



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO



OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO
FERRAMENTAS DE PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL

Felipe de Menezes Pereira

Natal-RN

2019

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

FELIPE DE MENEZES PEREIRA

**OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO
FERRAMENTAS DE PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL**

Dissertação de mestrado apresentada ao programa de pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito para obtenção do grau de mestre em Engenharia de Produção.

Orientadora:

PROF^a. DR^a. CARLA ALMEIDA VIVACQUA

Natal-RN

2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

**OTIMIZAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO
FERRAMENTAS DE PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL**

por

FELIPE DE MENEZES PEREIRA

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE ENGENHARIA DE
PRODUÇÃO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO
GRAU DE

MESTRE EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

FEVEREIRO, 2019


© 2019 FELIPE DE MENEZES PEREIRA
TODOS DIREITOS RESERVADOS.

O autor aqui designado concede ao Programa de Engenharia de Produção da
Universidade Federal do Rio Grande do Norte permissão para reproduzir,
distribuir, comunicar ao público, em papel ou meio eletrônico, esta obra, no
todo ou em parte, nos termos da Lei.

Assinatura do Autor:




APROVADO POR:



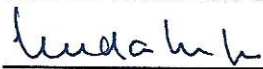
Profa. Dra. Carla Almeida Vivacqua – Presidente



Prof. Dr. Mário Orestes Aguirre Gonzalez – Examinador Interno ao Programa



Prof. Dr. André Luís Santos de Pinho – Examinador Externo ao Programa



Profa. Dra. Linda Lee Ho – Examinadora Externa à Instituição

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN
Sistema de Bibliotecas - SISBI
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Central Zila Mamede

Pereira, Felipe de Menezes.

Otimização de um sistema fotovoltaico utilizando ferramentas de planejamento experimental / Felipe de Menezes Pereira. - 2019.

85f.: il.

Dissertação (Mestrado)-Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, Natal, 2019.

Orientadora: Dra. Carla Almeida Vivacqua.

1. Energia solar fotovoltaica - Dissertação. 2. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Dissertação. 3. Simulação - Dissertação. 4. Planejamento de experimentos - Dissertação. 5. Análise de agrupamento - Dissertação. I. Vivacqua, Carla Almeida. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.472

AGRADECIMENTOS

A Deus, primordialmente pelo dom da vida. Por sempre me demonstrar Sua perfeita graça e misericórdia comigo. Por me abrir esse caminho e me dar a capacidade necessária para concluir este curso. A Ele toda honra, glória e louvor.

À minha família e amigos por sempre estarem ao meu lado, por sempre me incentivarem a seguir o caminho da educação e persistir na busca dos meus sonhos. Por sempre prover as condições necessárias de me permitir estudar. Também agradeço por todo o suporte a mim dado durante esse processo.

À Prof^a. Dr.^a Carla Almeida Vivacqua, por me aceitar como seu orientando no mestrado. Por aclarar ideias, orientar o caminho a seguir e os pontos a melhorar. Agradeço por aceitar o desafio de orientar um mestrando que possuía atividade empregatícia fora do âmbito acadêmico.

À Neoenergia/Iberdrola por me conceder uma bolsa de estudos com a qual tive a oportunidade de cursar o *Máster en Ingeniería de la Energía* na *Universidad Politécnica de Madrid* (Espanha) durante o ano acadêmico de 2017/2018. Sem os conhecimentos adquiridos durante essa experiência, este trabalho não haveria de se concretizar.

Ao corpo docente e funcionários do Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, por proporcionar o curso de mestrado, estruturando-o e dando o devido apoio à comunidade discente.

Aos professores membros da banca examinadora por terem aceitado o convite para avaliar o trabalho e fazer suas contribuições.

Obrigado!

RESUMO

O Brasil, apesar de ter uma matriz energética considerada renovável, ainda possui uma geração de energia proveniente de sistemas fotovoltaicos considerada insignificante. A partir de marcos regulatórios da agência reguladora nacional, da elevação do preço na tarifa de energia e da queda do custo de instalação de sistemas fotovoltaicos, a geração de energia distribuída no país tem crescido consideravelmente. Sendo muitas as possibilidades de configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica em instalações residenciais, o objetivo deste trabalho é estudar o impacto da tecnologia do painel fotovoltaico (silício amorfo, monocristalino e policristalino), da potência nominal do módulo fotovoltaico (módulos de maior ou menor potência nominal) e da quantidade de inversores (um inversor central ou um inversor por *string*) na geração de energia e nas perdas do sistema. Para isso, utilizou-se a técnica de planejamento experimental (fatorial completo) aplicado a simulações em um software de energia solar fotovoltaica. Além disso, como forma de validar o potencial fotovoltaico do Brasil e comparar o comportamento desse sistema nas diferentes condições meteorológicas nacionais, utiliza-se a técnica de agrupamento para definir as cidades para as quais seriam realizadas as simulações, sendo escolhidas Brasília, Curitiba, Manaus, Salvador e São Paulo. Como resultado, analisa-se o impacto de cada um dos quatro fatores (tecnologia do painel, potência nominal, quantidade de inversores e localização) em oito respostas típicas de um sistema fotovoltaico envolvendo energia produzida, rendimento, índices de produção e perdas do sistema. Conclui-se que a configuração com a tecnologia silício policristalino que utiliza painéis de maior potência nominal e apenas um inversor conectado se mostra a mais eficiente em todas as regiões, validando-se também o potencial de todo o país para a geração de energia solar fotovoltaica.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica; Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede; Simulação; Planejamento de Experimentos; Análise de Agrupamento.

ABSTRACT

Brazil, despite having a renewable energetic matrix, still has an insignificant energy production from photovoltaic systems. From regulatory milestones of the national regulatory agency, the price increase in the energy tariff and the drop in the cost of installing photovoltaic systems, the production of distributed energy in the country has grown considerably. The aim of this work is to study the impact of photovoltaic technology (amorphous silicon, monocrystalline and polycrystalline silicon), the nominal power of the photovoltaic module (modules of higher or lower rated power) and the number of inverters used (just one central inverter or one inverter per string) in the energy production and system losses. For this, it was used the design of experiments technique (factorial experiments) applied to simulations in a software for photovoltaic energy. In addition, as a way of validating the photovoltaic potential of Brazil and comparing the behavior of this system in the different national meteorological conditions, the grouping technique was used to define the cities for the simulations, being chosen Brasília, Curitiba, Manaus , Salvador and São Paulo. As a result, the impact of each one of the four factors (panel technology, rated power, number of inverters and location) were analyzed in eight typical responses of a photovoltaic system involving produced energy, yield, production indicators and system losses. It was concluded that the configuration with the polycrystalline silicon technology that uses panels of higher rated power and only one connected inverter is the most efficient for the all regions considered, also validating the potential of the country for photovoltaic energy production.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy; Grid-connected Photovoltaic Systems; Simulation; Design of Experiments; Cluster Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo (Adaptado de REN21, 2018).....	18
Figura 2: Previsão do crescimento da demanda energética no Brasil (PEREIRA et al., 2017).....	20
Figura 3: Matriz energética brasileira de acordo com a oferta energética (EPE, 2018).....	20
Figura 4: Radiação global horizontal média anual no Brasil (PEREIRA et al., 2006)	21
Figura 5: Radiação difusa média anual no Brasil (PEREIRA et al., 2006).....	22
Figura 6: Radiação global horizontal por estações do no ano no Brasil (PEREIRA et al., 2006)	22
Figura 7: Radiação difusa por estações do ano no Brasil (PEREIRA et al., 2006).....	23
Figura 8: Variância média anual dos dados de radiação (PEREIRA et al., 2006)	23
Figura 9: Temperatura média anual no Brasil (PEREIRA et al., 2017)	24
Figura 10: Temperaturas máxima no verão no Brasil (PEREIRA et al., 2017)	24
Figura 11: Temperaturas mínimas no inverno no Brasil (PEREIRA et al., 2017).....	24
Figura 12: Rendimento energético máximo anual (PEREIRA et al., 2017).....	25
Figura 13: Estações meteorológicas da Rede Sonda (vermelho) e INMET (lilás) (PEREIRA et al., 2017).....	26
Figura 14: Estações meteorológicas convencionais do INMET (Autoria própria)	27
Figura 15: Componentes da radiação (Autoria própria).....	28
Figura 16: Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (CAMARGO, 2017)	29
Figura 17: Layout de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (Adaptado de KUMAR et al., 2017).....	29
Figura 18: O efeito fotovoltaico	30
Figura 19: Módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, policristalino e amorfo (NEWKIRK, 2014).....	31
Figura 20: Curva característica de um painel fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).....	32
Figura 21: Inversor CC-CA Fronius Primo 3.6-1	33
Figura 22: Configurações de inversores para conexão de sistemas fotovoltaicos (Adaptado de YILMAZ; DINCER, 2017)	34

Figura 23: Principais indicadores de um sistema fotovoltaico (Adaptado de GUERRA, 2018)	34
Figura 24: Modelo de um diodo utilizado pelo PVsyst (PVSYST, 2018)	37
Figura 25: Janela de edição da orientação do PVsyst	38
Figura 26: Janela de definição dos componentes do sistema fotovoltaico no PVsyst	38
Figura 27: Fluxograma de uma simulação em PVsyst (Autoria própria)	39
Figura 28: Dendrograma (RODRIGUES, 2009)	41
Figura 29: Efeito "y" em decorrência dos fatores "A" e "B" com dois níveis cada (BUTTON, 2016)	42
Figura 30: Efeito "y" em decorrência dos fatores "A" e "B" com dois níveis cada (BUTTON, 2016)	42
Figura 31: Exemplo de gráfico de respostas médias (Adaptado de MONTGOMERY, 2013)	45
Figura 32: Horas de sol úteis no Brasil (TIBA et al., 2000)	48
Figura 33: Configurações de ligação dos inversores	50
Figura 34: Resumo dos dados para as variáveis meteorológicas de cada cidade	52
Figura 35: Dendrograma das capitais brasileiras	54
Figura 36: Radiação global das cidades escolhidas	55
Figura 37: Radiação difusa das cidades escolhidas	55
Figura 38: Velocidade do vento das cidades escolhidas	55
Figura 39: Temperatura das cidades escolhidas	56
Figura 40: Gráfico de interação com médias ajustadas para E_{ARRAY} (Autoria própria)	62
Figura 41: Boxplot para E_{ARRAY} para os fatores cidade e tecnologia (Autoria própria)	63
Figura 42: Gráfico de interação com médias ajustadas para E_{GRID} (Autoria própria)	64
Figura 43: Boxplot para E_{GRID} para os fatores potência e tecnologia (Autoria própria)	64
Figura 44: Histograma para E_{GRID} para cada cidade (Autoria própria)	65
Figura 45: Gráfico de interação com médias ajustadas para PR (Autoria própria)	66
Figura 46: Boxplot para PR para o fator cidade (Autoria própria)	67
Figura 47: Boxplot para PR para os fatores tecnologia e potência do painel (Autoria própria)	68
Figura 48: Boxplot para PR para o fator inversor (Autoria própria)	68
Figura 49: Histograma para PR	69
Figura 50: Gráfico de interação com médias ajustadas para Y_R (Autoria própria)	69
Figura 51: Gráfico de interação com médias ajustadas para Y_A (Autoria própria)	70

Figura 52: Boxplot para Y_A para o fator tecnologia (Autoria própria).....	71
Figura 53: Gráfico de interação com médias ajustadas para Y_F (Autoria própria)	71
Figura 54: Boxplot para Y_F para o fator inversor	72
Figura 55: Gráfico de interação com médias ajustadas para L_C (Autoria própria).....	72
Figura 56: Boxplot para L_C para os fatores cidade e tecnologia.....	73
Figura 57: Gráfico de interação com médias ajustadas para L_S (Autoria própria).....	74
Figura 58: Boxplot para L_S para os fatores tecnologia e potência do painel (Autoria própria)	74
Figura 59: Boxplot para L_S para o fator inversor (Autoria própria)	75
Figura 60: Otimizador de resposta do Minitab (Autoria própria)	76
Figura 61: Framework (Autoria própria).....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Perdas default utilizadas nas simulações em PVsyst.....	39
Tabela 2: Modelos de painéis solares fotovoltaicos disponíveis no PVsyst.....	49
Tabela 3: Características dos painéis solares fotovoltaicos escolhidos.....	49
Tabela 4: Configurações para ligação com inversores	50
Tabela 5: Inversores escolhidos.....	51
Tabela 6: Dados meteorológicos das capitais brasileiras	53
Tabela 7: Agrupamento das cidades brasileiras a partir dos dados meteorológicos	54
Tabela 8: Cidades escolhidas e orientações dos painéis.....	54
Tabela 9: Fatores e níveis considerados	56
Tabela 10: Simulações realizadas.....	57
Tabela 11: Resultado das simulações	59
Tabela 12: Somas quadráticas (SQ) da ANOVA	61
Tabela 13: Médias quadráticas (QM) da ANOVA.....	61
Tabela 14: Configuração do otimizador de respostas do Minitab.....	75
Tabela 15: Configurações ótimas para cada cidade.....	76

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. Objetivos.....	14
1.1.1. Objetivo geral	14
1.1.2. Objetivos específicos	14
1.2. Justificativa	15
1.3. Estrutura da dissertação	15
2. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	17
3. O POTENCIAL BRASILEIRO PARA A ENERGIA SOLAR.....	20
3.1. Características meteorológicas do Brasil	21
3.2. Base de dados meteorológicas	25
3.2.1. Dados de radiação.....	25
3.2.2. Dados de temperatura e velocidade do vento	27
4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	28
4.1. Componentes de um sistema fotovoltaico	29
4.1.1. Módulo fotovoltaico	30
4.1.2. Inversores	32
4.2. Parâmetros de performance de sistemas fotovoltaicos	34
4.2.1. Índice de produção de referência (Y_R)	34
4.2.2. Índice de produção do campo fotovoltaico (Y_A).....	35
4.2.3. Índice de produção normal (Y_F)	35
4.2.4. Rendimento global (PR)	36
4.2.5. Perdas no campo fotovoltaico (L_C) e no resto do sistema (L_S).	36
4.3. Simulação.....	36
5. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL.....	40
5.1. Técnica de agrupamento	40
5.2. Planejamento fatorial	42
6. MÉTODO DE PESQUISA	47
6.1. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial típico.....	47
6.2. Escolha dos painéis solares	48
6.3. Escolha dos inversores e configurações do sistema.....	50
6.4. Escolha das cidades representativas	51
6.5. Definição dos experimentos.....	56
7. RESULTADOS E DISCUSSÕES	59
7.1. Resultados das simulações.....	59

7.2.	Análise dos resultados	61
7.2.1.	Energia produzida em corrente contínua (E_{ARRAY}).....	62
7.2.2.	Energia injetada na rede elétrica (E_{GRID}).....	63
7.2.3.	Rendimento global (PR)	66
7.2.4.	Índice de produção de referência (Y_R)	69
7.2.5.	Índice de produção do campo fotovoltaico (Y_A).....	70
7.2.6.	Índice de produção normal (Y_F)	71
7.2.7.	Perdas no campo fotovoltaico (L_C).....	72
7.2.8.	Perdas no resto do sistema (L_S)	73
7.3.	Resultados ótimos	75
7.4.	Framework para otimização de sistemas fotovoltaicos	76
8.	CONCLUSÕES.....	79
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
	ANEXO	84

1. INTRODUÇÃO

A preocupação com a mudança climática mundial tem levado autoridades de diversos países a investirem na alteração de sua matriz energética para uma mais renovável. Dentre todos os tipos de energias renováveis, a energia solar é uma das mais populares devido a sua facilidade de instalação e tecnologia já bem desenvolvida. (MOHTASHAM, 2015)

O Brasil, com uma área de mais de 85 milhões de km² e uma população de mais de 200 milhões de habitantes, está passando por um forte processo de industrialização e melhoria da qualidade de vida, o que faz com que a sua demanda de energia elétrica cresça exponencialmente. Sua matriz energética é predominantemente renovável, com cerca de 80,4% da oferta interna de eletricidade proveniente da geração hidráulica (maior parte), biomassa, eólica e solar (ainda desprezível). Em 2017, houve um acréscimo de 6,78 GW na capacidade instalada no Brasil, dentre os quais merece destaque a evolução de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica que aumentou 935 MW em capacidade instalada, contra apenas 24 MW em 2016 (EPE, 2018; JUÁREZ et al., 2014; PEREIRA et al., 2017).

Apesar da participação ainda insignificante de energia solar na matriz energética brasileira, a partir de um ponto de vista estratégico, o país tem uma série de características naturais favoráveis para o desenvolvimento da energia solar, tais como altos níveis de radiação solar e grandes reservas de quartzo (de qualidade), o que pode gerar uma vantagem competitiva na indústria, atraindo investidores e desenvolvimento do mercado interno. (PEREIRA et al., 2017)

A geração de energia distribuída vem crescendo no Brasil. Em 2017 houve uma evolução significativa de capacidade instalada desse tipo de geração, atingindo a marca de 241,1 MW, sendo 174,5 MW desse total proveniente da energia solar fotovoltaica. Tal crescimento foi incentivado pelas ações regulatórias que estabelece a possibilidade de compensação de energia excedente por sistemas distribuídos de menor capacidade instalada, conhecido como *net metering*. (EPE, 2018)

Sabendo-se que os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica são o módulo fotovoltaico e os inversores e que estes podem ser de vários tipos e configurações, foi desenvolvido um experimento fatorial completo em que se analisa o impacto das variáveis tecnologia do painel fotovoltaico (silício amorfo, monocristalino e policristalino), potência

nominal do módulo (10 painéis de 360 Wp ou 9 painéis de 400Wp) e a quantidade de inversores utilizada (um inversor central ou um inversor por *string* ou conjunto de módulos).

Além disso, o trabalho se propõe a simular todas as possibilidades de sistemas fotovoltaicos acima mencionados aplicadas a cidades no Brasil que representem os diferentes comportamentos meteorológicos existentes no território nacional. Para a escolha destas cidades, utilizou-se a técnica de análise de agrupamento de observações através da distância euclidiana.

Diante de todas essas possibilidades de fatores, os estudos baseados em simulações se mostram uma ferramenta avançada e útil para observar as mudanças nas respostas dos sistemas fotovoltaicos em diferentes climas, tecnologias, combinações de componentes ou métodos de instalação. O programa utilizado para as simulações desse trabalho foi o PVsyst, desenvolvido pela Universidade de Genova, na Suíça para o estudo e dimensionamento de projetos fotovoltaicos. Ele é um dos programas mais completos disponíveis pois dispõe de uma grande base de dados de componentes (módulos fotovoltaicos, inversores, etc.) e permite a configuração das perdas detalhadas do sistema. (KUMAR et al., 2017; LI et al., 2017)

Diversos trabalhos foram publicados no sentido de analisar o impacto das variáveis de entrada (radiação, configuração do sistema, etc.) nas variáveis de saída (geração de energia, indicadores de performance, etc.) dos sistemas fotovoltaicos. RIBEIRO et al. (2016), por exemplo, simula sistemas de geração de energia solar fotovoltaica de média e pequena escala, variando a localização das plantas, o formato e o tamanho do terreno em que são instaladas, concluindo que tais variações causam grandes diferenças na produção. (RIBEIRO; AROUCA; COELHO, 2016)

SHUKLA et al. (2016) compara, através de simulações computacionais, diferentes tecnologias de painéis fotovoltaicos instalados na Índia: Silício Cristalino (c-Si), Silício Amorfo (a-Si), Telureto de Cádmio (CdTe) e Seleneto de Cobre e Índio (CIS) para uma instalação na Índia. Conclui-se que todas as tecnologias atenderiam a demanda do edifício, apesar de suas diferenças. (SHUKLA; SUDHAKAR; BARENDAR, 2016)

LI et al. (2017) simula diferentes sistemas de fixação de um sistema fotovoltaico isolado da rede elétrica (*off-grid*) em um edifício na China: com os módulos fixos em um ângulo de inclinação, com ajuste sazonal do ângulo, com variação de ângulo horizontal, com variação do ângulo vertical e com variação do ângulo vertical e horizontal (*dual*). Foi encontrado que o sistema com orientação fixa gerou a menor quantidade de energia e produziu as maiores perdas,

enquanto que o sistema dual gerou o máximo de energia, produzindo o mínimo de perdas. (LI et al., 2017)

YILMAZ e DINCER (2017), por outro lado, analisam o impacto de diferentes configurações de inversores em uma planta solar fotovoltaica de larga escala através de simulações, encontrando que inversores centrais produzem mais energia e menores perdas que micro inversores e inversores de *strings*. (YILMAZ; DINCER, 2017)

Nota-se que são muitas as possibilidades de variação dos sistemas fotovoltaicos e, até então, não se encontrou estudos de otimização considerando diversos fatores ao mesmo tempo (apenas fatores analisados separadamente) e com auxílio de ferramentas estatísticas aliadas a simulações computacionais.

