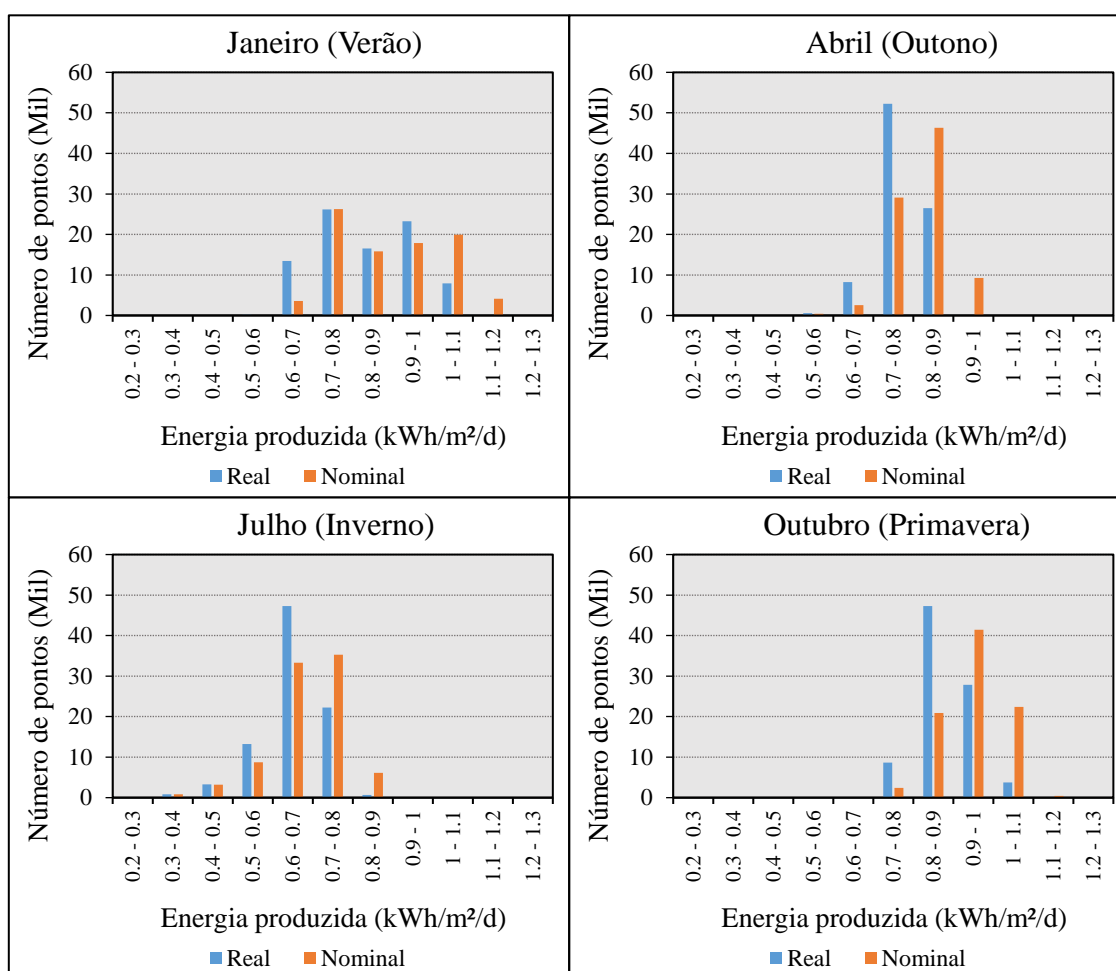


Figura 62. Histogramas de energia real e nominal para a tecnologia de silício policristalino.

Para todos os meses do ano é notório que a distribuição da energia nominal dentre os pontos do território sempre se apresenta em faixas maiores que a distribuição da energia real. Verifica-se, novamente, como é expressivo o impacto da temperatura de

operação nos aproveitamentos do potencial solar brasileiro, à medida que as distribuições médias, para todos os meses, são sempre deslocadas para as faixas de valores menores que aqueles observados caso não fossem consideradas as condições de operação real.

6.2.2. O aproveitamento solar em diferentes arranjos de instalações

A relação entre as condições meteorológicas locais com a temperatura de operação das células e com a eficiência elétrica real da tecnologia fotovoltaica depende diretamente do arranjo de instalação dos módulos. As configurações de instalação determinam as condições termodinâmicas de troca de calor com o ambiente, o que pode levar a temperaturas de operação mais elevadas em caso de limitações no resfriamento. O estudo central e os principais resultados apresentados nesta análise fundamentaram-se em instalações fotovoltaicas de arranjo livre, que garantem as melhores condições de resfriamento para os painéis. Portanto, para complementar a análise do impacto da temperatura de operação é importante avaliar as outras configurações de instalação e assim compreender em quais proporções estes diferentes arranjos podem impactar na produção de energia real.

No arranjo de montagem livre, que é frequentemente utilizado em instalações de usinas solares centralizadas, os módulos são instalados em estruturas metálicas que permitem um fluxo de ar livre em ambas as faces do equipamento. Nesta configuração os processos de dissipação de calor pelos fenômenos de radiação, condução e convecção podem ocorrer em praticamente todas as direções, levando a uma temperatura de operação mais baixa, se comparada a outros arranjos.

Os arranjos típicos para instalações fotovoltaicas integradas às edificações são utilizados normalmente em aplicações de geração distribuída e podem ser de inúmeras formas diferentes. Neste estudo são avaliadas 3 configurações de instalação além do arranjo livre, que classificam as principais formas de integração às edificações utilizadas. A mudança do tipo de instalação é realizada alterando-se o coeficiente de montagem, ω , na Equação 6 do modelo central desta análise.

Como a instalação em arranjo livre associa o valor unitário para o coeficiente de montagem e este representa o caso base para todo o estudo central, para compor os resultados da avaliação complementar a metodologia foi aplicada aos demais 3 casos de

arranjo com os seguintes coeficientes de montagem: $\omega = 1,2$ para telhado plano; $\omega = 1,8$ para telhado inclinado; $\omega = 2,4$ para instalação integrada à edificação.

Cada caso de arranjo foi avaliado para os 4 meses que representam os períodos das estações do ano e para as diferentes tecnologias fotovoltaicas. Nesta seção o objetivo central é avaliar o impacto dos diferentes arranjos na produção de energia e, portanto, serão apresentados os resultados para a tecnologia de silício policristalino. Os resultados da modelagem com diferentes arranjos para as demais tecnologias fotovoltaicas serão apresentados e discutidos na seção 6.4, que é dedicada ao comparativo entre diferentes tecnologias.

A Tabela 10 apresenta os resultados obtidos para a eficiência elétrica em condições de operação real com diferentes arranjos de instalação, incluindo a configuração de montagem livre para comparação.

Tabela 10. Resultados de diferentes arranjos de instalação para a tecnologia de silício policristalino (%).

Arranjo	ω	Mês	Eficiência Média Ponderada	Redução Média Ponderada	Percentual de Redução Máxima	Eficiência Real Mínima	Redução Máxima	Percentual de Redução Máxima
Montagem Livre	1,0	Janeiro	14.84	1.02	6.44	13.60	2.26	14.28
		Abril	14.75	1.11	7.03	13.87	1.99	12.54
		Julho	15.05	0.81	5.12	14.06	1.80	11.38
		Outubro	14.66	1.20	7.56	13.63	2.23	14.03
		MÉDIA	14,82	1,04	6,56	13,85	2,01	12,68
Telhado Plano	1.2	Janeiro	14.64	1.22	7.70	13.16	2.70	17.04
		Abril	14.53	1.33	8.38	13.47	2.39	15.09
		Julho	14.88	0.98	6.18	13.68	2.18	13.71
		Outubro	14.44	1.42	8.95	13.21	2.65	16.73
		MÉDIA	14.62	1.24	7.81	13.38	2.48	15.64
Telhado Inclinado	1.8	Janeiro	14.04	1.82	11.49	11.84	4.02	25.38
		Abril	13.88	1.98	12.47	12.24	3.62	22.80
		Julho	14.37	1.49	9.39	12.57	3.29	20.72
		Outubro	13.78	2.08	13.12	11.89	3.97	25.03
		MÉDIA	14.02	1.84	11.62	12.14	3.72	23.48
Integrado à Edificação	2.4	Janeiro	13.44	2.42	15.28	10.51	5.35	33.71
		Abril	13.23	2.63	16.56	11.02	4.84	30.50
		Julho	13.86	2.00	12.63	11.46	4.40	27.72
		Outubro	13.12	2.74	17.29	10.57	5.29	33.32
		MÉDIA	13.41	2.45	15.44	10.89	4.97	31.31

De acordo com os resultados expostos, o impacto da temperatura de operação no aproveitamento solar é ainda mais expressivo quando a instalação dos módulos

ocorre em arranjos típicos de geração distribuída. Na instalação em telhado plano, que permite um fluxo de ar contínuo sobre os painéis (menor que no arranjo livre), verifica-se uma redução média de 7,81%, que corresponde a 1,3% a mais que o caso de montagem livre. Para os casos de instalação em telhado inclinado, quando o fluxo de ar depende da direção do vento, a redução média é ainda maior, chegando a 11,62%, o que representa quase 5% a mais que o caso de montagem livre. De forma mais extrema, para o caso de instalação integrada à edificação observa-se que a redução média na eficiência pode atingir 15,44% e chegar, em pontos extremos, a reduzir até 31% a eficiência real de operação.

A fim de possibilitar um comparativo qualitativo entre os diferentes arranjos de instalação no potencial brasileiro, a Figura 63 a seguir exibe os mapas de energia real gerada para os quatro casos de análise, comparados à energia nominal para o mês de outubro.

De acordo com os mapas de energia real e a Tabela 10 verifica-se como as condições termodinâmicas dos diferentes arranjos de montagem impactam de forma significativa no potencial solar regional. Tal efeito traduz como o impacto da temperatura é tanto maior quanto o coeficiente de montagem é elevado, quando a temperatura de operação se torna mais dependente das condições de operação locais. Portanto, em instalações com montagem integrada às edificações, o potencial solar real é alterado de forma mais expressiva que o caso de instalação em montagem livre.

Na condição de instalação integrada às edificações, grande parte dos estados brasileiros apresenta um potencial de energia real na faixa de 700 a 900 Wh/m²/d. Porém, em condições de montagem livre, a distribuições de faixas de potencial ao longo dos estados brasileiros apresenta uma distribuição mais ampla, entre 700 a 1100 Wh/m²/d. Sob esta perspectiva, as instalações fotovoltaicas integradas às edificações (e em telhados, planos ou inclinados) os aproveitamentos reais são mais equivalentes entre as regiões brasileiras, se comparados à configuração de arranjo livre (típico de usinas centralizadas). Por exemplo, o Maranhão representa um local com maior potencial solar que o Paraná para instalações centralizadas, porém ambos estados apresentam potenciais equivalentes para instalações integradas às edificações ou em telhados.

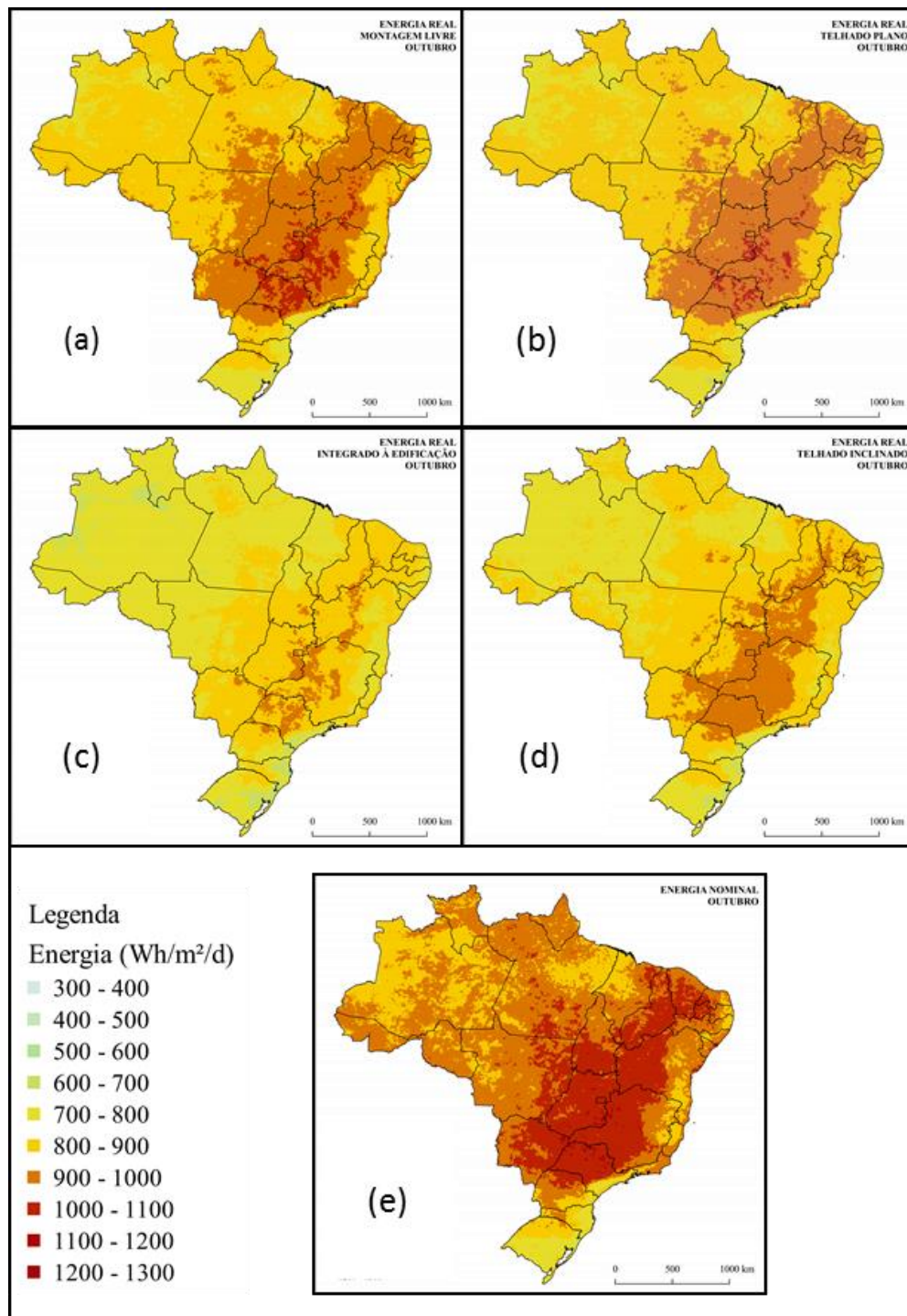


Figura 63. Mapas de energia real para diferentes arranjos de montagem e para energia nominal. (a) Montagem Livre. (b) Telhado Plano. (c) Telhado Inclinado). (d) Integrado à edificação. (e) Energia Nominal.

A distribuição de valores em forma de histograma é apresentada para os quatro casos de montagem e para os meses de janeiro e outubro na Figura 64 e na Figura 65. Para ambos os meses nota-se como a distribuição entre as faixas de potencial de energia real sofre uma tendência de produzir médias menores à proporção que o coeficiente de montagem é maior.

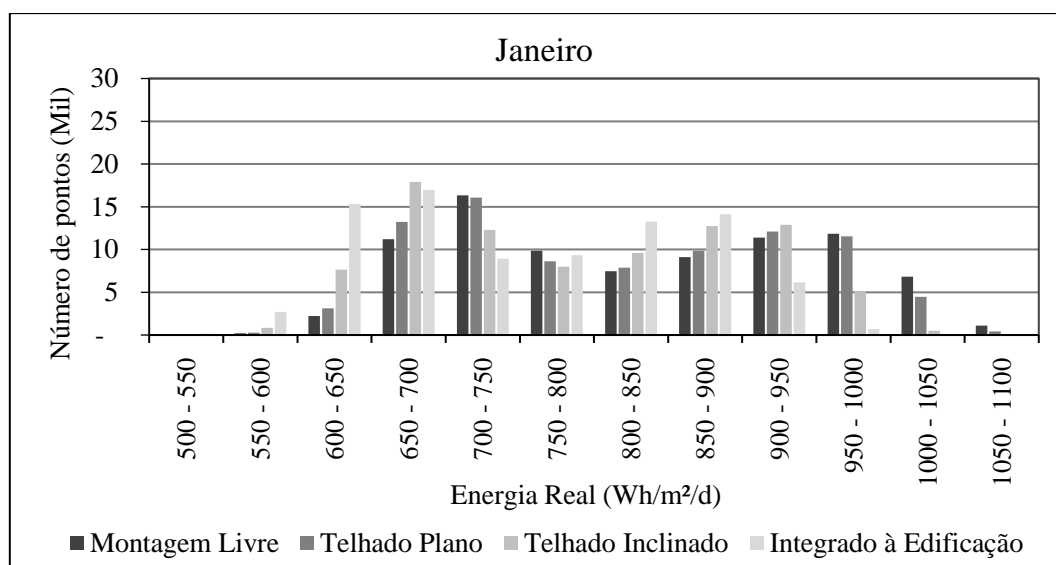


Figura 64. Histograma de distribuição para arranjos de instalação no mês de janeiro para a tecnologia de silício policristalino.

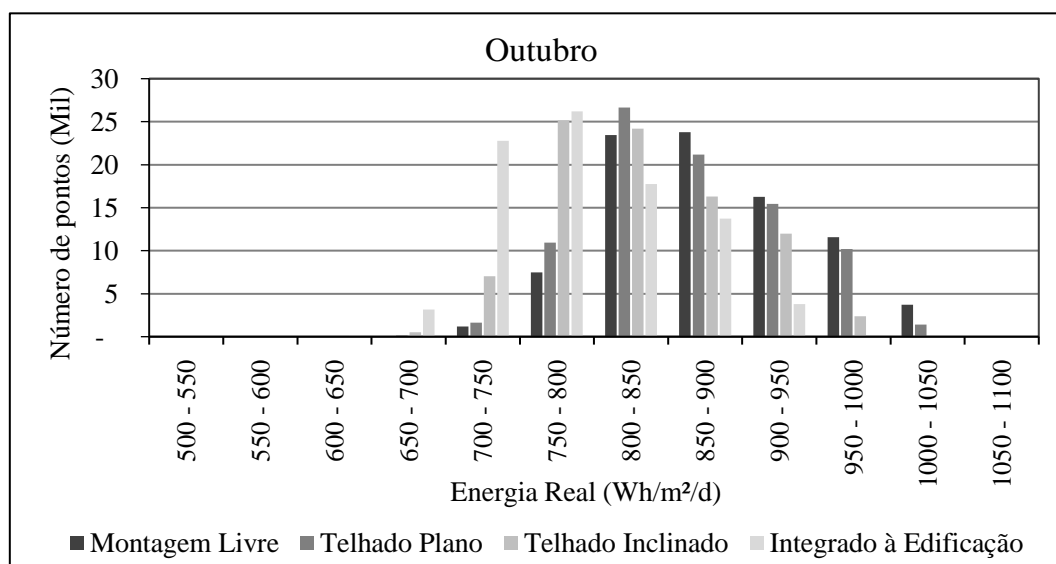


Figura 65. Histograma de distribuição para arranjos de instalação no mês de outubro para a tecnologia de silício policristalino.

Esta análise complementar reforça ainda mais como as condições reais de operação impactam nos estudos do potencial solar brasileiro, à medida que a instalação em diferentes arranjos pode representar um fator crítico para o aproveitamento real. Importante destacar que mesmo em instalações integradas às edificações é possível utilizar estruturas de montagem que garantem fluxo de ar livre em ambas as faces do módulo, o que permite a operação em níveis de eficiência mais próximos às condições nominais. Portanto, tanto em instalações centralizadas quanto para aplicações urbanas e com fins de geração distribuída é possível utilizar estruturas que minimizem o impacto

da temperatura de operação no desempenho das tecnologias ou também com o uso de sistemas híbridos, como, por exemplo as tecnologias fotovoltaicas térmicas (PVT).

6.3. Regiões com maior aproveitamento do recurso solar

Compreendido o impacto que as condições reais de operação têm sobre a eficiência elétrica real, desponta uma base de informações que permitem identificar as regiões com maior aproveitamento do recurso solar. A partir das análises mensais e estatísticas verifica-se como o aproveitamento real da energia solar no território brasileiro varia significativamente para cada mês de análise. Além disso, para alguns meses ocorrem mudanças expressivas na disposição dos pontos com maior impacto na eficiência elétrica real ao longo do território, o que não garante que o mesmo se repita para a análise anual da produção de energia elétrica. Portanto, a identificação das regiões com maior aproveitamento do potencial solar apresenta resultados mais concretos se analisados em médias anuais, construídas sobre os resultados mensais.

Para tais fins, esta seção evidencia os resultados e análise dos mapas de potencial anual corrigido, considerando as condições reais de operação e comparando-os com o potencial que seria erroneamente identificado, sem a consideração do impacto da temperatura de operação. Além disso, é apresentada uma análise numérica de classificação entre os estados federativos brasileiros, identificando dentre eles quais desenvolvem os maiores níveis de energia real individuais.

Ademais, nesta seção, são conduzidas análises complementares que permitem a identificação de regiões estratégicas para o aproveitamento do recurso solar brasileiro. Estas regiões são caracterizadas como estratégicas com base na complementariedade entre as variáveis meteorológicas e o recurso primário, como também frente às condições estruturais de proximidade à rede do sistema elétrico. Estas análises complementares remetem a uma visão técnica e econômica, pois são indicadas regiões onde o escoamento da energia produzida ocorreria de forma economicamente mais atrativa para instalações centralizadas. Dessa forma, a identificação das regiões estratégicas subsidia a condução de estudos de planejamento energético direcionados.

Esta seção está dividida em três partes: a primeira com a apresentação dos resultados para o potencial anual corrigido, a segunda com a classificação das regiões

brasileiras, e a terceira com as análises complementares que visam indicar regiões estratégicas para o aproveitamento do recurso solar no Brasil.

6.3.1. Potencial anual corrigido

O potencial anual corrigido é resultado da consolidação dos dados mensais obtidos para cada área de subdivisão do território na análise. Assim, o resultado anual de cada ponto dos mapas representa a média da energia diária produzida naquele local ao longo dos 12 meses do ano. A Figura 66 exibe o mapa de energia real anual que seria gerada através da tecnologia de silício policristalino.

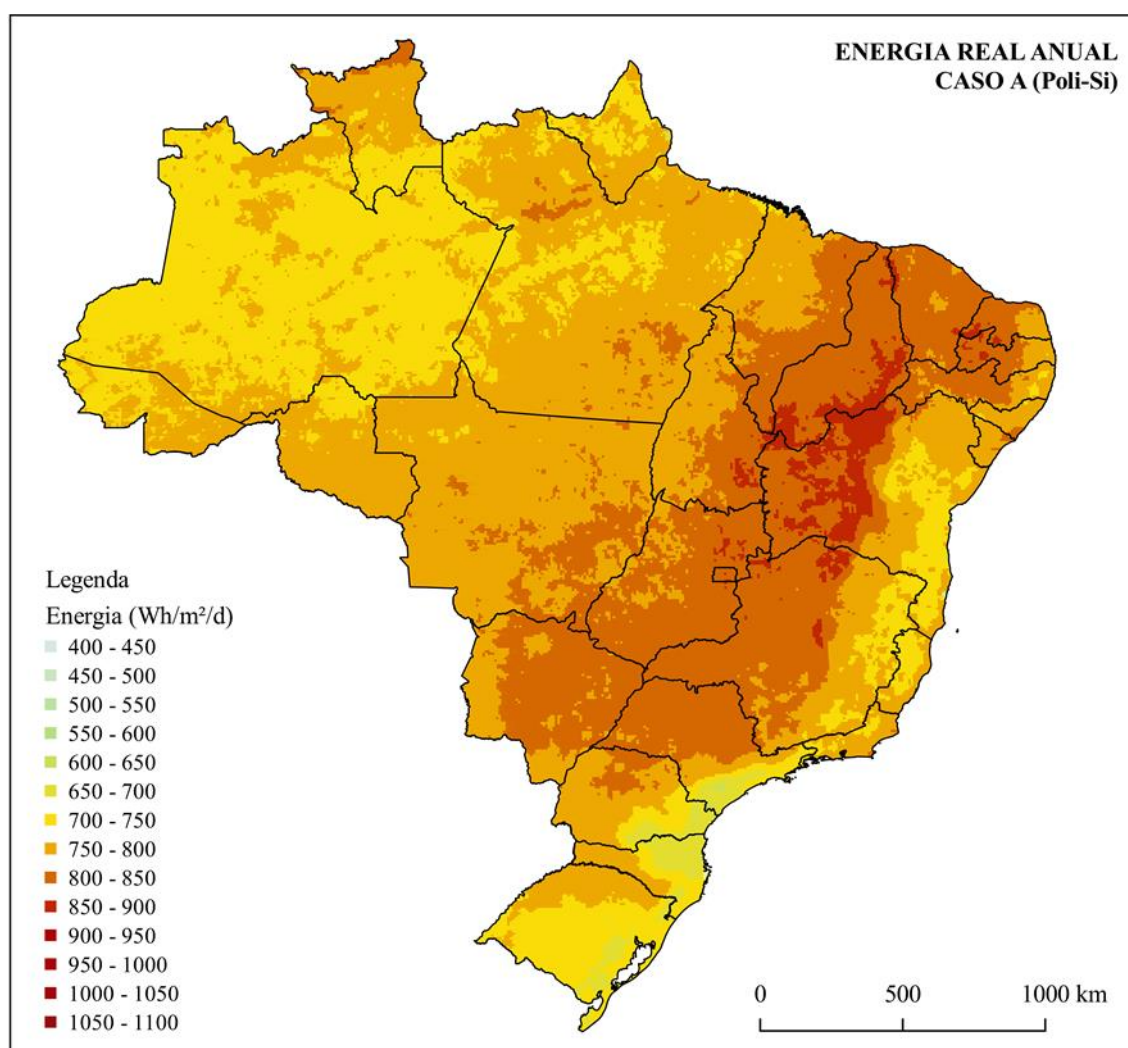


Figura 66. Mapa de energia real anual para a tecnologia de silício policristalino.

Através deste comparativo verifica-se como incide uma mudança significativa nas cores dos mapas, o que representa como as condições reais de operação alteram o potencial solar real brasileiro em todas as regiões do país, mesmo que em menor grau

em algumas. Contudo as diferenças são mais expressivas quando são realizadas comparações entre regiões de menor escala, como municípios ou mesorregiões, tendo como exemplo as regiões oeste da Bahia e oeste de Minas Gerais.

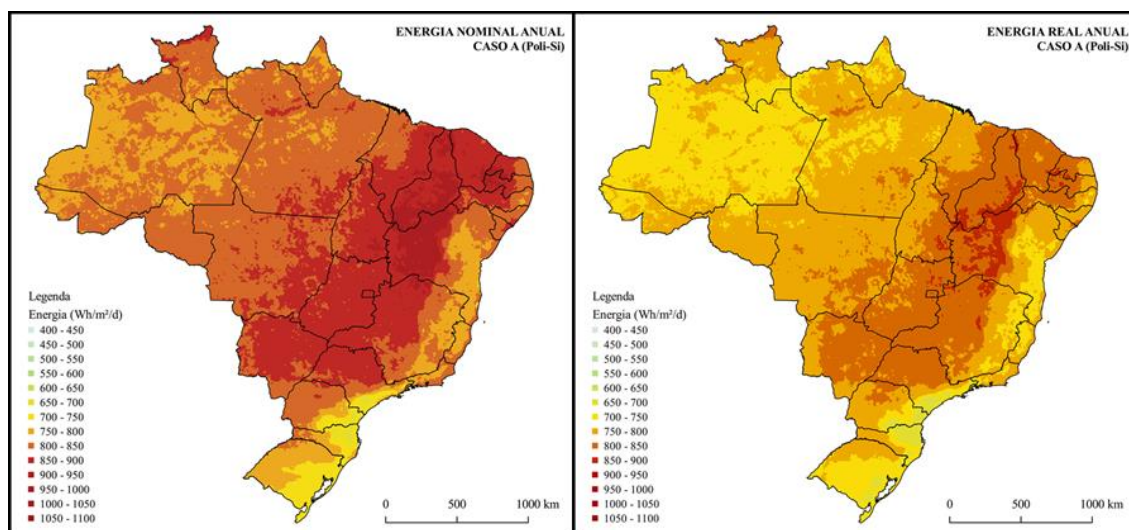


Figura 67. Mapas de energia anual nominal (esquerda) e real (direita) para a tecnologia de silício policristalino.

A análise do mapa de potencial anual corrigido conduz à construção de duas principais observações. A primeira indica que ocorre uma variação relevante entre os potenciais de diferentes regiões brasileiras, porém mais suaves que as divergências expressivas ocorridas na análise mensal. A segunda, e mais importante deste estudo, ratifica como o impacto da temperatura de operação é determinante para a identificação correta das regiões com maior aproveitamento real do recurso solar no Brasil e que, quanto menor a região de análise, mais relevante é o impacto real. Esta segunda conclusão é mais evidente através da comparação entre os mapas de energia real e nominal, postos lado a lado sob a mesma escala de cores na Figura 67.

A Figura 68 complementa a análise comparativa entre o potencial real e o nominal através da exibição dos locais com melhor aproveitamento dentre o total de pontos do território brasileiro. Neste mapa estão exibidos apenas os pontos que representam os locais com energia real e nominal acima do valor de energia que divide o percentual total de pontos pela metade. Isto é, dentre os 87.586 pontos da malha de divisão do território, estão selecionados apenas os 43.793 pontos com maior aproveitamento. Para o caso da energia real o menor valor que corresponde aos 50% dos pontos com maior aproveitamento é 776 Wh/m²/d, enquanto para a energia nominal o menor valor é 828 Wh/m²/d.

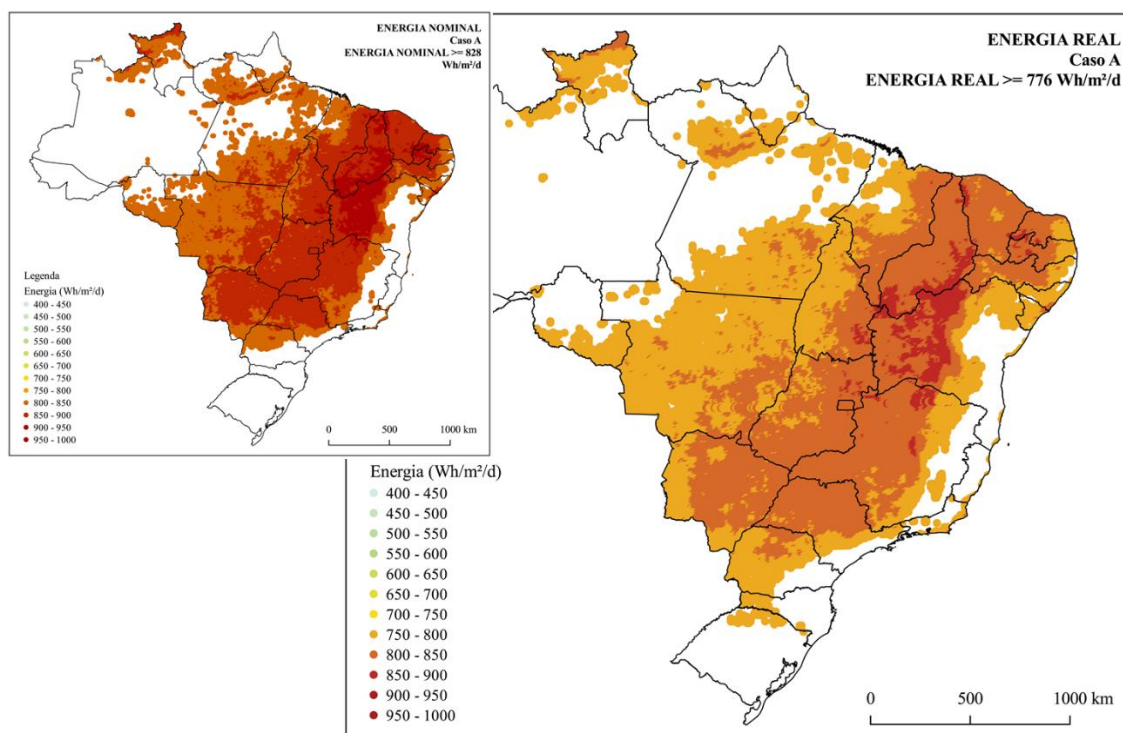


Figura 68. Melhores pontos para o aproveitamento real da energia solar. Figura maior: pontos com energia real maior que 776 Wh/m²/d. Figura menor: pontos com energia nominal maior que 828 Wh/m²/d.