Assim, um dos objetivos desse trabalho, além de estudar o impacto dos fatores de um sistema fotovoltaico, também é otimizar a configuração desse sistema conectado à rede para geração de energia distribuída residencial nas cidades de Manaus, Salvador, Brasília, São Paulo e Curitiba que representam os diferentes climas do Brasil, com respaldo estatístico. Além disso, buscou-se validar o potencial de todo o Brasil para a produção fotovoltaica através da avaliação geral dos indicadores estudados.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo geral

Estudar o impacto de diferentes fatores de um sistema fotovoltaico em indicadores de geração de energia e perdas do sistema, identificando qual seria a configuração ótima desse sistema para diferentes regiões do Brasil a partir de um experimento fatorial utilizando dados gerados por simulações em um programa para energia solar fotovoltaica.

1.1.2. Objetivos específicos

- Identificar variáveis relevantes que influenciam nos indicadores de geração de energia elétrica e perdas do sistema;

- Simular em PVSyst diferentes configurações de planta solar fotovoltaica, variando tecnologia do painel fotovoltaico, potência nominal do módulo e quantidade de inversores, para cada região do Brasil;
- Analisar as respostas de saída (geração de energia, eficiência e perdas do sistema) através de análise estatística gerada com auxílio do programa Minitab a fim de identificar os fatores que mais influenciaram;
- Determinar um sistema ótimo para cada região do Brasil, verificando se há diferenças;
- Mensurar e validar o potencial do Brasil para a geração de energia solar fotovoltaica através dos resultados das simulações, não apenas de estudos teóricos ou dados meteorológicos.

1.2. Justificativa

Aliando-se o crescimento da demanda energética nos últimos anos do Brasil com as recentes quedas no custo de implementação e elevadas tarifas de energias cobradas aos consumidores, o mercado de geração distribuída de energia através de sistemas fotovoltaicos tem se tornado cada vez mais atrativo. Muitos estudos estão sendo realizados no sentido de analisar o crescimento do mercado do Brasil através de estudos teóricos ou análise de marcos regulatórios, porém poucos se detêm a utilizar a ferramenta de simulação para traduzir esse potencial em indicadores aplicáveis. Além disso, os estudos encontrados que comparam algum fator inerente aos sistemas fotovoltaicos em relação as respostas do sistema, o fazem especificamente para apenas um fator e poucos utilizam ferramentas estatísticas para tal. Assim, é de interesse estudar o impacto dos principais fatores dos sistemas fotovoltaicos na resposta do sistema, além de, por consequência, traduzir o potencial de geração fotovoltaica do Brasil em números mais práticos, com o auxílio das técnicas de planejamento experimental e agrupamento de observações.

1.3. Estrutura da dissertação

A dissertação pretende ser estrutura da seguinte forma:

- **Capítulo 1:** Introdução

Capítulo dedicado a introduzir o tema, apresentar os objetivos e motivações do trabalho, bem como sua justificativa.

- **Capítulo 2:** Energia solar fotovoltaica

Breve apresentação sobre o crescimento da energia solar fotovoltaica em todo o mundo e do mercado da geração de energia distribuída.

- **Capítulo 3:** O potencial brasileiro para a energia solar

Principais marcos históricos de crescimento da demanda de energia e da energia solar do Brasil, seu potencial para a geração de energia solar através da análise de dados de radiação e explicação de como foram obtidas as informações meteorológicas utilizadas no trabalho.

- **Capítulo 4:** Sistemas fotovoltaicos

Definições e conceitos sobre os sistemas fotovoltaicos, apresentando os principais componentes que compõe o sistema e os principais indicadores para a geração de energia do sistema.

- **Capítulo 5:** Planejamento experimental

Definições e conceitos sobre a técnica de agrupamento, utilizada para definição das cidades a serem simuladas, e do planejamento experimental, utilizado para concepção do experimento e da análise dos resultados.

- **Capítulo 6:** Métodos de pesquisa

Explicação de como foram definidas as variáveis a serem analisadas nas simulações e de como foi montado o experimento para que pudesse gerar os resultados esperados.

- **Capítulo 7:** Resultados e discussões

Análise das oito respostas analisadas para as 60 simulações feitas, por meio da análise de gráficos de interações, de efeitos principais, boxplot e histogramas.

- **Capítulo 8:** Conclusões

Principais conclusões acerca dos resultados gerados.

2. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo RODRÍGUEZ (2000) pode ser considerado um processo de geração de energia renovável todo aquele que não altera o equilíbrio térmico do planeta, não gera resíduos irrecuperáveis e sua velocidade de consumo não excede a sua velocidade de regeneração (seja da fonte de energia ou da matéria-prima utilizada por ele).

A energia solar fotovoltaica, então, pode ser considerada uma fonte de energia renovável pois não produz gases de efeito estufa (como os processos de geração por combustão de derivados de petróleo, por exemplo) e não cria resíduos que precisam ser armazenados (como a energia nuclear). Além disso, ela tem um impacto muito pequeno no meio ambiente, em comparação com outras fontes também renováveis como a eólica ou a hidráulica. (MOHTASHAM, 2015)

Além de tudo, a energia solar é a mais abundante no mundo. O planeta Terra recebe, em média, aproximadamente $3,8 \times 10^6$ J do sol, o que é cerca de 6000 vezes maior do que toda a energia consumida no planeta. Apesar de seu imenso potencial, hoje, apenas 0,04% da energia consumida pela sociedade vem diretamente desta fonte. (MOHTASHAM, 2015; RODRÍGUEZ, 2000; SHUKLA; SUDHAKAR; BARENDAR, 2016)

Nos últimos anos a energia solar fotovoltaica tem crescido consideravelmente no cenário mundial. Segundo o relatório anual global da REN21 de 2018, a energia solar fotovoltaica foi a que apresentou maior aumento de capacidade instalada no mundo em 2017 (Figura 1), maior do que qualquer outro tipo de fonte de energia. Além disso, neste mesmo ano, foram instalados um total de 98 GW de energia solar fotovoltaica em todo o mundo, o equivalente a uma média de 40.000 painéis instalados por hora. (REN21, 2018)

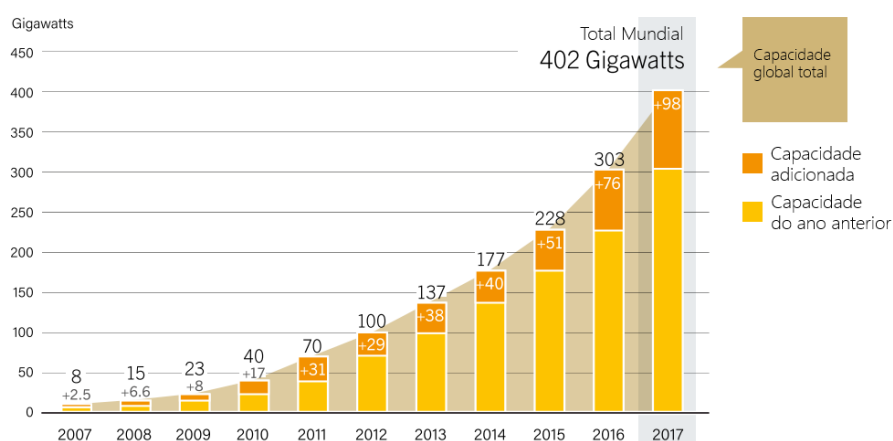


Figura 1: Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo (Adaptado de REN21, 2018)

Na matriz energética brasileira, no entanto, a energia solar fotovoltaica ainda não é muito expressiva, sendo a energia hidráulica a principal fonte de energia, responsável por quase 70% de toda a energia produzida no país. Apesar do Brasil possuir uma localização geográfica ideal para a geração de energia solar fotovoltaica, tendo quase todo o território entre o Trópico de Capricórnio e o Trópico de Câncer, a produção atual deste tipo de energia é considerada extremamente baixa se comparada à de países com potenciais fotovoltaicos mais baixos, como os Europeus. (DIAS et al., 2017; EPE, 2017)

O primeiro sistema fotovoltaico do Brasil foi um sistema de 11 kWp de potência instalado pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) na cidade de Natal, Rio Grande do Norte. O sistema funcionou entre os anos de 1986 e 1991. (DE FARIA; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017)

Pode-se observar um crescimento significativo da geração de energia em pequena escala (energia distribuída) após o marco regulatório da agência reguladora de energia (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL) em 2013 que estabeleceu as regras para micro (<100 kW) e minigeração (>100 kW e < 1 MW) de energia (DIAS et al., 2017; EPE, 2017; RIBEIRO; AROUCA; COELHO, 2016)

Em 2015, de todos os pontos de geração distribuída no Brasil, 74,5% deles eram de sistemas fotovoltaicos. Destes, 69% eram em instalações residenciais, 18% em instalações comerciais e apenas 7% estavam conectadas a subestações de alta voltagem. (DE FARIA; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017)

Dos novos 98 GW de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo em 2017, 84% se concentram nos seguintes países: China, Estados Unidos, Índia, Japão e Turquia. O Brasil aparece em décimo lugar neste ranking, graças ao significativo crescimento da energia solar fotovoltaica distribuída impulsionada pelos elevados preços da energia no país. Com isso, o Brasil se tornou o segundo país a superar a marca de 1GW de capacidade instalada na América Latina. Apesar dessa marca, o país ainda tem pouca representatividade global em energia solar fotovoltaica, sendo responsável por apenas 1% dessa nova capacidade instalada no mundo. (REN21, 2018)

Os principais empecilhos para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil são de ordem tecnológica, legislativa e financeira. Por exemplo, uma limitação tecnológica do Brasil é o não aproveitamento das muitas reservas de quartzo que existem no país, o que poderia ser uma grande vantagem competitiva na produção de silício de elevada pureza para a fabricação de painéis solares. (DE FARIA; TRIGOSO; CAVALCANTI, 2017)

No entanto, atualmente a energia solar fotovoltaica tem se tornado mais atrativa no país devido a três fatores principais: elevadas tarifas de energia elétrica cobrado pelas distribuidoras, a elevada radiação presente em todo o território nacional e a redução do preço dos módulos solares (caindo de 23 US\$/W em 1980 para 1 US\$/W em 2012). (JANNUZZI; DE MELO, 2013)

3. O POTENCIAL BRASILEIRO PARA A ENERGIA SOLAR

Com uma área de 85 milhões de km² e uma população de 200 milhões de habitantes, com o constante processo de industrialização do país e a melhoria da qualidade de vida nos últimos anos, a demanda por energia elétrica no Brasil tem crescido exponencialmente. É estimado um crescimento de aproximadamente 200% na demanda por energia elétrica nos próximos 30 anos (Figura 2), com base na série histórica da região (JUÁREZ et al., 2014; PEREIRA et al., 2017)

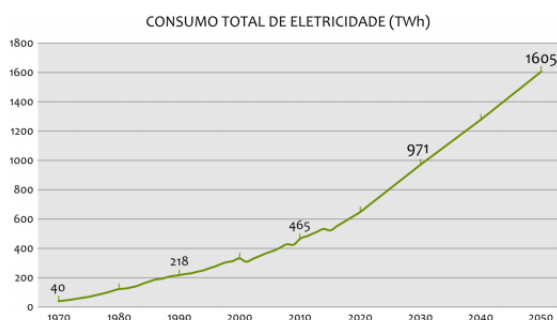


Figura 2: Previsão do crescimento da demanda energética no Brasil (PEREIRA et al., 2017)

Para atender à necessidade energética do país, o Brasil dispõe de uma matriz de fontes predominantemente renováveis (Figura 3), responsáveis por 80,4% da oferta interna de eletricidade do país (soma das ofertas por geração hidráulica, biomassa, eólica e solar). Em 2017, houve um acréscimo de 6,78 GW na capacidade instalada no Brasil, dentre os quais merece destaque a evolução de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica que aumentou 935 MW em capacidade instalada, contra apenas 24 MW em 2016, ou seja, um aumento de quase 40 vezes em apenas um ano. (EPE, 2018)

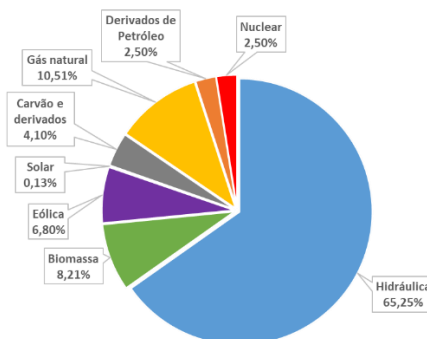


Figura 3: Matriz energética brasileira de acordo com a oferta energética (EPE, 2018)

O Balanço Energético Nacional 2018 também destaca a evolução da geração distribuída no Brasil que atingiu 241,1 MW, sendo 174,5 MW desse total proveniente da energia solar fotovoltaica. Tal crescimento foi incentivado pelas ações regulatórias que estabelece a possibilidade de compensação de energia excedente por sistemas distribuídos de menor capacidade instalada, conhecido como *net metering*. (EPE, 2018)

3.1. Características meteorológicas do Brasil

O Atlas Brasileiro de Energia Solar, em sua primeira edição (2006), apresenta um relatório sobre o potencial solar no Brasil com dados coletados a partir de satélites e estações meteorológicas por 10 anos (1995-2005). Apesar das diferentes características climáticas do Brasil, a média da irradiação global anual se mostra uniforme, com valores anuais relativamente altos em todo o território nacional (Figura 4, Figura 5). A máxima radiação encontrada é de 6,5 kWh/m² no norte do Estado da Bahia, próximo à fronteira com o estado do Piauí. Esta região tem um clima semi-árido com baixa pluviosidade ao longo do ano (300 mm/ano), além de ter a mais baixa média anual de cobertura de nuvens do país. Por outro lado, a menor radiação solar global, de 4,25 kWh/m², está no estado de Santa Catarina, com ocorrências de precipitação distribuídas ao longo do ano. (PEREIRA et al., 2006)

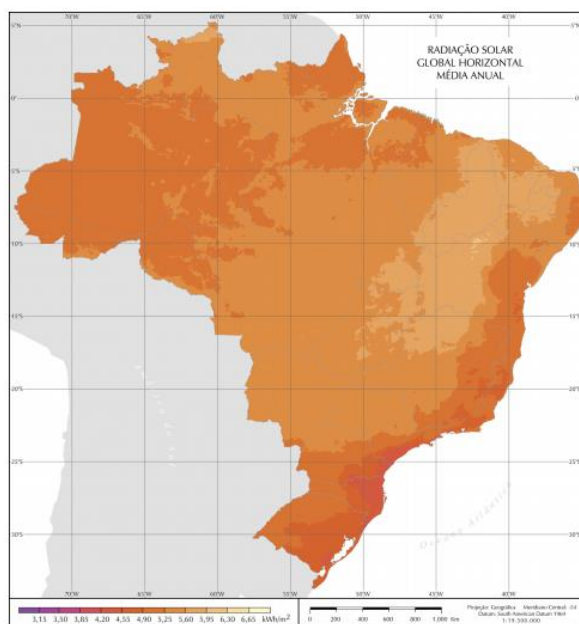


Figura 4: Radiação global horizontal média anual no Brasil (PEREIRA et al., 2006)

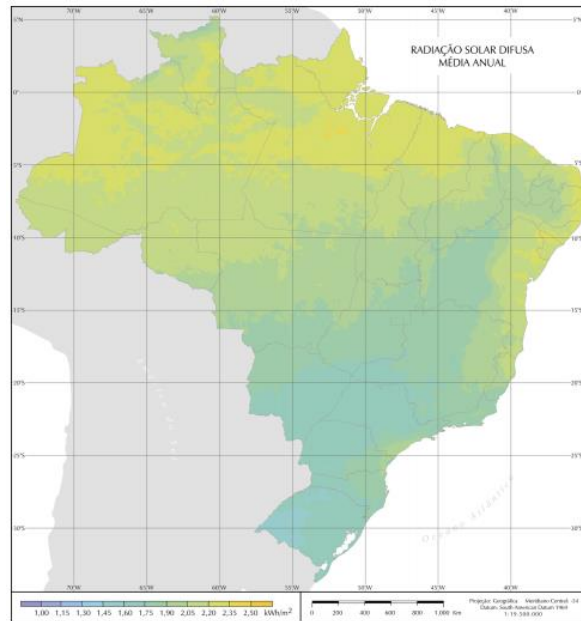


Figura 5: Radiação difusa média anual no Brasil (PEREIRA et al., 2006)

No verão, o Norte recebe menos irradiação do que o sul do país, apesar de estar mais próximo da linha do Equador (Figura 6, Figura 7). Esse fenômeno se deve às características da região amazônica que recebe muitas nuvens de precipitação no verão devido à influência da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT). (PEREIRA et al., 2006)

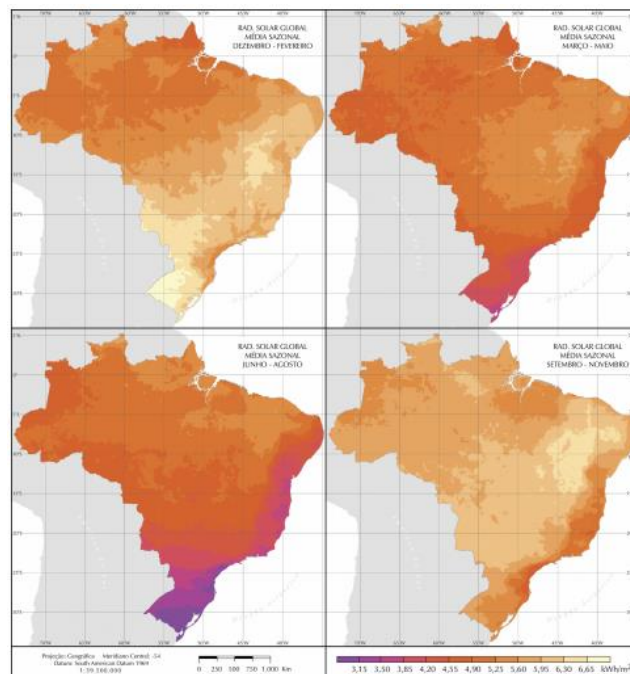


Figura 6: Radiação global horizontal por estações do ano no Brasil (PEREIRA et al., 2006)

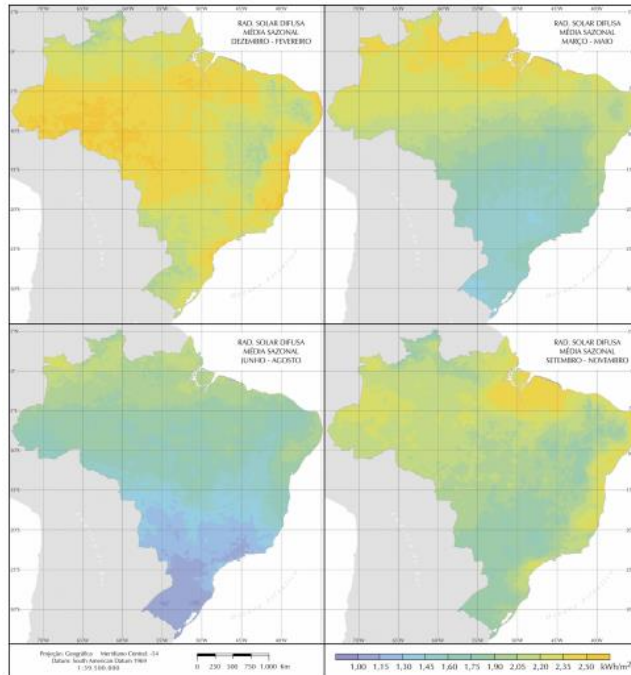


Figura 7: Radiação difusa por estações do ano no Brasil (PEREIRA et al., 2006)

Na região sul do Brasil, observa-se a maior variação inter-sazonal e também os menores valores globais de irradiação. Esta parte do país tem características de clima temperado e a influência dos sistemas frontais associados aos Anticiclones Polar Antárticos que aumentam a quantidade de nuvens na região (principalmente no inverno). Na região central do Brasil, por outro lado, há uma maior incidência de radiação solar nos meses de estação seca (outono e inverno), quando a precipitação é baixa e o número de dias abertos é maior. (PEREIRA et al., 2006)



Figura 8: Variância média anual dos dados de radiação (PEREIRA et al., 2006)

Analisando a variância média anual da radiação (Figura 8), é possível observar que na região amazônica e parte das regiões nordestes e centro-oeste do Brasil há uma menor variabilidade ao longo do ano (inferior a 25%), porque devido ao posicionamento geográfico, as mudanças causadas pelas estações do ano são pouco sentidas. (PEREIRA et al., 2006)

Em relação à temperatura, o mapa da Figura 9 mostra que em todo o país existe uma temperatura anual média entre 18 °C e 29 °C, com os mais altos valores médios observados na região do Norte e Nordeste. No período de verão (Figura 10) é quando são observadas as maiores temperaturas médias mensais, chegando a passar de 33 °C, enquanto que as médias mensais mínimas são registradas no período de inverno (Figura 11), chegando a 8 °C nas regiões montanhosas no sul do país. (PEREIRA et al., 2017)

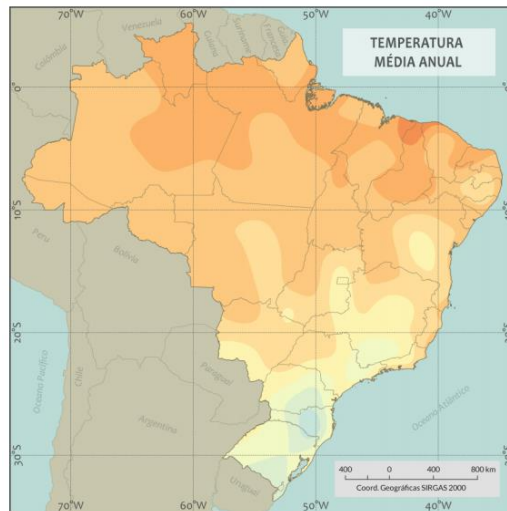


Figura 9: Temperatura média anual no Brasil (PEREIRA et al., 2017)

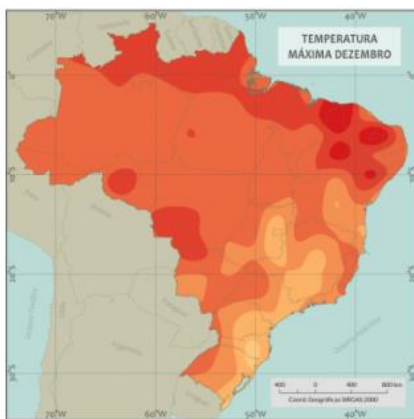


Figura 10: Temperaturas máxima no verão no Brasil (PEREIRA et al., 2017)

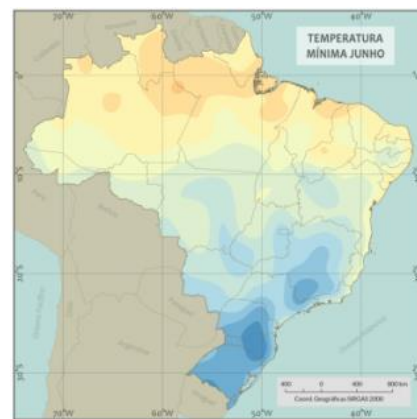


Figura 11: Temperaturas mínimas no inverno no Brasil (PEREIRA et al., 2017)

Os valores de radiação solar incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2500 kWh/m²) são maiores do que na maioria dos países da União Européia, como Alemanha (900-1250 kWh/m²), França (900-1650 kWh/m²) e Espanha (1200-1850 kWh/m²). O mapa abaixo (Figura 12) mostra o rendimento energético anual máximo (kWh de energia elétrica produzida por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada) em todo o território brasileiro, considerando tanto as usinas de geração de grande porte quanto a geração descentralizada e

integrada em edificações. Além disso, a concentração da população também foi representada pelos círculos azuis. (PEREIRA et al., 2017)

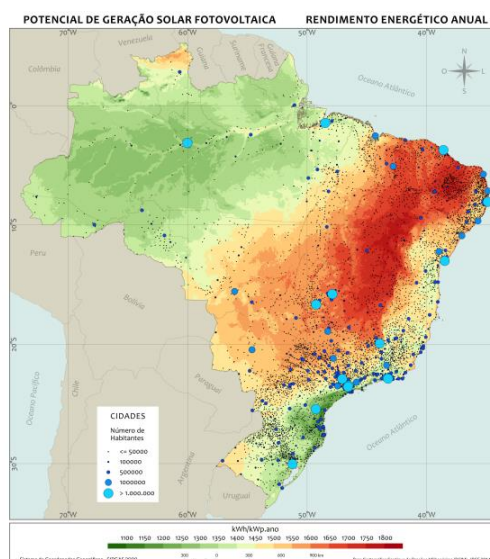


Figura 12: Rendimento energético máximo anual (PEREIRA et al., 2017)

Na análise mensal, a geração máxima nos meses de verão nas regiões sul e sudeste do Brasil coincide com os extremos de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) nessas regiões. Nos próximos anos, a tendência é que haja um aumento na penetração da geração de eletricidade próxima ao consumo e a tecnologia fotovoltaica permite isso. Portanto, esse fato somado à forte redução de preço da tecnologia fotovoltaica nos últimos anos, pode levar a um cenário muito mais favorável para a energia solar fotovoltaica no Brasil. (PEREIRA et al., 2017)

3.2. Base de dados meteorológicas

3.2.1. Dados de radiação

Os dados utilizados neste trabalho para medições de radiação são os disponibilizados pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) que faz parte do Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) do Brasil. Esses dados são os mesmos utilizados para a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017).

As medições foram feitas por estações meteorológicas distribuídas por todo o território brasileiro e pertencem a dois entidades diferentes: INPE, com a "Rede SONDA" e INMET, com estações meteorológicas automáticas.

A Rede SONDA começou em 2004 e é coordenada pelo INPE com a colaboração de vários institutos de pesquisa e universidades brasileiras. Possui 17 estações distribuídas estrategicamente em todo o país para representar diferentes características climáticas existentes, sendo 12 operados pelo INPE e 5 por outras instituições colaboradoras.

As estações meteorológicas automáticas (EMA's) operadas pelo INMET são utilizadas para estudo e monitoramento meteorológico e ambiental. Existem mais de 900 estações distribuídas em todo o território nacional (Figura 13) e que também fazem parte da rede da WMO (*World Meteorological Organization*).



Figura 13: Estações meteorológicas da Rede Sonda (vermelho) e INMET (lilás) (PEREIRA et al., 2017)

Uma vez que é impossível obter dados de medição de toda a área do Brasil, se faz necessário um modelo a ser usado para obter estimativas de radiação solar em todo o território. O modelo utilizado na segunda edição do Atlas de Energia Solar (INPE) é o "Brasil-SR". Este modelo é um modelo físico de aproximação por "dois fluxos" da equação de transferência radiativa que foi inicialmente desenvolvida na Alemanha e adaptada pelo INPE e pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) no Brasil. A obtenção da estimativa da radiação solar incidente em uma superfície é dividida em três etapas

- (1) Tratamento de dados meteorológicos e imagens de satélite
- (2) Aplicação do método de transferência radiativa por dois fluxos.

- (3) Cálculo dos componentes de irradiação solar incidentes na superfície (Wh/m^2) em um período de tempo específico, a global horizontal, a normal direta, a horizontal difusa e a global num plano inclinado.

O resultado do modelo (que utiliza dados medidos ao longo de 17 anos) é um banco de dados com resolução espacial de $0,1^\circ \times 0,1^\circ$ (equivalente a, aproximadamente, $10 \text{ km} \times 10 \text{ km}$) do território brasileiro. Os dados de irradiação global horizontal, direta normal, em plano inclinado e difusa estão disponíveis em valores médios mensais no site LABREN.

3.2.2. Dados de temperatura e velocidade do vento

O Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) tem como objetivo fornecer informações meteorológicas, além de ser responsável pelo monitoramento, análise e previsão de clima no Brasil. Eles têm a maior rede de estações meteorológicas automáticas da América do Sul e, segundo eles, usam a mais moderna tecnologia disponível. Os dados coletados são publicados gratuitamente na rede, em tempo real, no site <http://www.inmet.gov.br>.

O INMET possui um banco de dados chamado BDMEP (Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa) com dados coletados diariamente desde 1961 (Figura 14). Tudo é feito de acordo com os regulamentos técnicos da Organização Meteorológica Mundial (WMO).



Figura 14: Estações meteorológicas convencionais do INMET (Autoria própria)

Os valores médios horários da velocidade do vento (em m/s) e da temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$) entre 01/01/2007 e 31/12/2017 foram retirados da base de dados do BDMEP. Além de ser um valor mais representativo, usar dados de vários anos também ajuda a mitigar erros de medição, já que em alguns casos podem haver lacunas de medições.

4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A energia que recebemos do Sol é muito diferente da emitida por ele devido ao fato de que a radiação tem de passar necessariamente através da atmosfera, sendo reduzida devido aos gases atmosféricos (hélio, oxigênio, argônio, etc.), vapor de água e poeira. Em dias claros, quando o ar é muito transparente, se pode receber uma irradiância de aproximadamente 1000 W/m^2 na superfície da Terra devido à combinação destes três elementos. (CABRERIZO, 2002)

Por estas razões, a radiação global (que vem diretamente do sol) atinge a superfície em três componentes (Figura 15): a radiação direta (raios do sol), a radiação difusa (causada pelos efeitos da dispersão dos componentes da atmosfera e das nuvens) e radiação albedo (devido ao reflexo do solo de parte da radiação incidente sobre ele). O sistema fotovoltaico é capaz de absorver energia da radiação e transformá-la em energia elétrica. (CRUZ, 2005)

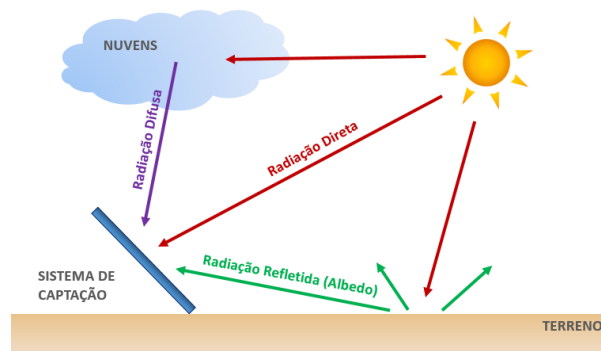


Figura 15: Componentes da radiação (Autoria própria)

Existem dois tipos de sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica através da energia solar: o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (*on-grid*) e o sistema fotovoltaico isolado (*off-grid*). Atualmente, os sistemas conectados à rede elétrica são bem mais comuns do que os isolados, devido a popularização da geração de energia distribuída em construções urbanas com a possibilidade de injeção da energia produzida excedente à rede elétrica. Os sistemas fotovoltaicos isolados, por sua vez, são mais aplicáveis ao atendimento da demanda energética de locais remotos ou sem acesso à rede, ou ainda em aplicações especiais. (DONDARIYA et al., 2018; URBANETZ JUNIOR, 2014)

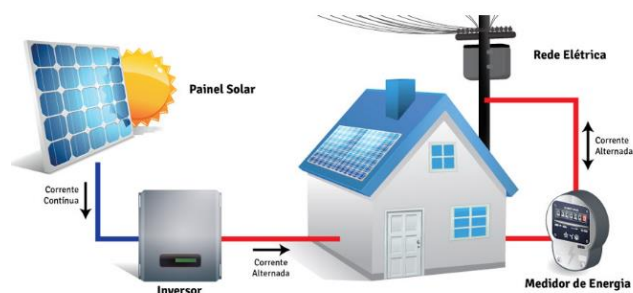


Figura 16: Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (CAMARGO, 2017)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (Figura 16) podem contribuir para a redução da emissão de gases do efeito estufa da matriz energética do país e, por consequência, contribuir para a redução do aquecimento global. (LI et al., 2017)

Seguindo a tendência do mercado atual, o trabalho se deterá a estudar casos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, mais especificamente voltados a aplicações residenciais.

4.1. Componentes de um sistema fotovoltaico

Os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (Figura 17) são o módulo fotovoltaico, os inversores, a caixa de fusíveis, o sistema de medição e as linhas da rede elétrica. Resumidamente, os módulos fotovoltaicos produzem energia em corrente contínua (CC), os inversores convertem essa energia de corrente contínua em energia em corrente alternada (CA) que, após passar pelos aparatos elétricos necessários de proteção, é conectado à rede elétrica (KUMAR et al., 2017)

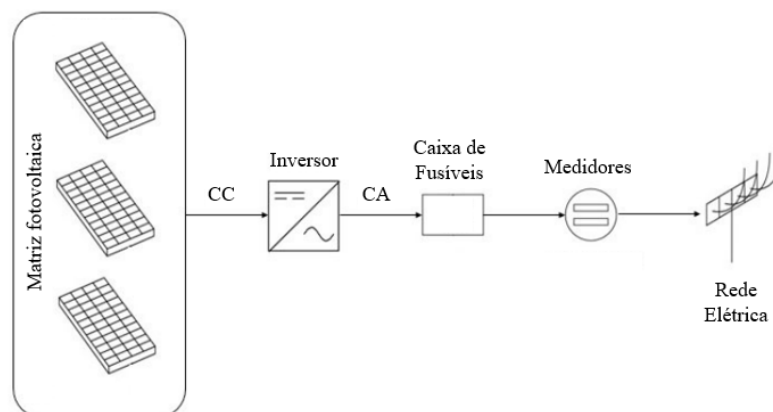


Figura 17: Layout de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (Adaptado de KUMAR et al., 2017)

A seguir, serão detalhados os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica: o módulo e os inversores. Ambos influenciam na geração de energia e na performance do sistema.

4.1.1. Módulo fotovoltaico

O módulo é a célula básica do sistema fotovoltaico. A quantidade de módulos conectados em série determina a tensão de operação do sistema do lado de corrente contínua (CC), enquanto que a quantidade de módulos ligados em paralelo definirá a intensidade da corrente elétrica. A potência instalada do sistema é dada pela quantidade de módulos instalados no sistema fotovoltaico. (CAMARGO, 2017)

Os materiais que constituem as células fotovoltaicas são considerados semicondutores, já que seus elétrons da camada de valência estão mais ligados ao núcleo do que nos materiais condutores, porém, apenas com uma pequena quantidade de energia seu comportamento muda para o de um condutor, liberando a maioria dos elétrons externos. Essa energia necessária coincide com a energia dos fótons (que constituem a luz solar) para os materiais das células fotovoltaicas. (CABRERIZO, 2002)

Quando os elétrons (carga negativa) são liberados, eles deixam uma lacuna (carga positiva). O movimento dos elétrons em direção a uma região do material provoca, como consequência, um movimento de lacunas em direção oposta (Figura 18). Se um campo elétrico é criado entre essas regiões, os elétrons e os vazios são orientados de acordo com o campo e direcionados na direção oposta dando origem à corrente elétrica. (CABRERIZO, 2002)

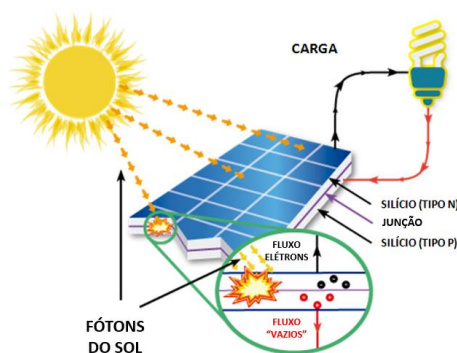


Figura 18: O efeito fotovoltaico

Essa transformação de energia possui muitas perdas. O rendimento (ou seja, a energia elétrica máxima que pode fornecer a célula fotovoltaica em comparação com a energia luminosa

recebida) obtido em células monocristalinas de silício em laboratório está compreendida entre 22 ~ 24%, mas quando se passa por um processo de produção em massa, o rendimento cai para aproximadamente 15%. Isto significa que para cada 100 W recebido do sol, apenas 15 W são gerados de energia elétrica. (CABRERIZO, 2002)

Segundo PINHO e GALDINO (2014) as principais tecnologias para a produção de células fotovoltaicas (Figura 19) podem ser classificadas em três gerações. A primeira geração refere-se a cadeia produtiva do silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) que representam 85% do mercado pois são tecnologias consolidadas. A segunda geração é a dos filmes finos, dentre eles o silício amorfo (a-Si). A terceira geração, que ainda se encontra em fases de pesquisa e desenvolvimento, são as tecnologias de célula fotovoltaica de multijunção, células sensibilizadas por corante e células orgânicas poliméricas.