Verifica-se através da Figura 68 que a distribuição de pontos com melhor aproveitamento real compreende regiões distintas daquelas que caracterizar-se-iam como melhores sob a ótica da energia nominal, sem considerar as condições reais de operação.

A Tabela 11 apresenta a distribuição de áreas do território correspondente a cada faixa de energia real e nominal, e a Figura 69 caracteriza a distribuição de faixas de valores em forma de histograma, mostrando como ocorre uma transposição das faixas de maior distribuição de pontos em níveis de potencial solar ao longo do território brasileiro quando são consideradas as condições reais de eficiência elétrica.

Tabela 11. Distribuição de áreas por faixas de energia.

Faixa (Wh/m ² /d)	Energia Real (km ²)	Energia Nominal (km ²)
550 - 600	200	200
600 - 650	3.600	100
650 - 700	102.200	29.100
700 - 750	2.288.200	214.200
750 - 800	3.891.000	1.695.700
800 - 850	2.245.700	4.051.000
850 - 900	227.300	2.370.400
900 - 950	0	397.600

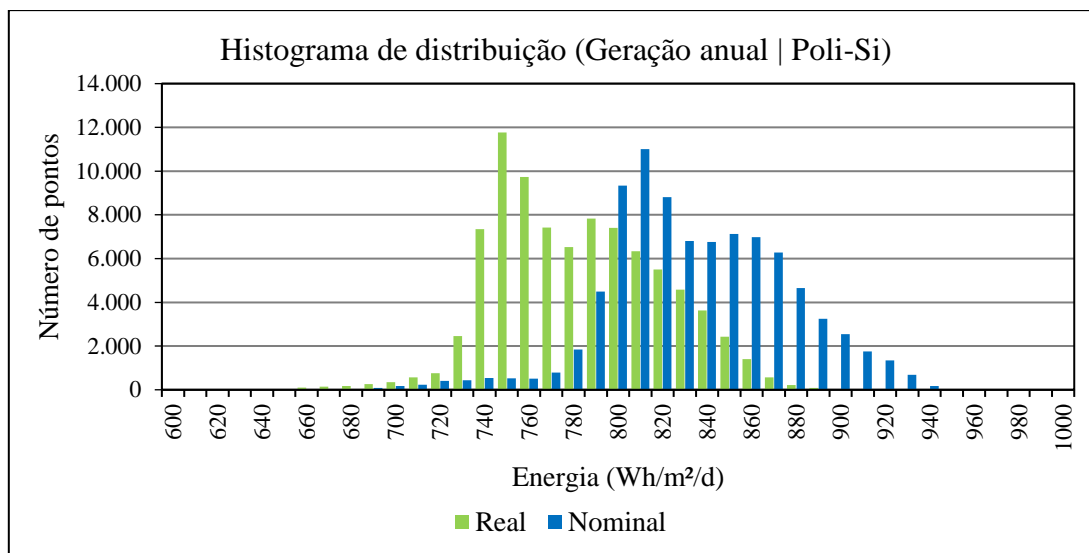


Figura 69. Histograma de distribuição anual para a tecnologia de silício policristalino.

O potencial anual sob a análise da eficiência nominal está caracterizado pela maior distribuição de pontos na faixa de 800 a 900 Wh/m²/d. Porém, ante a análise em condições de operação real, verifica-se que grande parte das regiões de maior potencial solar situam-se na faixa de 700 a 800 Wh/m²/d.

6.3.2. Comparativo entre as regiões

O comparativo entre as regiões com maior potencial solar compreende o resultado mais relevante deste estudo e é sustentado pela classificação ordenada dos estados com maior potencial anual. Esta ordenação é baseada no cálculo de indicadores médios, realizados para cada um dos estados. A classificação principal corresponde à ordem decrescente dos indicadores estaduais médios de energia real média. Duas outras ordenações também são apresentadas e correspondem à energia nominal média estadual e à eficiência média ponderada estadual. O cálculo de cada um destes indicadores é realizado através da média aritmética dos valores correspondentes para todas as áreas inseridas dentro dos limites de cada estado.

A Tabela 12 a seguir apresenta a ordem de classificação dos estados brasileiros (destacando o Distrito Federal) referente à utilização da tecnologia de silício policristalino em arranjo de montagem livre. A escolha do silício para representar esta classificação, baseia-se no fato de que o valor de eficiência elétrica nominal obtido da pesquisa dos principais equipamentos comerciais corresponde a um valor intermediário

dentre as demais tecnologias e o coeficiente de temperatura (médio dos maiores fabricantes) é o maior dentre todos os casos de estudo.

Tabela 12. Classificação de estados brasileiros em relação ao potencial solar estadual e eficiência elétrica real.

Posição	Energia Real		Energia Nominal		Eficiência Média Ponderada	
	Estado	Média estadual (Wh/m ² /d)	Estado	Média estadual (Wh/m ² /d)	Estado	Média estadual (%)
1	DF	838	PI	900	RS	15.44
2	PI	835	CE	882	SC	15.42
3	CE	824	DF	879	PR	15.27
4	PB	824	PB	876	DF	15.15
5	RN	819	RN	873	RJ	15.11
6	GO	815	GO	867	SP	15.10
7	PE	808	TO	862	MG	15.07
8	BA	805	MS	857	ES	15.05
9	MS	805	PE	855	PE	15.00
10	MG	804	MA	855	BA	14.98
11	TO	801	BA	854	MS	14.95
12	SP	794	MG	848	SE	14.94
13	MA	793	MT	841	GO	14.93
14	MT	786	SP	837	AL	14.92
15	AL	778	AL	829	PB	14.92
16	SE	777	SE	825	RN	14.88
17	PR	772	RR	825	AC	14.86
18	RR	768	PA	822	MT	14.83
19	PA	766	RO	818	RO	14.82
20	RO	764	AP	807	CE	14.81
21	RJ	759	PR	805	AP	14.79
22	AP	752	AC	802	RR	14.78
23	AC	751	AM	800	PA	14.77
24	ES	745	RJ	799	TO	14.76
25	AM	742	ES	787	PI	14.73
26	RS	735	RS	760	AM	14.73
27	SC	719	SC	743	MA	14.72

Analisando as regiões referentes aos 10 estados com maior aproveitamento real do recurso solar no Brasil, o Nordeste corresponde à região de principal destaque, seguida pelo Centro-Oeste. Essa classificação, tanto a partir da ordenação pela energia real quanto nominal, está diretamente associada aos altos níveis de irradiação global que chegam à superfície destes estados. Porém, verifica-se que ocorre uma alteração em diversas posições no *ranking* ao comparar as classificações em ordem de energia nominal e real.

Por outro lado, do ponto de vista exclusivo das melhores condições operacionais, representada pela classificação de ordem de maior nível de eficiência média ponderada estadual, a região Sul recebe destaque por tomar as primeiras posições no *ranking*. Deve-se esse fato às menores temperaturas ambientes anuais, comparadas ao restante do país, e também à ocorrência de intensos regimes de ventos e baixos níveis de irradiância. Embora a eficiência elétrica real seja sempre maior nos estados do Sul, as diferenças entre os níveis de irradiação entre as regiões são maiores que a diminuição relativa no desempenho das tecnologias, fazendo com que estes estados melhorem de posição na classificação, mas não cheguem às primeiras posições.

Apesar de representar uma área significativamente menor que todos estados brasileiros, o Distrito Federal, que assumiria a terceira posição na classificação do ponto de vista da energia nominal, assume a primeira posição quando são consideradas as condições reais. Essa alteração de posições ocorre para diversos estados brasileiros, principalmente para aqueles posicionados após a 6ª colocação no ranking. Tomando como exemplo o Tocantins, que se classificaria como o 6º colocado do ponto de vista exclusivo de recurso solar (energia nominal), quando consideras as condições reais este estado desloca-se para a 11ª posição, o que se deve a uma grande redução na eficiência real nesta região. De forma análoga, a Bahia desloca-se da 11ª posição em energia nominal para a 8ª posição em ordem de energia real.

Destaca-se ainda que o caso do Distrito Federal representa um exemplo de como uma região de menor escala pode tomar frente às demais, com proporções similares, quando são consideradas as condições reais de eficiência.

6.3.3. Regiões estratégicas

A indicação de regiões estratégicas compõe-se de uma análise complementar que aproveita os resultados deste estudo para identificar locais em que ocorrem particularidades relevantes para o aproveitamento do recurso solar brasileiro. Dessa forma, as regiões estratégicas aqui identificadas não são desenvolvidas de forma exaustiva, o que incentiva pesquisas e estudos específicos.

Duas abordagens principais são conduzidas nesta análise de regiões estratégicas. A primeira visa observar a complementariedade com duas variáveis meteorológicas determinantes para o aproveitamento real e consideradas neste estudo:

temperatura ambiente e velocidade do vento. A segunda abordagem apresenta uma análise geográfica de proximidade entre regiões com alto potencial real de aproveitamento do recurso solar com a infraestrutura elétrica existente de subestações e com os centros consumidores (próximos às subestações).

6.3.3.1. Complementariedade com a temperatura ambiente

A temperatura ambiente é fator determinante para a eficiência elétrica real na produção de energia fotovoltaica, conforme exposto e amplamente discutido neste estudo. De acordo com os mapas de eficiência e energia real, as regiões com menores temperatura médias apresentam desempenho melhor comparado às regiões mais quentes. Assim, surge a possibilidade de identificar ao longo do território brasileiro quais regiões apresentam maiores níveis de eficiência elétrica, devido à relação com baixas temperaturas ambientes.

A Tabela 13 apresenta um comparativo numérico da distribuição de pontos do território que possuem eficiência elétrica real maior que níveis mínimos definidos. Nesta tabela é apresentado o percentual do total de pontos do território - % (Total) - que possuem eficiência maior que o limite analisado.

Tabela 13. Distribuição de pontos de temperatura ambiente para níveis mínimos de eficiência elétrica real no mês de outubro.

Eficiência Real Mínima	15.70%		15.60%		15.40%		15.00%	
Temperatura (°C)	Pontos	% (Total)	Pontos	% (Total)	Pontos	% (Total)	Pontos	% (Total)
8 - 10	9	100.0%	9	100%	9	100%	9	100%
10 - 12	19	100.0%	19	100%	19	100%	19	100%
12 - 14	17	100.0%	17	100%	17	100%	17	100%
14 - 16	64	63.4%	101	100%	101	100%	101	100%
16 - 18	240	21.9%	774	71%	970	89%	1095	100%
18 - 20	28	1.0%	256	9%	1472	50%	2916	99%
20 - 22	0	0.0%	0	0%	141	6%	2181	93%
22 - 24	0	0.0%	0	0%	0	0%	2356	64%
24 - 26	0	0.0%	0	0%	0	0%	2431	21%
26 - 28	0	0.0%	0	0%	0	0%	538	1%
28 - 30	0	0.0%	0	0%	0	0%	44	0%
30 - 32	0	0.0%	0	0%	0	0%	0	0%
Total de pontos	377		1176		2729		11707	

A análise de eficiência elétrica para um período mensal é mais precisa do que a anual e, por esse motivo, a Tabela 13 é apresentada para o mês de outubro, quando a

distribuição de velocidade do vento tem menor variabilidade ao longo do território. Dessa forma é possível minimizar o efeito da velocidade do vento no desempenho real e destacar, com maior ênfase, a complementariedade com a temperatura. A análise proposta a partir desta tabela consiste em verificar a relação de quais faixas de temperatura possuem maior percentual do total de pontos e que desenvolvem eficiência maior que o limite mínimo.

Inicialmente, observa-se que todos os pontos com baixas temperaturas ambiente para o mês de outubro fazem parte do grupo de locais com eficiência maior que o limite mínimo de 15,70%. Ao diminuir o limite mínimo da eficiência real verifica-se que as faixas de menores temperaturas ambientes vão fazendo parte progressivamente do grupo que apresenta eficiência maior que este nível de corte. No entanto, ao diminuir o limite mínimo, os pontos que vão sendo associados são sempre aqueles com menor temperatura ambiente. Dessa forma, torna-se claro como existe uma relação forte entre a eficiência real e a temperatura ambiente.

A Figura 70 apresenta um mapa onde aparecem em graduação vermelha, na imagem principal, apenas os pontos com eficiência elétrica real maior que 15,06%.

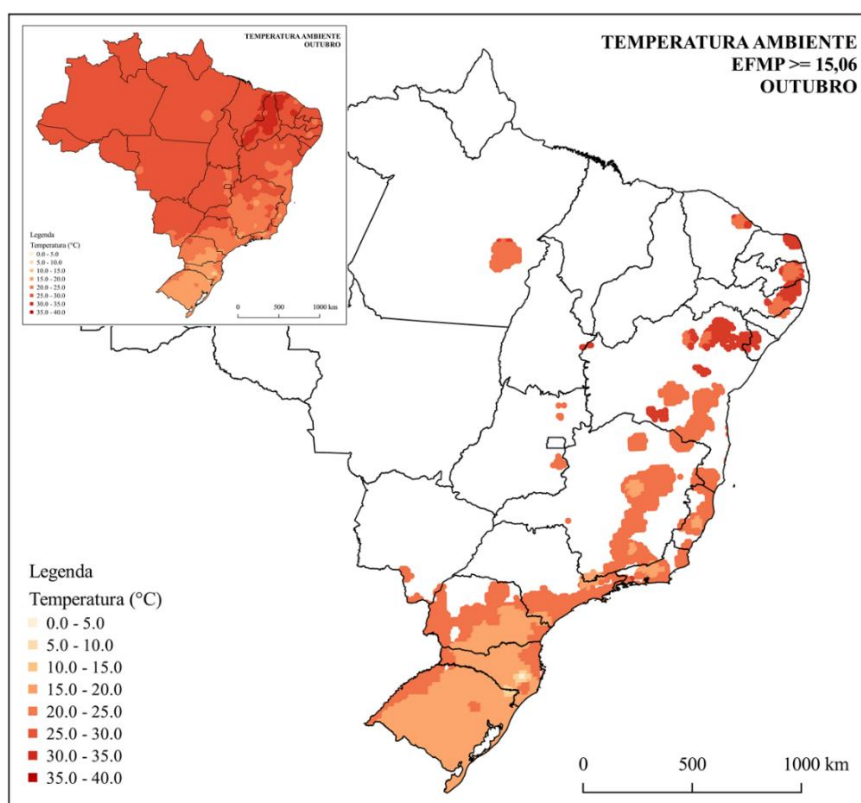


Figura 70. Mapa de temperatura no mês de outubro com pontos de eficiência maior que 15,06% para a tecnologia de silício policristalino.

Comparando-se este mapa com o de temperatura ambiente média para o mês de outubro, considerando todos os pontos do território (imagem menor), verifica-se que as regiões mais claras, com temperaturas menores, correspondem exatamente àquelas que operam em níveis de eficiência mais elevados. Portanto, os pontos selecionados neste mapa caracterizam-se como uma região estratégica sob a ótica da complementariedade com a temperatura ambiente.

6.3.3.2. Complementariedade com o vento

A velocidade do vento é um fator que contribui para o resfriamento das células e módulos fotovoltaicos, permitindo a operação em níveis de eficiência real mais elevados. Ademais, locais com médias de velocidade de vento elevadas representam as regiões de alto potencial eólico. Portanto, a identificação de regiões com maiores níveis de eficiência elétrica real devido à velocidade do vento permite identificar áreas de complementariedade para geração fotovoltaica e eólica. Em outras palavras: locais com ventos fortes representam alto potencial eólico e também alto desempenho fotovoltaico.

A metodologia de identificação de regiões estratégicas correlacionadas à velocidade do vento segue o mesmo método aplicado na análise de temperatura ambiente. No entanto, para a identificação da correlação com o vento, a análise é apresentada para o mês de janeiro, quando as temperaturas médias apresentam menor variação ao longo do território brasileiro visando, assim, destacar o efeito da velocidade do vento. A Tabela 14 apresenta os resultados para a distribuição de pontos com eficiência real maior que os mesmos quatro níveis avaliados para a temperatura e o percentual do total de pontos que está situado nas faixas mais elevadas de velocidade do vento.

Dentre os pontos com maior eficiência elétrica observa-se que todos aqueles que possuem os maiores níveis de velocidade do vento estão inseridos neste grupo. Ao diminuir o limite de eficiência real, percebe-se que esse comportamento se mantém, pois, mesmo para a faixa mais reduzida (15,00%) os pontos com velocidade do vento elevadas estão inseridas nesta faixa de desempenho real selecionado. A Figura 71 apresenta o mapa com a seleção de pontos com eficiência elétrica real maior que 14,90% na figura principal e o mapa completo de velocidade do vento para o mês de janeiro na figura secundária.

Tabela 14. Distribuição de pontos de velocidade do vento para níveis mínimos de eficiência elétrica real no mês de janeiro.

Eficiência Real Mínima	15.70%		15.60%		15.40%		15.00%	
Velocidade (m/s)	Pontos	% (Total)	Pontos	% (Total)	Pontos	% (Total)	Pontos	% (Total)
0 - 0.5	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
0.5 - 1	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	8	0.1%
1 - 1.5	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	249	0.9%
1.5 - 2	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	1373	6.7%
2 - 2.5	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	1731	13.2%
2.5 - 3	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	2156	28.4%
3 - 3.5	0	0.0%	0	0.0%	4	0.1%	1298	32.4%
3.5 - 4	0	0.0%	0	0.0%	3	0.2%	545	29.4%
4 - 4.5	0	0.0%	0	0.0%	2	0.4%	165	29.0%
4.5 - 5	0	0.0%	3	1.1%	29	10.3%	135	48.0%
5 - 5.5	0	0.0%	2	1.5%	14	10.3%	88	64.7%
5.5 - 6	1	4.8%	2	9.5%	21	100.0%	21	100.0%
6 - 6.5	2	50.0%	2	50.0%	4	100.0%	4	100.0%
6.5 - 7	10	90.9%	11	100.0%	11	100.0%	11	100.0%
7 - 7.5	9	100.0%	9	100.0%	9	100.0%	9	100.0%
Total de pontos	22		29		97		7793	

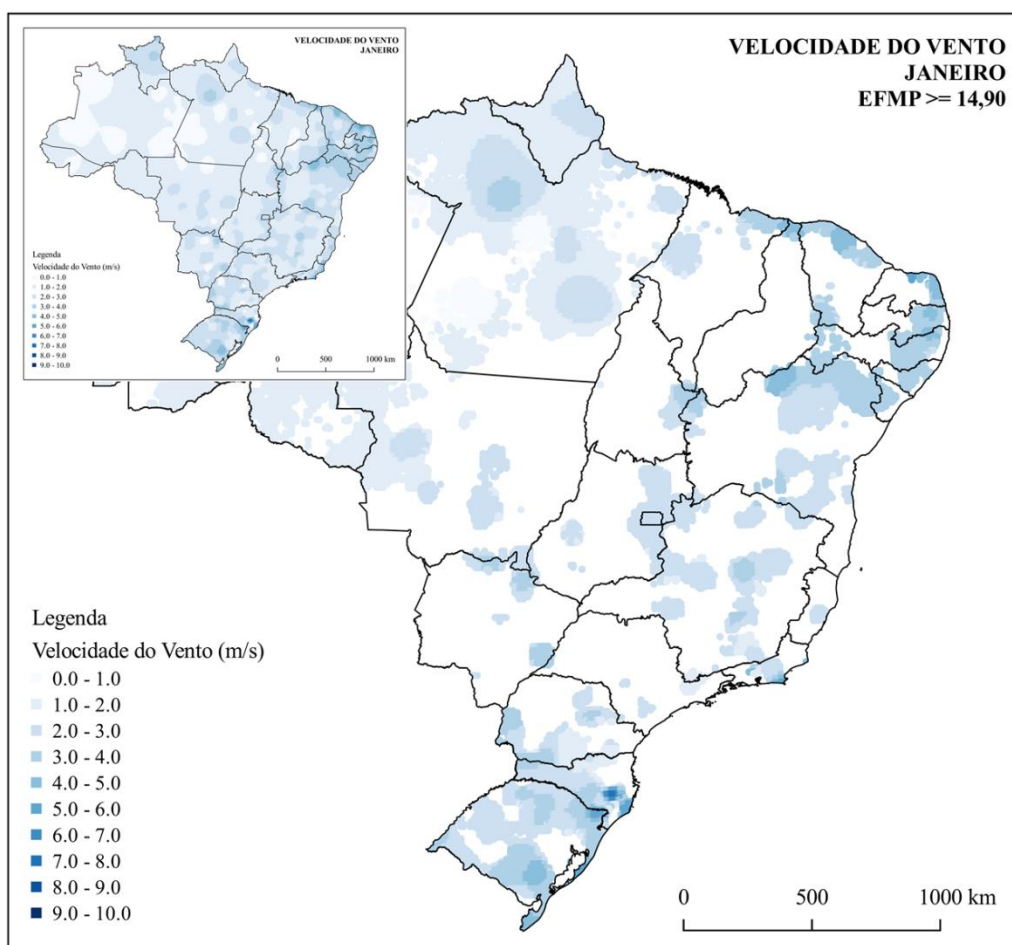


Figura 71. Mapa de velocidade do vento no mês de janeiro com pontos de eficiência maior que 14,90% para a tecnologia de silício policristalino

Dentre as regiões com tons azuis mais escuros, atribuídas às velocidades de vento maiores, todas elas correspondem às áreas selecionadas com níveis de eficiência real maiores que a eficiência mínima. Portanto, as regiões selecionadas na imagem principal da Figura 71 caracterizam-se como locais estratégicos de complementariedade entre o desempenho fotovoltaico e o potencial eólico.

6.3.3.3. Integração com a rede elétrica

A identificação de regiões estratégicas próximas à rede elétrica caracteriza-se como uma forma de indicar locais em que a integração ao sistema elétrico ocorre de forma mais eficiente. Para tal objetivo foram gerados os mapas que exibem apenas os pontos do território localizados à distância máxima de até 100 km das subestações existentes e planejadas. A distância de 100 km, configura-se como uma métrica conservadora visto que existem usinas solares no Brasil instaladas a distâncias maiores que essa medida. A localização das subestações existentes e planejadas foram obtidas a partir do Mapa do Sistema Interligado Nacional, conforme EPE (2016).

A Figura 72 apresenta o mapa com os locais próximos às subestações existentes apenas. A Figura 73 apresenta os resultados com os locais próximos às subestações existentes e planejadas.

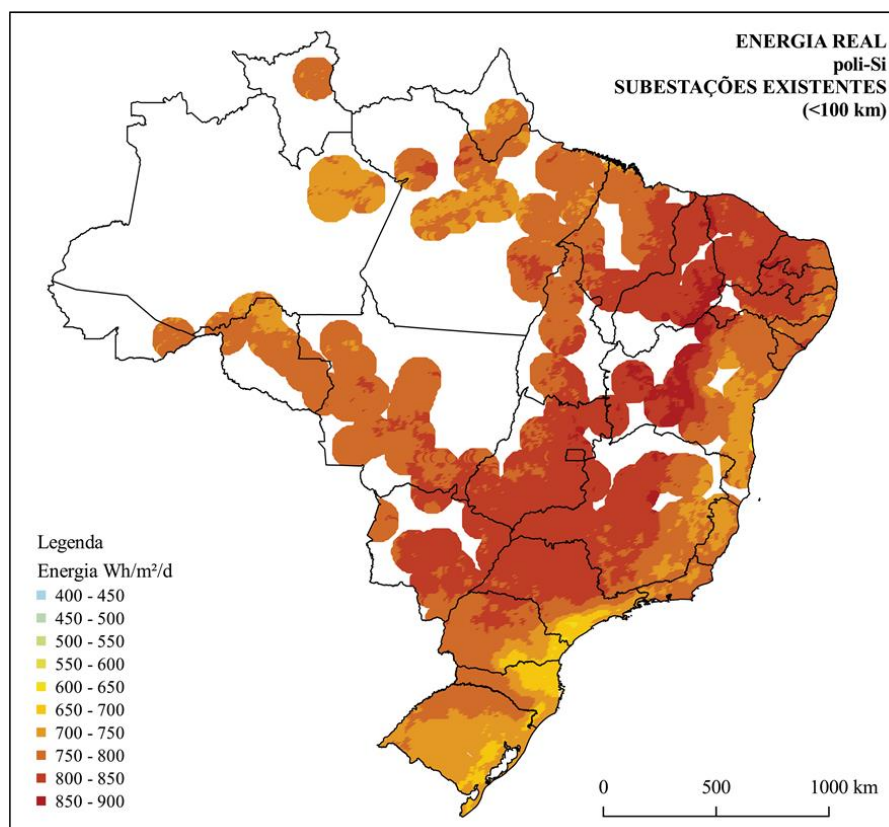


Figura 72. Regiões com distância menor que 100 km das subestações existentes do Sistema Interligado Nacional.

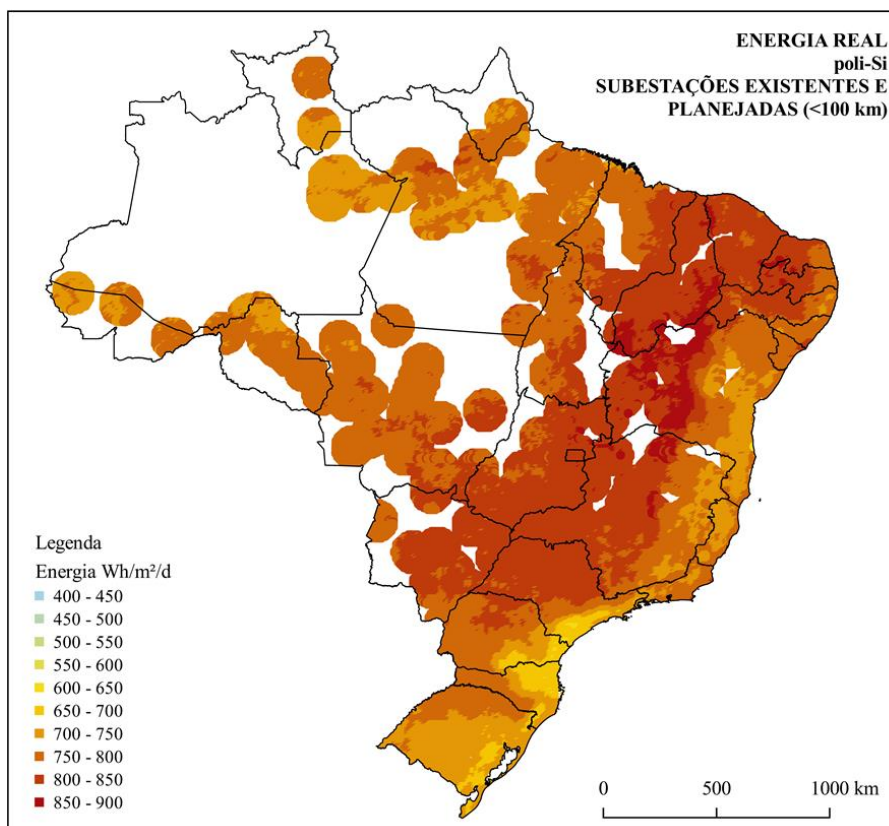


Figura 73. Regiões com distância menor que 100 km das subestações existentes e planejadas do Sistema Interligado Nacional.

Ao analisar os mapas que destacam as regiões próximas às subestações do Sistema Interligado Nacional é possível identificar locais com maior facilidade de despacho da energia produzida. Embora o país possua um grande número de subestações existentes e planejadas, verifica-se que alguns pontos de maior aproveitamento do potencial solar ficam muito distantes de pontos de conexão à rede elétrica. Ainda assim, a maior parte dos pontos com maior aproveitamento solar estão localizadas em regiões em que é viável o escoamento da energia produzida.

A Figura 74 apresenta o mapa com destaque às regiões com maior aproveitamento solar dentre o total de pontos do território nacional próximos às subestações existentes e planejadas. Neste mapa estão exibidos apenas os pontos que compreendem a metade do número total de locais, a um raio máximo de 100 km das subestações, que apresentam o melhor aproveitamento solar real.

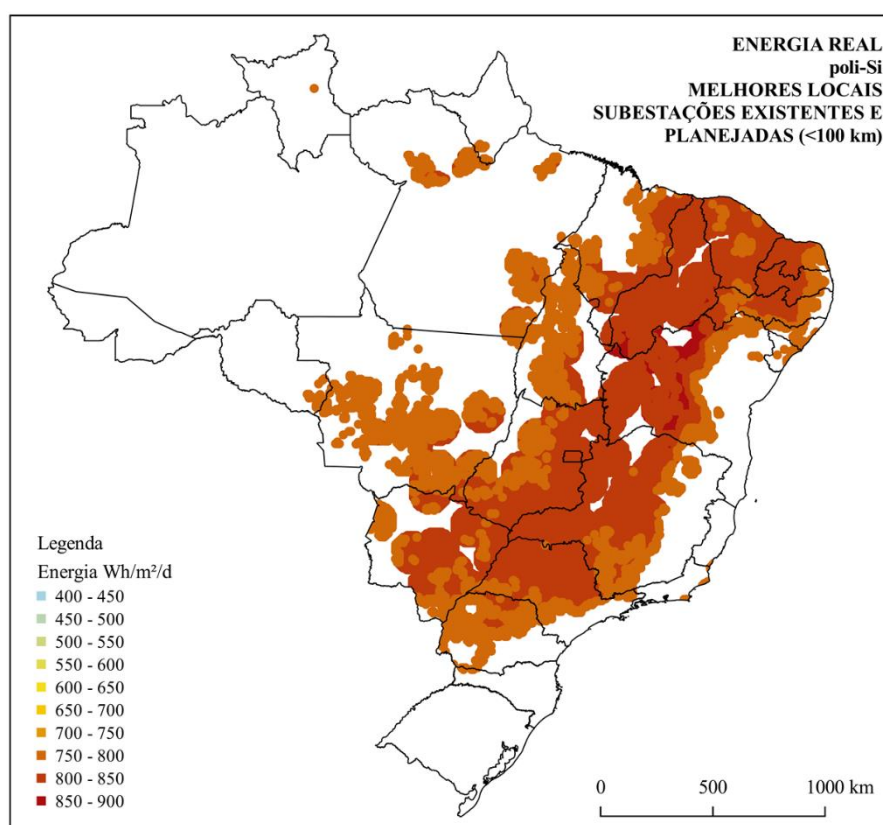


Figura 74. Melhores pontos de aproveitamento solar dentro de um raio 100 km de distância das subestações existentes e planejadas.

Com base no exposto identifica-se que as regiões Sudeste e Nordeste caracterizam-se como estratégicas do ponto de vista do aproveitamento real para geração em centrais solares de médio e grande porte.

6.4. Melhores tecnologias para aproveitamento do recurso solar

As opções tecnológicas comerciais para a produção de energia fotovoltaica, tanto no Brasil quanto no mundo, desenvolvem comportamentos diferentes frente à temperatura de operação das células. Sob esta luz, surge a possibilidade de se identificar, dentre as tecnologias disponíveis no mercado, quais apresentam melhor desempenho real com a utilização da metodologia proposta.

O impacto das condições reais de operação pode ser avaliado diretamente a partir da comparação entre os coeficientes de temperatura para cada opção tecnológica. Valores menores para esse parâmetro tecnológico garantem menor impacto das condições operacionais reais no desempenho, o que vale também para a situação oposta. No entanto, cada tecnologia apresenta níveis de eficiência elétrica distintos, o que traz a necessidade de uma investigação mais aprimorada para a identificação das melhores opções tecnológicas para o caso brasileiro.