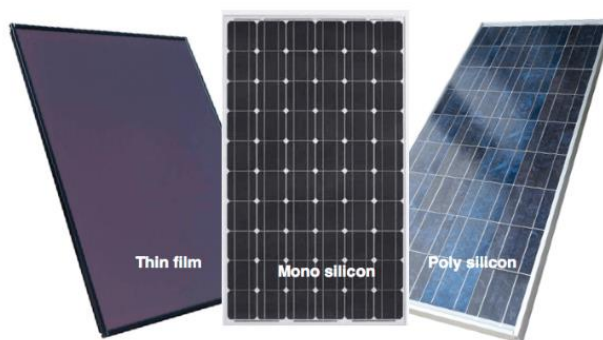


Figura 19: Módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, policristalino e amorfo (NEWKIRK, 2014)

O silício cristalino é a tecnologia mais tradicional e utilizada atualmente. Ele é obtido a partir da imersão do silício de alta pureza (99,99%) fundido em reatores com atmosfera controlada e velocidade de crescimento de cristal extremamente lentas a uma temperatura de aproximadamente 1400 °C, o que faz com que o custo de produção dessa tecnologia seja mais alto que a do seu concorrente direto, o silício policristalino. (CAMARGO, 2017)

Para obter-se o silício policristalino, utiliza-se a mesma matéria prima que a do monocristalino, porém ele é solidificado em direções após ser fundido, resultando em um bloco com muitos cristais. Esse efeito tem por consequência a elevada quantidade de contornos de grãos que fazem com que haja uma diminuição de eficiência. Sua principal vantagem é o custo de fabricação mais baixo. (CAMARGO, 2017)

Os painéis de silício amorfo (conhecidos como capa fina ou filmes finos) são formados por diversas camadas de espessuras micrométricas de semicondutores sendo depositadas sob

superfícies rígidas ou flexíveis. Tal flexibilidade possibilitou uma série de aplicações como integração arquitetônica ou em equipamentos portáteis. (CAMARGO, 2017)

Como dito anteriormente, os painéis solares produzem uma corrente elétrica decorrente dos fótons absorvidos da radiação solar. A relação desta corrente com a tensão do dispositivo é conhecida como “Curva I-V” ou “Curva característica” (Figura 20). Nesta curva se encontram os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico, a saber: tensão de vazio ou de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto-circuito (I_{SC}), tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). (PINHO; GALDINO, 2014)

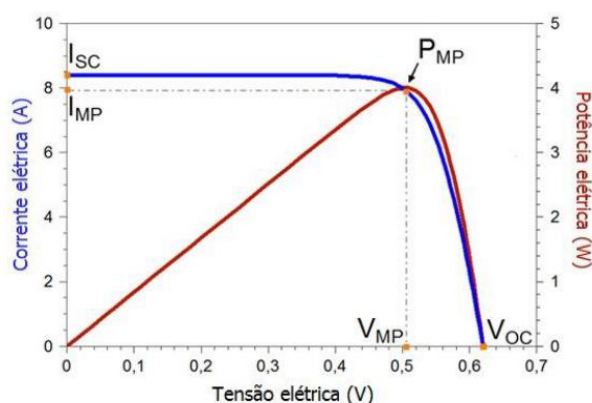


Figura 20: Curva característica de um painel fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014)

A tensão de circuito aberto (V_{OC}) é a máxima tensão que um módulo fotovoltaico pode produzir que é a tensão quando não há corrente elétrica circulando. Já a corrente de curto-circuito (I_{SC}) é a corrente máxima obtida de um módulo quando há um curto-circuito (ou seja, a tensão entre seus terminais é zero). Já a tensão e a corrente de máxima potência (V_{MP} e I_{MP}) são a tensão e a corrente que permite a geração de energia a potência máxima de energia pelo módulo. (PINHO; GALDINO, 2014)

4.1.2. Inversores

Como a maioria dos equipamentos elétricos utilizam energia em corrente alternada, é necessário transformar a energia em corrente contínua proveniente dos painéis fotovoltaicos. Tal transformação é conseguida através dos equipamentos chamados inversores. (YILMAZ; DINCER, 2017)

Os inversores (Figura 21) são elementos indispensáveis em sistemas fotovoltaicos conectados à rede uma vez que tornam possível a passagem de energia dos painéis solares para a rede

elétrica através da transformação da energia de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Além disso, eles garantem que a corrente injetada tenha o formato sinusoidal com a frequência da rede, além de atender aos requisitos de operação impostos pela concessionária de energia. (CAMARGO, 2017; YILMAZ; DINCER, 2017)



Figura 21: Inversor CC-CA Fronius Primo 3.6-1

Além da conversão da corrente CC-CA, os inversores também têm a função de regular o sistema fotovoltaico. Para isso, eles possuem algoritmos especiais como o MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que faz com que o inversor mantenha sempre a relação ótima entre corrente e tensão à saída dos módulos fotovoltaicos fazendo com que gerem sempre a potência máxima. (YILMAZ; DINCER, 2017)

Existem duas maneiras de integrar os painéis fotovoltaicos: o primeiro é conectar os módulos em série, formando uma *string*, que por sua vez são conectadas em paralelo, ou conectar os módulos em paralelo e então conectá-los em série. Do ponto de vista elétrico, não há diferença entre as duas configurações, porém quando a radiação não é igual em todos os módulos, pode haver influência na energia produzida pelo sistema. (YILMAZ; DINCER, 2017)

Há, basicamente, três formas de layout de conexões de sistemas fotovoltaicos (Figura 22), quanto aos inversores: utilizando-se apenas um inversor central, utilizando-se um inversor por *string* (conjunto de painéis) ou utilizando-se micro inversores (um inversor em cada módulo). Apesar de que os sistemas mais distribuídos têm apresentado melhor compatibilidade com o trabalho em MPPT, instalações de médio e grande porte têm preferido a configuração de um inversor central. (YILMAZ; DINCER, 2017)

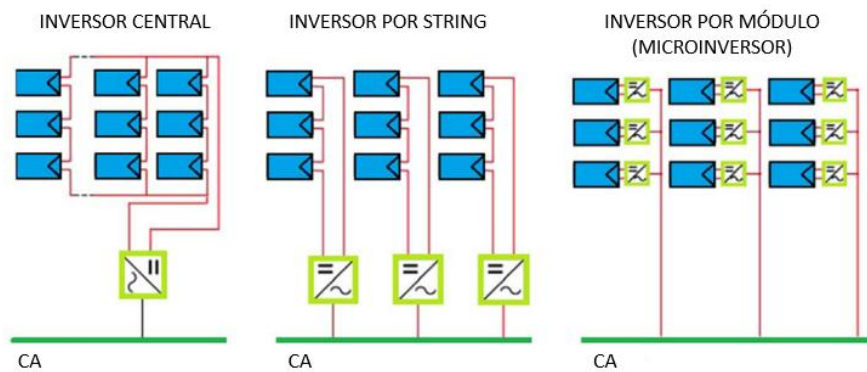


Figura 22: Configurações de inversores para conexão de sistemas fotovoltaicos (Adaptado de YILMAZ; DINCER, 2017)

4.2. Parâmetros de performance de sistemas fotovoltaicos

A Agência Internacional de Energia (IEA, *International Energy Agency*), desenvolveu diversos parâmetros de performance para análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (Figura 23). Esses parâmetros são: índice de produção de referência (Y_R), índice de produção do campo fotovoltaico (Y_A), índice de produção normal (Y_F), rendimento global (PR), perdas no campo fotovoltaico (L_C) e perdas no resto do sistema (L_S). (KUMAR et al., 2017)

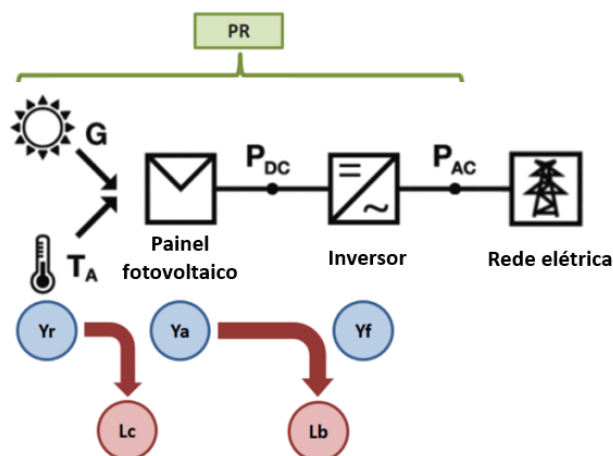


Figura 23: Principais indicadores de um sistema fotovoltaico (Adaptado de GUERRA, 2018)

4.2.1. Índice de produção de referência (Y_R)

O índice de produção de referência é a produção ideal desconsiderando todas as perdas. Em outras palavras, é como considerar que cada kWh de energia incidente produzisse a potência nominal do sistema fotovoltaico durante uma hora. A eficiência nominal é definida pelos

fabricantes nas condições padrão de teste (STC, *standard test condition*). Esse indicador pode ser calculado de acordo com a fórmula abaixo: (KUMAR et al., 2017; PVSYST, 2018)

$$Y_R = \frac{\sum G_i}{G_{REF}} \quad [1]$$

Em que:

G_i é a energia solar teoricamente disponível por um mês (kWh).

G_{ref} é a irradiância global padrão (1 kW/m²).

4.2.2. Índice de produção do campo fotovoltaico (Y_A)

O índice de produção do campo fotovoltaico é a proporção da energia produzida em CC pelos módulos fotovoltaicos em relação a sua potência nominal e é dada pela fórmula abaixo: (KUMAR et al., 2017; PVSYST, 2018)

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P^*} \quad [2]$$

Em que:

E_{DC} é a energia solar produzida pelo gerador fotovoltaico durante um mês (kWh).

P^* é a potência nominal do gerador fotovoltaico sob condições de teste padrão (kWp).

4.2.3. Índice de produção normal (Y_F)

O índice de produção normal refere-se a energia útil produzida por todo o sistema em relação a potência instalada. Em outras palavras, é a energia injetada na rede em corrente alternada. Esse indicador é calculado de acordo com a fórmula abaixo: (KUMAR et al., 2017; PVSYST, 2018)

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P^*} \quad [3]$$

Onde:

E_{AC} é a energia elétrica líquida fornecida à rede elétrica por um mês (kWh).

P^* é a potência nominal do gerador fotovoltaico sob condições de teste padrão (kWp).

4.2.4. Rendimento global (PR)

O rendimento global é a eficiência global do sistema fotovoltaico com respeito a sua capacidade instalada e energia incidente. Também pode ser interpretado como a proporção de energia injetada na rede em relação a potência instalada. O PR é obtido a partir da relação entre o índice de produção normal (Y_F) e o índice de produção de referência (Y_R), de acordo com a fórmula abaixo:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad [4]$$

4.2.5. Perdas no campo fotovoltaico (L_C) e no resto do sistema (L_S).

As primeiras perdas energéticas do sistema se dá no campo fotovoltaico, onde a energia é perdida por diversos fatores, incluindo perdas térmica, na fiação, pela qualidade do módulo, sombreamento, sujeira, perdas de regulação e as outras ineficiências. Depois, ainda existem as perdas no inversor e elementos de proteção e conexão à rede. Elas são calculadas a partir da diferença entre índices de produção, como se pode ver nas fórmulas abaixo: (KUMAR et al., 2017; PVSYST, 2018)

$$L_C = Y_R - Y_A \quad [5]$$

$$L_S = Y_A - Y_F \quad [6]$$

4.3. Simulação

Como exposto nas seções anteriores, são muitos os fatores que podem influenciar na geração de energia de um sistema fotovoltaico. Sendo assim, os estudos baseados em simulações são uma ferramenta avançada e útil para observar as mudanças nas respostas desses sistemas fotovoltaicos em diferentes climas, tecnologias, combinações de componentes ou métodos de instalação. (KUMAR et al., 2017)

O programa utilizado no trabalho foi o PVsyst que foi desenvolvido pela Universidade de Genova, na Suíça para o estudo e dimensionamento de projetos fotovoltaicos, sejam eles isolados, conectados à rede, estações de bombeamento ou em redes de corrente contínua. Ele dispõe de uma grande base de dados de componentes (módulos fotovoltaicos, inversores, etc.) e permite a configuração das perdas detalhadas do sistema. (LI et al., 2017)

PVsyst utiliza um modelo de diodo para descrever o comportamento do módulo fotovoltaico. Este modelo é mostrado na Figura 24 que considera um modelo de funcionamento de uma única célula e o replica, uma vez que considera que todas as células que formam o módulo são iguais. Se baseia em um circuito formado por duas resistências, uma série (R_s) que representa a resistência de carga dos semicondutores, os contatos metálicos e interligações, e uma em paralelo (R_{sh}), consequência das impurezas na junção das duas camadas de silício que formam as células.

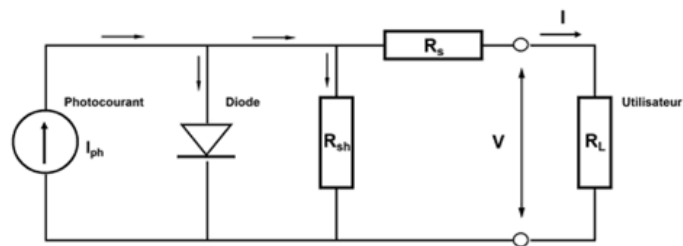


Figura 24: Modelo de um diodo utilizado pelo PVsyst (PVSYST, 2018)

Para criar a simulação, é necessário seguir-se alguns passos (Figura 27). Primeiro, deve-se criar um arquivo meteorológico da localização em que o sistema fotovoltaico será instalado com dados de radiação, temperatura e velocidade do vento. Pode-se importar os dados de diversas maneiras, seja em formato horário ou em formato mensal. Caso o usuário opte pelo formato mensal, o programa utilizará um modelo de transposição (de Hays ou de Perez, sendo este último considerado mais robusto) para transformar os dados mensais em horários. Há também a opção de escolher entre duas bases de dados que já estão previamente disponíveis no programa: Meteonorm 7.1 ou NASA. (PVSYST, 2018)

Escolhida a localização geográfica e a base de dados correspondente, o seguinte passo é escolher-se a orientação dos módulos (Figura 25). O PVsyst permite editar a orientação dos módulos quanto ao ângulo de azimute (ângulo em relação à linha do equador) e a inclinação do painel (*tilt*) em relação ao solo horizontal. O próprio programa mostra um gráfico de auxílio

para otimização dos dois ângulos, que é obtido através de várias simulações rápidas que o programa faz para aquela determinada localização geográfica.

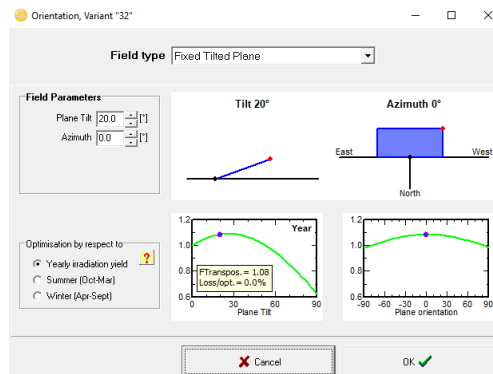


Figura 25: Janela de edição da orientação do PVsyst

Cada localização terá um ângulo ótimo para maximizar a captação de energia pelo módulo fotovoltaico durante todas as estações do ano que é a latitude do local acrescida de uma correção. Para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, é recomendada uma maior captação nos meses de verão. Assim, a inclinação ótima é dada pela expressão: (SENAI-SP, 2016)

$$\beta = 3,7 + 0,69 \cdot |Latitude| \quad [7]$$

Em seguida, o usuário deve determinar os componentes do sistema fotovoltaico, isto é, os módulos fotovoltaicos e inversores (Figura 26). Também é necessário determinar a configuração de ligação dos módulos (quantos módulos serão instalados em série e/ou paralelo). A versão 6.43 do PVsyst contava com um total de 11.242 módulos fotovoltaicos e 4.297 inversores em sua base de dados.

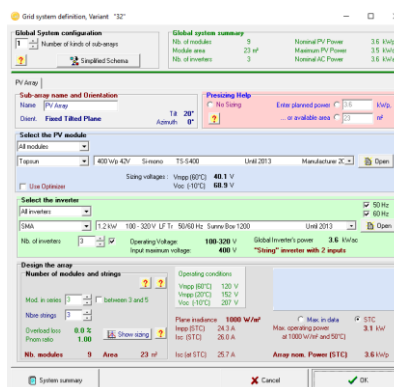


Figura 26: Janela de definição dos componentes do sistema fotovoltaico no PVsyst

Por fim, cabe ao usuário definir os sombreamentos (causados por obstáculos próximos ou longes) e as perdas detalhadas do sistema, como: perdas por temperatura (perdas devido ao aquecimento do sistema e efeito do resfriamento do vento), ôhmicas (perdas nos cabos com a passagem de corrente elétrica), qualidade dos módulos (desvio da eficiência real e a definida pelo fabricante), perda induzida pela luz (devido as primeiras horas de exposição), *mismatch* (limitação da corrente pelo módulo de menor produção ligado em série), sujeira (diminuição da absorção da radiação), ângulo de incidência (quando o módulo possui inclinação diferente do ângulo ótimo) e degradação (perda da eficiência com o passar dos anos). (PVSYST, 2018)

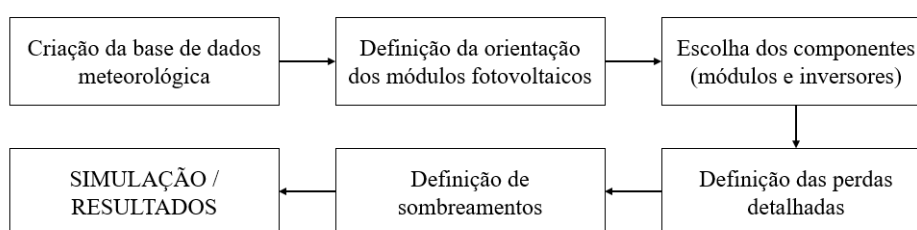


Figura 27: Fluxograma de uma simulação em PVsyst (Autoria própria)

Para este trabalho, não foram alteradas nenhuma das perdas do sistema e não foram adicionados nenhum tipo de sombreamento. A seguir, os parâmetros de perdas considerados nas simulações que são *default* do programa.

Tabela 1: Perdas default utilizadas nas simulações em PVsyst

Perda	Valor
Perdas por temperatura	$U_C = 20 \text{ W/m}^2\text{k}$ $U_V = 0 \text{ W/m}^2\text{k/m/s}$
Perdas ôhmicas	$R_{STC} = 1,5\%$
Perdas na eficiência (qualidade do módulo)	1%
Perdas induzidas pela luz (LID)	0%
Perdas de <i>Mismatch</i>	1%
Perdas por sujeiras e pó	0%
Perdas por ângulo de incidência	$b_0 = 0,05$
Perdas por degradação (eficiência)	0,4%/ano

5. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL

Para auxiliar no trabalho de simulação e de análise de resultados obtidos, se utilizou alguns conceitos do planejamento experimental. Na fase de planejamento da simulação, para que todo o território do Brasil com seus diferentes climas e comportamentos meteorológicos fossem representados em apenas cinco localidades a serem escolhidas, foi utilizada a técnica de agrupamento da análise multivariada. Também, para determinar a quantidade de simulações necessárias, bem como estudar o impacto de cada fator e interações entre fatores nos resultados finais analisados após as simulações, foi empregado conceitos experimento fatorial completo.

5.1. Técnica de agrupamento

Segundo RODRIGUES (2009) a ideia básica do agrupamento é juntar as variáveis ou observações por características quantitativas ou qualitativas de modo que as distâncias entre os elementos do grupo sejam mínimas e as distâncias entre os grupos sejam máximas.

O problema da determinação do número de grupos e a escolha apropriada do método de agrupamento é, na verdade, um problema de escolha de qual método estatístico utilizar. O agrupamento, ao final, é feito com base na similaridade ou distância. (MARQUES; NETO, 2013; RODRIGUES, 2009)

Podem ser agrupadas as variáveis ou as observações. Quando se busca agrupar variáveis, se utilizam normalmente técnicas baseadas em coeficientes de correlação ou outras medidas de associação. Já quando o agrupamento é de observações, a proximidade geralmente é calculada através das distâncias entre elas. (MARQUES; NETO, 2013)

No caso deste trabalho, buscou-se agrupar as cidades brasileiras por meio do seu comportamento meteorológico. Logo, a aproximação se dará por meio das observações (valores de radiação global, radiação difusa, temperatura e velocidade do vento).

Provavelmente o método mais difundido na estatística para cálculo de distância seja o cálculo da Distância Euclidiana que é a distância geométrica no espaço multidimensional. Quanto menor for a distância entre dois elementos, maior será o grau de similaridade entre eles. (MARQUES; NETO, 2013; RODRIGUES, 2009)

A distância Euclidiana é dada por:

$$d(x_i, y_i) = \sqrt{\sum_{i=1}^p (x_i - y_i)^2} \quad [8]$$

Sendo:

x_i = valor do ponto i no eixo x ;

y_i = valor do ponto i no eixo y .

Quando se deseja formar k grupos de variáveis ou observações, utiliza-se o algoritmo do método aglomerativo não-hierárquico chamado de k -médias, que possui três etapas: (MARQUES; NETO, 2013)

- (1) Divisão arbitrária dos itens em k grupos iniciais;
- (2) Realocação de cada item do grupo cuja a média (centroide) esteja mais próximo (menor distância euclidiana), recalculando-se então o centroide dos grupos;
- (3) Repete-se o passo anterior até que não haja realocações a serem feitas.

Uma forma de representar graficamente o agrupamento é através do dendograma (Figura 28). O Dendrograma é um gráfico que possui uma forma de árvore e representa a ordem em que os dados foram agrupados. (RODRIGUES, 2009)

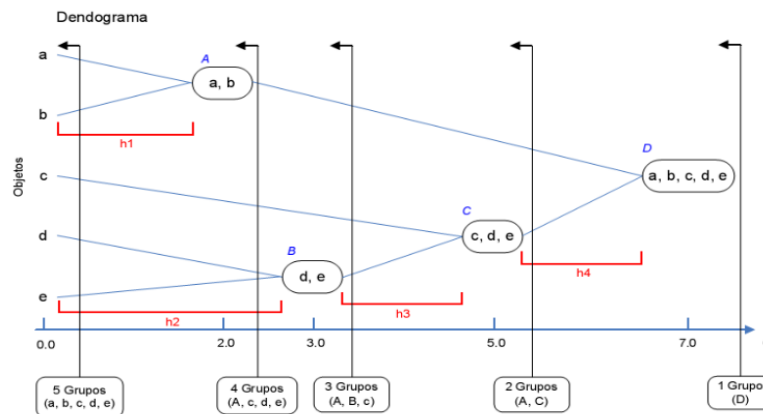


Figura 28: Dendrograma (RODRIGUES, 2009)

5.2. Planejamento fatorial

Um experimento é um teste ou uma série de testes que ajudam a entender como os sistemas e os processos funcionam. Existem muitos tipos de experimento que buscam estudar o efeito de variáveis em determina resposta, mas talvez o mais eficiente seja o conhecido experimento fatorial. Cada variável (ou fator) pode assumir diferentes valores (ou níveis). Se existem a níveis do fator A e b níveis do fator B , pode-se fazer uma análise de todas as combinações ab possíveis, isto é, fazer uma análise cruzada (Figura 29). (MONTGOMERY, 2013; MONTGOMERY; RUNGER, 2009)

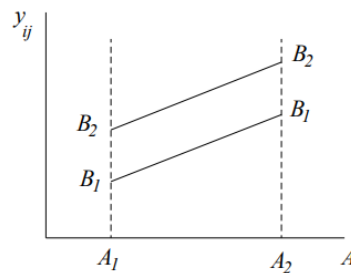


Figura 29: Efeito "y" em decorrência dos fatores "A" e "B" com dois níveis cada (BUTTON, 2016)

Em alguns experimentos, a diferença na resposta com a mudança dos níveis de determinado fator pode não ser a mesma em todos os níveis do outro fator. Ou seja, o efeito do fator A depende do nível escolhido do fator B . Quando isso acontece, se diz que houve uma interação entre os fatores (Figura 30). (MONTGOMERY, 2013)

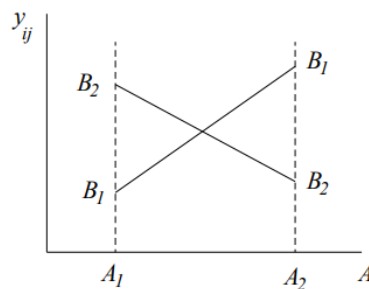


Figura 30: Efeito "y" em decorrência dos fatores "A" e "B" com dois níveis cada (BUTTON, 2016)

O modelo estatístico do planejamento fatorial é dado por:

$$y_{ijk} = \mu + \tau_i + \beta_j + (\tau\beta)_{ij} + \varepsilon_{ijk} \quad [9]$$

Sendo:

$i = 1, \dots, a$: Quantidade de níveis do fator A

$j = 1, \dots, b$: Quantidade de níveis do fator B

$k = 1, \dots, n$: Quantidade de réplicas

τ_i : Efeito do fator A

β_j : Efeito do fator B

$(\tau\beta)_{ij}$: Efeito da interação de A e B

ε_{ijk} : Erro experimental

Para definir se os fatores e suas interações têm ou não influência sobre as respostas do sistema, utiliza-se a análise de variância. Para tal, necessita-se definir quais são as hipóteses a serem testadas: (BUTTON, 2016; MONTGOMERY; RUNGER, 2009)

$$H_0: \tau_i = 0 \quad [10]$$

$$H_1: \text{No mínimo um } \tau_i \neq 0$$

$$H_0: \beta_j = 0 \quad [11]$$

$$H_1: \text{No mínimo um } \beta_j \neq 0$$

$$H_0: (\tau\beta)_{ij} = 0 \quad [12]$$

$$H_1: \text{No mínimo um } (\tau\beta)_{ij} \neq 0$$

A análise de variância utiliza a decomposição da variabilidade total dos dados em partes componentes, comparando-os entre si. A variabilidade total das observações é definida pela soma total dos quadrados das observações (SQ). (MONTGOMERY; RUNGER, 2009)

$$SQ_T = \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}^2 - \frac{y_{...}^2}{abn} \quad [13]$$

Ou ainda:

$$SQ_T = SQ_A + SQ_B + SQ_{AB} + SQ_\varepsilon \quad [14]$$

Sendo:

$$SQ_A = \frac{1}{bn} \sum_{i=1}^a y_{i..}^2 - \frac{y_{...}^2}{abn} \quad [15]$$

$$SQ_B = \frac{1}{an} \sum_{j=1}^b y_{.j.}^2 - \frac{y_{...}^2}{abn} \quad [16]$$

$$SQ_{AB} = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b y_{ij.}^2 - \frac{y_{...}^2}{abn} \right) - SQ_A - SQ_B \quad [17]$$

$$SQ_\varepsilon = SQ_T - SQ_A - SQ_B - SQ_{AB} \quad [18]$$

Com:

$y_{...}$: Valor total para todas as observações ($y_{...} = \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}$)

$y_{i..}$: Valor total para todas as observações para o i -ésimo nível do fator A
($y_{i..} = \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}$)

$y_{.j.}$: Valor total para todas as observações para o j -ésimo nível do fator B
($y_{.j.} = \sum_{i=1}^a \sum_{k=1}^n y_{ijk}$)

$y_{ij.}$: Valor total para todas as observações para o ij -ésimo nível ($y_{ij.} = \sum_{k=1}^n y_{ijk}$)

SQ_A : Soma dos quadrados para o fator A

SQ_B : Soma dos quadrados para o fator B

SQ_{AB} : Soma dos quadrados para a interação entre A e B

SQ_ε : Soma dos quadrados para o erro

Sabendo-se que os efeitos principais A e B possuem $a-1$ e $b-1$ graus de liberdade, respectivamente, e o efeito da interação AB tem $(a-1)(b-1)$ graus de liberdade e que há $ab(n-1)$ graus de liberdade para o erro, pode-se obter os valores para os quadrados das médias (MQ). (MONTGOMERY; RUNGER, 2009)

$$MQ_A = \frac{SQ_A}{a-1} \quad [19]$$

$$MQ_B = \frac{SQ_B}{b-1} \quad [20]$$

$$MQ_{AB} = \frac{SQ_{AB}}{(a-1)(b-1)} \quad [21]$$

$$MQ_\varepsilon = \frac{SQ_\varepsilon}{ab(n-1)} \quad [22]$$

Para testar se os efeitos dos fatores ou das interações são nulos ou desprezíveis (H_0 verdadeira), usa-se a razão da média quadrática deste fator pela média quadrática do erro. Essa razão é representada pelo valor F. A hipótese nula (H_0) será rejeitada com um nível de significância α se o valor F calculado para determinado fator (F_0) for maior que o valor F na distribuição de *Fisher-Snedecor*, obtido a partir do nível de significância α , $k-1$ grupos (sendo k o número de grupos) e $ab(n-1)$ graus de liberdade. Se $F_0 > F_{\alpha, k-1, ab(n-1)}$ então a hipótese nula será rejeitada. (MONTGOMERY, 2013)

$$F_{0_A} = \frac{MQ_A}{MQ_\varepsilon} \quad [23]$$

$$F_{0_B} = \frac{MQ_B}{MQ_\varepsilon} \quad [24]$$

$$F_{0_{AB}} = \frac{MQ_{AB}}{MQ_\varepsilon} \quad [25]$$

Para ajudar na interpretação dos resultados, é de grande ajuda plotar-se os gráficos das respostas médias em cada combinação de tratamento. Uma interação significativa pode ser identificada pela falta de paralelismo das linhas. O exemplo da Figura 31 mostra um gráfico de respostas médias em que a resposta é a vida média de baterias (em horas), ao se variar a temperatura e o material. Em geral, observa-se que uma vida maior é alcançada a temperaturas mais baixas, independentemente do tipo de material. Porém, ao se analisar a temperatura intermediária, o material 1 apresentou um aumento de vida útil, enquanto que os outros materiais tiveram sua vida útil diminuída. Já a temperatura mais alta, a vida útil das baterias com material 2 permaneceram inalteradas, enquanto que os outros materiais não. No geral, o material 1 parece oferecer os melhores resultados pois mantém maior vida útil mesmo com aumento de temperatura. (MONTGOMERY, 2013)

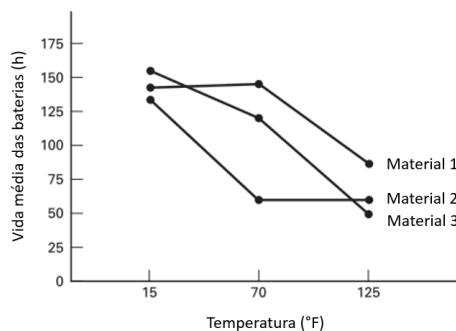


Figura 31: Exemplo de gráfico de respostas médias (Adaptado de MONTGOMERY, 2013)

Experimentos com muitos fatores podem requerer maior esforço, principalmente quando alguns fatores possuem mais de dois níveis. Um dos planejamentos experimentais mais difundidos nesses casos devido a sua alta aplicabilidade é o 2^k . Esse tipo de experimento estuda k fatores em que cada um deles possui, obrigatoriamente, apenas dois níveis, geralmente denominados de “alto” e “baixo”. Por exemplo, se existem três fatores A, B e C, com dois níveis cada, um experimento fatorial completo possuiria: $2*2*2 = 8$ configurações a serem testadas (ou experimentadas). (MONTGOMERY; RUNGER, 2009)

A medida que a quantidade de fatores cresce, o número de efeitos que podem ser estimados em um experimento fatorial cresce também. Em um caso com 4 fatores com dois níveis cada, haveriam 4 efeitos principais, 6 interações de segunda ordem, 4 interações de terceira ordem e 1 interação de quarta ordem. Nesses casos ocorre o princípio da esparsidade de efeitos que é a tendência de que o sistema seja dominado pelos efeitos principais e interações de ordens baixas (geralmente as interações a partir da terceira ordem são desprezadas). Já quando o experimento possui muitos níveis, uma prática comum é considerar apenas uma réplica do experimento e então combinar as interações de ordens mais altas como uma estimativa de erro. (MONTGOMERY; RUNGER, 2009)

Para este último caso, sem réplicas, os experimentos são chamados de experimento fatorial sem réplicas. Eles podem mostrar, ocasionalmente, interações de ordens alta e, nesses casos, não é apropriado utilizar-se a média quadrática do erro. Recomenda-se a análise por meio de gráficos (efeitos principais, de interação, *boxplot*, etc.) (MONTGOMERY; RUNGER, 2009)

6. MÉTODO DE PESQUISA

Para organizar as simulações necessárias a serem feitas, primeiramente se fez uma análise de qual seria a potência instalada necessária para que o sistema fotovoltaico atendesse à demanda energética de uma residência. Foram consultados profissionais do setor de projeto e instalação de sistemas fotovoltaicos para geração distribuída de energia para saber as principais práticas do mercado em termo de quantidade e potência nominal dos painéis para que o trabalho seja o mais próximo da realidade.

A partir da revisão bibliográfica, decidiu-se que os fatores do sistema fotovoltaico a serem analisados seriam: localização geográfica, tecnologia do painel fotovoltaico, potência nominal por painel e quantidade de inversores (e, por consequência, método de ligação dos painéis). A seguir, se detalha o passo a passo para a determinação dos fatores e dos níveis considerados para as simulações.

6.1. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial típico

A partir de consultas à profissionais do setor e a pesquisas bibliográficas, constatou-se que uma demanda típica de energia de uma residência gira em torno de 200 e 800 kWh/mês, dependendo do perfil de consumo.

Para o cálculo da potência mínima e máxima que o sistema deve ter para atender a demanda, é necessário saber a quantidade de horas de sol úteis (horas que possuem níveis de radiação suficiente para que os módulos produzam energia) para cada localidade. Observando o mapa de horas úteis diárias do Atlas Solarimétrico do Brasil (Figura 32), pode-se ver que quase todo o território brasileiro possui entre 5h e 7h de sol úteis diárias. Sendo assim, optou-se por considerar a média de 6h de horas úteis de sol por dia, de forma genérica.

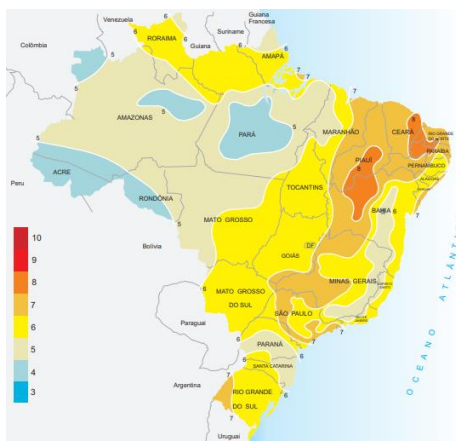


Figura 32: Horas de sol úteis no Brasil (TIBA et al., 2000)

Assim, a potência do sistema fotovoltaico para atender a demanda energética de uma residência deverá ser entre:

$$P_{min} = 200 \frac{kWh}{mês} \frac{1 \text{ mês}}{30 \text{ dias}} \frac{1 \text{ dia}}{6h} = 1.111,12 \text{ W} \cong 1.100 \text{ W} \quad [26]$$

$$P_{max} = 800 \frac{kWh}{mês} \frac{1 \text{ mês}}{30 \text{ dias}} \frac{1 \text{ dia}}{6h} = 4.444,42 \text{ W} \cong 4.400 \text{ W} \quad [27]$$

6.2. Escolha dos painéis solares

O PVsyst, em sua versão 6.4.3 possui uma base de dados com 11.242 painéis solares diferentes, classificados de acordo com sua potência pico (Wp), tecnologia, fabricante e disponibilidade no mercado. A fim de não limitar a base de dados e não restringir a escolha de painéis para a simulação, desconsiderou-se as questões mercadológicas como a disponibilidade no mercado e o fabricante.

Novamente, com a ajuda de empresários do setor e da pesquisa bibliográfica, constatou-se que as potências dos painéis comumente instalados no mercado variam entre 250 W e 400 W. Cada vez mais os painéis estão com maior potência específica, ou seja, maior potência para uma mesma área de captação.

Para atender aos critérios escolhidos, haveria que se procurar na base de dados painéis solares com potências diferentes que permitissem configurar sistemas fotovoltaicos com a mesma potência instalada. Além disso, as duas potências deveriam permitir a escolha das três

tecnologias que se pretendem analisar: silício amorfo, silício monocristalino e silício policristalino. A solução encontrada foi a seguinte:

Tabela 2: Modelos de painéis solares fotovoltaicos disponíveis no PVsyst

Potência nominal (W)	Silício amorfo (a-Si)	Silício monocristalino (Si-mono)	Silício policristalino (Si-poly)	Total
360	2	4	2	8
400	2	8	1	11

Com 10 painéis de potência 360 W, ter-se-á um sistema de 3600 W de capacidade instalada (dentro dos limites de potência máxima e mínima calculados no tópico anterior), assim como se forem instalados 9 painéis de 400 W de potência. Para que a comparação fosse a mais fiel possível, optou-se por escolher painéis do mesmo fabricante para os casos de silício cristalino (mono e poli). Não havia fabricante em comum entre os de tecnologia cristalina e amorfa, sendo assim para esses últimos foram escolhidos painéis de outro fabricante. A seguir, os principais parâmetros dos painéis fotovoltaicos escolhidos.

Tabela 3: Características dos painéis solares fotovoltaicos escolhidos

Característica	Full Size MBTF 360	Full Size MBTF 400	TS-S360	TS-S400	TS-M360	TS-M400
Fabricante	Moser Baer Solar	Moser Baer Solar	Topsun	Topsun	Topsun	Topsun
Tecnologia	a-Si	a-Si	Si-mono	Si-mono	Si-poly	Si-poly
Número de células	216	216	88	96	88	96
Dimensões (m)	2,60 x 2,20	2,60 x 2,20	1,80 x 1,31	1,96 x 1,31	1,80 x 1,31	1,96 x 1,31
Potência Máx. (STC)	360 W	400 W	360 W	400 W	360 W	400 W
Tensão de vazio (V_{OC})	186,40 V	191,9 V	54,8 V	60 V	56,1 V	60,4 V
Intensidade de curto circuito (I_{SC})	3,29 A	3,28 A	8,65 A	8,56 A	8,47 A	8,59 A
Tensão MPPT (STC)	136,9 V	148,7 V	44,29 V	49,78 V	45,3 V	49,44 V
Intensidade MPPT (STC)	2,63 A	2,69 A	8,13 A	8,04 A	7,97 A	8,09 A
Coef. $P_{máx}$	-0,2 %/°C	-0,2 %/°C	-0,49 %/°C	-0,53 %/°C	-0,53 %/°C	-0,43 %/°C
Coef. V_{OC}	-0,33 %/°C	-0,33 %/°C	-	-0,37 %/°C	-	-0,31 %/°C
Coef. I_{SC}	0,09 %/°C	0,09 %/°C	0,03 %/°C	0,04 %/°C	0,06 %/°C	0,04 %/°C

Observa-se que os inversores de tecnologia amorfa possuem algumas características elétricas de ordem de grandeza diferente das outras duas tecnologias cristalinas. Além disso, sua área ocupada por módulo é cerca de 2,5 vezes maior que as de tecnologia cristalina, para uma mesma potência.

6.3. Escolha dos inversores e configurações do sistema

Conforme explicitado anteriormente, um dos objetivos também é analisar o impacto de se utilizar apenas um inversor central ou vários inversores por *strings*. Devido a mudança de tecnologia e de fabricante dos painéis solares, a tensão e a corrente gerada pelos painéis variam, sendo necessária uma adequação do inversor à configuração do sistema fotovoltaico.

No total, foram desenvolvidas 8 configurações de ligações diferentes, conforme se detalha a seguir. Não foi necessário desenvolver 12 configurações (2 níveis para o fator inversor, 3 níveis para o fator tecnologia e 2 níveis para o fator potência) pois as tecnologias de silício monocristalino e policristalino possuem parâmetros elétricos semelhantes (Tabela 3, Figura 33), podendo ser aproveitada a mesma configuração.