Para tal objetivo, nesta seção é realizada uma análise comparativa entre os resultados obtidos na aplicação da metodologia proposta para 5 tecnologias fotovoltaicas, além do silício policristalino, o qual corresponde ao caso base do estudo desenvolvido. A metodologia foi aplicada na mesma base de dados mensal e horária do caso de referência (poli-Si), alterando-se na estrutura de cálculo os dois principais parâmetros tecnológicos: a eficiência elétrica e o coeficiente de temperatura. Por fim, a partir da consolidação dos resultados mensais em médias anuais, foram produzidos os resultados estatísticos, bem como os mapas de eficiência e energia reais para cada uma das tecnologias avaliadas.

A análise das melhores tecnologias para o aproveitamento do recurso solar no território brasileiro é realizada com base em duas perspectivas. A primeira consiste na avaliação comparativa da eficiência elétrica real para as tecnologias analisadas e a segunda a partir dos mapas de energia real.

6.4.1. Tecnologias com maior eficiência elétrica real

A análise da eficiência elétrica real para cada tecnologia fotovoltaica é realizada a partir da comparação entre os resultados estatísticos anuais e dos mapas para

cada caso de estudo. A Tabela 15 a seguir apresenta os resultados consolidados dos níveis de eficiência elétrica (médios, máximo e mínimos) para cada opção tecnológica.

Tabela 15. Resultados estatísticos anuais para 6 tecnologias fotovoltaicas comerciais (%).

Caso	A	B	C	D	E	F
Tecnologia	Poly-Si	Mono-Si	a-Si/mcSi	CdS/CdTe	CdTe	CIS
Eficiência Nominal (%)	15.86	17.62	9.00	12.23	15.00	12.93
Coeficiente de Temperatura ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	0.00415	0.00389	0.00295	0.00227	0.00273	0.00337
Eficiência Real Média Ponderada (%)	14.88	16.60	8.60	11.82	14.39	12.28
Eficiência Mínima (%)	14.48	16.18	8.44	11.65	14.14	12.01
Eficiência Máxima (%)	15.86	17.62	9.00	12.23	15.00	12.93
Redução Média Absoluta (%)	0.98	1.02	0.40	0.41	0.61	0.65
Redução Média Relativa (%)	6.18	5.80	4.40	3.38	4.07	5.02
Redução Máxima Absoluta (%)	1.38	1.44	0.56	0.58	0.86	0.92
Redução Máxima Relativa (%)	8.73	8.18	6.21	4.77	5.74	7.09

Dentre os casos avaliados verifica-se que a tecnologia de silício monocristalino apresenta o maior nível de eficiência elétrica real média, o que se deve, principalmente, à elevada eficiência nominal e à menor variação com a temperatura das células. Em relação ao desempenho em condições reais verifica-se que a tecnologia de filmes finos com CdS/CdTe (Caso D) apresenta as menores reduções na eficiência elétrica real média e, portanto, correspondem às melhores tecnologias neste ponto de vista.

Comparando-se os casos A (Poli-Si) e B (Mono-Si), ambas tecnologias amplamente utilizadas no mundo (IEA, 2014), observa-se que a segunda opção tende a um desempenho em condições reais com menores perdas devido a temperatura de operação, além da maior eficiência elétrica real. Portanto, considerando as duas opções, sob uma ótica exclusivamente técnica, a tecnologia de silício monocristalino caracteriza-se como a mais indicada para o caso brasileiro.

A tecnologia de silício amorfo (e microcristalino), que vem ganhando espaço (IEA, 2014) no mercado internacional, apesar de possuir níveis de eficiência significativamente menores quando comparados às demais tecnologias, apresenta um desempenho térmico real melhor que as opções de silício cristalino. Assim, essa tecnologia de filme fino mostra-se como promissora para o cenário brasileiro caso os níveis de eficiência elétrica sejam otimizados e melhorados pelos fabricantes.

As tecnologias de CdS/CdTe, CdS e CIS, que são menos utilizadas atualmente (IEA, 2014), apresentam um desempenho real melhor que as tecnologias de silício cristalino e, como possuem níveis de eficiência elétrica maiores que o silício amorfo, caracterizam-se como opções relevantes para o caso brasileiro. No entanto, estas três tecnologias apresentam questões específicas, como a toxicidade dos elementos constituintes e o elevado custo de produção, que dificultam sua penetração no mercado.

Contudo, destaca-se que para os seis casos de estudo aqui apresentados foram considerados valores médios para os seus parâmetros e que estes podem variar, mesmo para as mesmas tecnologias. Esse fato ratifica a necessidade de uma avaliação detalhada para a escolha das melhores tecnologias fotovoltaicas com base em suas propriedades térmicas e de desempenho.

Para ilustrar a distribuição de eficiência elétrica real ao longo do território brasileiro, as figuras a seguir apresentam os mapas de gradiente para os seis casos de análise para o mês de outubro.

Para as tecnologias de silício cristalino é notório que existe um maior impacto da temperatura no seu desempenho. Este fato é perceptível através da comparação entre os mapas destas duas tecnologias com as demais, para as quais os efeitos no desempenho suavizam as diferenças na energia real ao longo do território brasileiro. Neste contexto, a tecnologia de silício amorfo ganha destaque, apesar do baixo nível de eficiência, à medida que possibilita quase uma equalização do desempenho real nas diferentes regiões do país.

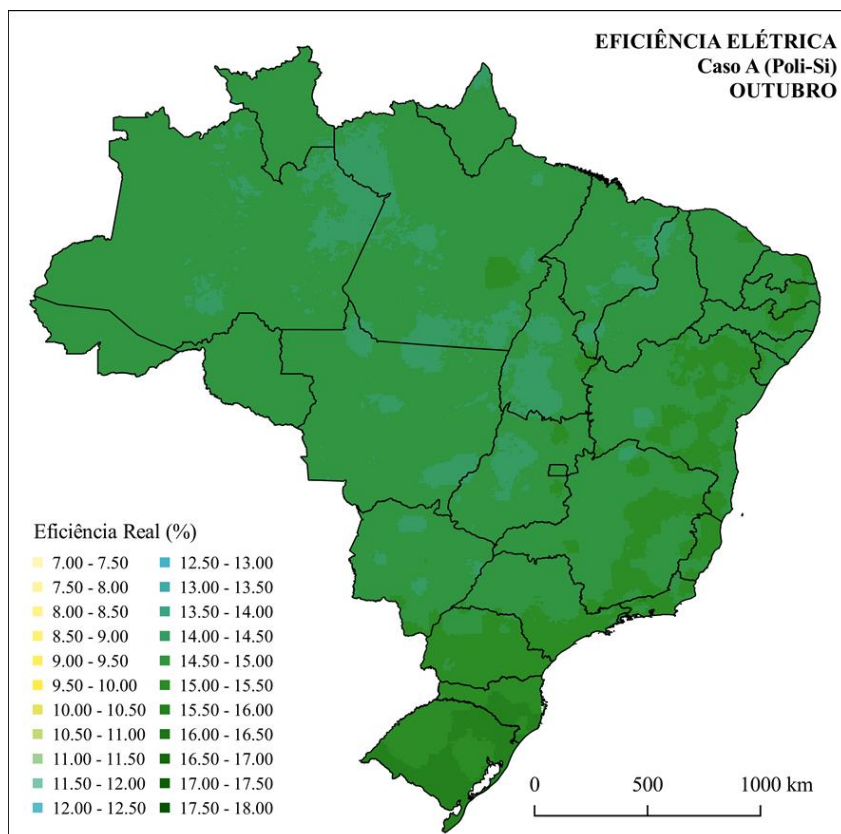


Figura 75. Mapa de eficiência a tecnologia Poli-Si (Caso A) correspondente ao mês de outubro.

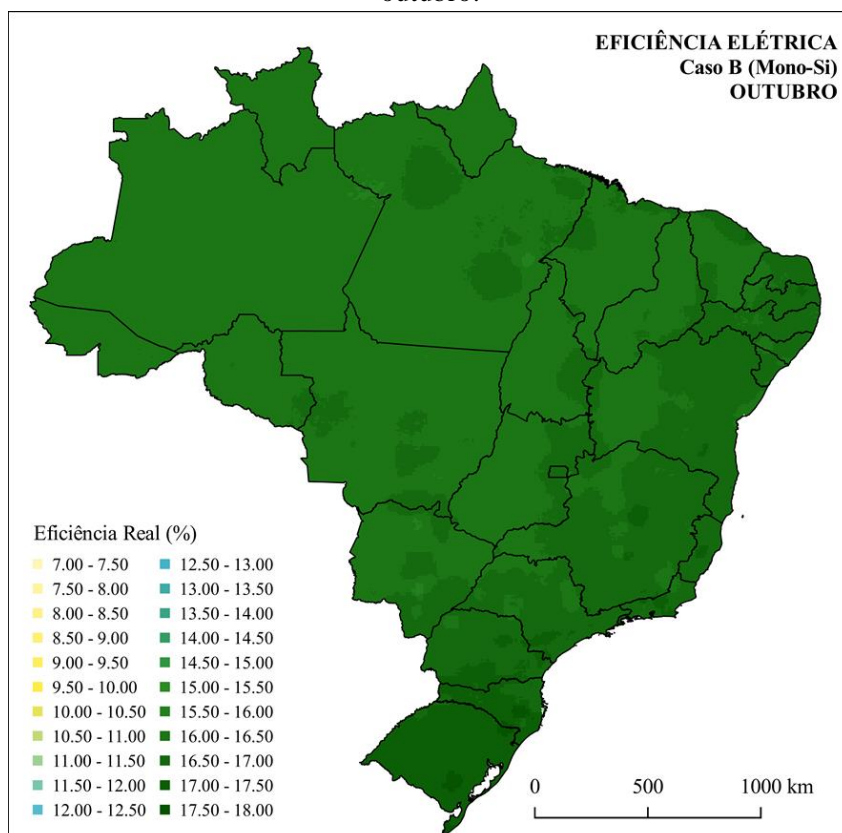


Figura 76. Mapa de eficiência a tecnologia Mono-Si (Caso B) correspondente ao mês de outubro.

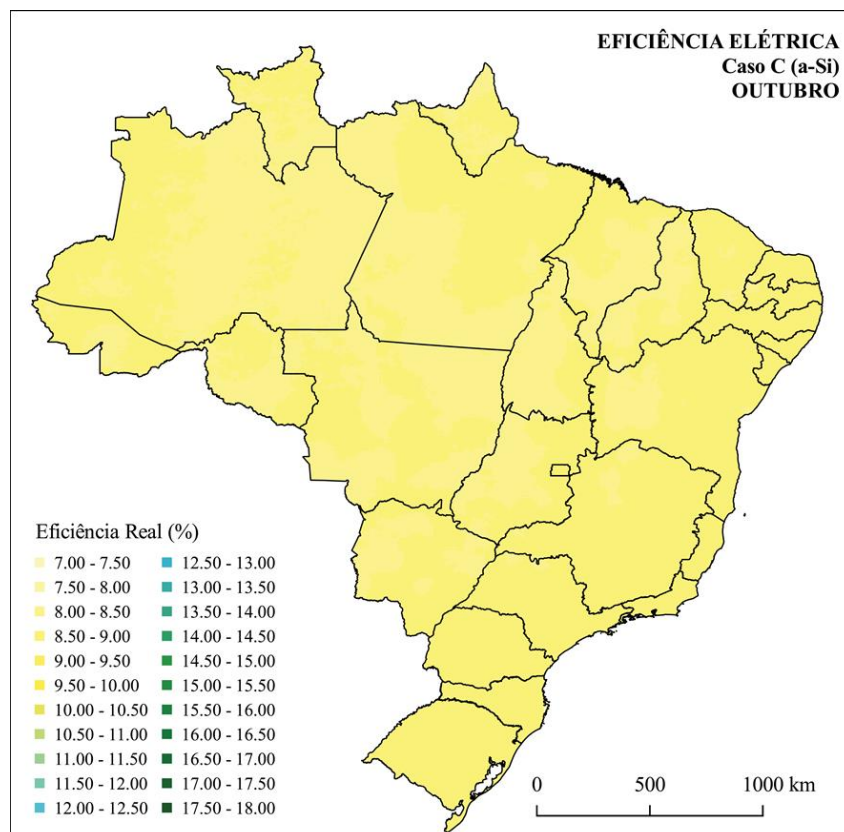


Figura 77. Mapa de eficiência a tecnologia a-Si (Caso C) correspondente ao mês de outubro.

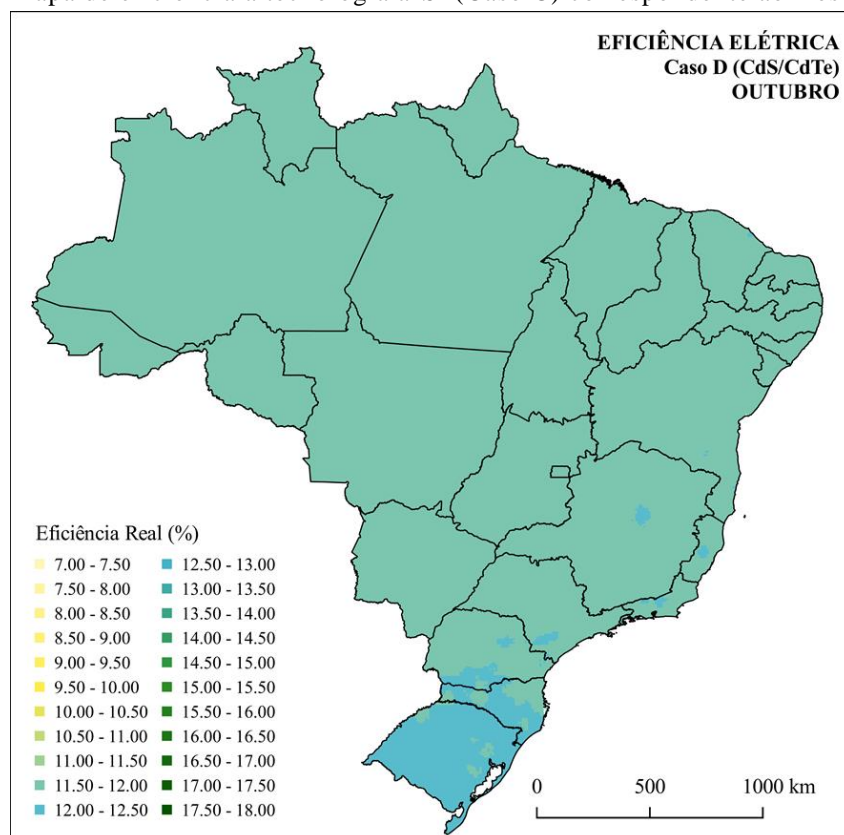


Figura 78. Mapa de eficiência a tecnologia CdS/CdTe (Caso D) correspondente ao mês de outubro.

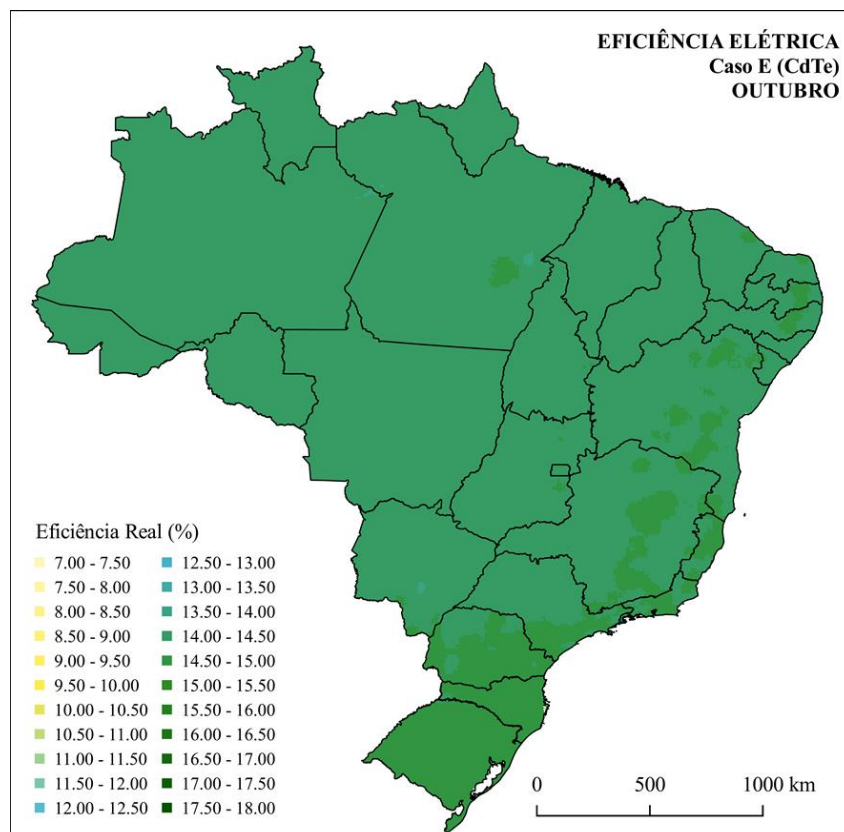


Figura 79. Mapa de eficiência a tecnologia CdTe (Caso E) correspondente ao mês de outubro.

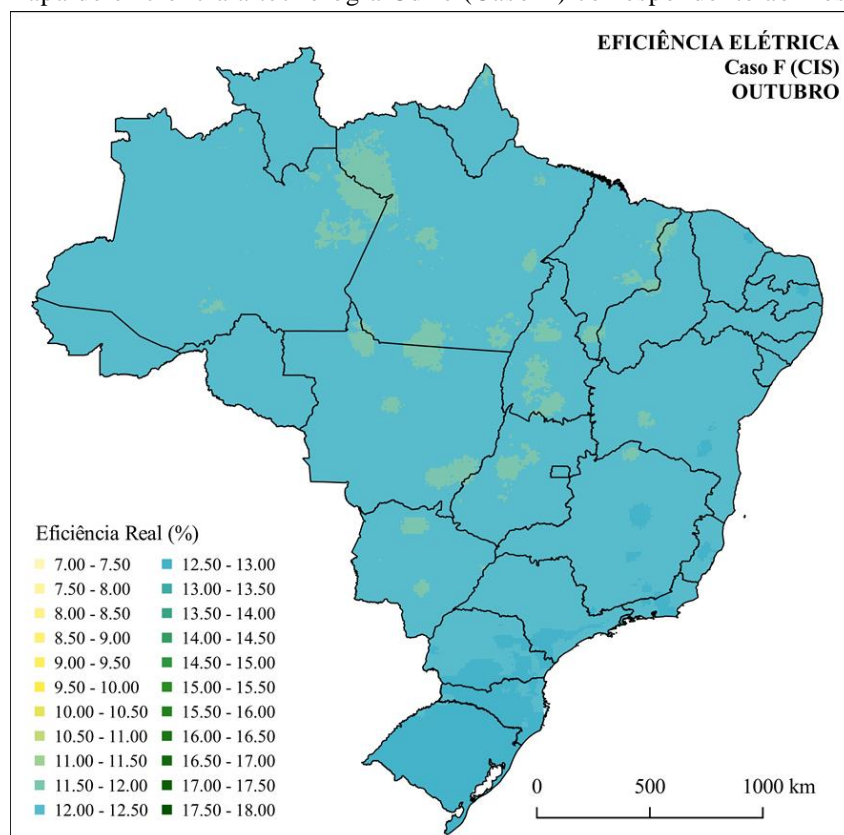


Figura 80. Mapa de eficiência a tecnologia CIS (Caso F) correspondente ao mês de outubro.

6.4.2. Aproveitamento real por tecnologia

A energia real produzida por cada tecnologia permite conduzir o método mais completo de comparação entre os casos de estudo. Na Figura 81 são exibidas as faixas de energia real produzida para cada um dos casos avaliados e através dela são notáveis as diferenças causadas pelos distintos níveis de eficiência elétrica.

Sob uma avaliação estritamente técnica, identifica-se que a tecnologia de silício monocristalino apresenta maior aproveitamento real do recurso solar. Em seguida, as tecnologias de silício policristalino e de filme fino CdTe apresentam desempenho bastante próximos e, portanto, se equivalem. Por fim, as demais três tecnologias de filmes finos possuem desempenho real menor, apesar das menores perdas com a temperatura das células.

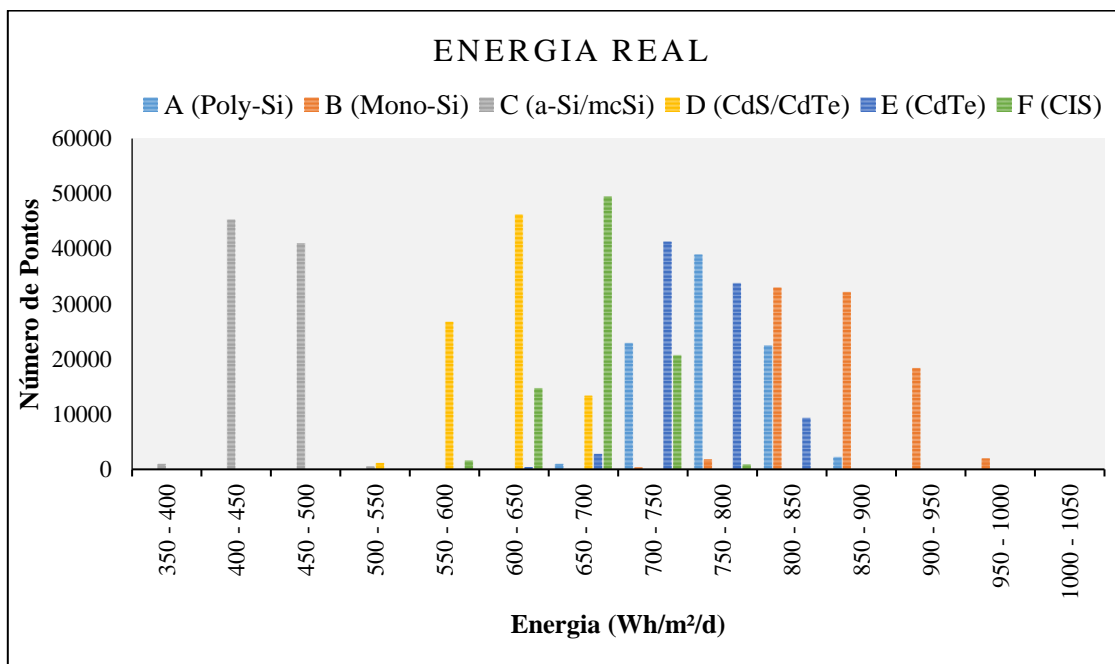


Figura 81. Distribuição de faixas de energia real para as 6 opções tecnológicas.

A seguir são ilustrados os mapas de energia real para cada um dos casos de estudo, exceto o caso de referência (Poli-Si), que já foi amplamente discutido nas seções anteriores.

O primeiro mapa (Figura 82), que corresponde à tecnologia de silício monocristalino, deixa evidente que o seu desempenho real é maior que todas as demais tecnologias avaliadas, ratificando a análise numérica realizada acima. Por outro lado, o segundo mapa (Figura 83), que representa a energia real para a tecnologia de silício

amorfo, se comparado aos demais mapas, deixa evidente como seu nível de desempenho é consideravelmente menor que todas as demais tecnologias, mesmo que sofra menos perdas com a temperatura das células.

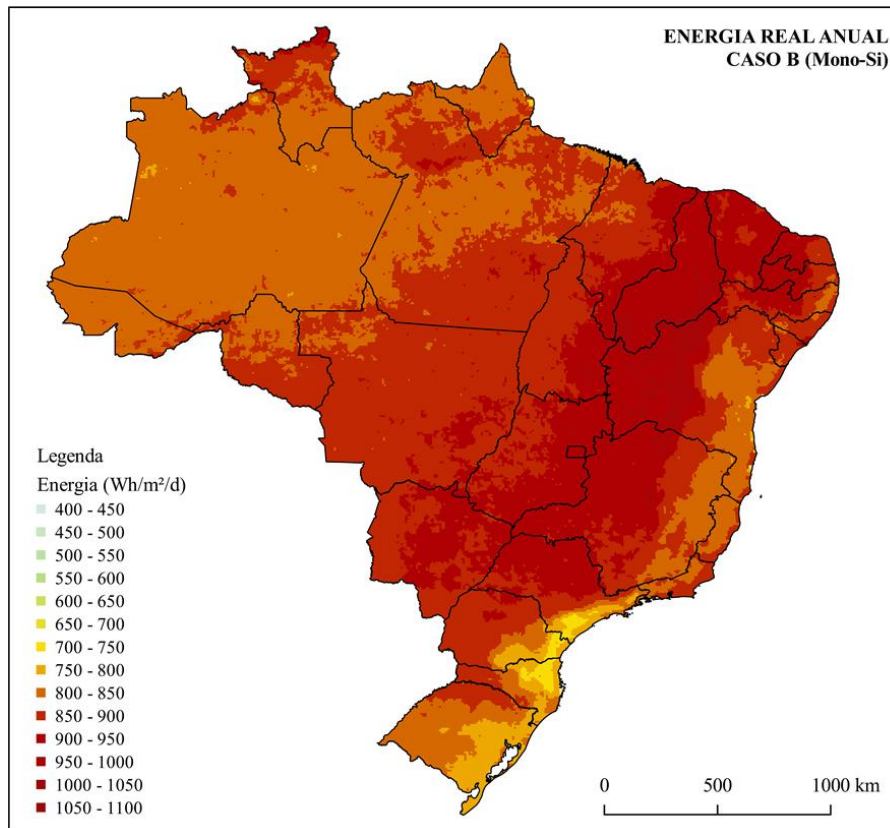


Figura 82. Mapa de energia real anual para a tecnologia de silício monocristalino (Mono-Si).

A tecnologia de filme fino com silício amorfo (e/ou microcristalino) apresenta um mapa de energia real com suaves variações entre as regiões do país. Esse fato deve-se a sua baixa eficiência elétrica mas também a menor dependência com a temperatura de operação das células. Novamente, observa-se que a tecnologia de filme fino de CdTe, ilustrada na Figura 85, apresenta desempenho real próximo às tecnologias de silício cristalino e, portanto, dentre as tecnologias de filmes finos caracteriza-se como a mais produtiva.

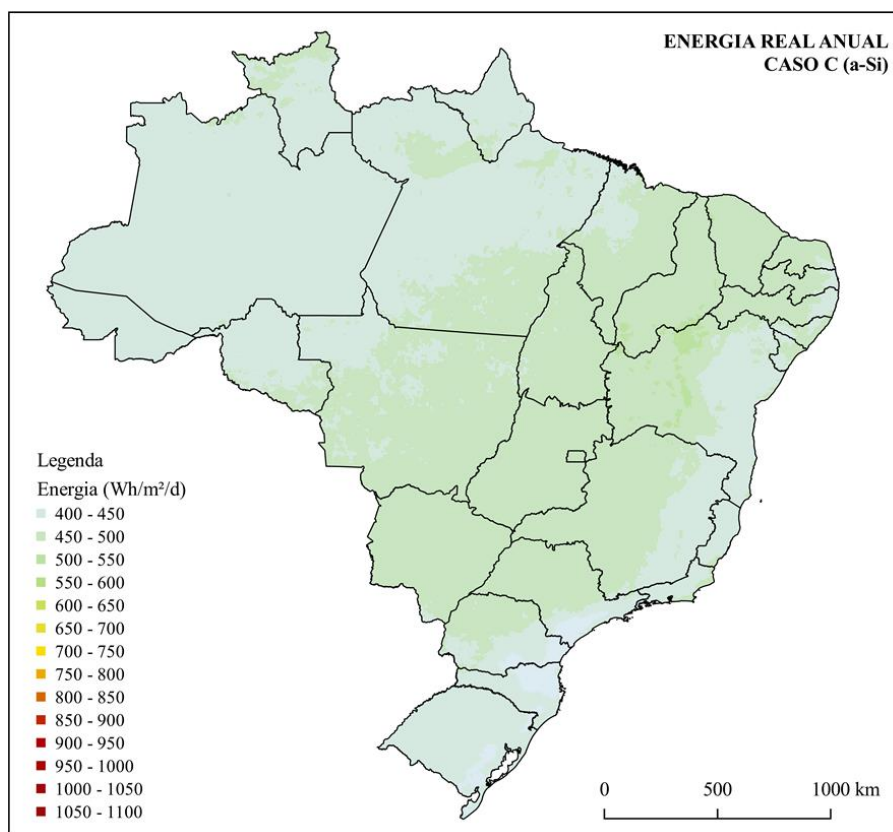


Figura 83. Mapa de energia real anual para a tecnologia de silício amorfo e microcristalino (a-Si/mcSi)

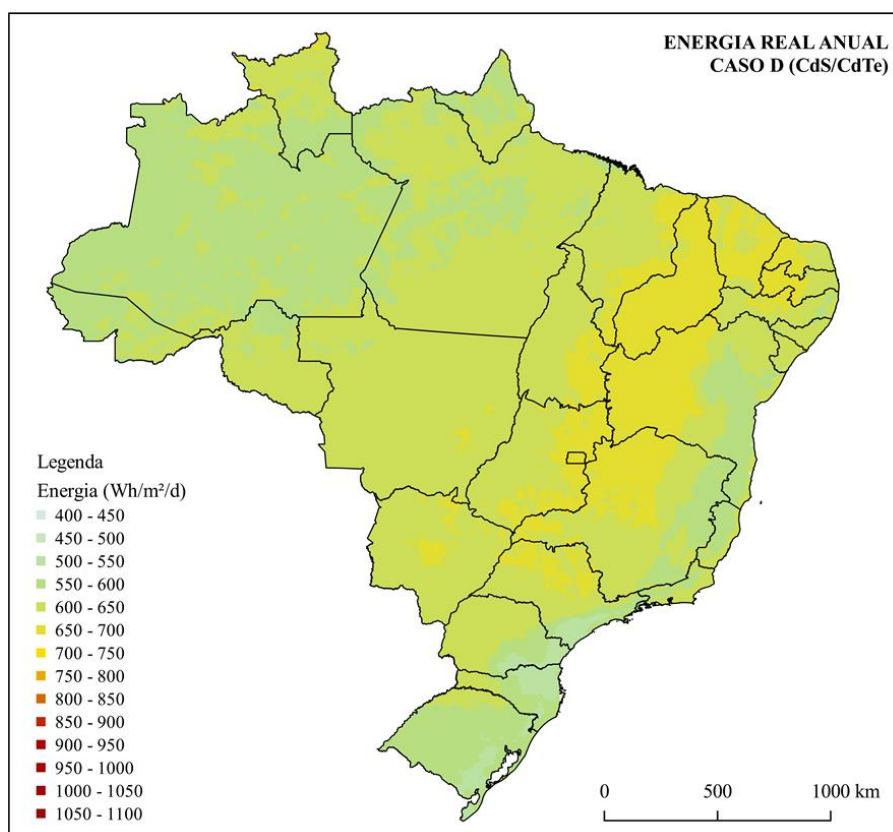


Figura 84. Mapa de energia real anual para a tecnologia de CdS/CdTe

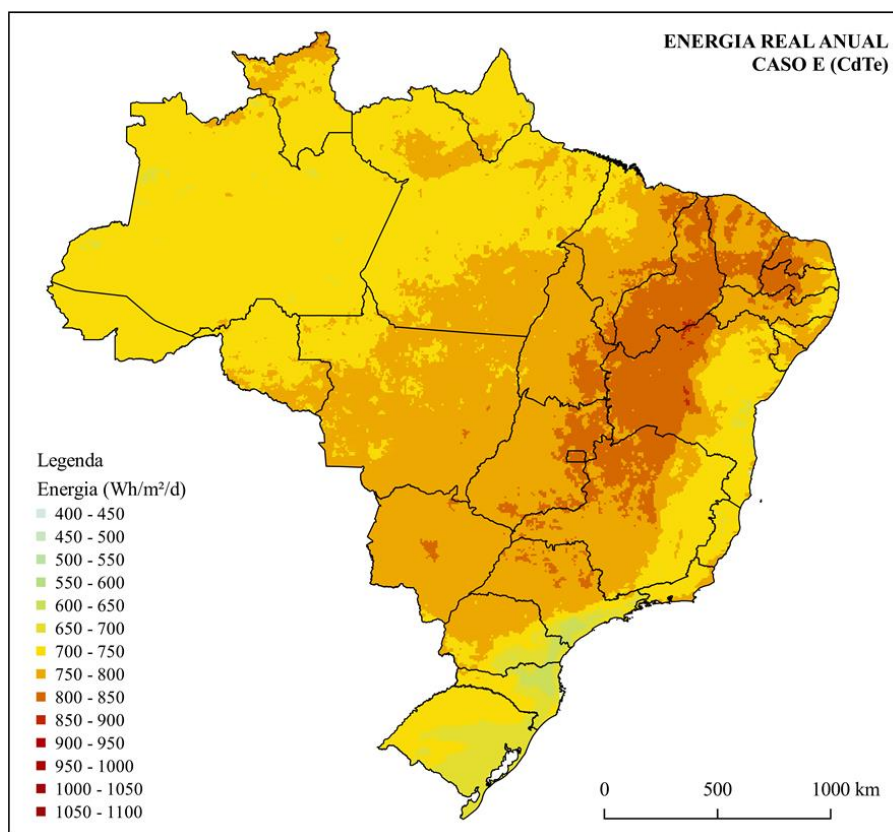


Figura 85. Mapa de energia real anual para a tecnologia de CdTe

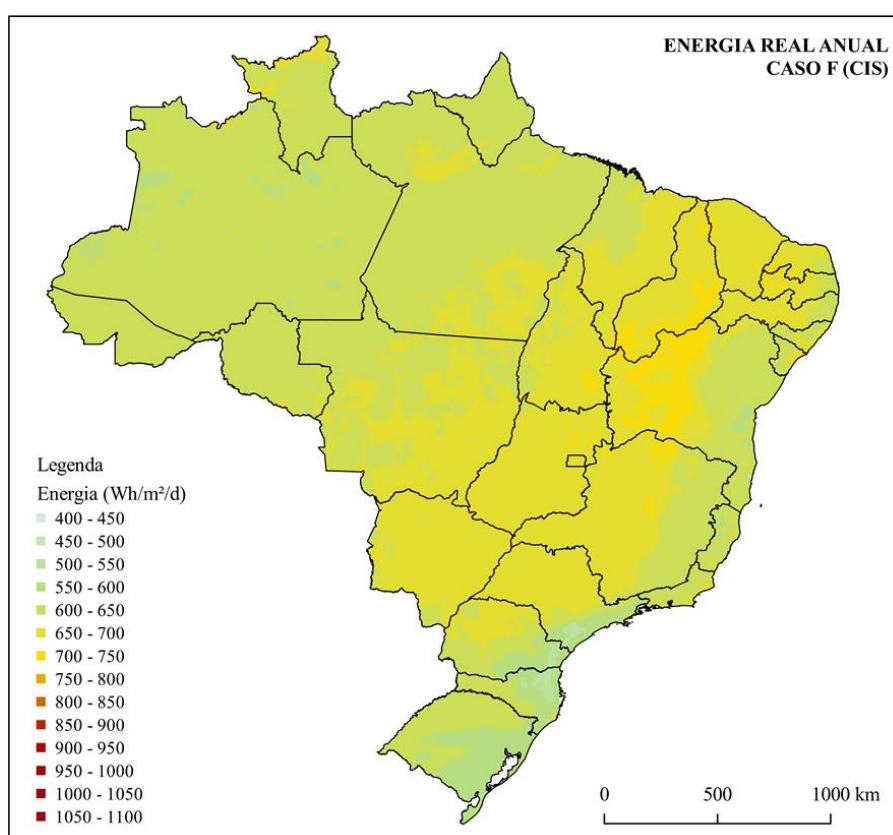


Figura 86. Mapa de energia real anual para a tecnologia de CIS

7. Conclusões

Este estudo teve como objetivo central avaliar o impacto da temperatura de operação sobre o aproveitamento real do potencial solar fotovoltaico brasileiro. Para tal foi proposta uma metodologia matemática para análise georreferenciada que permite calcular a temperatura real de operação das células e a eficiência elétrica real para cada região do território brasileiro.