Tabela 4: Configurações para ligação com inversores

Configuração	Quantidade inversores	Tecnologia painel solar	Potência painel solar	Quant. painéis em série	Quant. painéis em paralelo
1	Único	Amorfo	360 W	0	10
2	Único	Amorfo	400 W	0	9
3	Único	Cristalino (mono/poli)	360 W	10	0
4	Único	Cristalino (mono/poli)	400 W	9	0
5	Por <i>string</i>	Amorfo	360 W	0	10 (5/inversor)
6	Por <i>string</i>	Amorfo	400 W	0	9 (3/inversor)
7	Por <i>string</i>	Cristalino (mono/poli)	360 W	5	2 (1/inversor)
8	Por <i>string</i>	Cristalino (mono/poli)	400 W	3	3 (1/inversor)

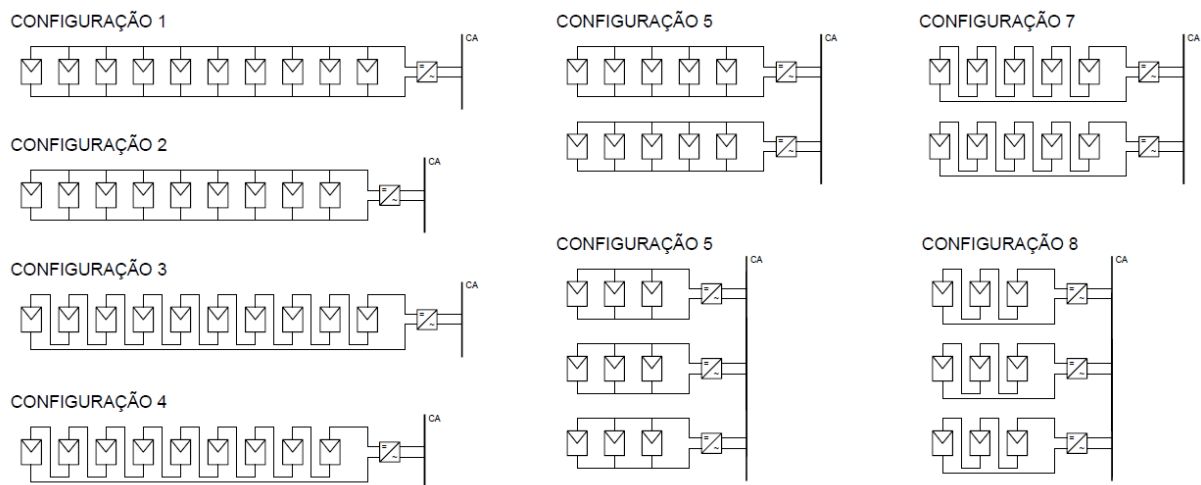


Figura 33: Configurações de ligação dos inversores

Para a escolha do inversor, tem-se que levar em consideração dois principais parâmetros: a tensão de entrada do inversor e a potência nominal no lado de corrente contínua (DC). O intervalo de tensão que o inversor é capaz de suportar deve conter a maior tensão possível a ser gerada pelos módulos que é a tensão de vazio (V_{oc}), enquanto que a potência do inversor deve ser a mais próxima possível da potência pico do sistema (ou seja, a potência de um módulo fotovoltaico multiplicada para quantidade de módulos ligados ao inversor).

Assim como na escolha dos módulos fotovoltaicos, para o inversor se buscou modelos que pudessem ser aproveitados em mais de um caso de simulação, para fins de comparação. A base de dados do PVsyst continha 4.297 inversores de diversos fabricantes. Foi desconsiderada a frequência a que o inversor transforma a energia em corrente alternada (50 ou 60 Hz) para não limitar a base de dados disponível.

Ao total, foram utilizados três inversores em todas as simulações, sendo dois deles do mesmo fabricante, como se detalha a seguir.

Tabela 5: Inversores escolhidos

Característica	Primo 3.6-1	Sunny Boy 1200	Sunny Boy SWR 2000
Fabricante	Fronius International	SMA	SMA
Potência Máx. Entrada	3,76 kW	1,2 kW	1,8 kW
Intensidade Máx. Entrada	36 A	12,60 A	N/A
Tensão Máx. Entrada	1000 V	400 V	500 V
Intervalo de tensões	80 – 800 V	100 – 320 V	125 – 500 V
Potência Nom. Saída	3,6 kVA	1,2 kW	1,8 kW
Potência Máx. Saída	3,6 kVA	1,2 kW	1,8 kW
Intensidade Máx. Saída	16,5 A	6,1 A	N/A
Rendimento	98,1 %	92,1 %	96 %

O inversor Primo 3.6-1 foi utilizado em todas os sistemas em que se utilizou painéis cristalinos (mono e poli), enquanto que o Sunny Boy em simulações com painéis de silício amorfo (Sunny Boy 1200 para painéis de 400 W e SWR 2000 para painéis de 360 W).

6.4. Escolha das cidades representativas

Um dos objetivos do trabalho é validar o potencial fotovoltaico do Brasil através de simulações, encontrando a configuração ótima do sistema fotovoltaico para cada região. Sabendo que o Brasil é um país de vasto território e que nele há diferentes climas e comportamento meteorológicos, optou-se pela escolha de cinco cidades que representem essa heterogeneidade.

Primeiramente, foram consideradas as capitais das Unidades Federativas do Brasil, uma vez que elas concentram a maior parte da população dos seus respectivos Estados e, portanto, teriam maior mercado para a geração de energia distribuída, além da diminuição de custos logísticos. Também, por consequência, são onde há a concentração maior da demanda de energia elétrica.

Foram coletados os dados de radiação horizontal global e radiação difusa das 27 capitais brasileiras através da base de dados do LABREN, feita pelo modelo Brasil-SR. Também foram calculadas as médias mensais para a velocidade do vento e temperatura através dos dados do INPE. Os modelos e métodos de medição para as variáveis meteorológicas estão expostos na seção 3.2.

Para cada cidade, calculou-se o valor médio anual e o desvio padrão para a radiação global, radiação difusa, temperatura e velocidade do vento a fim de caracterizar o comportamento médio da variável durante o ano. As cidades que mais sofrem efeito das estações do ano apresentariam maiores desvios padrão das variáveis devido as variações anuais, enquanto que as cidades que menos sofrem esse efeito (no geral, as cidades mais ao norte) apresentariam valores mais estáveis e, portanto, menores desvios padrão. A Figura 34 esquematiza o procedimento feito para cada uma das 27 capitais.

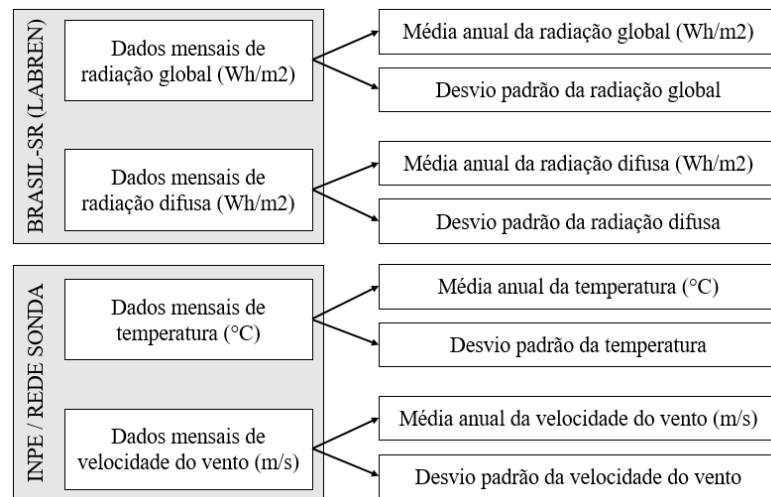


Figura 34: Resumo dos dados para as variáveis meteorológicas de cada cidade

Abaixo estão as médias e desvio padrão encontradas para cada capital brasileira para as quatro variáveis meteorológicas analisadas.

Tabela 6: Dados meteorológicos das capitais brasileiras

N	Cidade	Radiação Global (Wh/m ²)		Radiação Difusa (Wh/m ²)		Velocidade do vento (m/s)		Temperatura (°C)	
		Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
1	Aracajú	5495,83	929,11	2048,00	196,83	2,59	0,31	26,67	0,97
2	Belém	4800,00	370,81	2048,00	196,83	1,26	0,30	27,08	0,51
3	Belo Horizonte	5129,33	662,67	2032,17	486,02	1,46	0,10	22,23	1,65
4	Boa Vista	4886,75	348,66	2182,92	128,91	1,30	0,50	28,32	0,75
5	Brasília	5251,33	386,01	2087,67	452,07	1,95	0,41	21,64	1,18
6	Campo Grande	5030,92	794,09	1907,50	469,50	2,52	0,40	25,19	2,58
7	Cuiabá	5106,25	455,50	1941,42	430,73	0,74	0,12	25,88	1,94
8	Curitiba	4194,42	988,72	2021,83	563,73	2,25	0,22	17,93	2,85
9	Florianópolis	4067,92	989,05	1873,17	507,67	2,53	0,34	21,30	3,30
10	Fortaleza	5775,92	459,44	2052,25	174,80	2,89	0,68	27,18	0,44
11	Goiânia	5246,58	384,16	2030,08	443,78	1,04	0,12	24,86	1,24
12	João Pessoa	5530,00	664,70	2162,58	205,50	2,71	0,28	27,05	1,10
13	Macapá	4944,67	500,47	2073,92	199,87	1,88	0,72	27,58	0,93
14	Maceió	5523,00	859,41	2037,42	204,79	4,32	0,82	26,21	0,98
15	Manaus	4323,00	404,96	2206,75	225,60	1,02	0,09	27,77	0,91
16	Natal	5674,08	552,60	2144,08	208,85	3,81	0,60	26,75	0,98
17	Palmas	5218,08	321,63	2029,50	291,53	1,27	0,54	27,49	1,26
18	Porto Alegre	4430,42	1608,21	1775,83	482,84	2,17	0,28	20,00	4,09
19	Porto Velho	4479,83	293,14	2162,83	345,50	1,50	0,09	26,63	0,45
20	Recife	5461,42	724,37	2135,42	206,33	1,99	0,36	26,04	1,16
21	Rio Branco	4560,08	399,13	2149,75	352,70	1,10	0,14	25,55	0,85
22	Rio de Janeiro	4731,50	1019,61	1876,33	457,30	0,93	0,21	25,30	2,28
23	Salvador	5364,75	987,13	1979,42	253,27	1,30	0,08	25,42	1,35
24	São Luiz	5356,00	509,55	2065,33	131,65	2,12	0,58	27,15	0,52
25	São Paulo	4434,33	859,67	2001,83	546,39	2,60	0,20	20,63	2,36
26	Teresina	5571,50	540,41	2091,58	231,96	1,25	0,20	27,66	1,28
27	Vitória	4956,83	954,67	1905,42	398,07	2,05	0,47	25,00	1,86

A partir dos dados reunidos acima, utilizou-se o programa Minitab para uso da técnica de agrupamento. Para este caso, foi utilizada a técnica de agrupamento de observações completa a partir da distância euclidiana. Como a quantidade de grupos já estava definida (5 cidades), a técnica utilizada foi a de k-grupos ($k = 5$).

O dendrograma gerado pelo programa está exposto na Figura 35, sendo o eixo vertical o nível de similaridade. Também se detalha a divisão final das cidades em grupos na Tabela 7. Os números indicados ao lado do nome da cidade referem-se à coluna “N” da Tabela 6 e ao eixo horizontal da Figura 35.

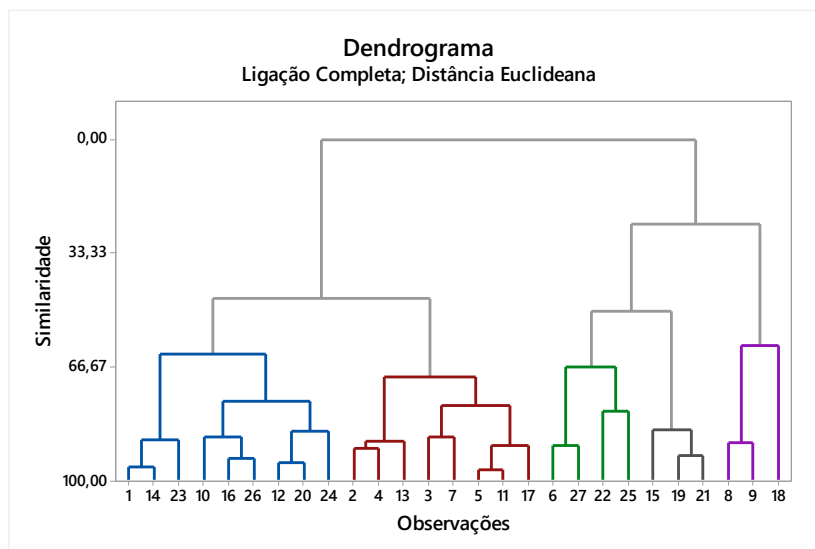


Figura 35: Dendrograma das capitais brasileiras

Tabela 7: Agrupamento das cidades brasileiras a partir dos dados meteorológicos

Grupo	Cidades
1	Aracajú (1), Fortaleza (10), João Pessoa (12), Maceió (14), Natal (16), Recife (20), Salvador (23), São Luiz (24), Teresina (26)
2	Belém (2), Belo Horizonte (3), Boa Vista (4), Brasília (5), Cuiabá (7), Goiânia (11), Macapá (13), Palmas (17)
3	Campo Grande (6), Rio de Janeiro (22), São Paulo (25), Vitória (27)
4	Manaus (15), Porto Velho (19), Rio Branco (21)
5	Curitiba (8), Florianópolis (9), Porto Alegre (18)

Os cinco grupos representam, na medida de similaridade proposta, os diferentes comportamentos climáticos do Brasil. De cada um deles, foi escolhida a cidade com maior concentração de população por questões de mercado e demanda para a geração distribuída de energia. Para cada uma destas cidades escolhidas, foi otimizada a orientação dos painéis de acordo com sua latitude, sendo calculado o ângulo de inclinação ótima de acordo com a Fórmula 7 e utilizada a orientação total do painel para o Norte (ângulo azimute 0° N).

Tabela 8: Cidades escolhidas e orientações dos painéis

Grupo	Cidades Escolhidas	Latitude ($^\circ$)	Inclinação ótima, β ($^\circ$)	Azimute ($^\circ$)
1	Salvador (23)	$-12,97^\circ$	13°	0° N
2	Brasília (5)	$-15,78^\circ$	15°	0° N
3	São Paulo (25)	$-23,55^\circ$	20°	0° N
4	Manaus (15)	$-3,10^\circ$	6°	0° N
5	Curitiba (8)	$-25,43^\circ$	21°	0° N

Sabendo-se que a inclinação de telhados pode variar de acordo com o projeto da residência, se considerará o uso de suportes na instalação dos painéis fotovoltaicos para adequação do ângulo de inclinação ou que estes estão sendo instalados em lajes, sem interferência de sombras.

Os comportamentos meteorológicos das cidades representativas escolhidas estão expostos nas figuras abaixo.

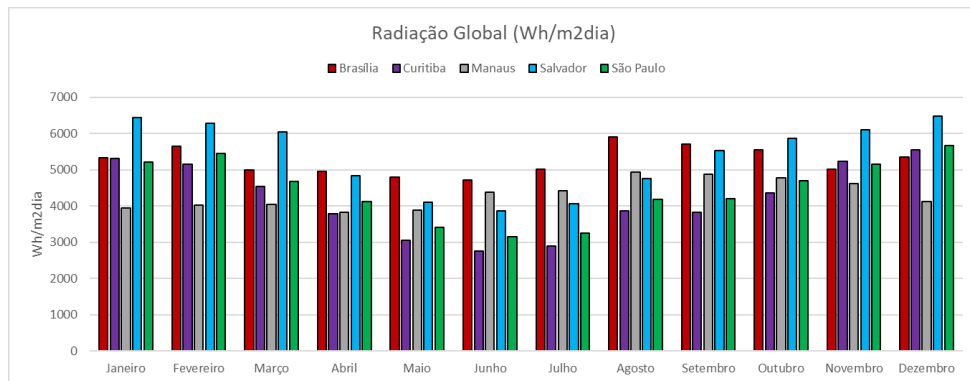


Figura 36: Radiação global das cidades escolhidas

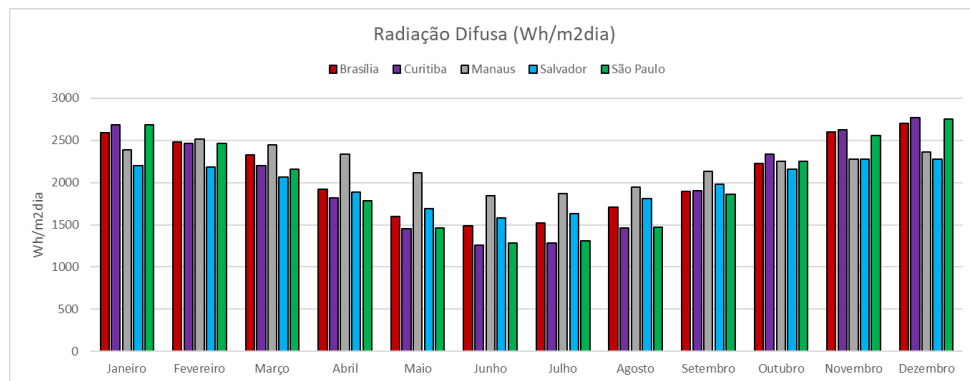


Figura 37: Radiação difusa das cidades escolhidas

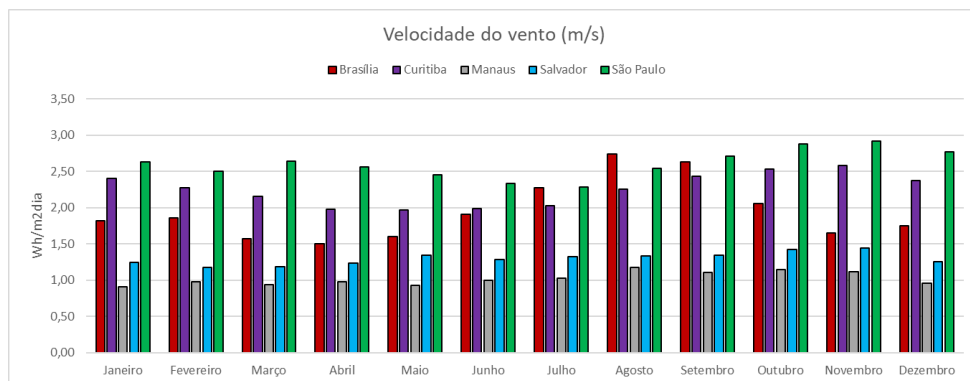


Figura 38: Velocidade do vento das cidades escolhidas

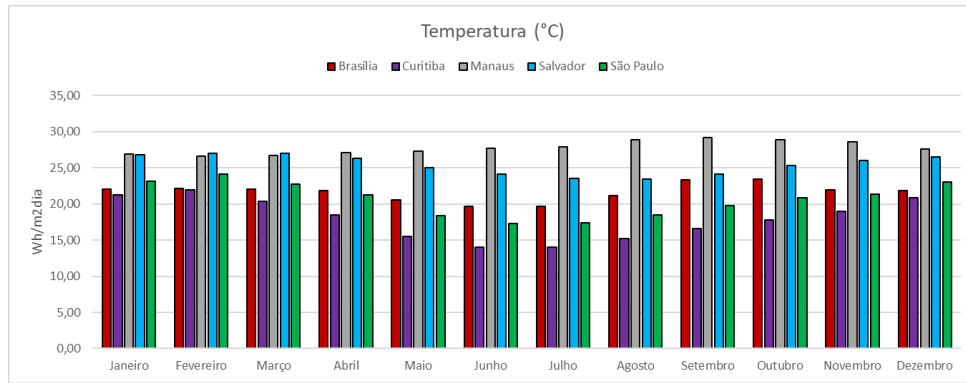


Figura 39: Temperatura das cidades escolhidas

Pode-se observar que Salvador é a cidade com maior radiação global horizontal média anual, quase empatada com Brasília. Essas duas cidades estão em zonas de elevada radiação no Brasil. Manaus, apesar de ser a cidade mais próxima da Linha do Equador, está entre as cidades com menor nível de radiação global devido à Zona de Convergência Intertropical na região Amazônica que faz com que haja muita precipitação e dias nublados nessa região, o que diminui a radiação global recebida pelos painéis e aumenta a radiação difusa (é a cidade com maior nível de radiação difusa).

Já quando se analisa a temperatura, as cidades mais próximas da Linha do Equador possuem temperaturas médias anuais muito superiores às outras cidades, principalmente quando comparadas com as da região Sul e Sudeste. Também possuem menores desvios padrão porque os efeitos das estações do ano são pouco sentidos mais ao norte do país, fazendo com que os valores sejam mais constantes ao longo do ano.

6.5. Definição dos experimentos

Das seções anteriores deste capítulo, pode-se reunir os níveis definidos para cada um dos fatores a serem analisados, conforme descrito na Tabela 9.