A metodologia proposta, per se, representa um importante resultado deste estudo à medida que pode ser aplicada para análises similares de potencial solar. Visto que a metodologia aborda um problema geográfico associando-se camadas de dados correlacionadas por equações, o número de variáveis analisadas pode ser expandido para incluir outros fatores, como por exemplo o acúmulo de sujeira e a degradação de módulos.

Ademais a estrutura de cálculo da metodologia proposta é aplicável para estudos com outras fontes energéticas, alterando-se as correlações centrais, e também a outros países, com a mudança dos dados base. Importante destacar que a precisão dos resultados está diretamente associada à disponibilidade e confiabilidade dos dados utilizados, os quais precisam ser bem avaliados antes da aplicação da metodologia. Ademais, é importante ressaltar que a aplicação desta metodologia pode trazer resultados mais precisos quando obtidos através de cálculos diários, ao invés de médias mensais, como neste estudo.

Por meio desta metodologia foi possível calcular a temperatura de operação de diferentes tecnologias fotovoltaicas, bem como os valores de eficiência elétrica real, para cada ponto de subdivisão do território brasileiro. Através dos resultados obtidos e das análises conduzidas conclui-se que existe um impacto significativo da temperatura no aproveitamento real da energia solar no Brasil através do uso da tecnologia fotovoltaica.

A redução de eficiência real no Brasil é expressiva em todo o território, podendo ser reduzida em percentuais próximos a 15% em determinados locais. Neste aspecto a região Sul ganha destaque à medida que neste local a eficiência real é pouco reduzida em relação à nominal. Este fato indica que em regiões com perdas reais suaves,

o potencial real pode ser subestimado caso sejam considerados fatores de perda padrões ou teóricos para todo o território.

A aplicação da metodologia e a análise dos resultados foi conduzida tanto de uma perspectiva mensal quanto anual. Em ambos os casos de análise conclui-se que uma avaliação exclusivamente a partir do recurso solar pode levar a escolha de regiões com menor aproveitamento real. Sob a análise sazonal do aproveitamento real identificou-se que durante os meses correspondentes ao inverno e outono o impacto da temperatura é maior que para as outras estações e também com maior variabilidade para diferentes regiões do país. Portanto, destaca-se que para a realização de estudos de planejamento e operação energética integrada faz-se necessária a análise mensal do aproveitamento real da energia solar, pois a análise anual suaviza as situações em que o desempenho real é distinto ao longo dos meses.

A análise do impacto da temperatura em diferentes arranjos de instalação indicou que a eficiência elétrica é altamente dependente da instalação utilizada. Em arranjos livres, típicos de usinas centralizadas, o impacto da temperatura é menor, se equiparado às instalações integradas às edificações (comuns da aplicação para geração distribuída). No caso das instalações integradas à edificação o impacto da temperatura pode reduzir a eficiência em níveis percentuais próximos a 30%, dimensão que não pode ser desprezada. Ademais, verificou-se que para aplicações de geração distribuída, devido ao maior impacto da temperatura na eficiência, o potencial solar brasileiro é mais equiparável entre todas as regiões brasileiras.

Embora os dados utilizados não possuam a precisão e densidade necessárias à condução de análises em regiões de pequena escala, verificou-se que a análise do impacto da temperatura torna-se mais representativa em escalas menores, como municípios ou mesorregiões. Neste caso destaca-se a importância de conduzir estudos de eficiência real considerando dados locais medidos com boa precisão e confiabilidade para que sejam obtidas conclusões corretas durante a definição dos melhores locais para instalações fotovoltaicas.

Os resultados do estudo permitiram estabelecer uma classificação das melhores regiões para o aproveitamento real do recurso solar no Brasil. A região Nordeste ganha destaque, pois contém grande parte dos pontos de maior aproveitamento real, seguida

pela Centro-Oeste e regiões de Minas Gerais e São Paulo. A região Sul possui a grande maioria dos pontos com maiores níveis de eficiência elétrica real e, portanto, caracteriza-se como a que mais pode ter seu potencial real subestimado, caso fosse observada exclusivamente a disponibilidade de irradiação global.

Com base nos dados obtidos foi possível constatar que ocorre uma forte complementariedade da temperatura ambiente e velocidade do vento com a eficiência elétrica real. Dentre as regiões com maiores níveis de eficiência elétrica, a grande maioria está localizada em regiões com regimes constantes de ventos e baixas temperaturas ambiente. Assim, identifica-se forte complementariedade entre a geração eólica e o desempenho fotovoltaico. A medida que existe ainda uma complementariedade diária e sazonal entre essas fontes, além do maior aproveitamento das instalações elétricas quando compartilhadas, o Brasil apresenta inúmeras regiões onde podem ser aproveitadas as múltiplas sinergias entre a energia eólica e solar fotovoltaica.

Por fim, a metodologia foi aplicada à diferentes tecnologias fotovoltaicas a fim de se identificar quais são mais indicadas ao caso brasileiro. Sob esta luz, conclui-se que as tecnologias de filmes finos, com menor impacto da temperatura de operação, tornam-se opção interessante para qualquer região do país. Dentre as tecnologias avaliadas, o silício monocristalino é o que apresenta melhor aproveitamento real, seguido pelas tecnologias de silício policristalino e de filmes finos com CdTe. Visto que neste estudo foram considerados valores médios para os coeficientes de temperatura e eficiência elétrica nominal obtidos dos maiores fabricantes mundiais, é importante destacar que existem modelos comerciais de filmes finos que podem superar o silício monocristalino em termos de aproveitamento real. Neste caso, os módulos de filmes finos podem apresentar desempenho real superior às tecnologias de silício cristalino. Ademais, com o avanço do nível de eficiência e redução de custos de produção das tecnologias de filmes finos, esses mostram-se como promissores para o caso brasileiro.

Embora não avaliada de forma específica neste trabalho, identifica-se que a tendência de aumento das temperaturas ambiente médias do planeta e a alteração do regime dos ventos, causados pelas mudanças climáticas, poderão tornar ainda maior o impacto da temperatura de operação na eficiência elétrica real da tecnologia

fotovoltaica. Portanto, este fato poderá alterar significativamente a escolha das melhores regiões para o aproveitamento solar real brasileiro.

Por fim, podem ser sugeridos inúmeros estudos em desdobramento dos resultados e conclusões obtidas nesta tese. Dentre as possibilidades de novas pesquisas destacam-se: a análise geográfica considerando outros fatores de perdas (espectro, degradação, sujeira, dentre outros), o aprofundamento na análise da complementariedade com a energia eólica (e/ou outras fontes), a análise em conjunto com fatores econômicos e ambientais, a avaliação do potencial real utilizando tecnologia híbrida térmica fotovoltaica (PVT), e o impacto das mudanças climáticas no desempenho fotovoltaico sob a luz da temperatura de operação e outros fatores de perdas associados às mudanças climáticas.

Referências

ANEEL. **Banco de Informações de Geração**, 01 abr. 2016. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 01 abr. 2016.

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. ed – Brasília: ANEEL, 2016.

ARVIZU, D. et al. **Direct Solar Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 2011.

BIZZARRI, F., BRAMBILLA, A., CARETTA, L., GUARDIANI, C. “Monitoring performance and efficiency of photovoltaic parks”, **Renewable Energy**, v. 78, pp. 314–321, Jun. 2015.

BRAGA, A. F. B. et al. New processes for the production of solar-grade polycrystalline silicon: A review. **Solar energy materials and solar cells**, v. 92, n. 4, p. 418-424. 2008.

CHANDER, Subhash et al. A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature. **Energy Reports**, v. 1, p. 104-109, 2015.

CHOW, T. T.. A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. **Applied energy**, v. 87, n. 2, p. 365-379, 2010.

CHOW, Tin Tai et al. Energy and exergy analysis of photovoltaic–thermal collector with and without glass cover. **Applied Energy**, v. 86, n. 3, p. 310-316, 2009.

COLLE, S., PEREIRA, E.B. **Atlas de irradiação solar do Brasil (primeira versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície)**. INMET, Brasília, Brasil. 1998.

DE JONG, P. et al. Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 526-535, 2013.

DE SOTO, Widalys; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar energy**, v. 80, n. 1, p. 78-88, 2006.

DE VRIES, Bert JM; VAN VUUREN, Detlef P.; HOOGWIJK, Monique M. Renewable energy sources: Their global potential for the first-half of the 21st century at a global level: An integrated approach. **Energy policy**, v. 35, n. 4, p. 2590-2610, 2007.

DU, Y., FELL, C. J., DUCK, B., CHEN, D., LIFFMAN, K., ZHANG, Y., GU, M., ZHU, Y. “Evaluation of photovoltaic panel temperature in realistic scenarios”, **Energy Conversion and Management**, v. 108, pp. 60–67, Out. 2015.

DUBEY, S., SARVAIYA, J. N., SESHADRI, B. “Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World A Review”, **Energy Procedia**, v. 3, pp. 311-321, Mar. 2015.

Dupont. Have you ever wondered how a solar panel is constructed and what makes it work?. Disponível em: <http://www.dupont.com/products-and-services/solar-photovoltaic-materials/what-makes-up-solar-panel.html>. Acesso em 10 dez 2016.

EL CHAAR, L. et al. Review of photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 5, p. 2165-2175. 2011.

ELTAWIL, M. A., ZHAO, Z. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 112-129, 2010.

EPE (a). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Empresa de Pesquisa Energética, 2015.

EPE (b). **Empreendimentos fotovoltaicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Empresa de Pesquisa Energética, 2015.

EPE. **Mapa do Sistema Interligado Nacional**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

EVANS, D. L. “Simplified method for predicting photovoltaic array output”. **Solar Energy**, v. 27, pp. 555-560, Jul. 1981.

EVANS, D. L.; FLORSCHUETZ, L. W. Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. **Solar Energy**, v. 19, n. 3, p. 255-262, 1977.

FELTRIN, A., FREUNDLICH, A. Material considerations for terawatt level deployment of photovoltaics. **Renewable energy**, v. 33, n. 2, p. 180-185, 2008.

FRAUNHOFER ISE. Current and future cost of photovoltaics; Long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utilityscale pv-systems. Agora Energiewende, 2015.

GARCÍA, A. M. C., BALENZATEGUI, J. L., “Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations”, **Renewable Energy** v. 29, pp. 1997–2010, Mar 2004.

GARG, H.P., AGARWAL, R.K. “Some aspects of a PV/T collector/forced circulation flat plate solar water heater with solar cells”. *Energy Conversion and Management* v. 36, pp. 87–99, Out. 1994.

GRÄTZEL, Michael. Dye-sensitized solar cells. **Journal of Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Reviews**, v. 4, n. 2, p. 145-153, 2003.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (Version 45). **Progress in photovoltaics: research and applications**, v. 23, n. 1, p. 1-9, 2015.

GREEN, Martin A. Commercial progress and challenges for photovoltaics. **Nature Energy**, v. 1, p. 15015, 2016.

GREEN RHINO ENERGY. Concentrating Photovoltaics (CPV). Disponível em: http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_concentration.php. Acesso em 10 dez 2016.

GRIFFITH, J. S., RATHOD, N. S., PASLASKI, J. “Some tests of flat plate photovoltaic module cell temperatures in simulated field conditions”. **Proc. 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conf.** Kissimmee, EUA, pp. 822-30. 1981.

GWANDU, B. A. L.; CREASEY, D. J. Humidity: a factor in the appropriate positioning of a photovoltaic power station. **Renewable energy**, v. 6, n. 3, p. 313-316, 1995.

HART, G. W., RAGHURAMAN, P. “Simulation of thermal aspects of residential photovoltaic systems”. MIT Report DOE/ET/20279-202. 1982.

HASAN, M. A., SUMATHY, K. Photovoltaic thermal module concepts and their performance analysis: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 7, p. 1845-1859, 2010.

HEIM, D. "The simultaneous effect of the operating temperature and solar radiation on the efficiency of photovoltaic panels", *Archives of Civil Engineering* LVII, v. 57, n. 3, pp. 261–274, Set. 2011.

HERSCH, Paul; ZWEIBEL, Kenneth. **Basic photovoltaic principles and methods**. Solar Energy Research Inst. Golden, CO, EUA. 1982.

HOOGWIJK, Monique Maria. On the global and regional potential of renewable energy sources. 2004.

INMET. Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa. 2016. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/>. Acesso em 02 out 2016.

IEA - International Energy Agency. **Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy**. OECD/IEA. Paris, França. 2014.

IEA - International Energy Agency. **Solar Energy Perspectives**. OECD/IEA. Paris, França. 2011.

ISHII, Tetsuyuki et al. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 4, p. 481-489, 2013.

JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12-29, 2013.

JOSHI, A. S., TIWARI, A. Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic–thermal (PV/T) air collector. **Renewable Energy**, v. 32, n. 13, p. 2223-2241, 2007.

JOSHI, A. S., DINCER, I., REDDY, B. V. Performance analysis of photovoltaic systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 8, p. 1884-1897, 2009.

KALDELLIS, J. K.; KOKALA, A. Quantifying the decrease of the photovoltaic panels' energy yield due to phenomena of natural air pollution disposal. **Energy**, v. 35, n. 12, p. 4862-4869, 2010.

KALDELLIS, J. K.; KAPSALI, M. Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements. **Energy**, v. 36, n. 8, p. 5154-5161, 2011.

KURTZ, Sarah et al. Evaluation of high-temperature exposure of photovoltaic modules. **Progress in photovoltaics: Research and applications**, v. 19, n. 8, p. 954-965, 2011.

LI, J., HEAP, A.D. **A Review of Spatial Interpolation Methods for Environmental Scientists**. Geoscience Australia, Record. 2008.

LIU, Mingzhen; JOHNSTON, Michael B.; SNAITH, Henry J. Efficient planar heterojunction perovskite solar cells by vapour deposition. **Nature**, v. 501, n. 7467, p. 395-398, 2013.

LOPEZ, R. A. Energia Solar para Produção de Eletricidade. São Paulo: Artliber Editora. São Paulo, Brasil. 2012.

- MAKRIDES, George et al. Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques. **Solar Energy**, v. 103, p. 28-42, 2014.
- MALAGUETA, Diego et al. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. **Energy policy**, v. 59, p. 198-212, 2013.
- MALAGUETA, Diego et al. Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system. **Renewable Energy**, v. 68, p. 223-235, 2014.
- MANI, Monto; PILLAI, Rohit. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 9, p. 3124-3131, 2010.
- MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., ABREU, S.L. "Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project", **Solar Energy**, v. 81, pp. 517–528, Set. 2007.
- MARTINS, Fernando Ramos et al. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. **Energy Policy**, v. 36, n. 8, p. 2853-2864, 2008.
- MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 2920-2925, 2012.
- MIDEKSA, T., K.; KALLBEKKEN, S. The impact of climate change on the electricity market: A review. **Energy Policy**, v. 38, n. 7, p. 3579-3585, 2010.
- MILES, Robert W.; ZOPPI, Guillaume; FORBES, Ian. Inorganic photovoltaic cells. **Materials today**, v. 10, n. 11, p. 20-27, 2007.
- MIT - Massachusetts Institute of Technology. **The Future of Solar Energy**. Cambridge, Massachusetts, EUA. 2015.
- MME. **Energia Solar no Brasil e Mundo, Ano de referência – 2014**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia, 2015.
- MORALES-ACEVEDO, A. Thin film CdS/CdTe solar cells: research perspectives. **Solar Energy**, v. 80, n. 6, p. 675-681, 2006.
- NAZEERUDDIN, Md K.; BARANOFF, Etienne; GRÄTZEL, Michael. Dye-sensitized solar cells: a brief overview. **Solar energy**, v. 85, n. 6, p. 1172-1178, 2011.

NDIAYE, A., CHARKI, A., KOBI, A., CHEIKH, M. F. K., NDIAYE, P. A., SAMBOU, V. "Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review", **Solar Energy**, v. 96, pp. 140–151, Ago. 2013.

NOZIK, A. J. Quantum dot solar cells. **Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures**, v. 14, n. 1, p. 115-120, 2002.

NREL. Photovoltaic Research. Disponível em: <http://www.nrel.gov/pv/>. Acesso em 22 dez 2016.

PARIDA, B., INIYAN, S., GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 15, n. 3, pp. 1625-1636. 2011.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L., RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2006.

PINHEIRO, Elisângela et al. Avaliação do potencial da geração fotovoltaica em diferentes condições climáticas na matriz elétrica brasileira. In: **V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife**. 2014.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

PV-TECH. The Top 10 PV module manufacturers ranking list for 2015. Disponível em: <http://www.pv-tech.org/editors-blog/top-10-solar-module-manufacturers-in-2015>. Acesso em 04 set 2016.

PV-TECH. New analysis: The real top solar PV manufacturers in 2016. Disponível em: <http://www.pv-tech.org/editors-blog/new-analysis-the-real-top-solar-pv-manufacturers-in-2016>. Acesso em 04 set 2016.

RAZYKOV, T. M. et al. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. **Solar Energy**, v. 85, n. 8, p. 1580-1608. 2011.

REN 21. **Renewables 2016, Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat, 2016.

Renewable Energy World. 2015 Top Ten PV Cell Manufacturers. Disponível em: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/04/2015-top-ten-pv-cell-manufacturers.html>. Acesso em 04 set 2016.

Residential Solar 101. Thin-Film Solar Technology. Disponível em: <http://www.residentialsolar101.org/thin-film-solar-technology/>. Acesso em 10 dez 2016.

ROGELJ, Joeri et al. Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 C. **Nature**, v. 534, n. 7609, p. 631-639, 2016.

ROMARY, F., CALDEIRA, A., JACQUES, S., SCHELLMANN, A. "Thermal modelling to analyze the effect of cell temperature on PV modules energy efficiency", **IEEE - Power Electronics and Applications (EPE 2011)**, Proceedings of the 2011-14th European Conference on, pp. 1-9, Set. 2011.

RUTHER, R. et al. Performance test of amorphous silicon modules in different climates-year four: Progress in understanding exposure history stabilization effects. In: **Photovoltaic Specialists Conference, 2008. PVSC'08. 33rd IEEE**. IEEE, 2008. p. 1-5.

SAGAN, Carl. **Bilhões e bilhões - Reflexões sobre a vida e a morte na virada do milênio**. São Paulo: Companhia das Letras, 2008.

SHARMA, V., CHANDEL, S. S. "Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, pp. 753–767, Ago. 2013.

SCHAEFFER, Roberto et al. Energy sector vulnerability to climate change: a review. **Energy**, v. 38, n. 1, p. 1-12, 2012.

SHOCKLEY, William; QUEISSER, Hans J. Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. **Journal of applied physics**, v. 32, n. 3, p. 510-519, 1961.

SILVESTRE, S.; CHOUDER, A. Effects of shadowing on photovoltaic module performance. **Progress in Photovoltaics: Research and applications**, v. 16, n. 2, p. 141-149, 2008.

SINGH, P., RAVINDRA, N.M., "Temperature dependence of solar cell performance analysis". **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 101, pp. 36–45. 2012.

SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A.G., PALYVOS, J.A. "A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting", **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 92, pp. 1393–1402, Mai. 2008.

SKOPLAKI, E., PALYVOS, J.A. "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations", **Renewable Energy**, v. 34, pp. 23–29, Jun. 2008.

SKOPLAKI, E., PALYVOS, J.A. "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations", **Solar Energy**, v. 83, n. 5, pp. 614–624, Mai. 2009.

SolarPower Europe. **Global Market Outlook For Solar Power / 2016 – 2020**. Bruxelas, Bélgica. 2016.

SORIA, Rafael et al. Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. **Energy Policy**, v. 86, p. 57-72, 2015.

TAN, Cher Ming; CHEN, Boon Khai Eric; TOH, Kok Peng. Humidity study of a-Si PV cell. **Microelectronics Reliability**, v. 50, n. 9, p. 1871-1874, 2010.

TOLEDO, O. M.; OLIVEIRA FILHO, D.; DINIZ, A. S. A. C. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 506-511, 2010.

TYAGI, V. V., KAUSHIK, S. C., TYAGI, S. K. Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 3, p. 1383-1398, 2012.

ZORRILLA-CASANOVA, José et al. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. **Progress in photovoltaics: Research and applications**, v. 21, n. 4, p. 790-796, 2013.

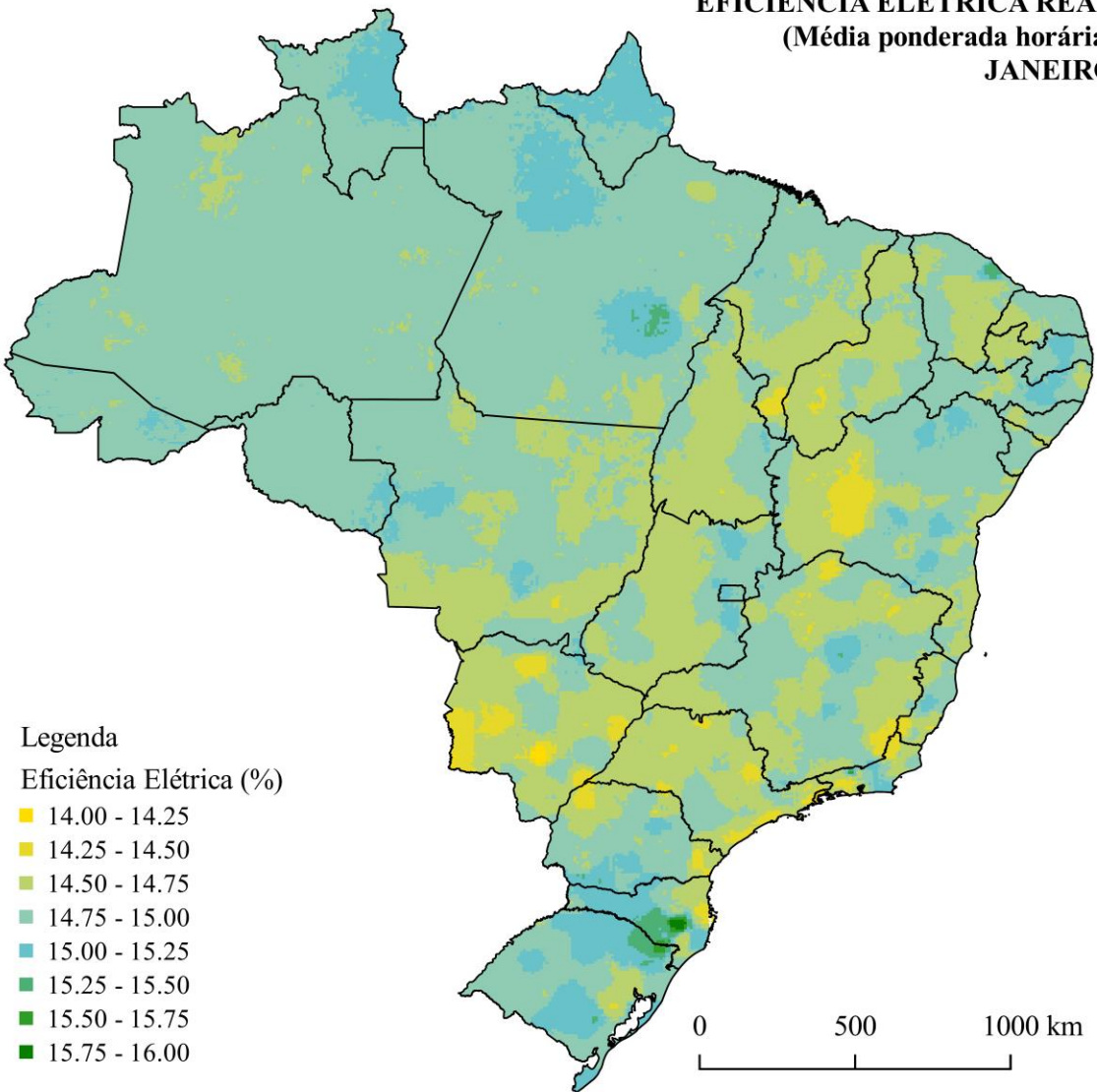
Anexo A

Mapas de eficiência, energia real e nominal para todos os meses analisados para o Caso A, silício policristalino.

EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
JANEIRO

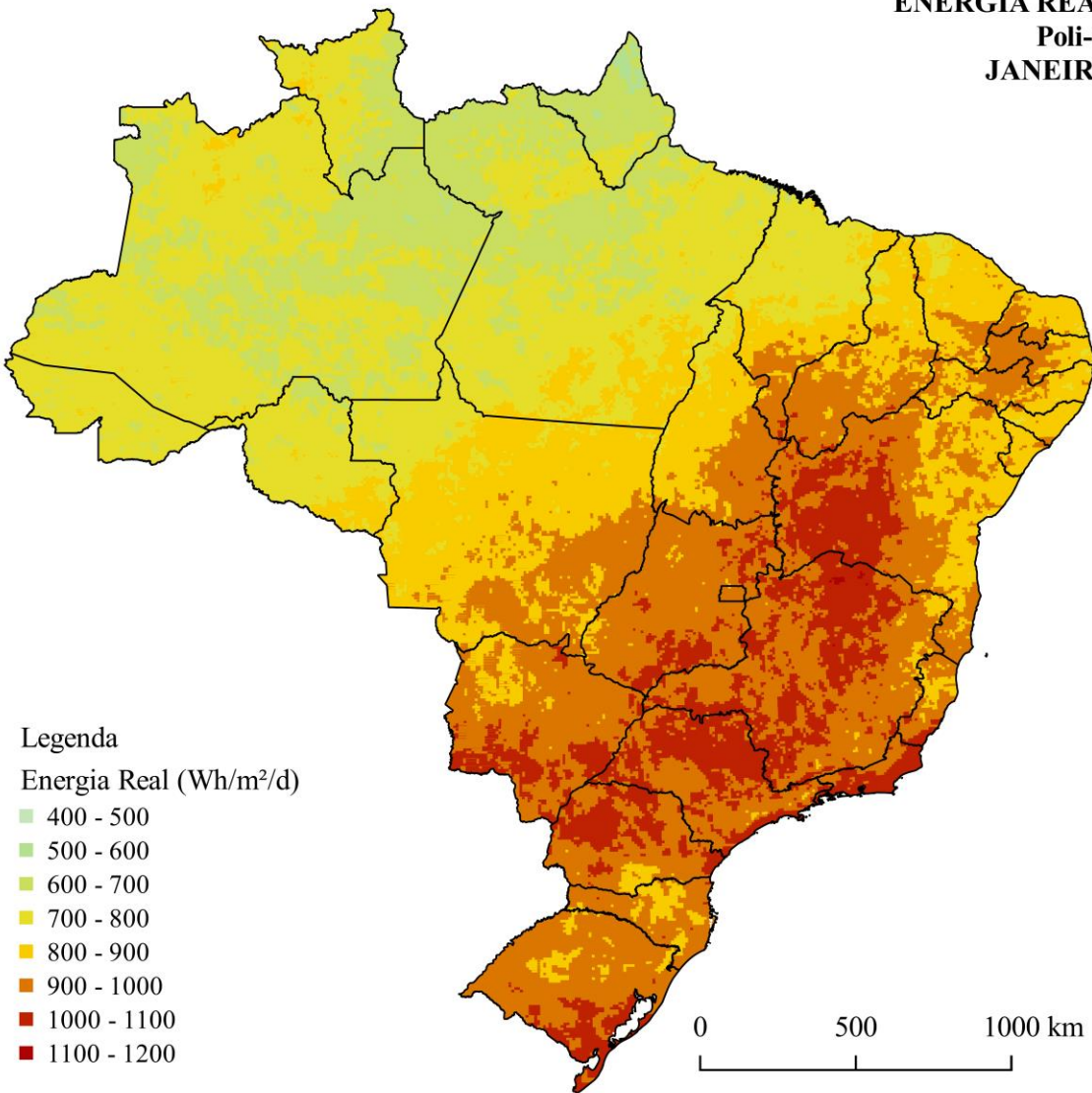
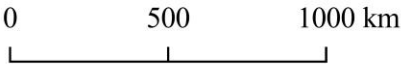
- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

0 500 1000 km

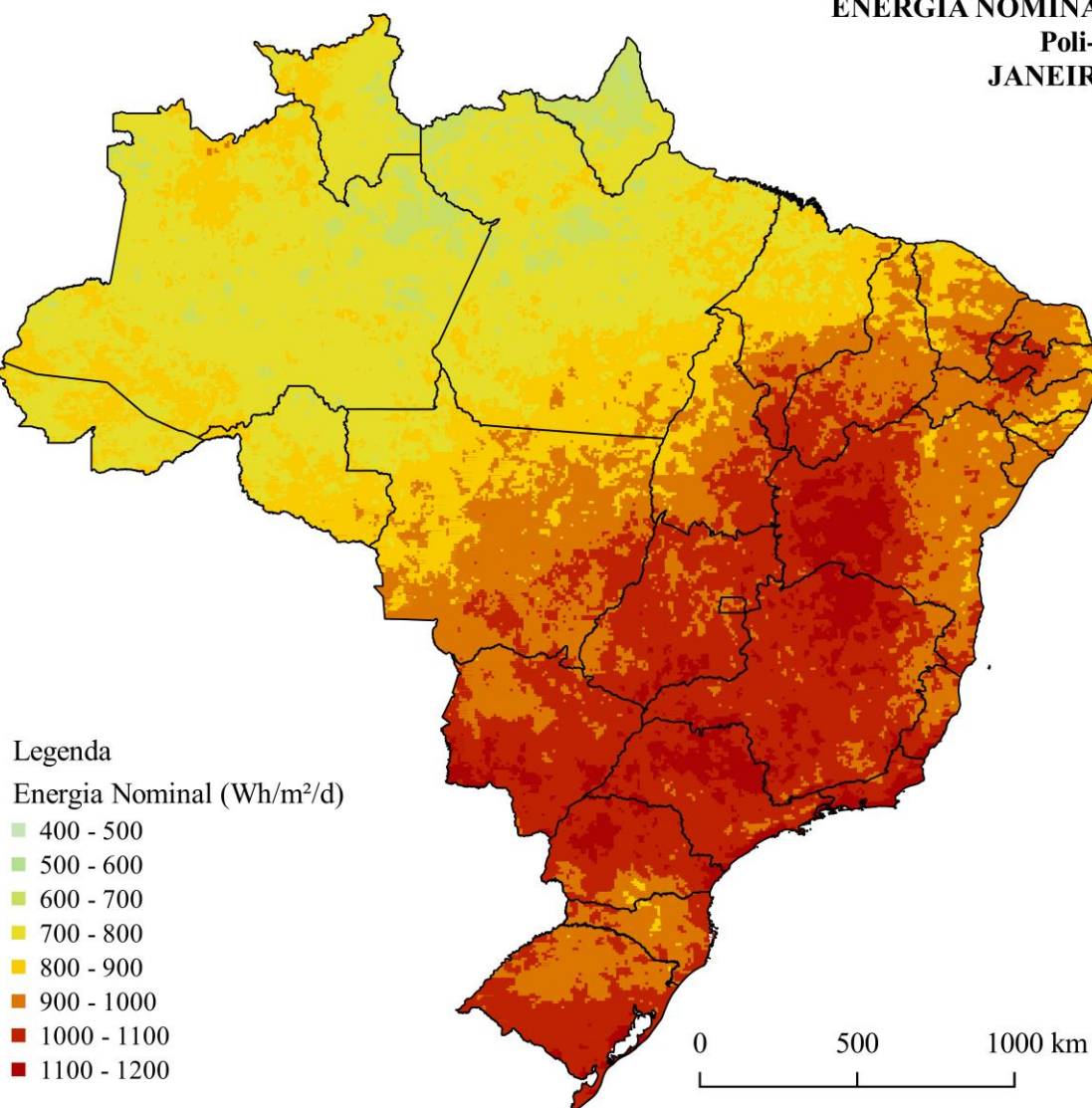


ENERGIA REAL
Poli-Si
JANEIRO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200



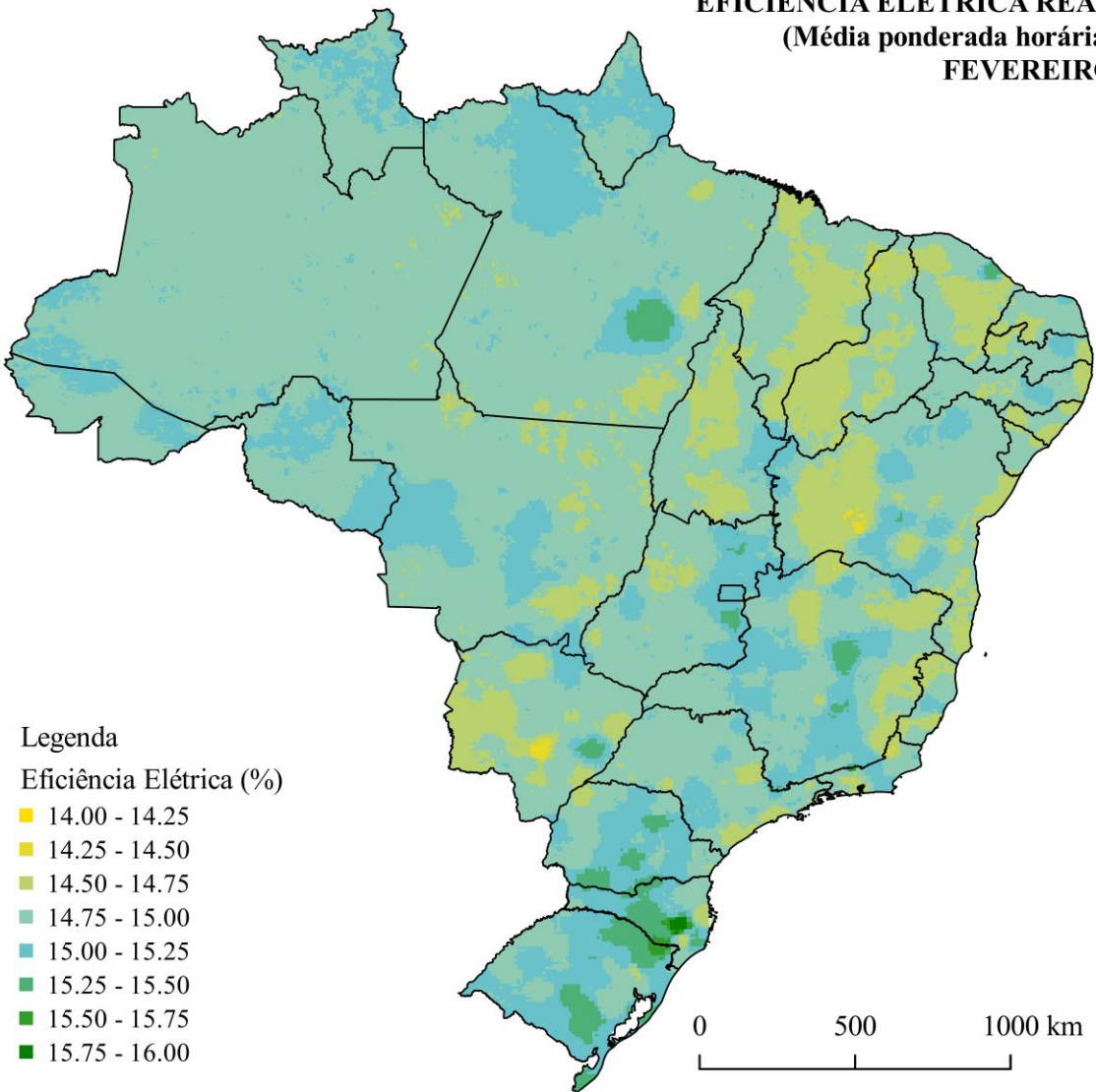
ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
JANEIRO



EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
FEVEREIRO

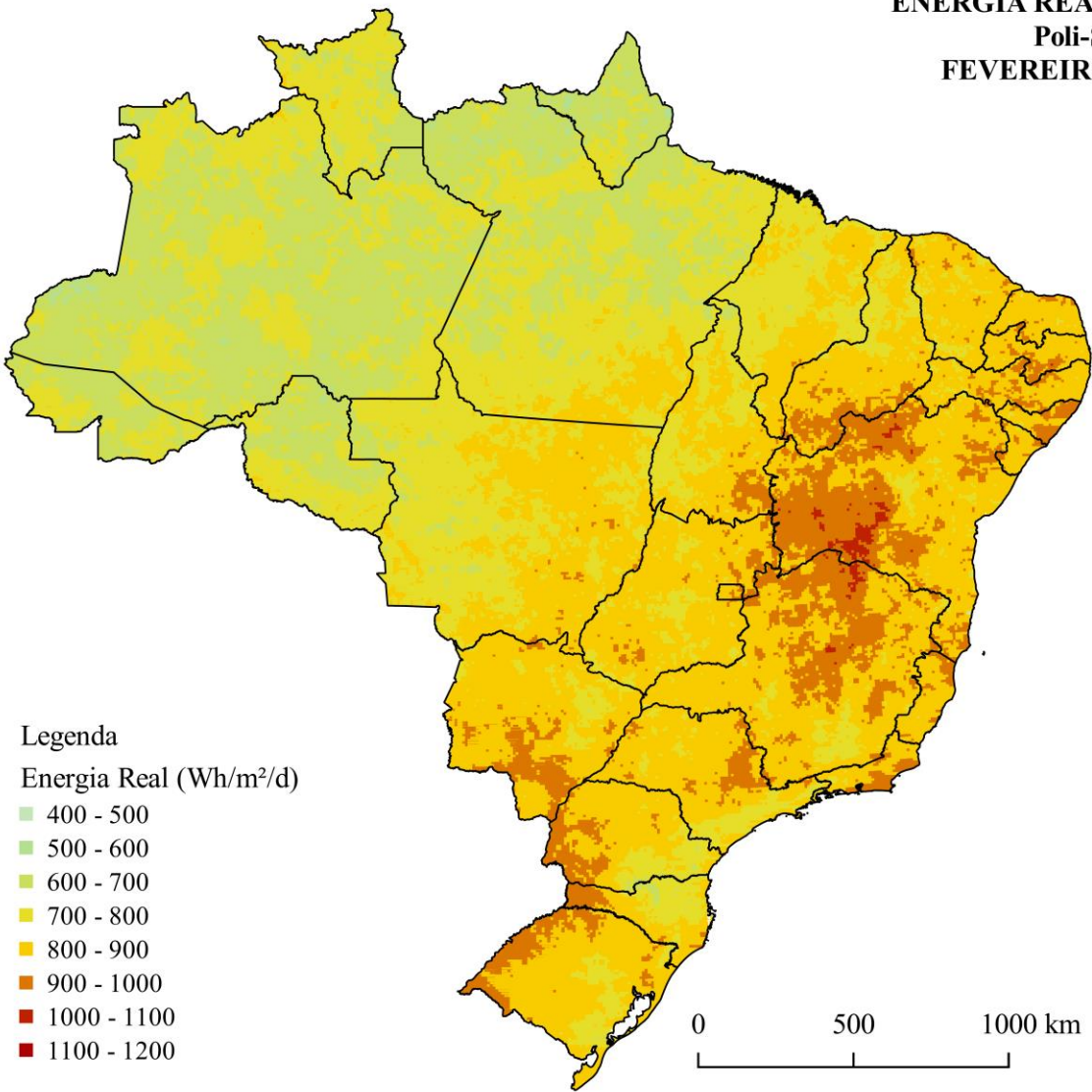
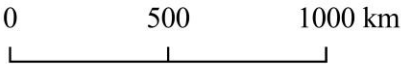
- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

0 500 1000 km

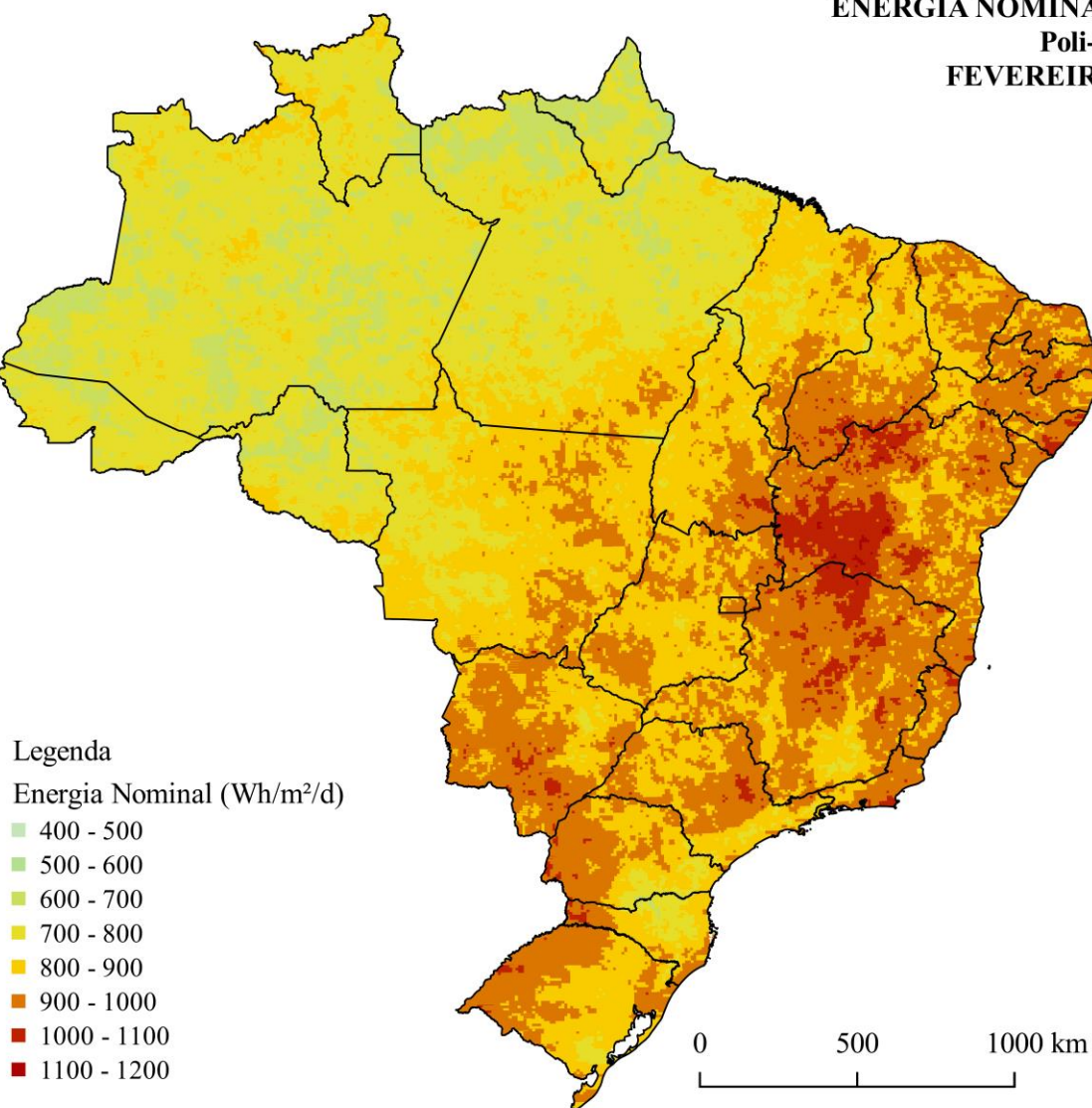


ENERGIA REAL
Poli-Si
FEVEREIRO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200



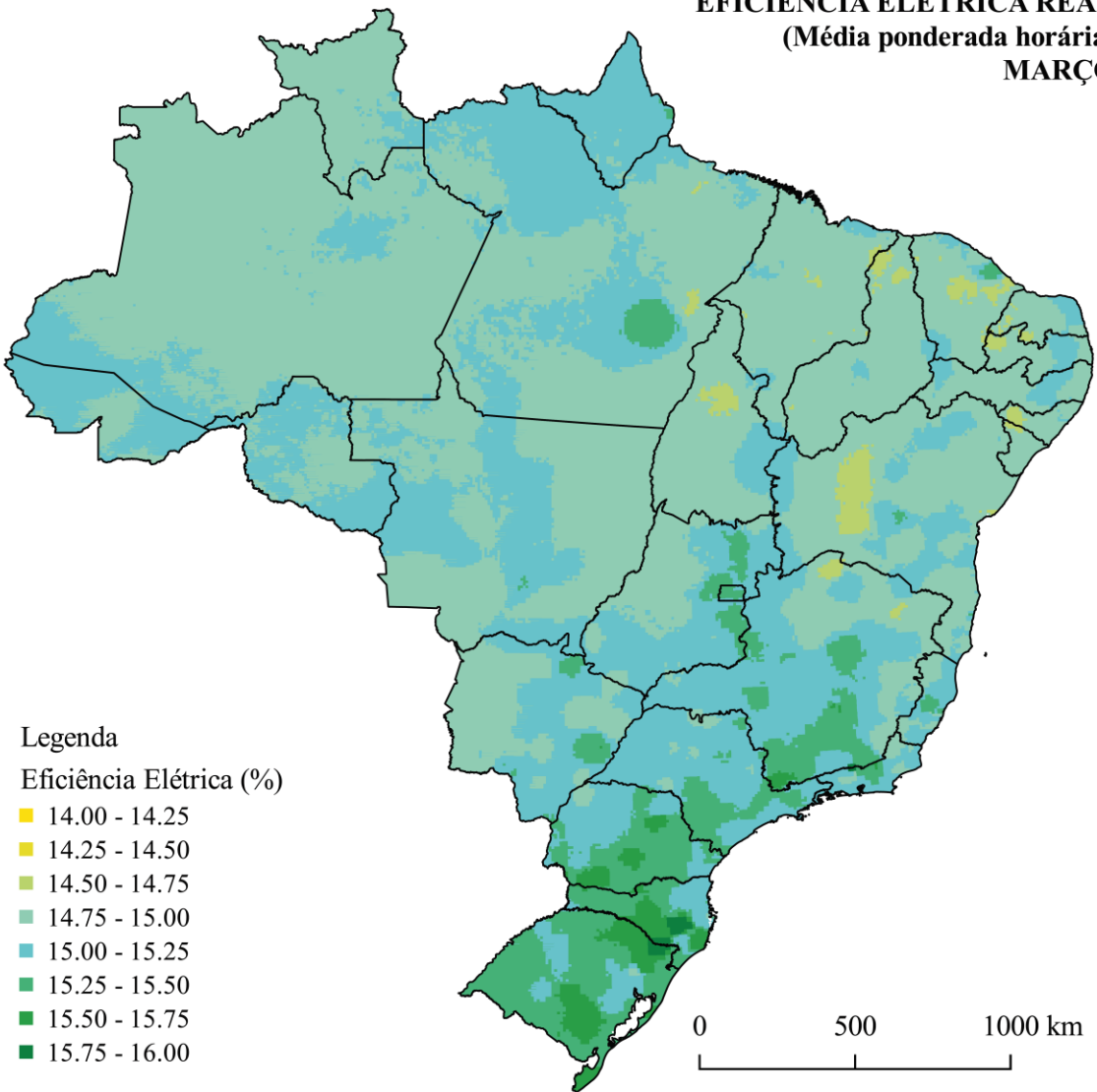
ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
FEVEREIRO



EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
MARÇO

- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

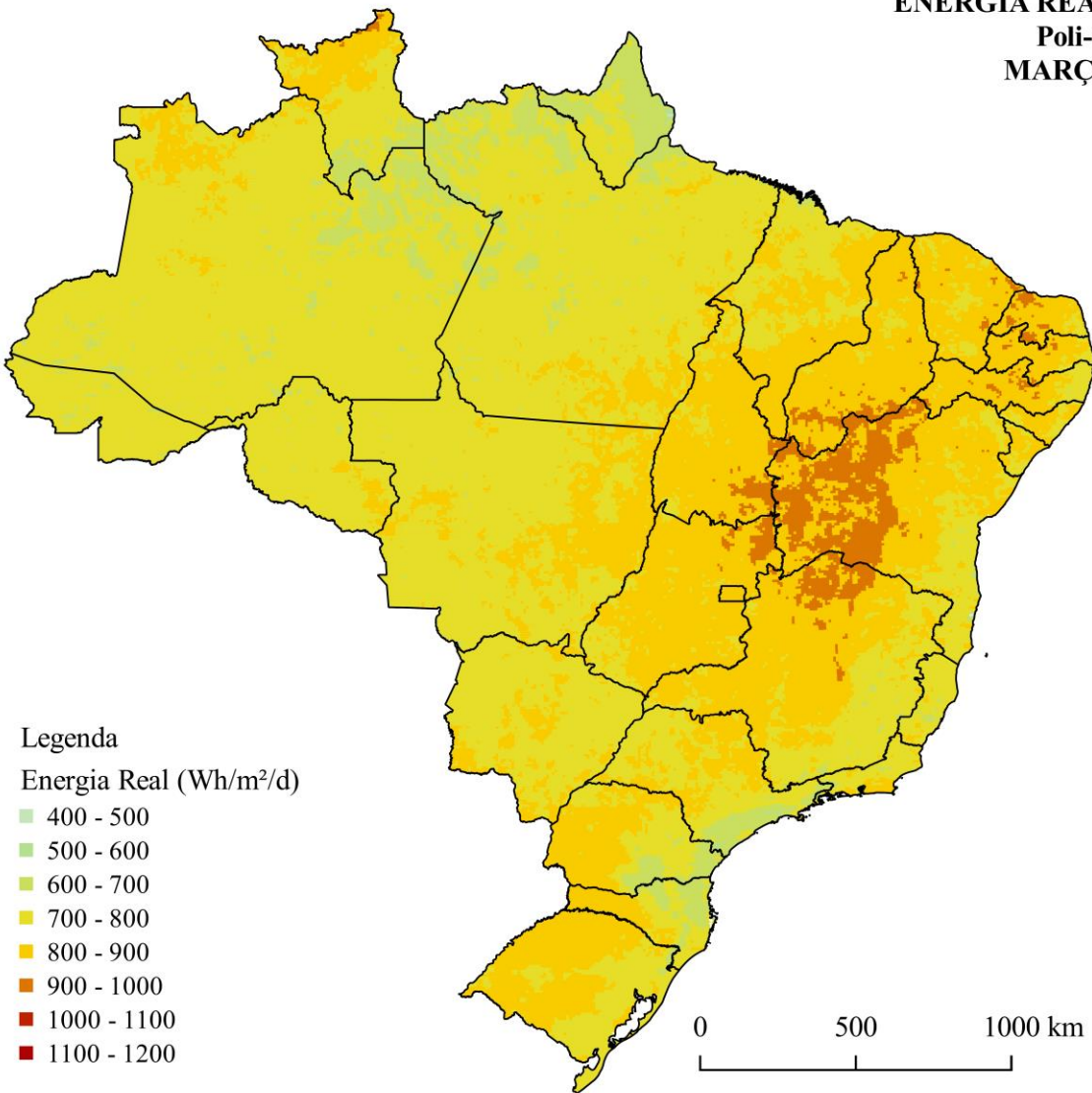
0 500 1000 km



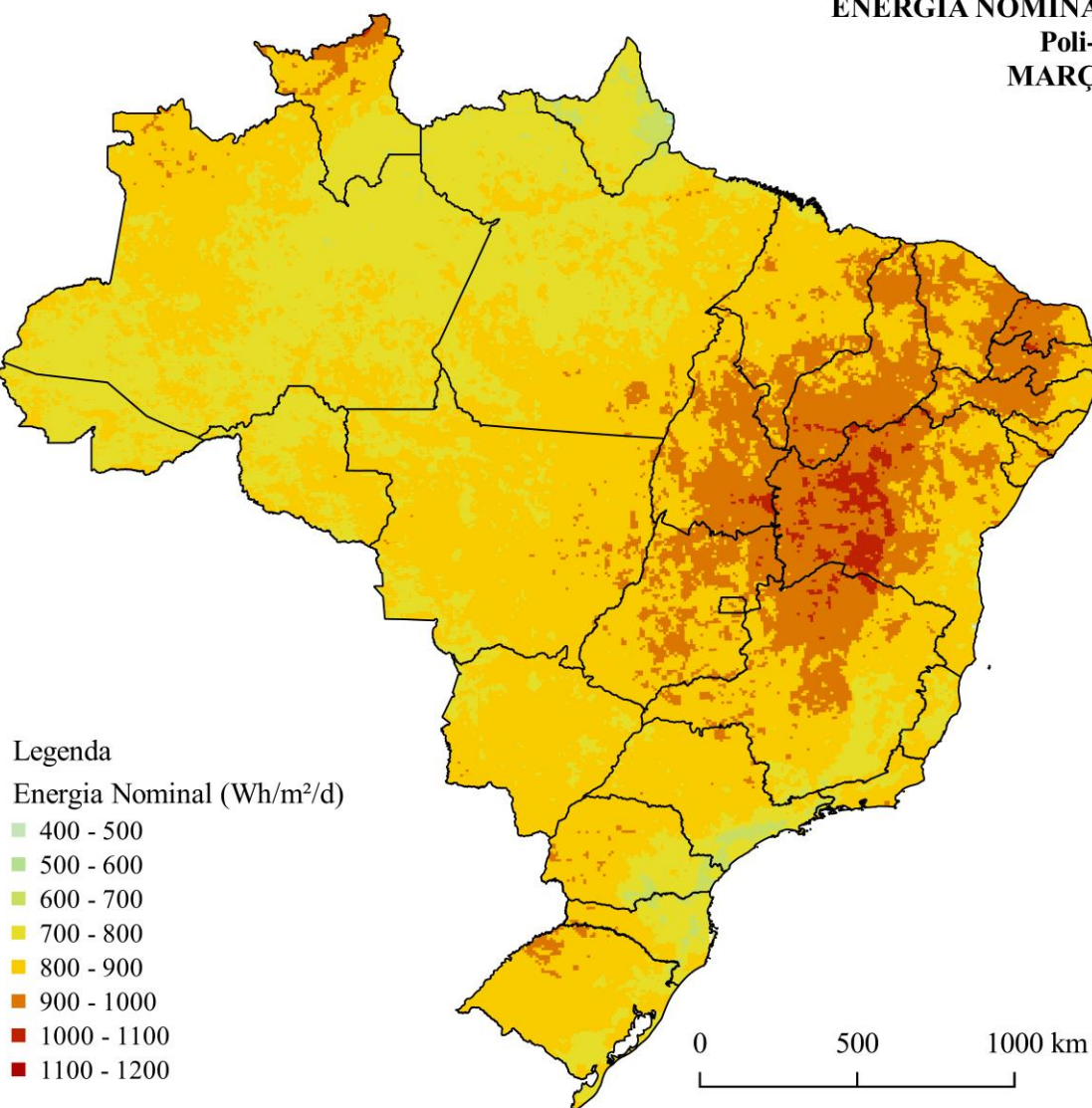
ENERGIA REAL
Poli-Si
MARÇO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200

0 500 1000 km



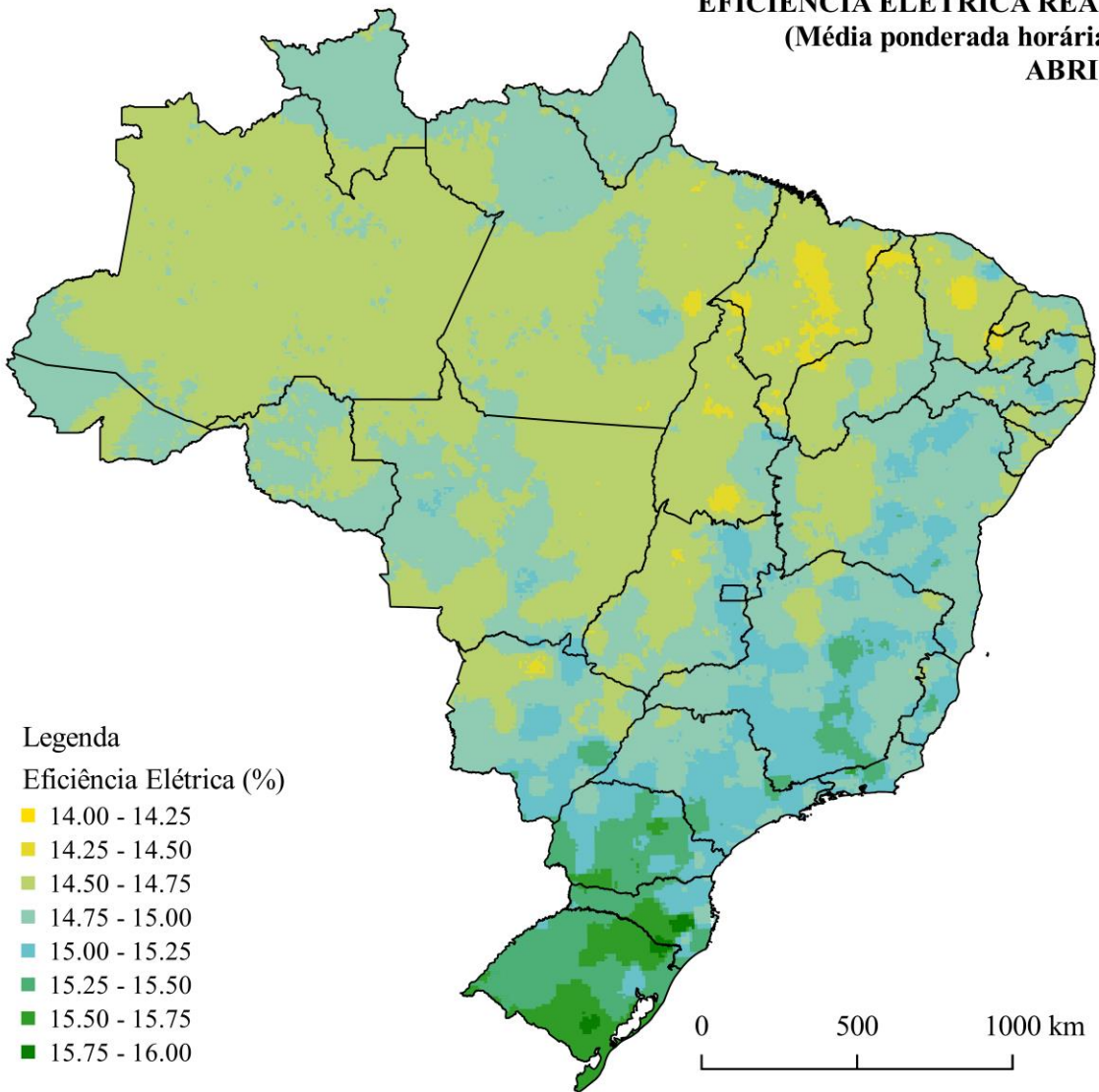
ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
MARÇO



EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
ABRIL

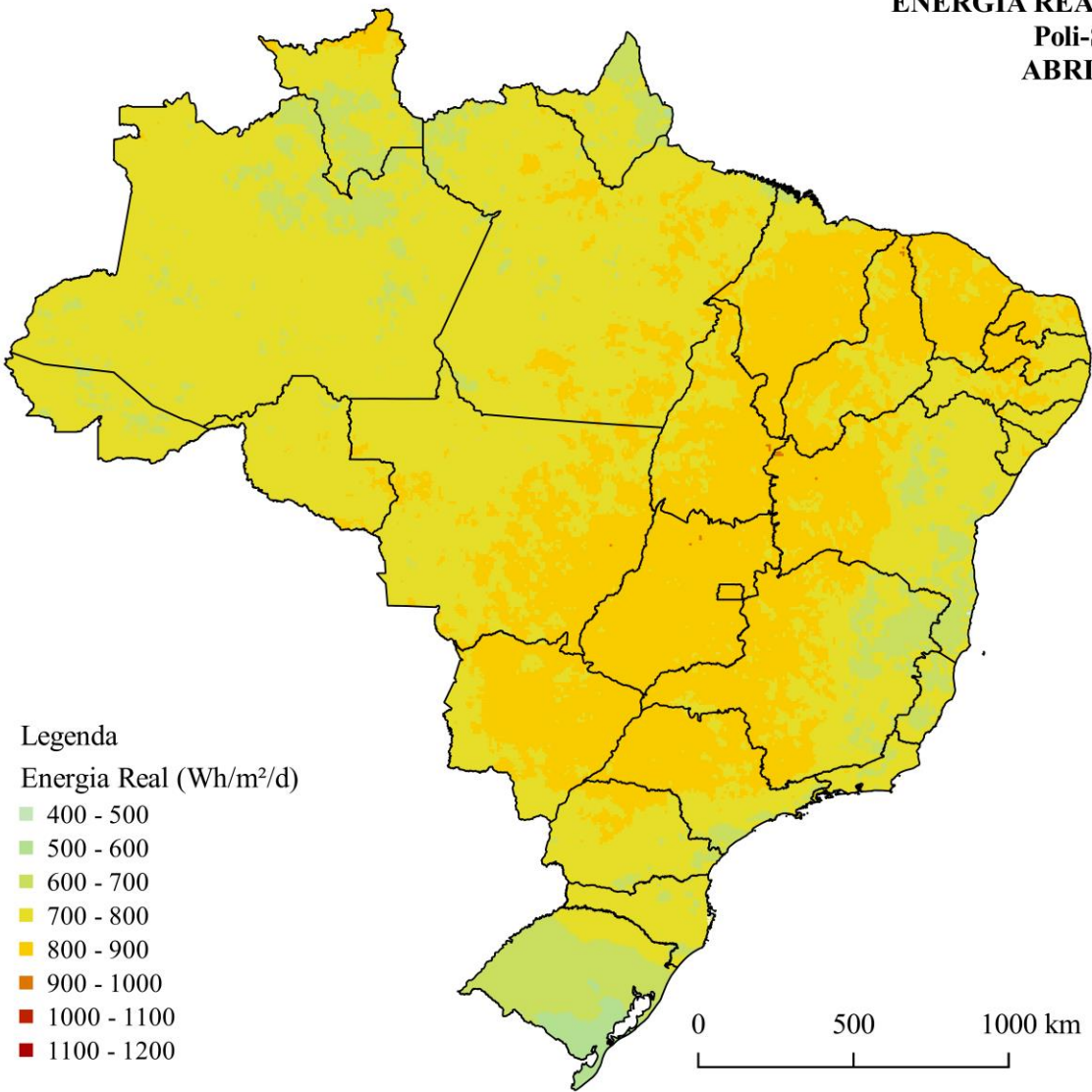
- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

0 500 1000 km

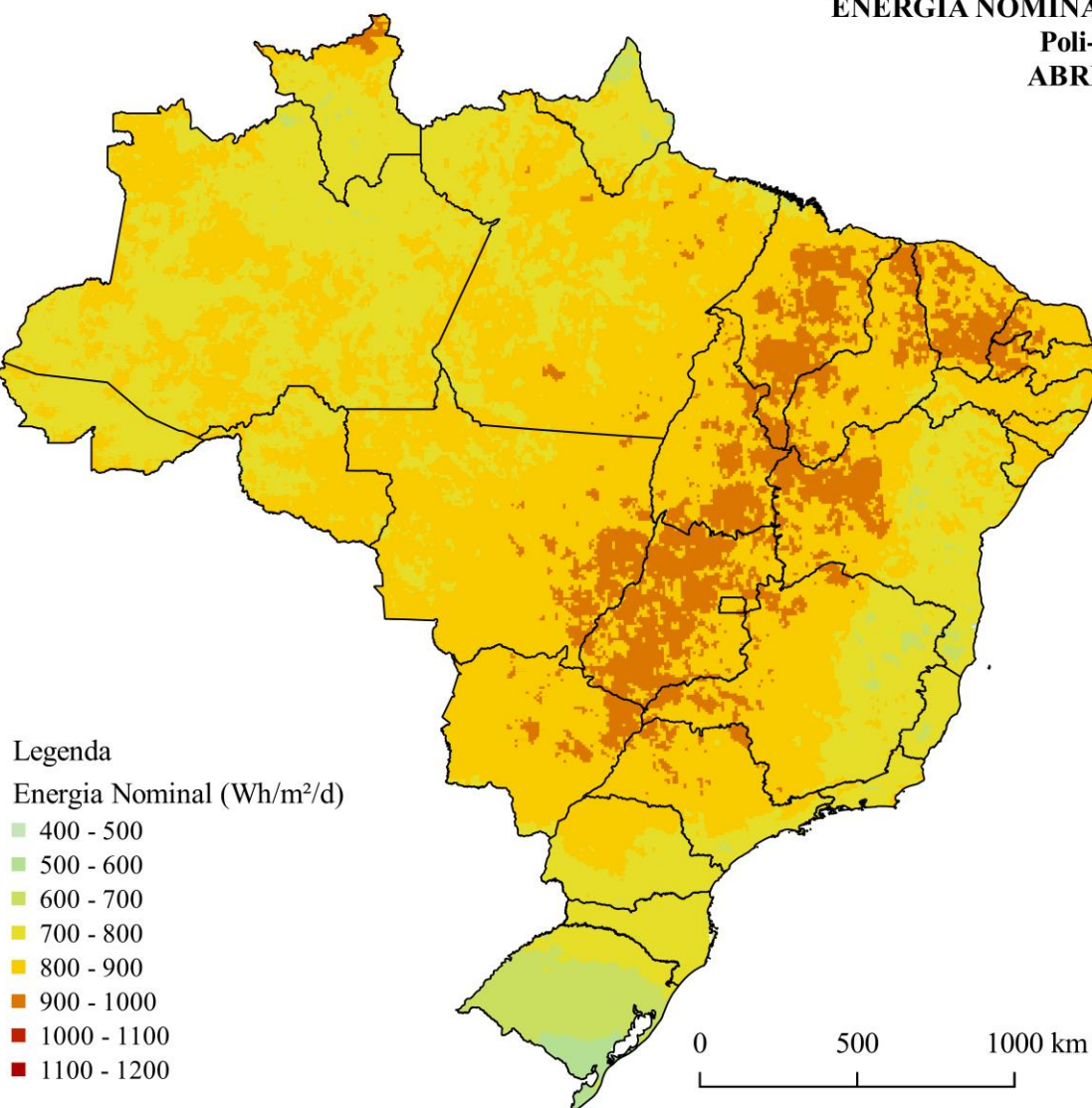


ENERGIA REAL
Poli-Si
ABRIL

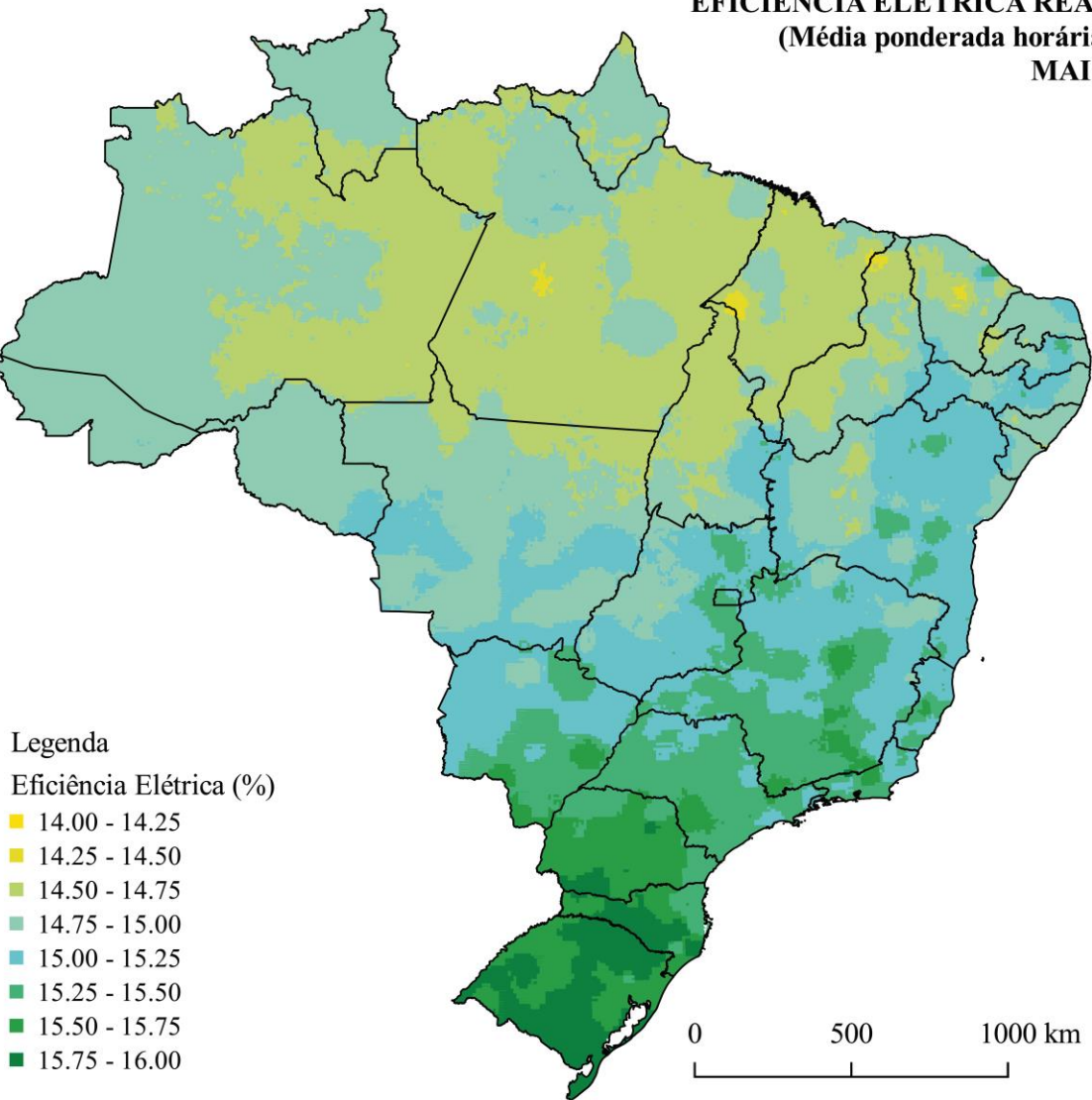
- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200



ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
ABRIL



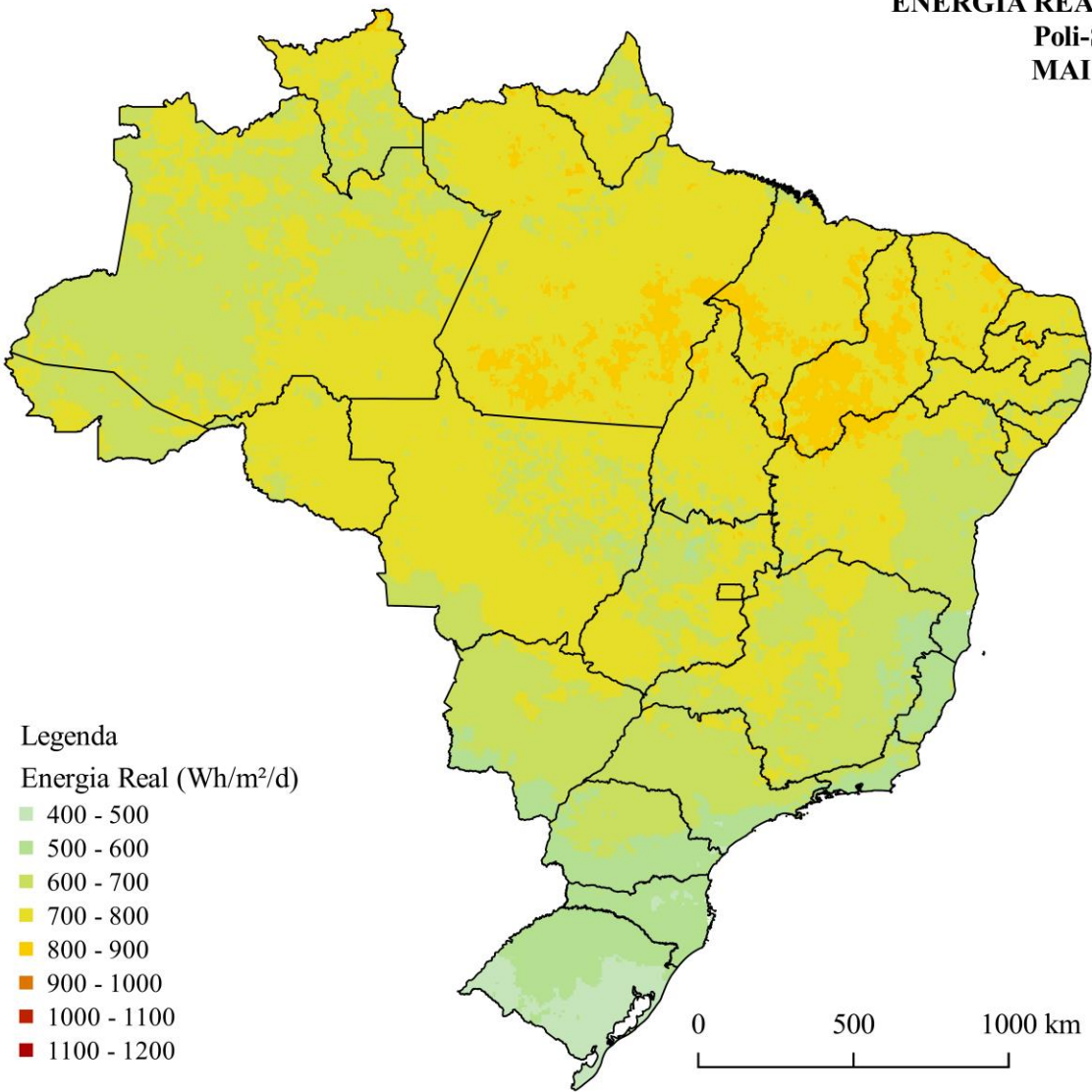
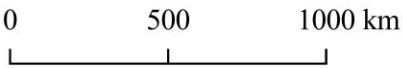
EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
MAIO



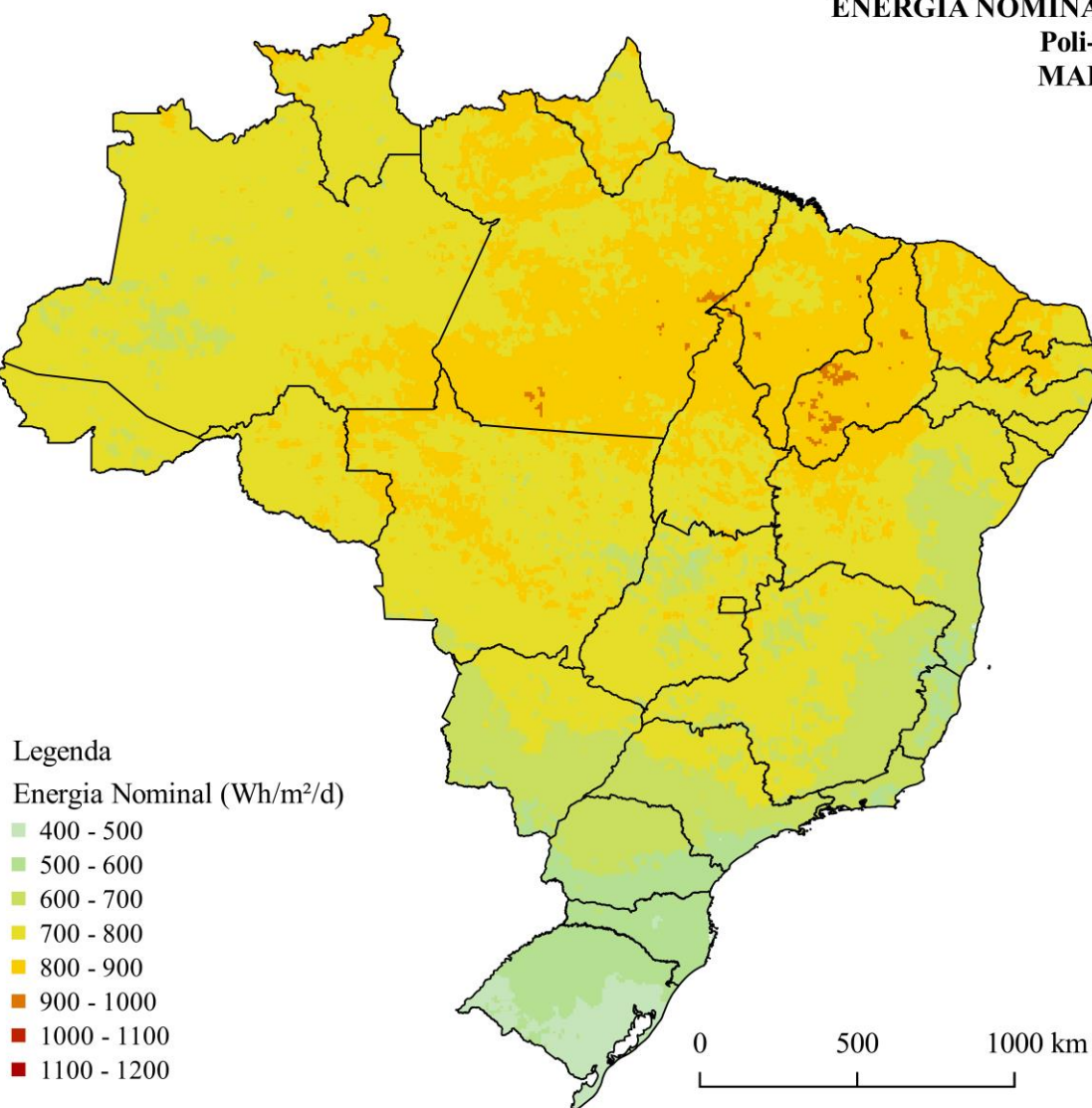
- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

ENERGIA REAL
Poli-Si
MAIO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200



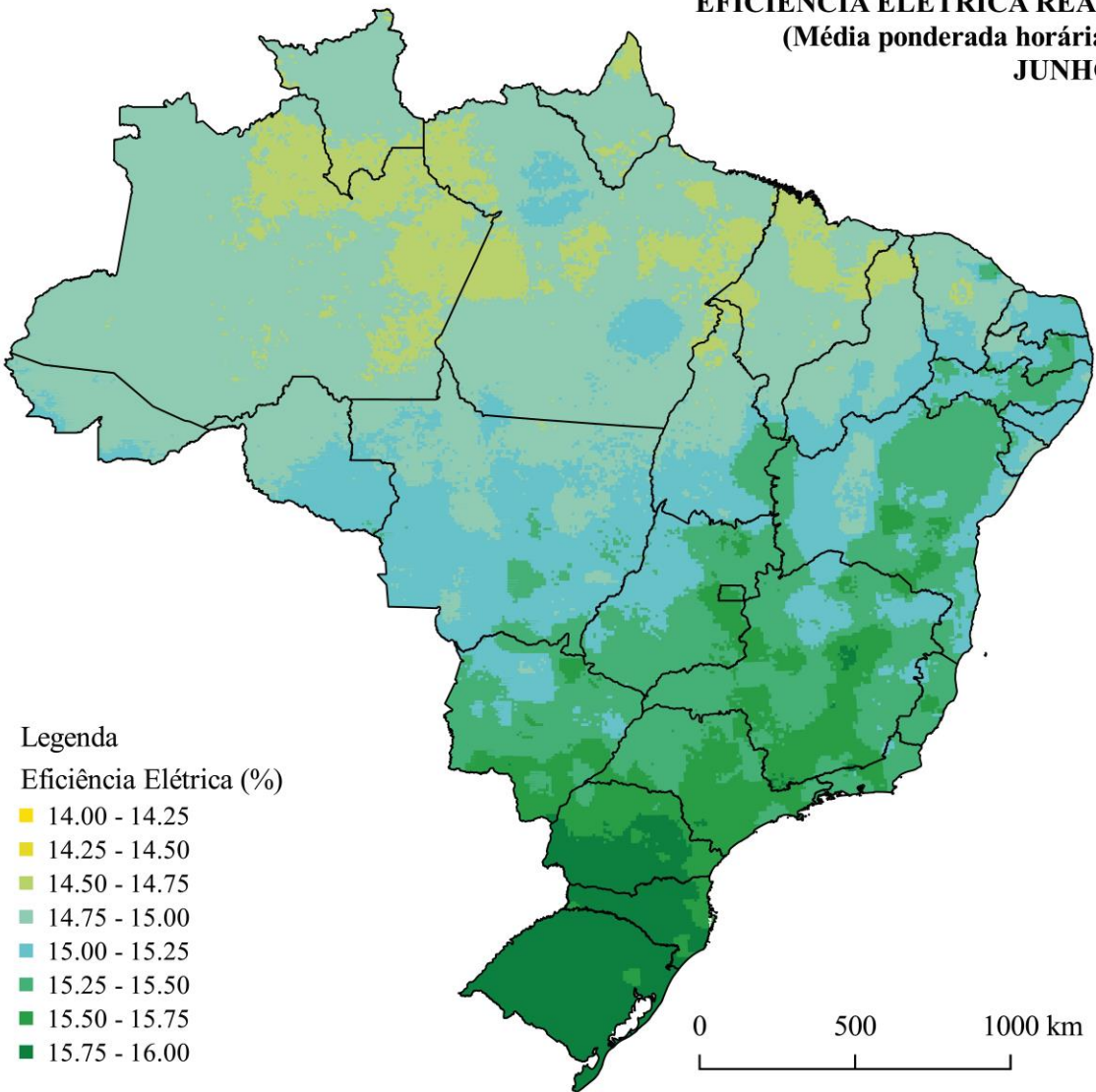
ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
MAIO



EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
JUNHO

- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

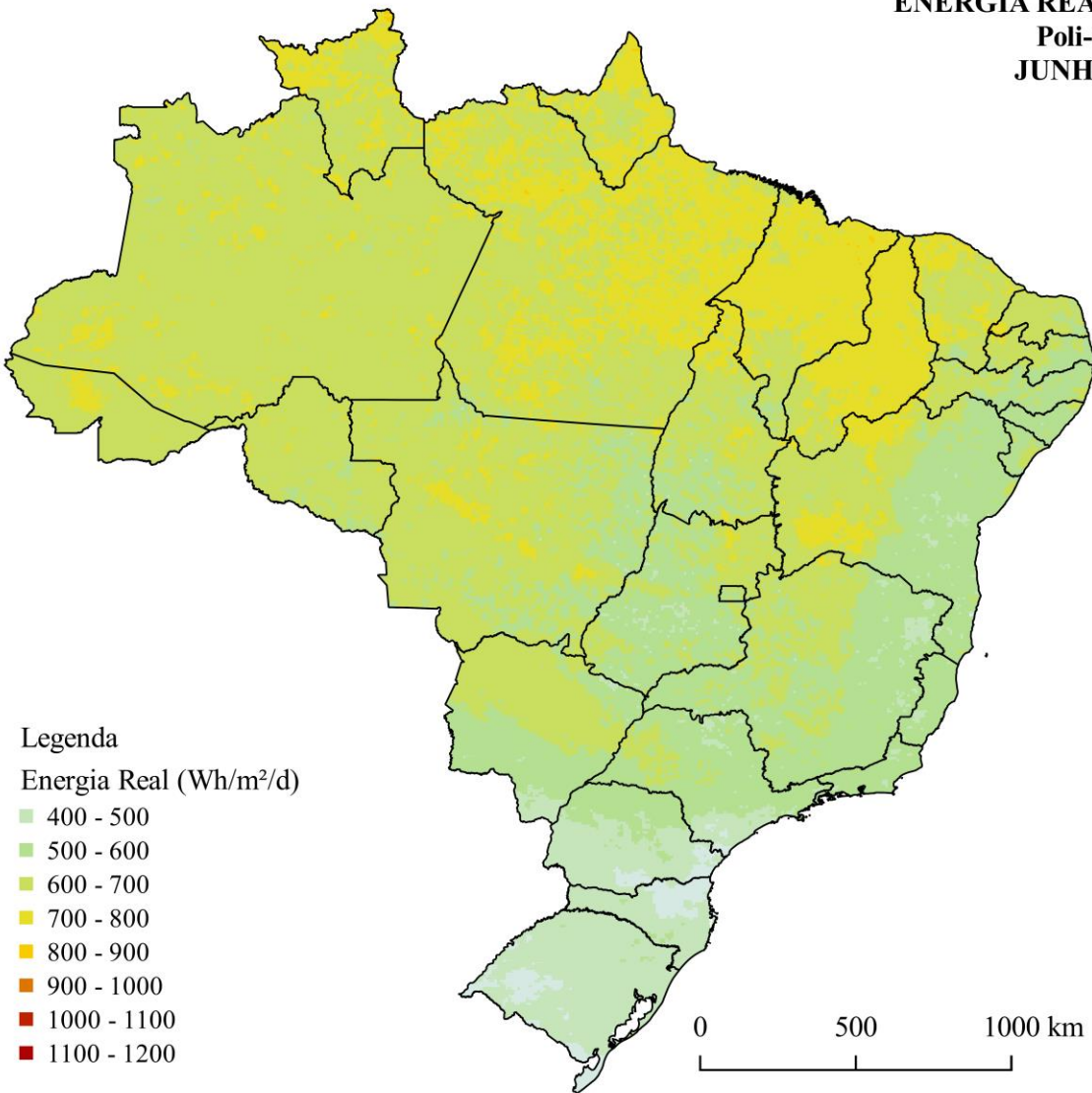
0 500 1000 km



ENERGIA REAL
Poli-Si
JUNHO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200

0 500 1000 km



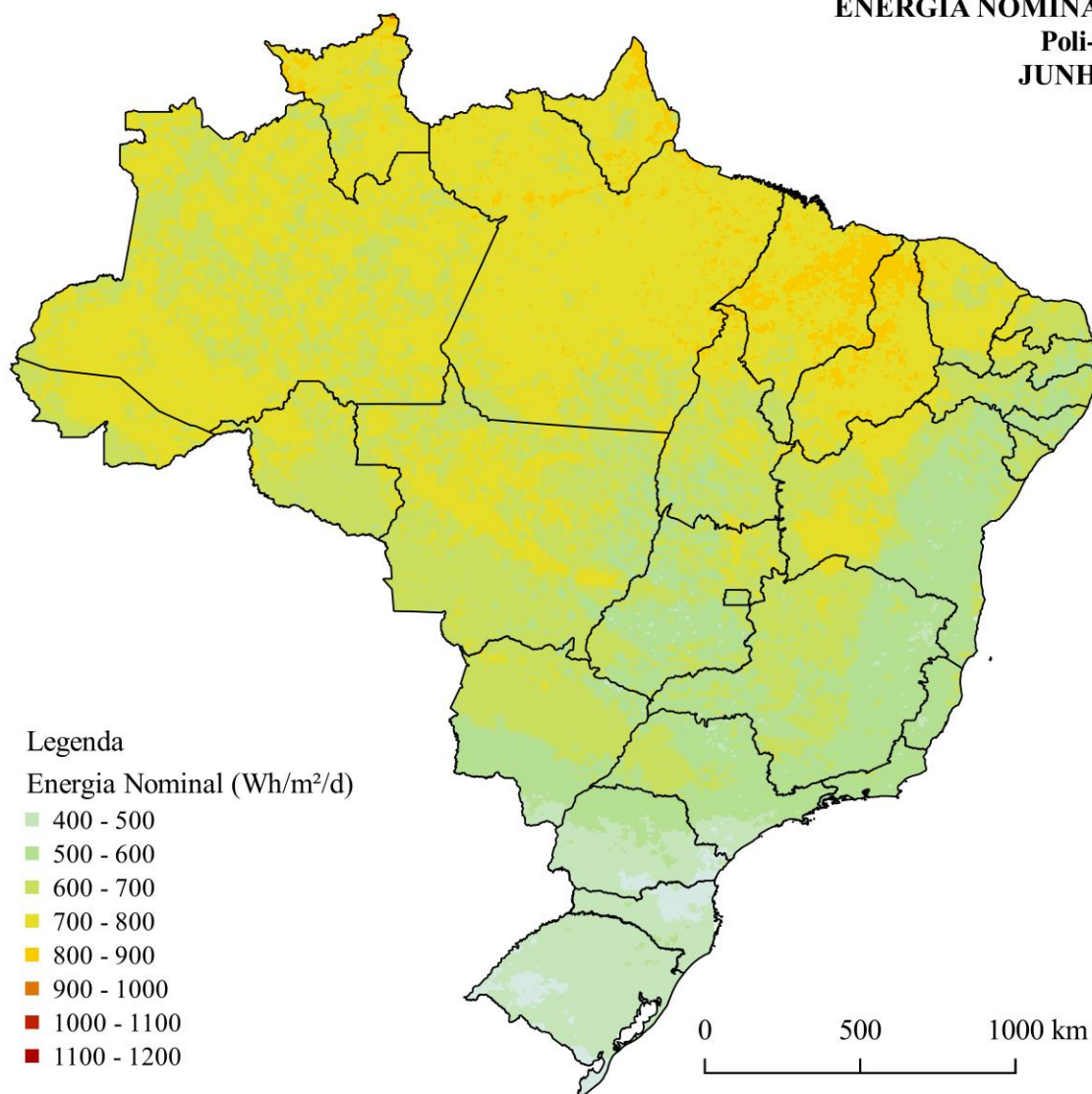
ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
JUNHO

Legenda

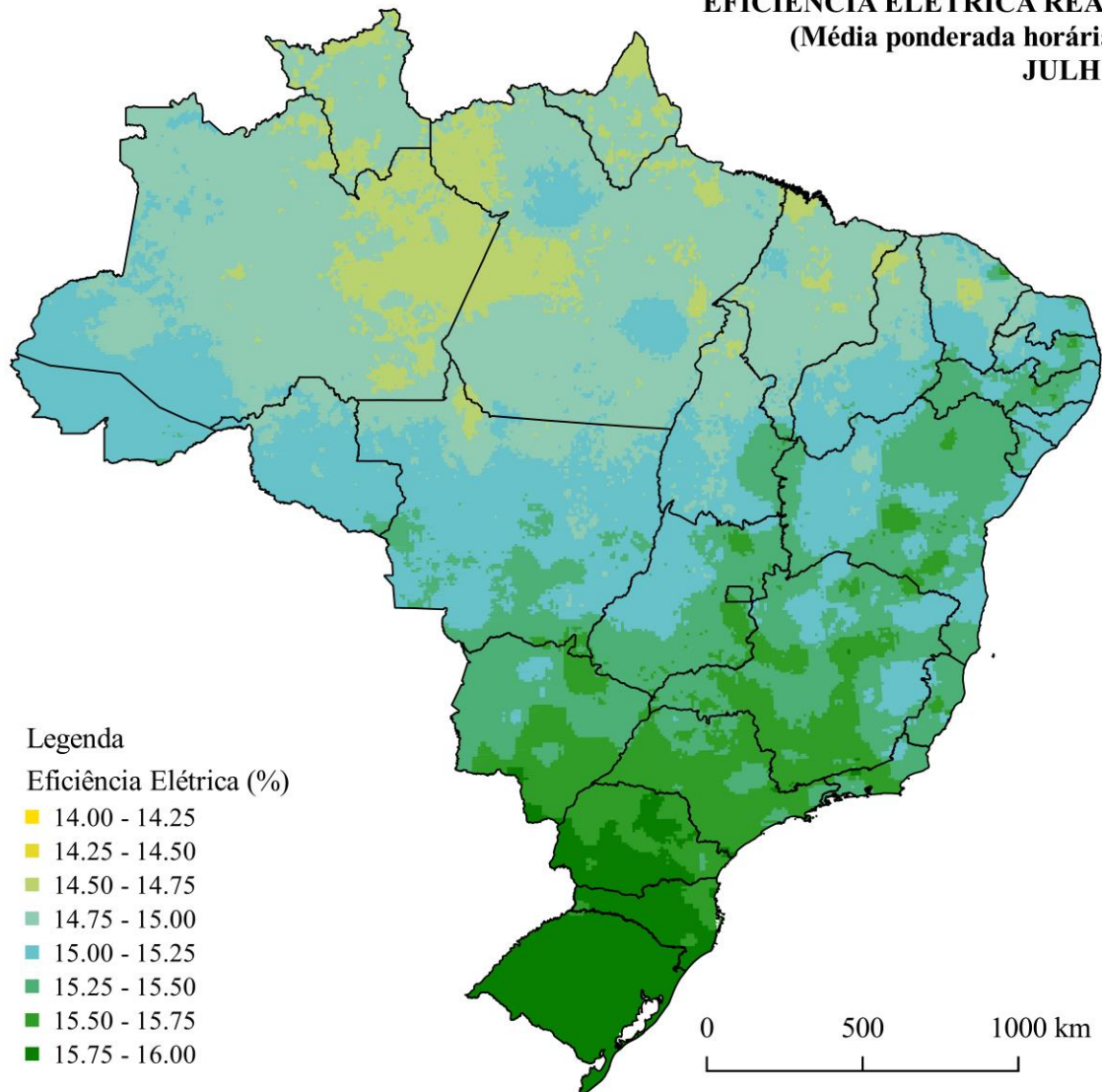
Energia Nominal (Wh/m²/d)

- 400 - 500
- 500 - 600
- 600 - 700
- 700 - 800
- 800 - 900
- 900 - 1000
- 1000 - 1100
- 1100 - 1200

0 500 1000 km



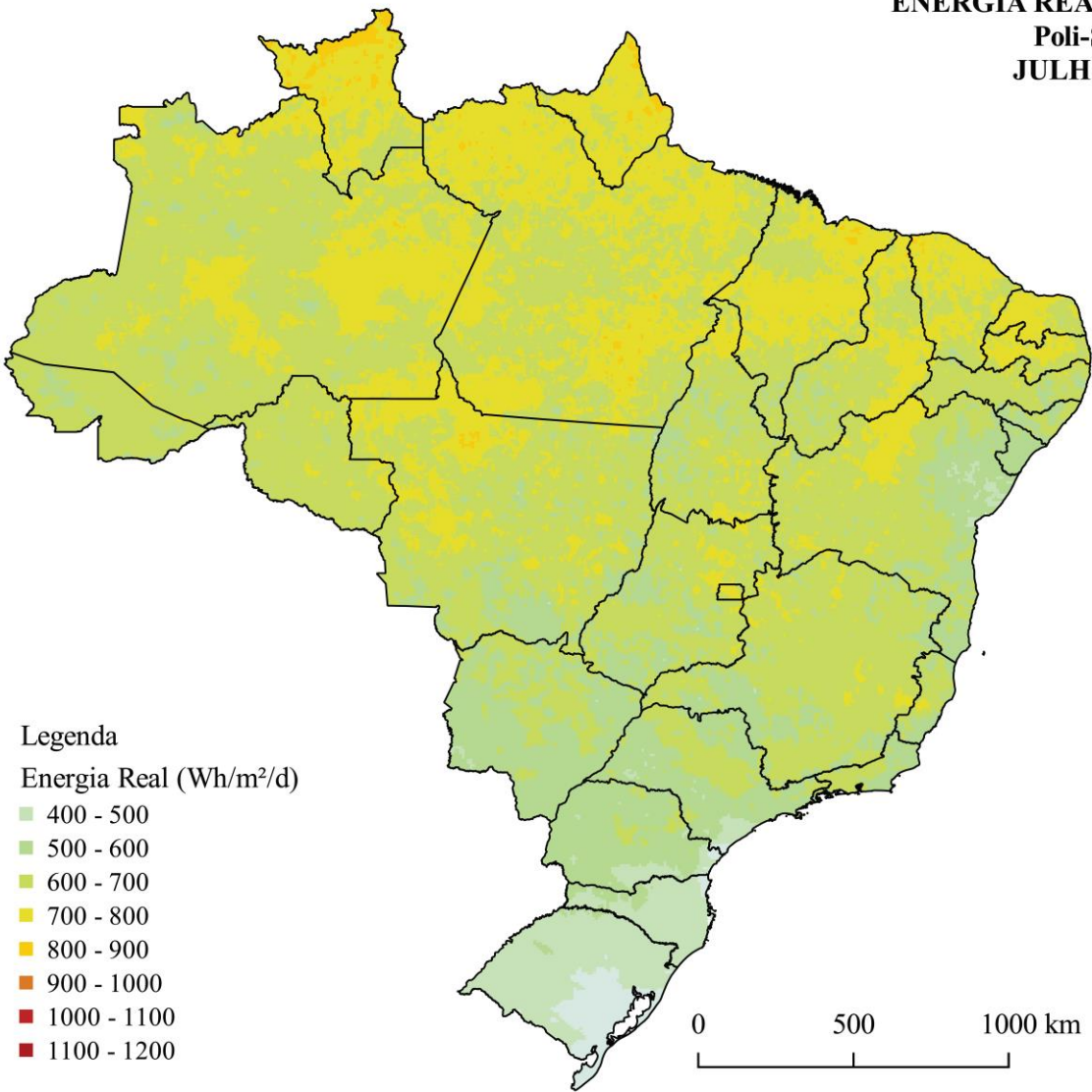
EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
JULHO



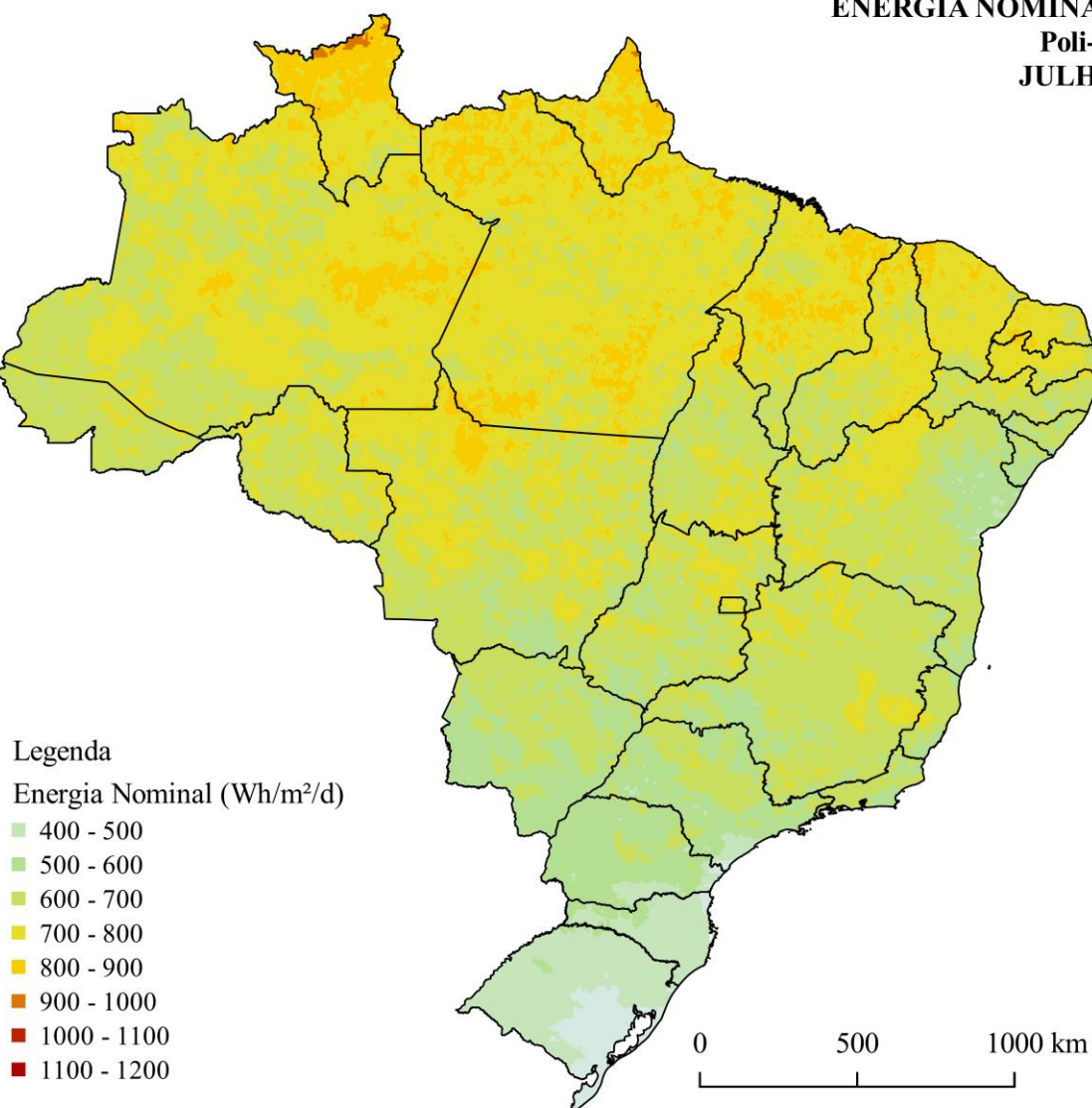
ENERGIA REAL
Poli-Si
JULHO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200

0 500 1000 km



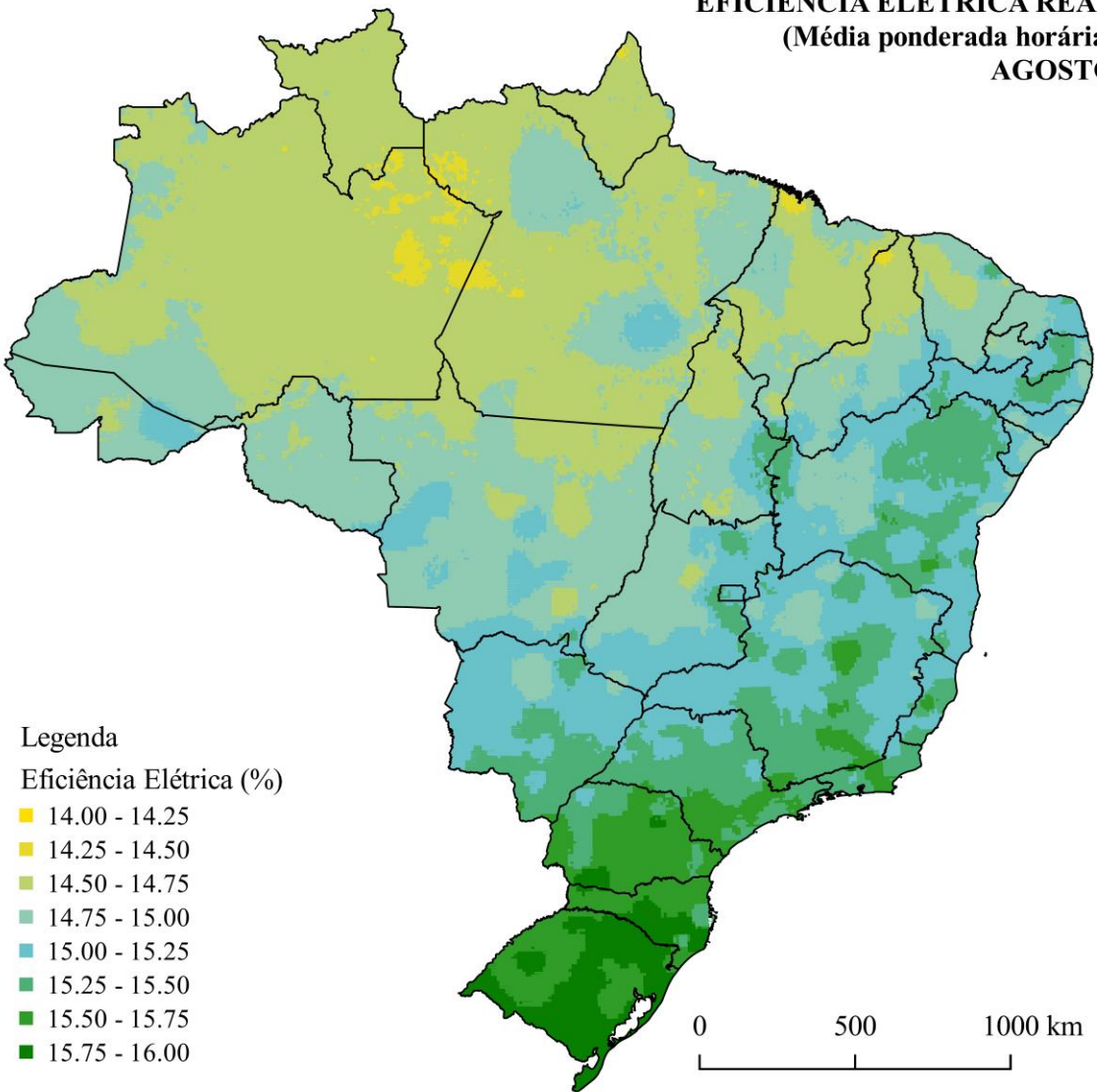
ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
JULHO



EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
AGOSTO

- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

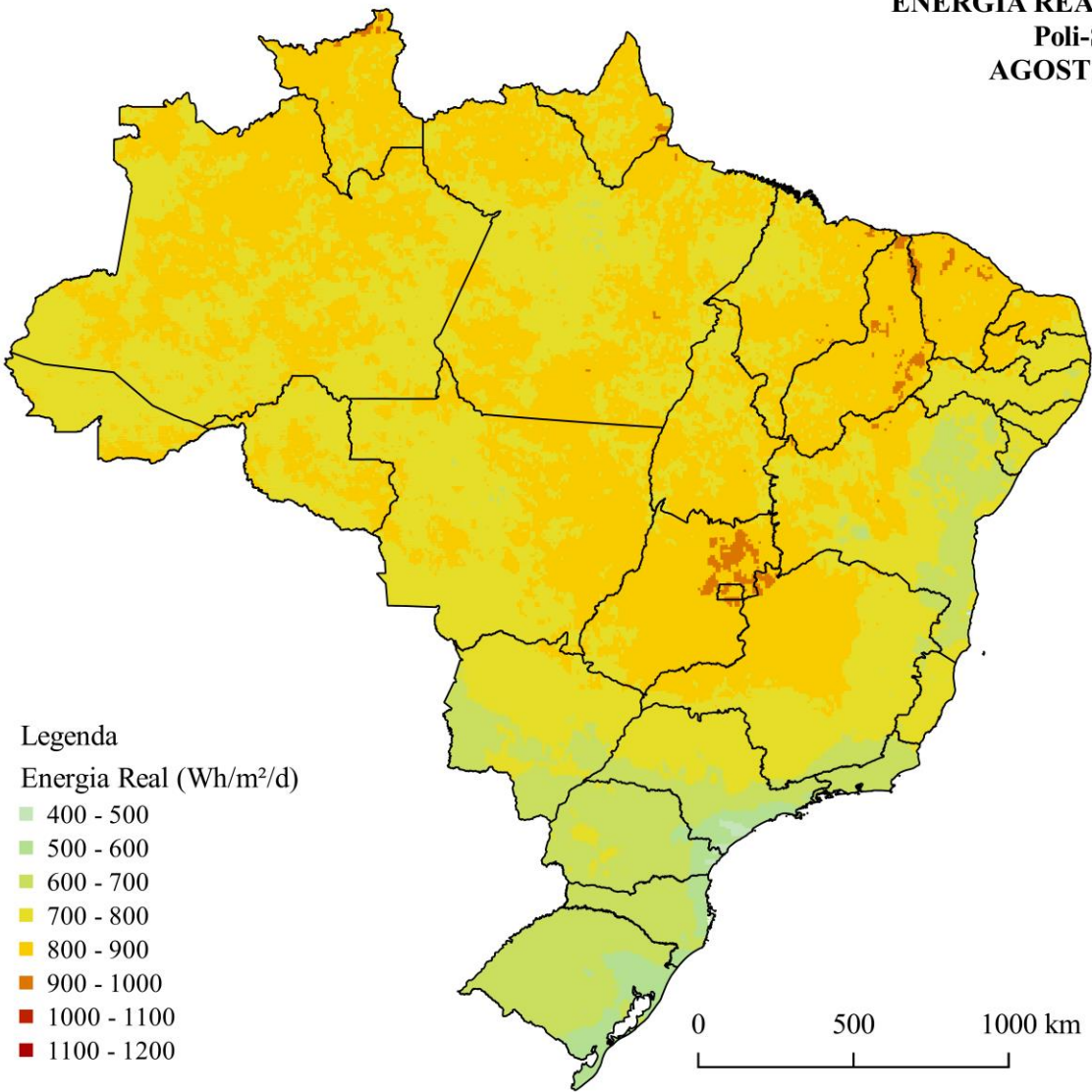
0 500 1000 km



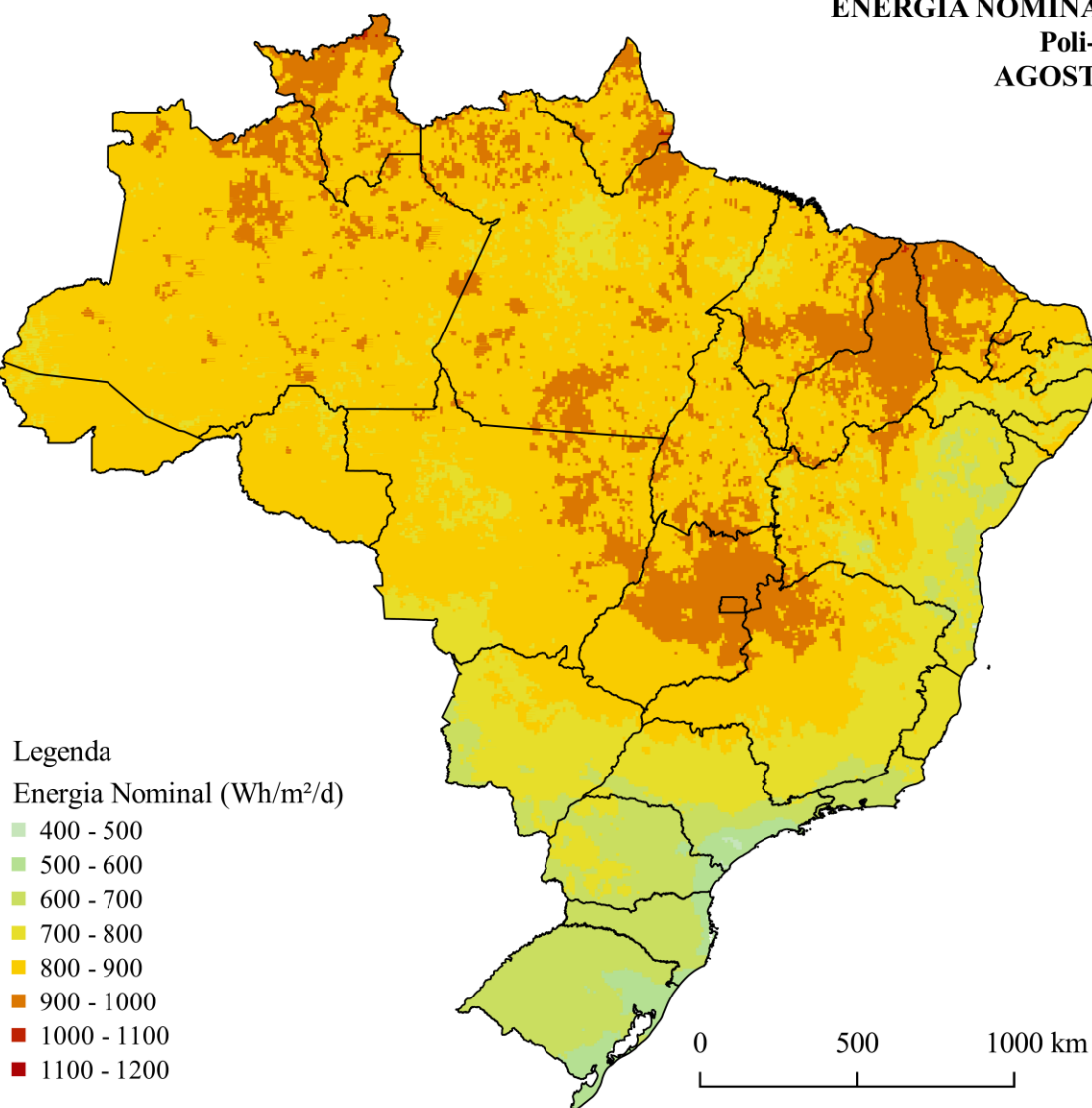
ENERGIA REAL
Poli-Si
AGOSTO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200

0 500 1000 km



ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
AGOSTO



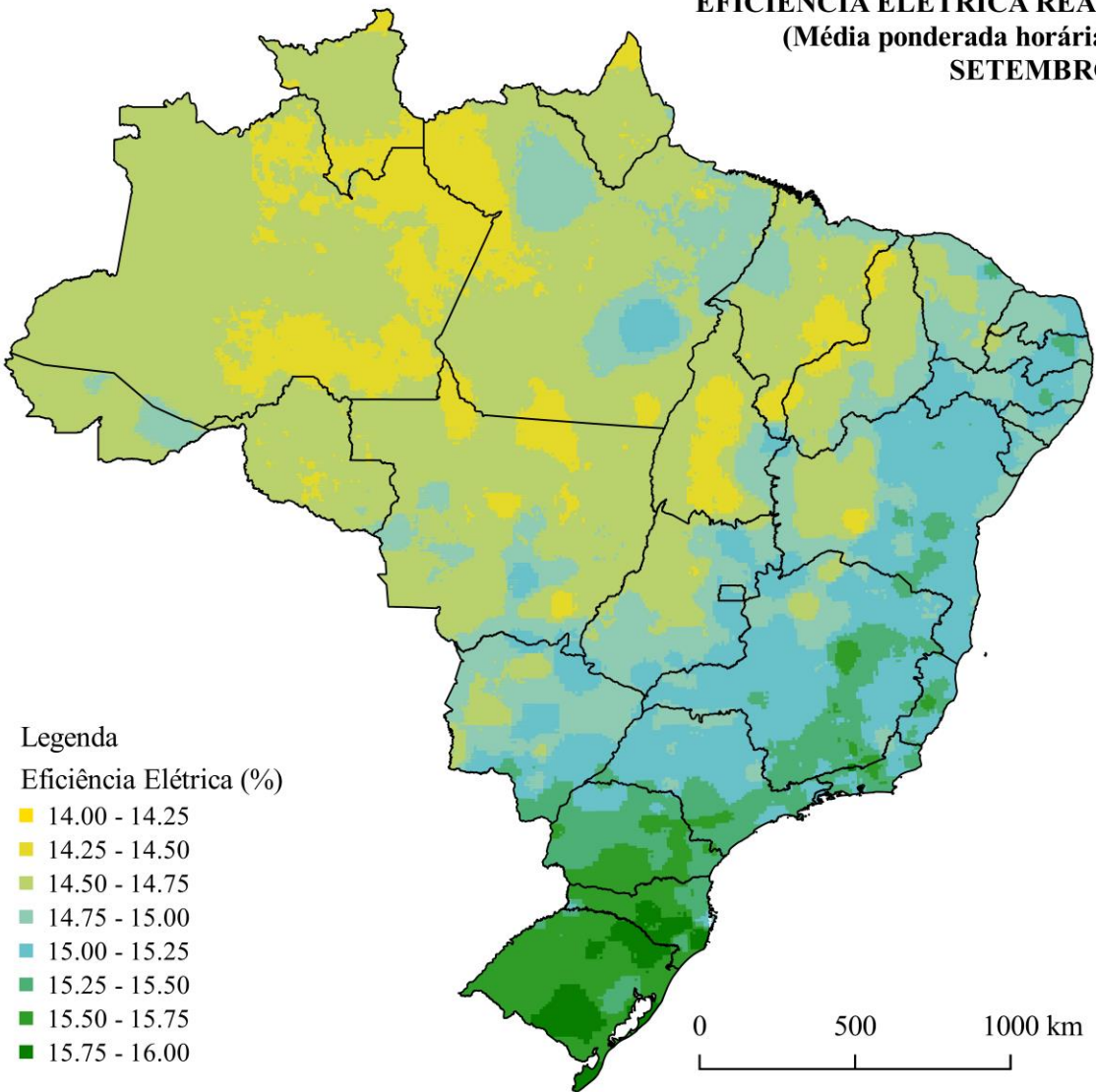
EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
SETEMBRO

Legenda

Eficiência Elétrica (%)

- 14.00 - 14.25
- 14.25 - 14.50
- 14.50 - 14.75
- 14.75 - 15.00
- 15.00 - 15.25
- 15.25 - 15.50
- 15.50 - 15.75
- 15.75 - 16.00

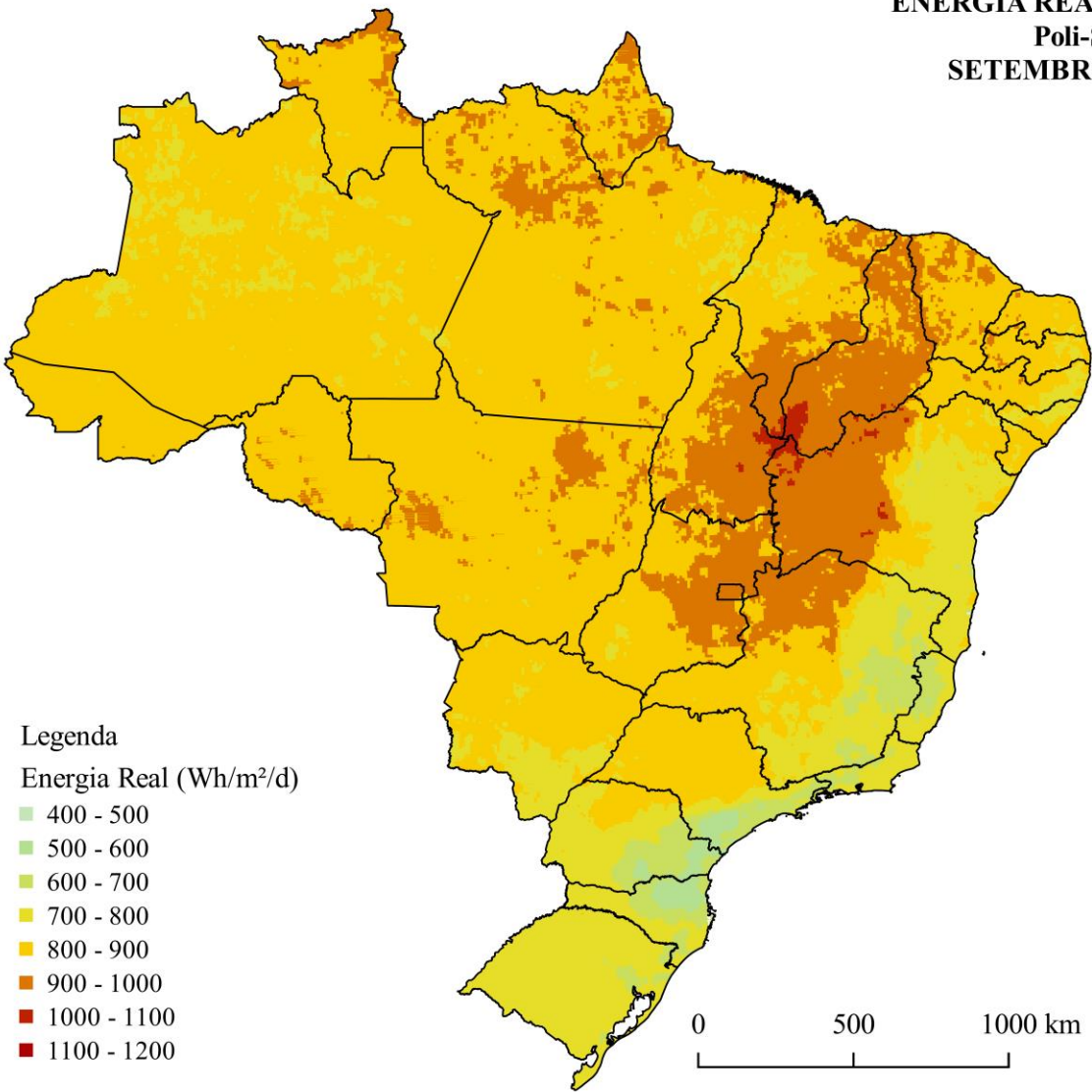
0 500 1000 km



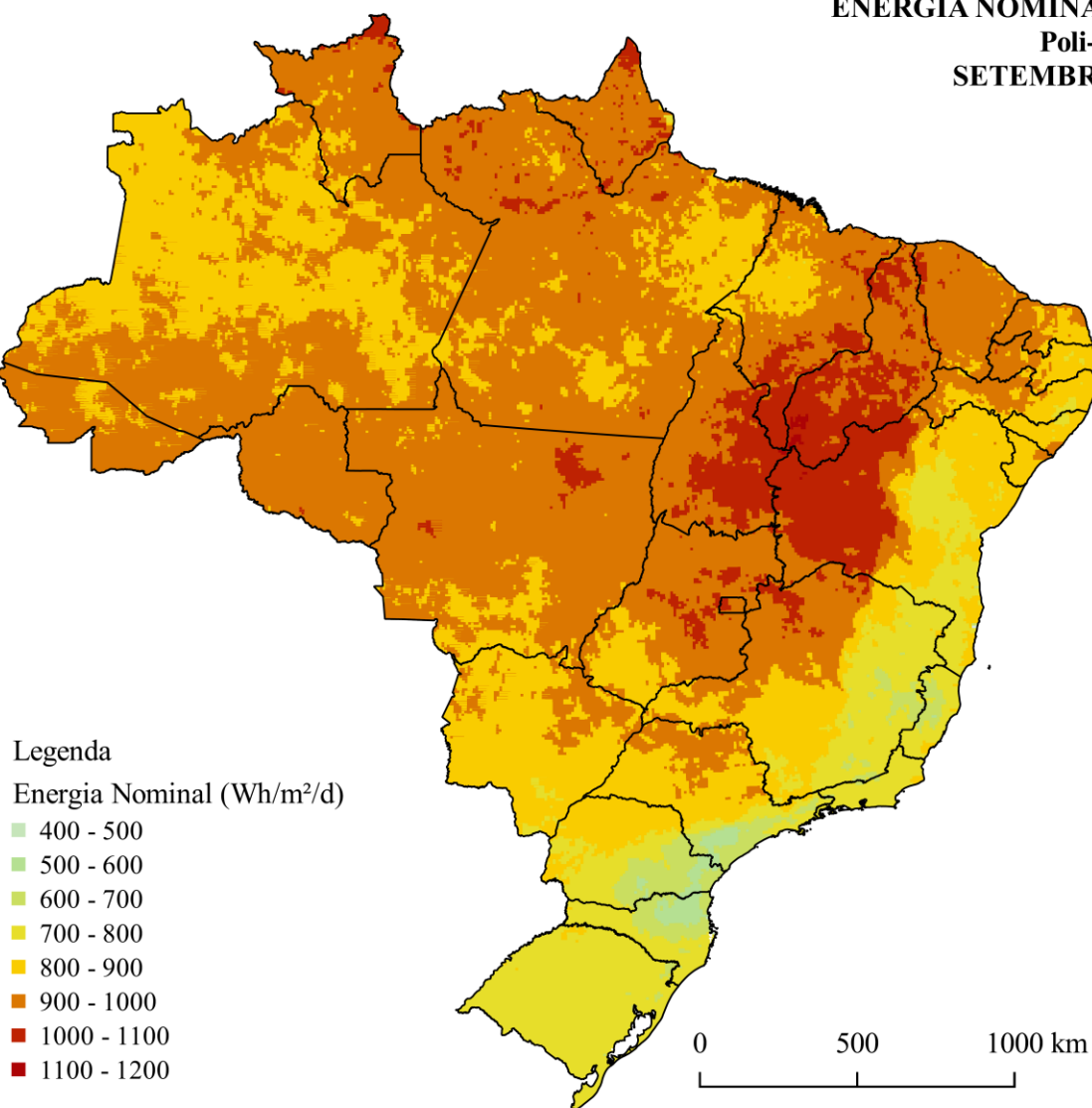
ENERGIA REAL
Poli-Si
SETEMBRO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200