Tabela 9: Fatores e níveis considerados

Fator	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 4	Nível 5
Cidades	Salvador	Brasília	São Paulo	Manaus	Curitiba
Tecnologia do painel	Silício Amorfo	Silício Monocristalino	Silício Policristalino	-	-
Potência dos painéis	360 W	400 W	-	-	-
Inversor	Único	Por <i>string</i>	-	-	-

Sendo assim, para o experimento fatorial ser completo, o total de simulações a serem realizadas será:

$$Total\ de\ simulações = 2^2 \cdot 3 \cdot 5 = 60\ simulações$$

É importante lembrar que como o experimento se trata de simulações computacionais, não se faz necessário a aleatorização e a repetição dos experimentos, uma vez que ao se configurar os mesmos parâmetros de entrada no sistema, o resultado será sempre o mesmo.

A seguir, estão descritas todos as simulações realizadas bem como a ordem em que foram feitas:

Tabela 10: Simulações realizadas

N	Cidade	Tecnologia	Potência painel FV	Inversor
1	Salvador	Amorfo	360 Wp	Único
2	Salvador	Amorfo	360 Wp	Por string
3	Salvador	Amorfo	400 Wp	Único
4	Salvador	Amorfo	400 Wp	Por string
5	Salvador	Monocristalino	360 Wp	Único
6	Salvador	Monocristalino	360 Wp	Por string
7	Salvador	Monocristalino	400 Wp	Único
8	Salvador	Monocristalino	400 Wp	Por string
9	Salvador	Policristalino	360 Wp	Único
10	Salvador	Policristalino	360 Wp	Por string
11	Salvador	Policristalino	400 Wp	Único
12	Salvador	Policristalino	400 Wp	Por string
13	Brasília	Amorfo	360 Wp	Único
14	Brasília	Amorfo	360 Wp	Por string
15	Brasília	Amorfo	400 Wp	Único
16	Brasília	Amorfo	400 Wp	Por string
17	Brasília	Monocristalino	360 Wp	Único
18	Brasília	Monocristalino	360 Wp	Por string
19	Brasília	Monocristalino	400 Wp	Único
20	Brasília	Monocristalino	400 Wp	Por string
21	Brasília	Policristalino	360 Wp	Único
22	Brasília	Policristalino	360 Wp	Por string
23	Brasília	Policristalino	400 Wp	Único
24	Brasília	Policristalino	400 Wp	Por string
25	São Paulo	Amorfo	360 Wp	Único
26	São Paulo	Amorfo	360 Wp	Por string
27	São Paulo	Amorfo	400 Wp	Único
28	São Paulo	Amorfo	400 Wp	Por string
29	São Paulo	Monocristalino	360 Wp	Único
30	São Paulo	Monocristalino	360 Wp	Por string
31	São Paulo	Monocristalino	400 Wp	Único
32	São Paulo	Monocristalino	400 Wp	Por string
33	São Paulo	Policristalino	360 Wp	Único
34	São Paulo	Policristalino	360 Wp	Por string
35	São Paulo	Policristalino	400 Wp	Único

36	São Paulo	Policristalino	400 Wp	Por string
37	Manaus	Amorfo	360 Wp	Único
38	Manaus	Amorfo	360 Wp	Por string
39	Manaus	Amorfo	400 Wp	Único
40	Manaus	Amorfo	400 Wp	Por string
41	Manaus	Monocristalino	360 Wp	Único
42	Manaus	Monocristalino	360 Wp	Por string
43	Manaus	Monocristalino	400 Wp	Único
44	Manaus	Monocristalino	400 Wp	Por string
45	Manaus	Policristalino	360 Wp	Único
46	Manaus	Policristalino	360 Wp	Por string
47	Manaus	Policristalino	400 Wp	Único
48	Manaus	Policristalino	400 Wp	Por string
49	Curitiba	Amorfo	360 Wp	Único
50	Curitiba	Amorfo	360 Wp	Por string
51	Curitiba	Amorfo	400 Wp	Único
52	Curitiba	Amorfo	400 Wp	Por string
53	Curitiba	Monocristalino	360 Wp	Único
54	Curitiba	Monocristalino	360 Wp	Por string
55	Curitiba	Monocristalino	400 Wp	Único
56	Curitiba	Monocristalino	400 Wp	Por string
57	Curitiba	Policristalino	360 Wp	Único
58	Curitiba	Policristalino	360 Wp	Por string
59	Curitiba	Policristalino	400 Wp	Único
60	Curitiba	Policristalino	400 Wp	Por string

7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir, serão detalhados os resultados originados das simulações em PVsyst e as análises feitas com auxílio do programa Minitab. A análise será feita partindo do estudo dos efeitos dos fatores sobre as variáveis de saída e logo em seguida se determinará uma configuração ótima considerando cada uma das cidades individualmente.

Por fim, se propõe um *framework* para otimização de sistemas fotovoltaicos a partir de simulações e planejamento experimental originado do método utilizado nesse trabalho.

7.1. Resultados das simulações

As variáveis analisadas para comparação entre as simulações foram, conforme definidas no tópico 4.2:

- E_{ARRAY} : Energia média logo após os painéis fotovoltaicos, em corrente contínua (kWh);
- E_{GRID} : Energia injetada na rede elétrica, após o inversor, em corrente alternada (kWh);
- PR: Rendimento do sistema.
- Y_R : Índice de produção de referência (kWh/m²dia);
- L_C : Perdas no campo fotovoltaico;
- Y_A : Índice de produção no campo fotovoltaico (kWh/kWp/dia);
- L_S : Perdas no resto do sistema;
- Y_F : Índice de produção normal (kWh/kWp/dia).

Tabela 11: Resultado das simulações

Simulação	E_{ARRAY} (kWh)	E_{GRID} (kWh)	PR	Y_R (kWh/m ² dia)	L_C	Y_A (kWh/kWp/dia)	L_S	Y_F (kWh/kWp/dia)
1	6024,5	5665,9	0,788	5,47	0,889	4,58	0,273	4,31
2	6031,8	5759,9	0,801	5,47	0,884	4,59	0,207	4,38
3	6128,5	5767,3	0,802	5,47	0,81	4,66	0,275	4,39
4	6139,7	5595,3	0,778	5,47	0,801	4,67	0,414	4,26
5	5815,2	5608,9	0,78	5,47	1,048	4,43	0,157	4,27
6	5815,2	5555,3	0,772	5,47	1,048	4,43	0,198	4,23
7	5729,2	5523,4	0,768	5,47	1,114	4,36	0,157	4,2
8	5729,1	5228,8	0,727	5,47	1,114	4,36	0,381	3,98
9	5749,7	5546,6	0,771	5,47	1,098	4,38	0,155	4,22
10	5738	5481,8	0,762	5,47	1,107	4,37	0,195	4,17
11	6033,3	5824,1	0,81	5,47	0,882	4,59	0,159	4,43

12	6033,1	5502,8	0,765	5,47	0,883	4,59	0,404	4,19
13	6114,2	5753,1	0,796	5,5	0,849	4,65	0,275	4,38
14	6135,1	5857,2	0,81	5,5	0,833	4,67	0,211	4,46
15	6217,7	5854	0,81	5,5	0,77	4,73	0,277	4,46
16	6241,6	5684,5	0,786	5,5	0,752	4,75	0,424	4,33
17	5888,3	5681,1	0,786	5,5	1,021	4,48	0,158	4,32
18	5888,3	5624,5	0,778	5,5	1,021	4,48	0,201	4,28
19	5806,1	5599,5	0,775	5,5	1,083	4,42	0,157	4,26
20	5806	5296,2	0,733	5,5	1,083	4,42	0,388	4,03
21	5825,8	5621,8	0,778	5,5	1,068	4,43	0,155	4,28
22	5825,8	5565,1	0,77	5,5	1,068	4,43	0,198	4,24
23	6102,9	5892,8	0,815	5,5	0,857	4,64	0,16	4,48
24	6102,6	5563,2	0,769	5,5	0,858	4,64	0,411	4,23
25	5273,1	4942,4	0,795	4,73	0,718	4,01	0,252	3,76
26	5285,8	5041,3	0,811	4,73	0,708	4,02	0,186	3,84
27	5376,2	5043,1	0,811	4,73	0,64	4,09	0,253	3,84
28	5391,8	4906,1	0,789	4,73	0,628	4,1	0,37	3,73
29	5167,3	4980,9	0,801	4,73	0,799	3,93	0,142	3,79
30	5167,3	4930,3	0,793	4,73	0,799	3,93	0,18	3,75
31	5106,4	4920,5	0,791	4,73	0,845	3,89	0,142	3,74
32	5106,4	4650,9	0,748	4,73	0,845	3,89	0,347	3,54
33	5126,1	4942,7	0,795	4,73	0,83	3,9	0,14	3,76
34	5126,1	4891,2	0,787	4,73	0,83	3,9	0,179	3,72
35	5338	5149,5	0,828	4,73	0,669	4,06	0,143	3,92
36	5337,7	4859,9	0,782	4,73	0,669	4,06	0,364	3,7
37	4760,3	4445,5	0,779	4,35	0,723	3,62	0,24	3,38
38	4757,6	4533,4	0,794	4,35	0,725	3,62	0,171	3,45
39	4857,4	4540,2	0,795	4,35	0,649	3,7	0,241	3,46
40	4861,4	4422,4	0,775	4,35	0,646	3,7	0,334	3,37
41	4594,5	4414,9	0,773	4,35	0,849	3,5	0,137	3,36
42	4594,5	4377,9	0,767	4,35	0,849	3,5	0,165	3,33
43	4527,4	4347,9	0,761	4,35	0,9	3,45	0,137	3,31
44	4527,3	4120	0,722	4,35	0,9	3,45	0,31	3,14
45	4545,6	4368,6	0,765	4,35	0,886	3,46	0,135	3,32
46	4545,6	4331,2	0,759	4,35	0,886	3,46	0,163	3,3
47	4764,5	4583,2	0,803	4,35	0,719	3,63	0,138	3,49
48	4764,2	4334,7	0,759	4,35	0,72	3,63	0,327	3,3
49	4997,3	4677,1	0,798	4,46	0,66	3,8	0,244	3,56
50	5015,7	4778,3	0,815	4,46	0,646	3,82	0,181	3,64
51	5096	4773,4	0,814	4,46	0,585	3,88	0,246	3,63
52	5117,2	4648,4	0,793	4,46	0,569	3,89	0,357	3,54
53	4916,6	4735	0,807	4,46	0,721	3,74	0,138	3,6
54	4916,6	4686	0,799	4,46	0,721	3,74	0,175	3,57
55	4863,6	4682,5	0,798	4,46	0,762	3,7	0,138	3,56
56	4863,5	4422	0,754	4,46	0,762	3,7	0,336	3,37
57	4881,5	4702,8	0,802	4,46	0,748	3,72	0,136	3,58
58	4881,5	4652,8	0,793	4,46	0,748	3,72	0,174	3,54
59	5072,5	4889	0,834	4,46	0,603	3,86	0,14	3,72
60	5072,2	4610,2	0,786	4,46	0,603	3,86	0,352	3,51

7.2. Análise dos resultados

Ao se calcular a análise de variância das oito respostas do sistema, constatou-se que os valores das somas quadráticas e as médias quadráticas () para interações de três e quatro fatores possuíam valores muito baixos (valores de soma quadrática aproximadamente 8.000 vezes menor para interações de quatro fatores e 2.000 vezes menor para interações de dois fatores em relação as somas quadráticas dos efeitos principais), indicando que não são significantes. Sendo assim, optou-se pela repetição do cálculo no programa estatístico considerando apenas a interação de até dois fatores, sendo as demais interações de graus de ordem superior tratadas como resíduos (Tabela 12 e Tabela 13).

Tabela 12: Somas quadráticas (SQ) da ANOVA

	E _{ARRAY}	E _{GRID}	PR	Y _R	Y _A	Y _F	L _C	L _S
Modelo	17182435	15825899	0,030881	14,5186	9,89609	9,15017	1,36756	0,485722
Linear	16897609	15296588	0,018579	14,5186	9,73467	8,84376	1,2028	0,326858
Cidades	16144545	14795426	0,006657	14,5186	9,30824	8,5555	0,76718	0,017015
Tecnologia	630553	275175	0,006498	0	0,35553	0,16262	0,36484	0,051844
Potência Painéis	122275	14036	0,000346	0	0,07073	0,00771	0,07066	0,127052
Inversor	236	211951	0,005078	0	0,00017	0,11793	0,00013	0,130947
Interações de 2 fatores	284826	529310	0,012302	0	0,16142	0,30642	0,16476	0,158864
Cidades*Tecnologia	45203	38043	0,000624	0	0,02604	0,02271	0,02612	0,000256
Cidades*Potência	1328	442	0,000011	0	0,00066	0,00053	0,00079	0,001182
Painéis								
Cidades*Inversor	125	3322	0,000012	0	0,00008	0,00211	0,00008	0,002245
Tecnologia*Potência	237505	211958	0,005032	0	0,1342	0,12254	0,13739	0,000467
Painéis								
Tecnologia*Inversor	650	68581	0,001655	0	0,00044	0,03882	0,00039	0,032403
Potência	14	206965	0,004969	0	0	0,11971	0,00001	0,122311
Painéis*Inversor								
Erro	7167	8975	0,000074	0	0,00447	0,00506	0,00411	0,001453
Total	17189602	15834874	0,030955	14,5186	9,90056	9,15523	1,37168	0,487175

Tabela 13: Médias quadráticas (QM) da ANOVA

	E _{ARRAY}	E _{GRID}	PR	Y _R	Y _A	Y _F	L _C	L _S
Modelo	592498	545721	0,001065	0,50064	0,34124	0,31552	0,047157	0,016749
Linear	2112201	1912074	0,002322	1,81482	1,21683	1,10547	0,15035	0,040857
Cidades	4036136	3698856	0,001664	3,62964	2,32706	2,13888	0,191795	0,004254
Tecnologia	315277	137588	0,003249	0	0,17777	0,08131	0,182418	0,025922
Potência Painéis	122275	14036	0,000346	0	0,07073	0,00771	0,070658	0,127052
Inversor	236	211951	0,005078	0	0,00017	0,11793	0,000132	0,130947
Interações de 2 fatores	13563	25205	0,000586	0	0,00769	0,01459	0,007846	0,007565
Cidades*Tecnologia	5650	4755	0,000078	0	0,00325	0,00284	0,003265	0,000032
Cidades*Potência	332	111	0,000003	0	0,00016	0,00013	0,000197	0,000295
Painéis								
Cidades*Inversor	31	830	0,000003	0	0,00002	0,00053	0,000019	0,000561

Tecnologia*Potência Painéis	118752	105979	0,002516	0	0,0671	0,06127	0,068693	0,000234
Tecnologia*Inversor Potência Painéis*Inversor	325	34290	0,000827	0	0,00022	0,01941	0,000193	0,016202
Erro	14	206965	0,004969	0	0	0,11971	0,000007	0,122311
Total	239	299	0,000002	0	0,00015	0,00017	0,000137	0,000048

A análise para cada um dos resultados será feita principalmente através da interpretação dos gráficos de interação.

7.2.1. Energia produzida em corrente contínua (E_{ARRAY})

A primeira resposta analisada é a energia produzida (kWh) pelos painéis fotovoltaicos, ou seja, a energia produzida em CC. A partir da Figura 40 pode-se ver que o inversor não tem influência na variável E_{ARRAY} , uma vez que ela é uma medida que se dá antes desse componente.

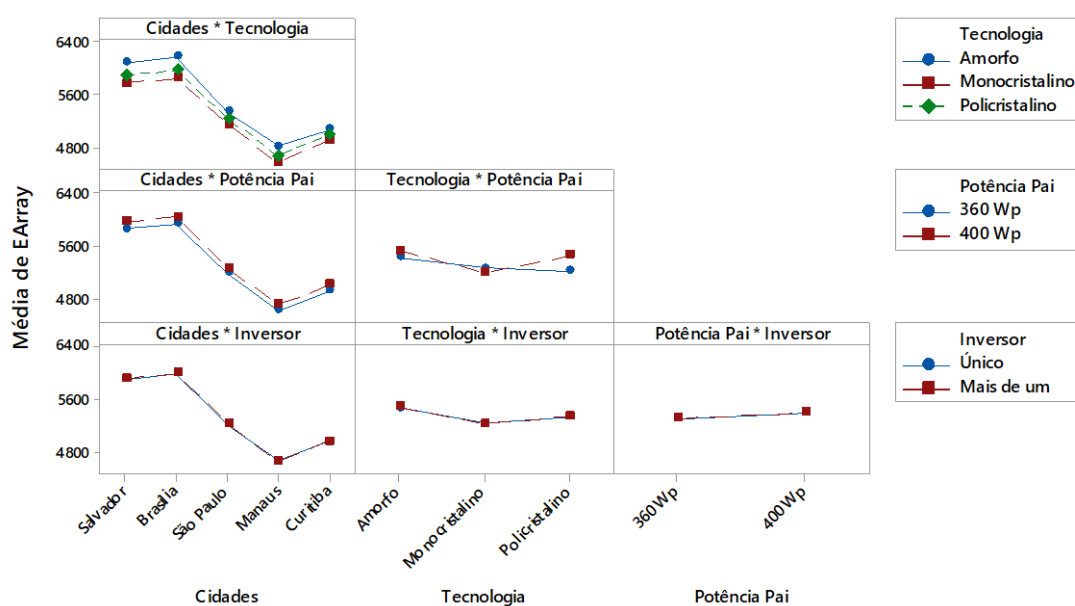


Figura 40: Gráfico de interação com médias ajustadas para E_{ARRAY} (Autoria própria)

Observa-se também que a cidade (localização geográfica) tem bastante influência na energia produzida pelos painéis, uma vez que é diretamente proporcional à energia de radiação recebida por eles. Na Figura 40, no gráfico de interação entre cidade e tecnologia, observa-se uma diferença na geração de energia a partir do distanciamento das linhas que representam a tecnologia do painel.

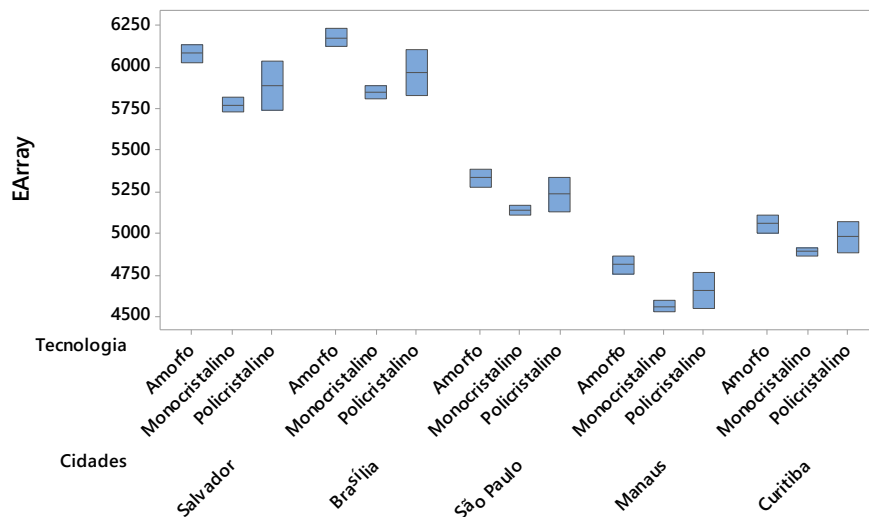


Figura 41: Boxplot para E_{ARRAY} para os fatores cidade e tecnologia (Autoria própria)

Na Figura 41, pode-se perceber que além da média ser mais alta em todos os casos, a tecnologia de silício amorfo também apresentou menor dispersão dos dados de energia produzida em corrente contínua do que os dados para tecnologia de silício policristalino (segunda maior média em todas as cidades). A tecnologia de silício monocristalino, por outro lado, apesar da média mais baixa entre as tecnologias, apresentou a menor dispersão dos dados, mostrando-se uma tecnologia mais consistente.