0 500 1000 km



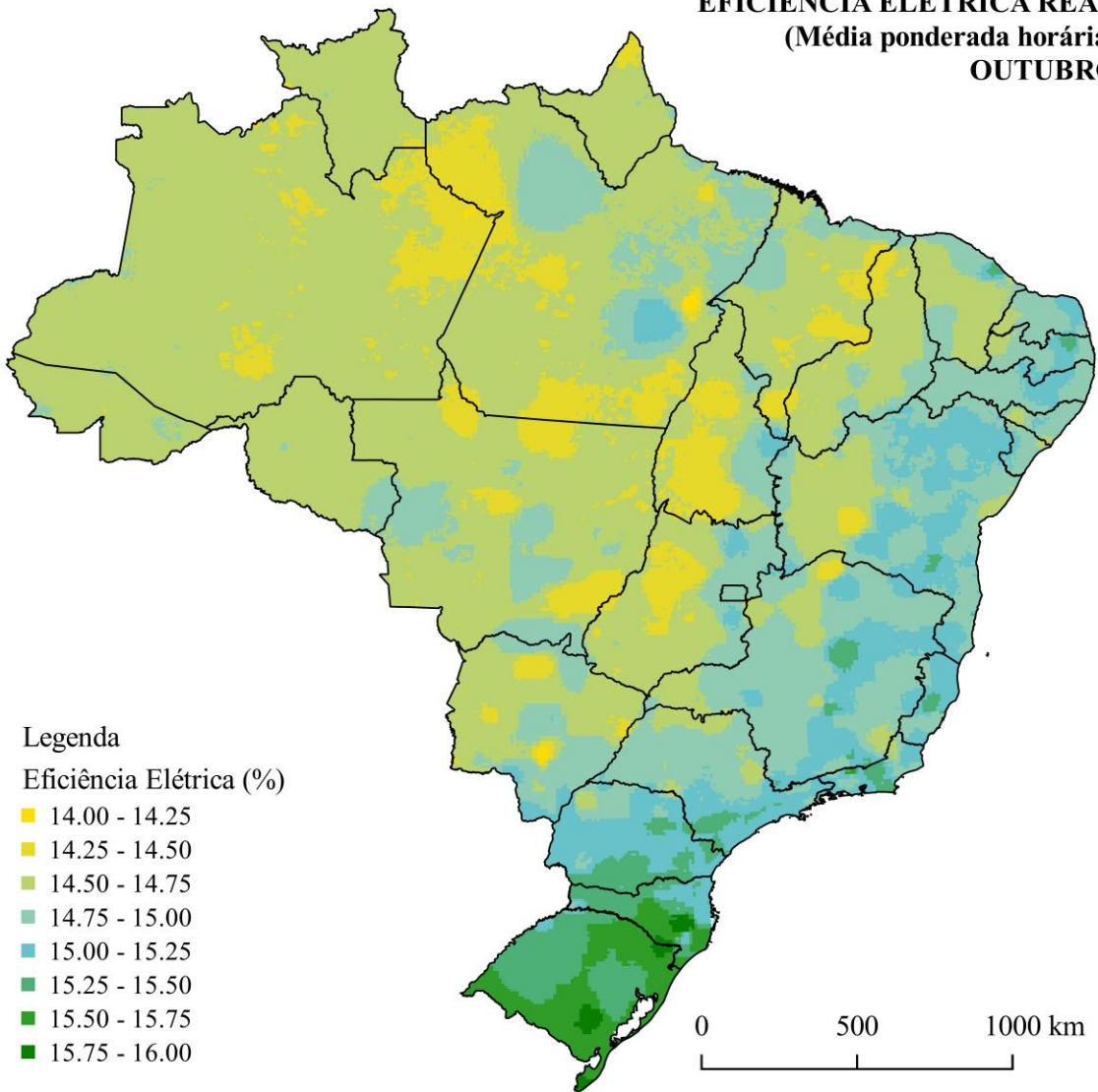
ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
SETEMBRO



EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
OUTUBRO

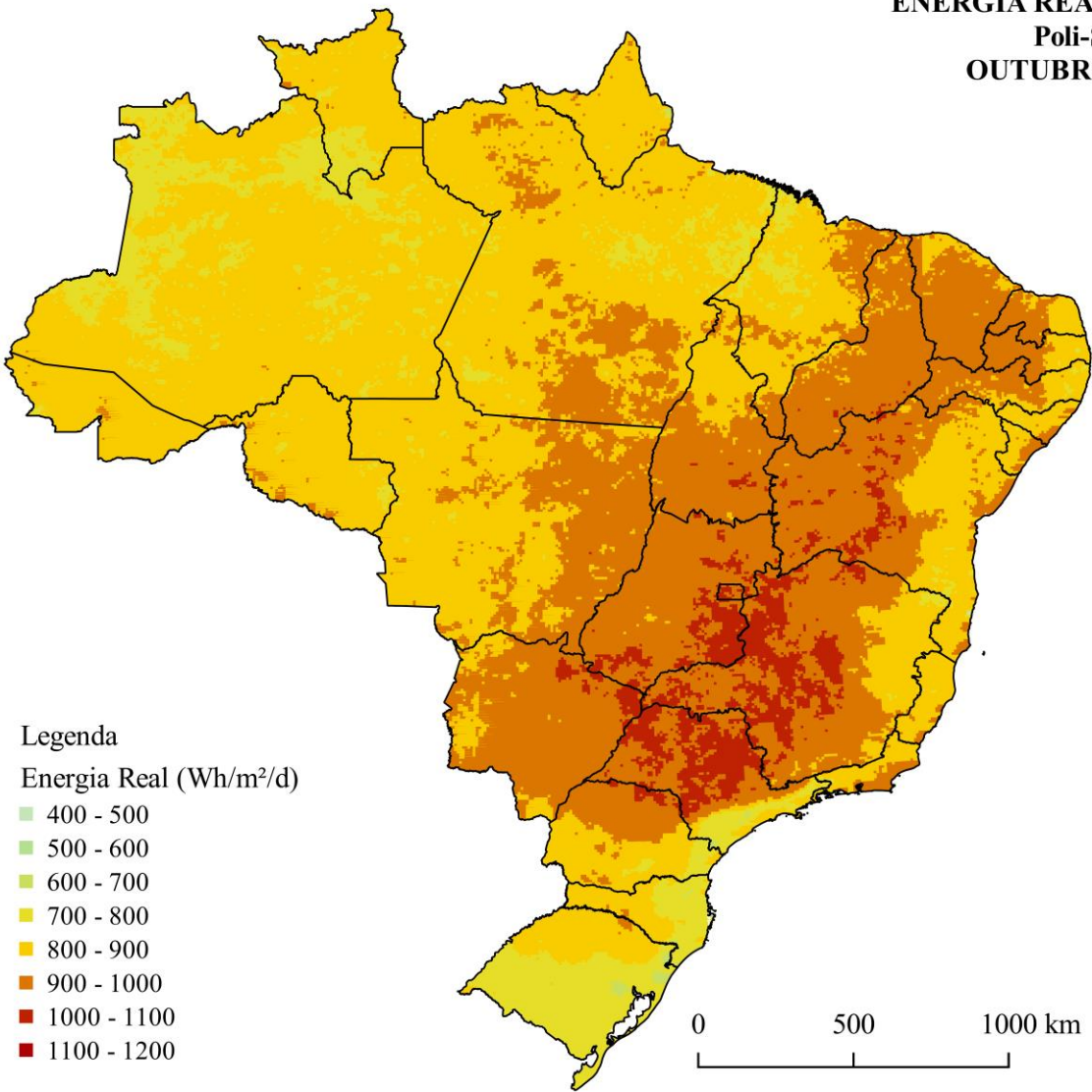
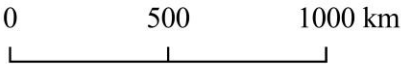
- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

0 500 1000 km

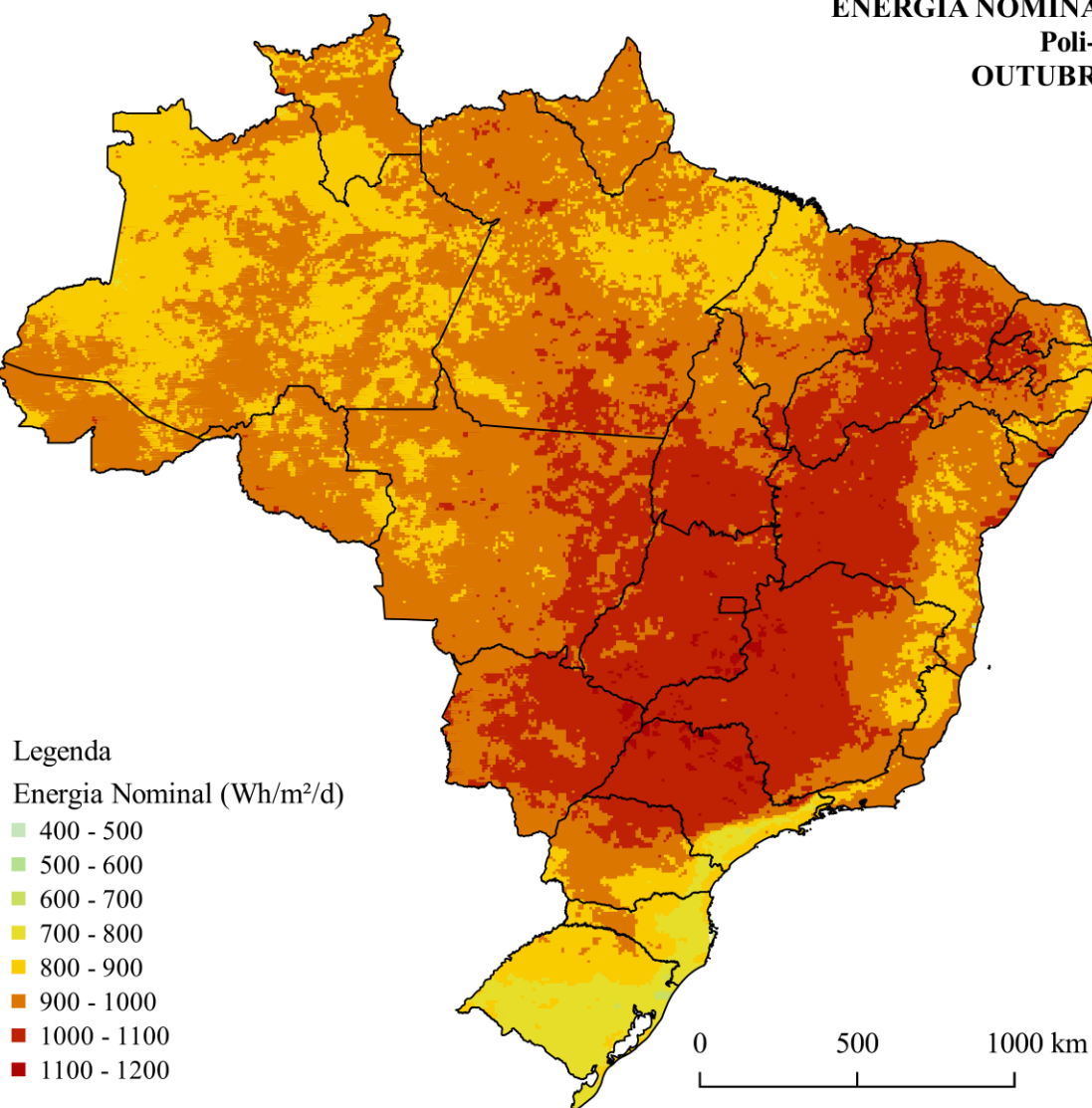


ENERGIA REAL
Poli-Si
OUTUBRO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200



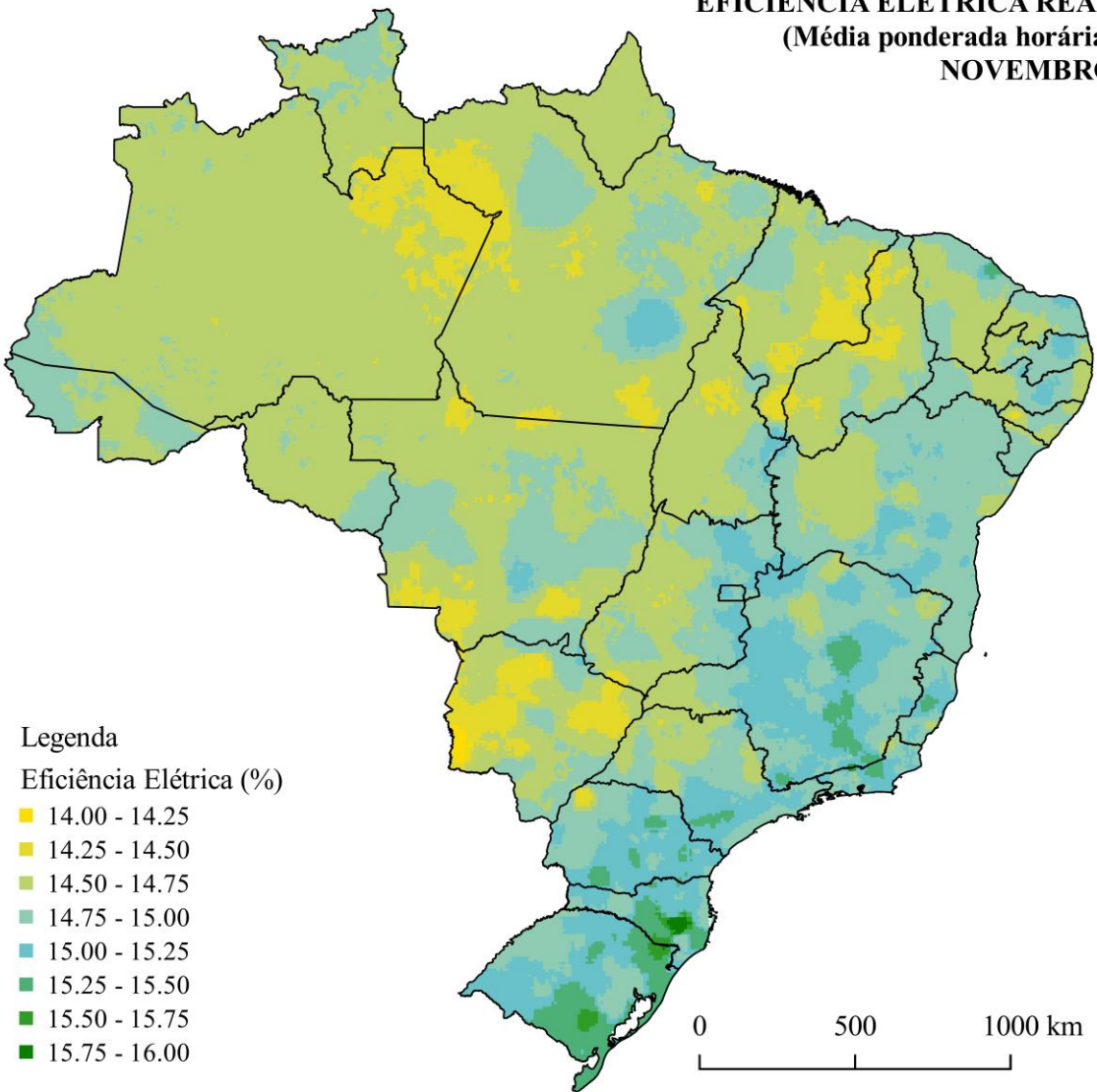
ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
OUTUBRO



EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
NOVEMBRO

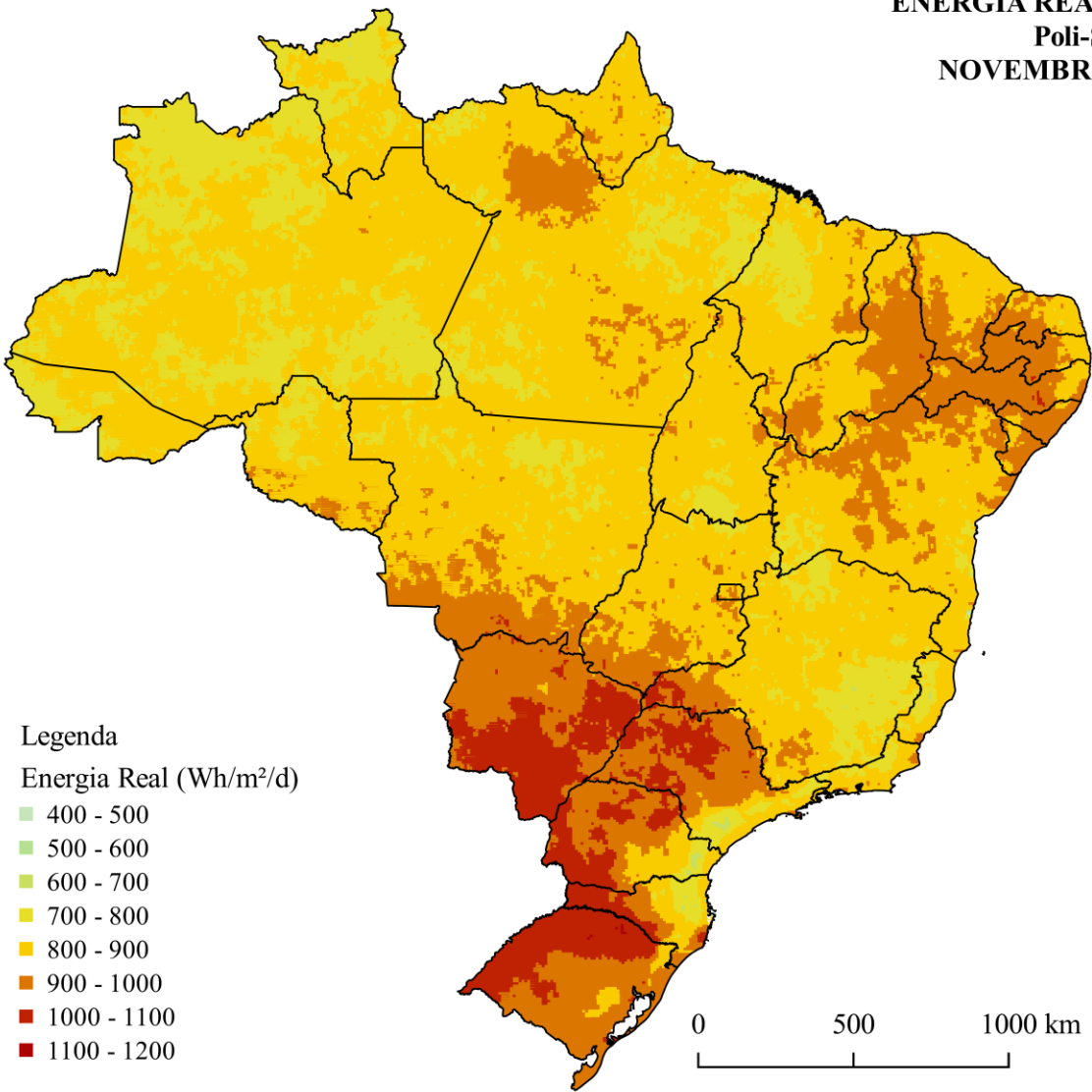
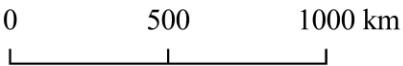
- Legenda
- Eficiência Elétrica (%)
- 14.00 - 14.25
 - 14.25 - 14.50
 - 14.50 - 14.75
 - 14.75 - 15.00
 - 15.00 - 15.25
 - 15.25 - 15.50
 - 15.50 - 15.75
 - 15.75 - 16.00

0 500 1000 km

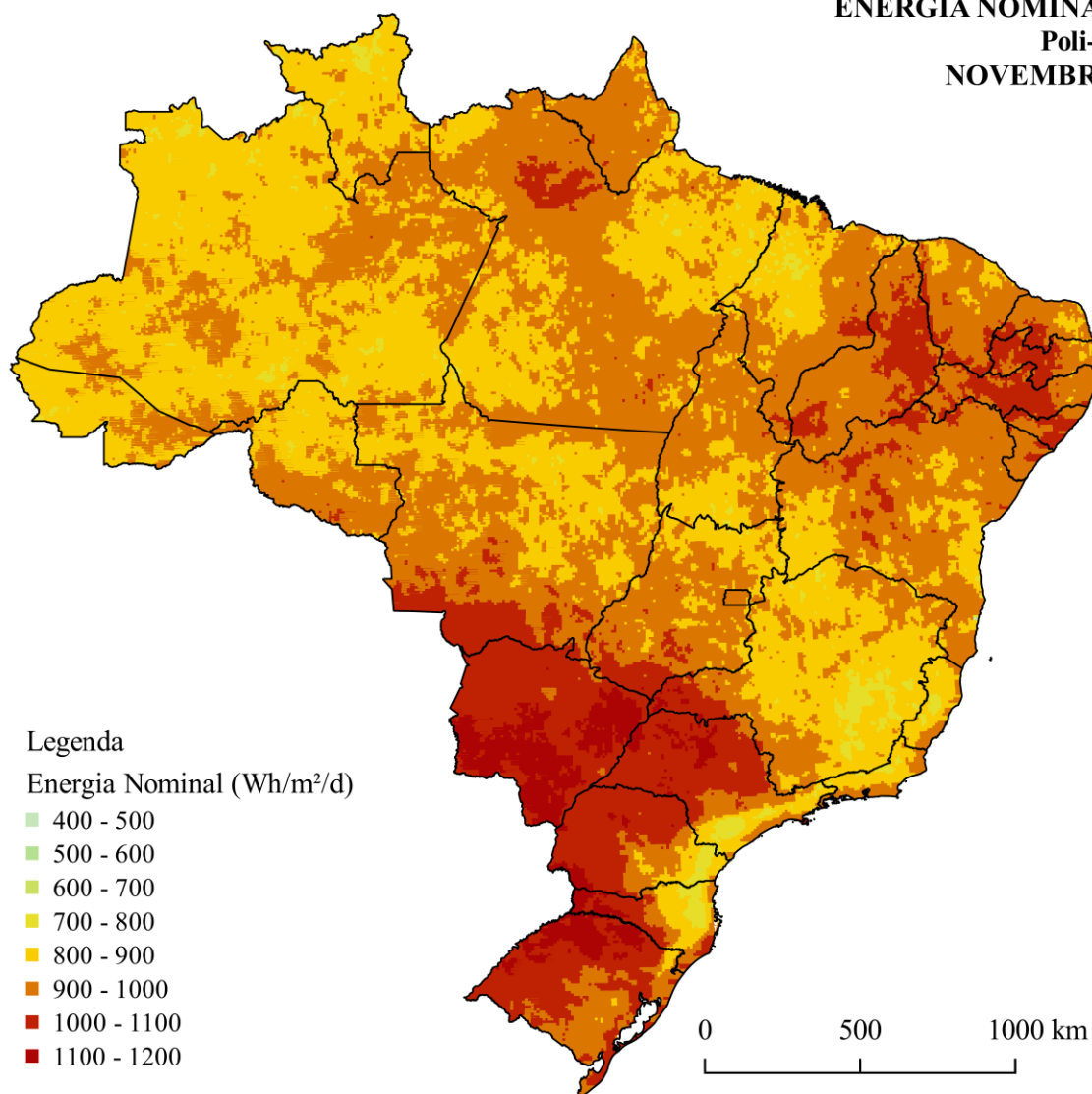


ENERGIA REAL
Poli-Si
NOVEMBRO

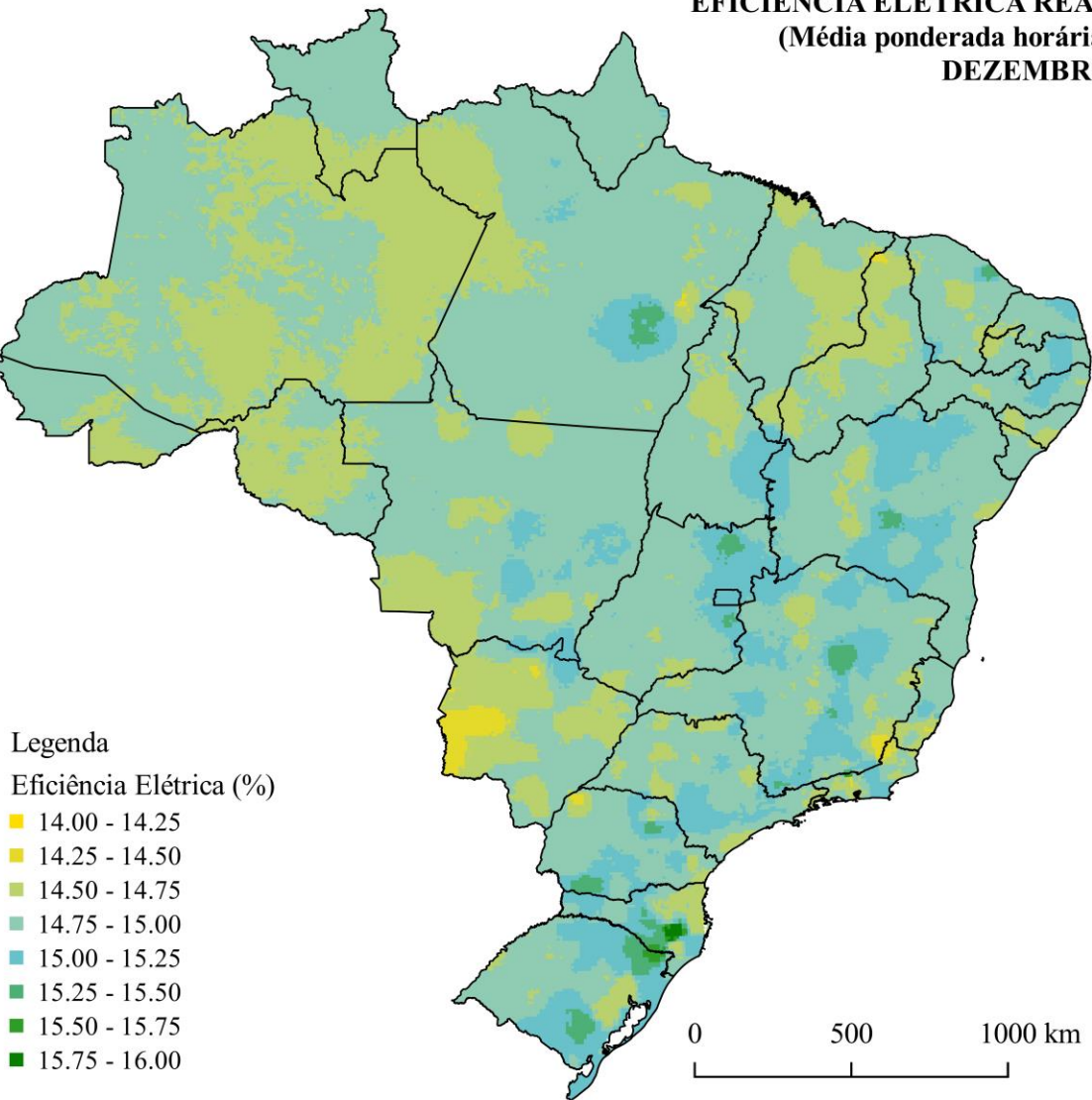
- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200



ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
NOVEMBRO



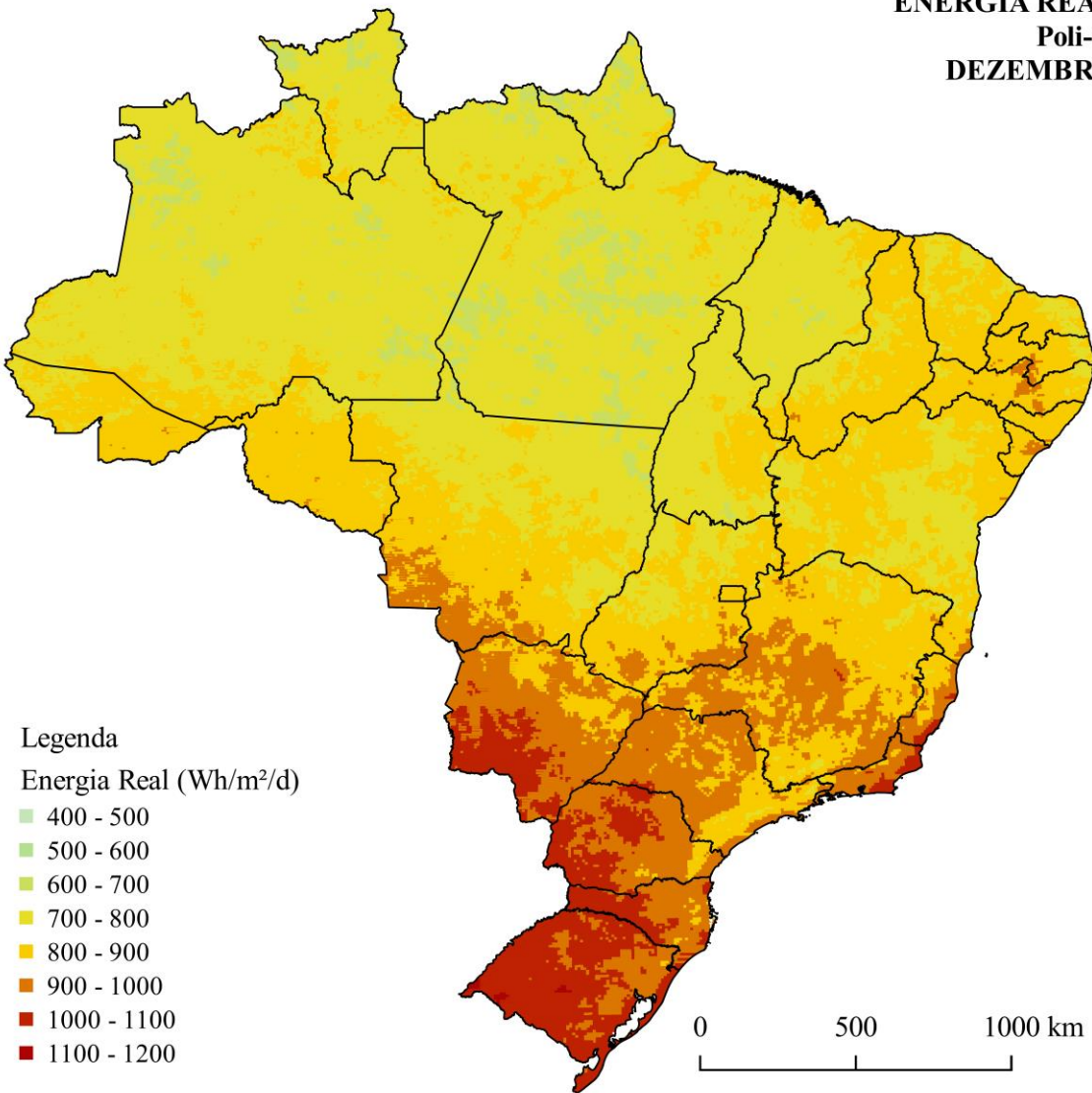
EFICIÊNCIA ELÉTRICA REAL
(Média ponderada horária)
DEZEMBRO



ENERGIA REAL
Poli-Si
DEZEMBRO

- Legenda
- Energia Real (Wh/m²/d)
- 400 - 500
 - 500 - 600
 - 600 - 700
 - 700 - 800
 - 800 - 900
 - 900 - 1000
 - 1000 - 1100
 - 1100 - 1200

0 500 1000 km



ENERGIA NOMINAL
Poli-Si
DEZEMBRO