A Figura 40 deixa claro que o fator cidade é que mais influenciou o resultado. Também pode-se comprovar isso na tabela de análise de variância gerada (ver Anexos) onde a soma quadrática desse valor principal é a maior e cerca de 25 vezes superior que o segundo fator mais influente, a tecnologia. A potência dos painéis (360W ou 400W) não mostraram grande influência.

7.2.2. Energia injetada na rede elétrica (E_{GRID})

Talvez a resposta mais importante de um sistema fotovoltaico seja a energia produzida em CA, ou seja, a energia útil que pode ser aproveitada para o abastecimento de energia doméstico ou injetada na rede elétrica. Essa é a energia após a saída do inversor. A seguir, então os gráficos de interação e de efeitos principais para E_{GRID} (Figura 42).

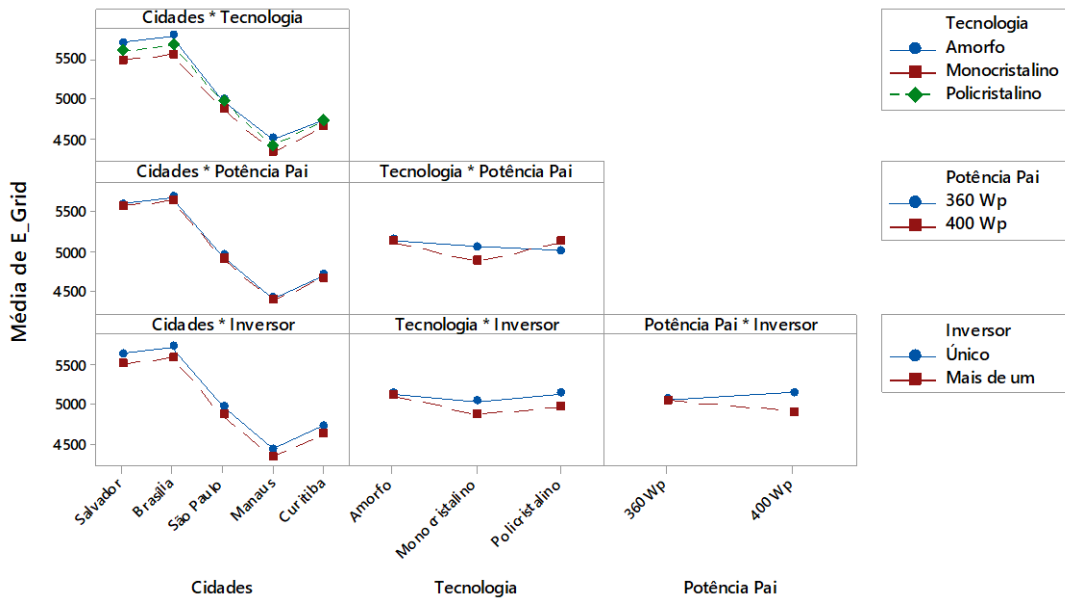


Figura 42: Gráfico de interação com médias ajustadas para E_Grid (Autoria própria)

A energia produzida em corrente alternada (CA) já é levemente influenciada pela quantidade de inversores utilizados no sistema, sendo a média ajustada para os casos de um único inversor um pouco maior do que para os casos em que haviam mais de um inversor.

No gráfico da Figura 42, além da forte influência da localização, pode-se perceber o cruzamento das linhas na interação entre a tecnologia e a potência do painel, onde parece ser que para o caso da tecnologia amorfa não houve diferença em relação a energia produzida pelo sistema com painéis de 360W ou de 400W. Enquanto que para a tecnologia monocristalina os casos com painéis de 360W (ou seja, mais painéis de menores potências) produziram mais energia, para a tecnologia policristalina o inverso ocorreu (produziram mais os casos com painéis de 400W).

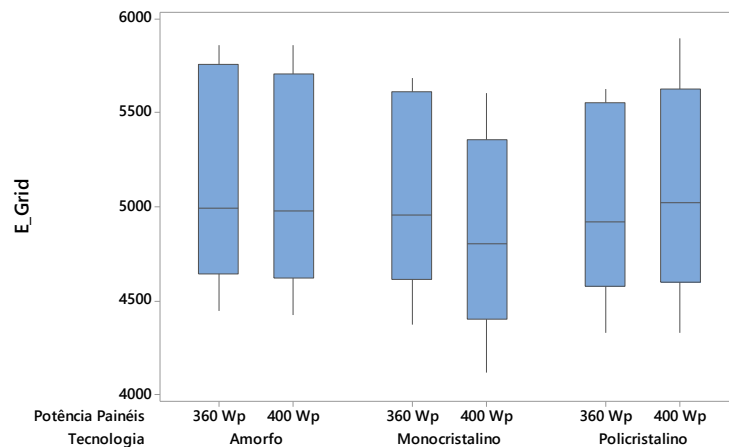


Figura 43: Boxplot para E_Grid para os fatores potência e tecnologia (Autoria própria)

Na Figura 43 pode-se observar que as energias produzidas pelos painéis da tecnologia de silício amorfo possuem médias muito próximas. A tecnologia de silício cristalino, por outro lado, apresentou uma diferença entre as médias de 180,31 kWh (5059,48 kWh para os painéis de 360W, contra 4879,17 kWh para os painéis de 400W). Apesar de visivelmente ser pequena, essa diferença pode ajudar no *payback* do investimento de instalação do sistema fotovoltaico, uma vez que essa energia a mais é produzida todo ano e ao se considerar a vida útil do sistema gera um montante considerável de economia.

Como visto nas Figura 40 e Figura 42, o impacto da localização geográfica é o mais significativo. A Figura 44 reúne histogramas de geração de energia elétrica em corrente alterna (ou seja, energia útil) para cada uma das cidades.

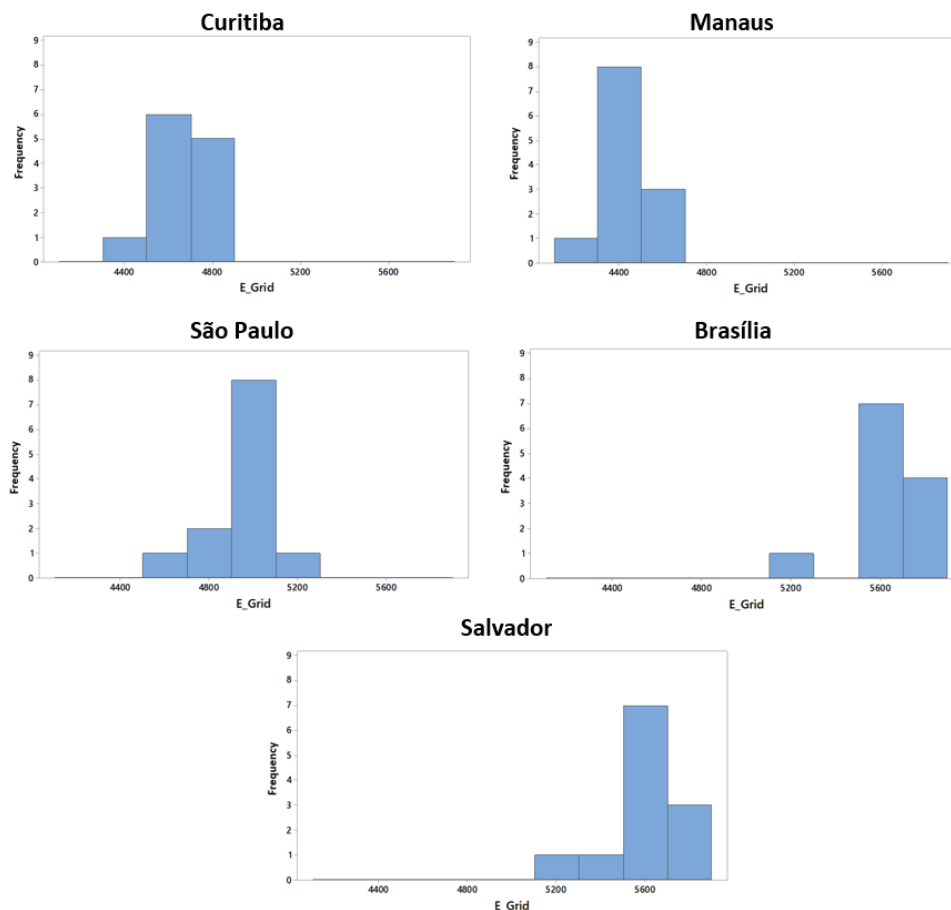


Figura 44: Histograma para EGRID para cada cidade (Autoria própria)

Como se pode observar, quanto mais à esquerda estiver o pico dos valores, mais energia os sistemas simulados produziram para essas cidades. Esperava-se que quanto mais próximas estão as cidades da Linha do Equador, maior energia os sistemas produziram devido ao maior nível de radiação e menor efeito de sazonalidade das estações do ano. Porém, a cidade de

Manaus, tendo a menor latitude de todos os casos, não seguiu essa ordem, apresentando comportamento semelhante aos sistemas instalados em Curitiba, na região Sul do Brasil, com maior latitude entre os casos.

Esse efeito pode ser explicado pela elevada quantidade de dias chuvosos na cidade durante o ano devido a Zona de Convergência Intertropical, fazendo com que a radiação difusa seja uma das maiores (Figura 37), enquanto que a radiação global (Figura 36), uma das menores, sendo esta última a mais útil para produção fotovoltaica. Além disso, possui elevadas temperaturas (Figura 39) durante todo o ano, o que deve aumentar a perda energética do sistema.

Brasília e Salvador apresentaram os melhores resultados para geração de energia, sendo a primeira cidade a que apresentou maior média de geração de energia útil (5666 kWh) entre as duas.

7.2.3. Rendimento global (PR)

Como dito anteriormente, o PR é o rendimento global do sistema, e representa a eficiência de geração de energia a partir de uma potência instalada. A seguir, está representado o gráfico de interação (Figura 45) para a saída PR.

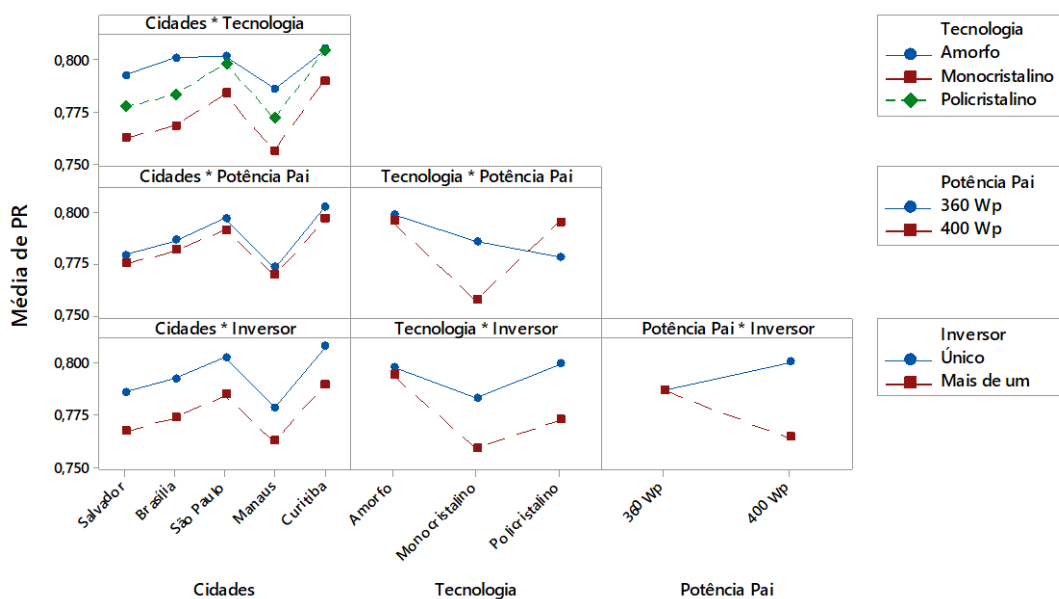


Figura 45: Gráfico de interação com médias ajustadas para PR (Autoria própria)

O primeiro a se observar é que o fator cidade, assim como que para a resposta “energia”, continua sendo de grande influência para o PR, porém o comportamento dos valores mudam. Como se pode observar na Figura 46, as cidades de São Paulo e Curitiba apresentaram as melhores médias de eficiência e menor dispersão dos dados. Essas duas cidades mostraram estar abaixo da média de geração de energia para todos os casos do experimento, juntamente com Manaus. Elas possuem elevado PR devido a temperaturas médias mais baixas entre as cidades analisadas, como se pode comprovar na Figura 39. As temperaturas mais amenas fazem com que o sistema perca menos energia por condução ou outras formas de transferência de calor, aumentando a eficiência do sistema (melhor aproveitamento da radiação na conversão em energia elétrica).

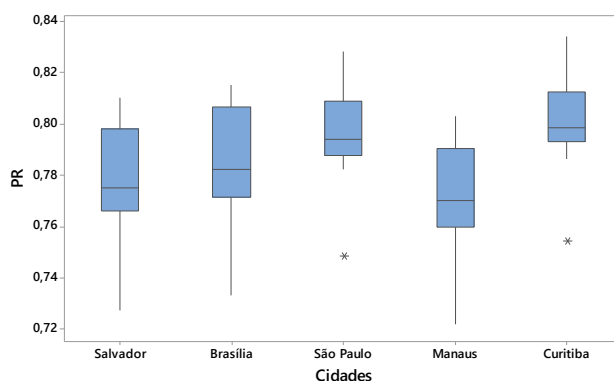


Figura 46: Boxplot para PR para o fator cidade (Autoria própria)

Novamente, os fatores tecnologia e potência do painel mostraram significância ao analisar suas interações. Enquanto que para a tecnologia monocristalina os sistemas com painéis de 360W mostraram melhor PR, os sistemas com a tecnologia policristalina mostraram-se mais eficientes com os painéis de 400W. Os de tecnologia de silício amorfo não mostraram diferença significativa na eficiência com a variação da potência nominal do painel. Além disso, é possível notar que em todos os casos os sistemas com painéis de potência 400W mostraram resultados mais dispersos do que os com painéis de 360W (Figura 47).

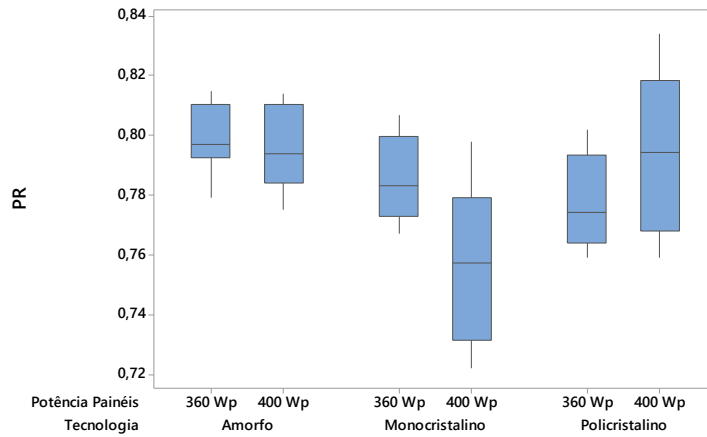


Figura 47: Boxplot para PR para os fatores tecnologia e potência do painel (Autoria própria)

Também se pode observar na última linha de gráficos de interação e no gráfico de efeitos principais que a configuração de inversores também influencia significativamente. A Figura 48 mostra que os sistemas que foram configurados com apenas um inversor possuíam melhor rendimento do que os que possuíam mais de um inversor distribuídos por strings.

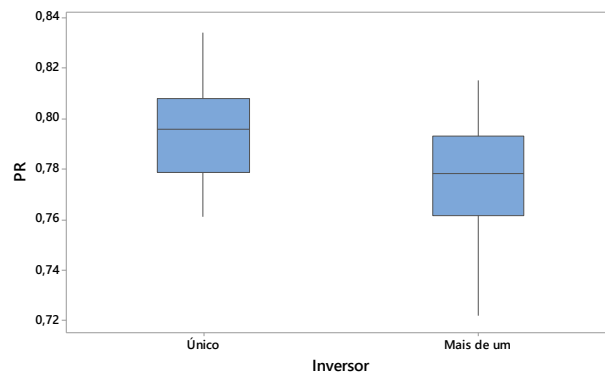


Figura 48: Boxplot para PR para o fator inversor (Autoria própria)

O PR é um importante indicador de validação do sistema e deseja-se que seja o mais alto possível. Na Figura 49 pode-se ver os rendimentos globais de todas as 60 simulações feitas. A média está em torno dos 78,51% com dispersão de 2,29% o que indica um ótimo resultado. Com isso, pode-se concluir que todos os sistemas desenhados e simulados possuem eficiência suficiente para serem considerados a uma instalação real.

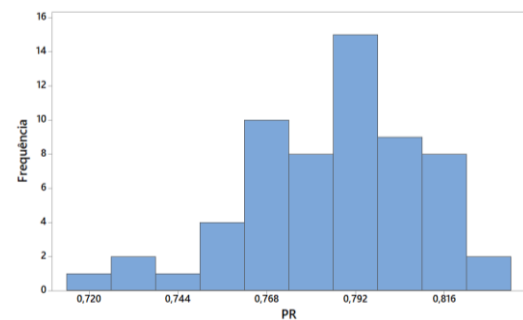


Figura 49: Histograma para PR

7.2.4. Índice de produção de referência (Y_R)

O índice de produção de referência (Y_R) relaciona a radiação recebida pelos módulos fotovoltaicos com a irradiância de referência em condições padrões de teste (STC, *Standard Test Conditions*) de 1000 W/m^2 , o que significa que esta saída depende exclusivamente das condições meteorológicas das localizações geográficas. O gráfico de interações (Figura 50) deixa clara esta influência.

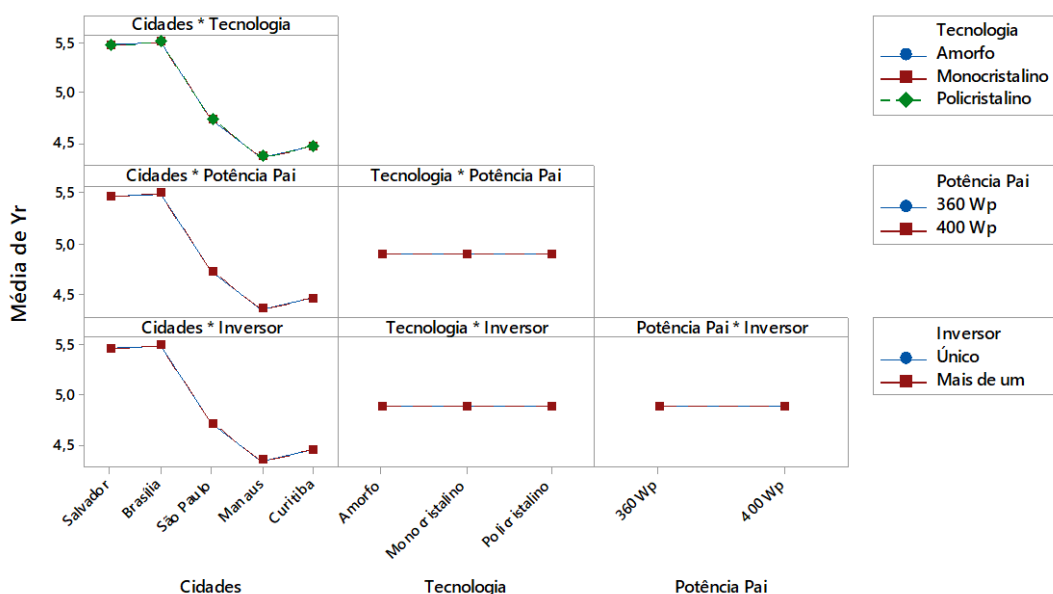


Figura 50: Gráfico de interação com médias ajustadas para Y_R (Autoria própria)

O comportamento do gráfico de linha para o efeito principal do fator cidade para a resposta Y_R possui o mesmo formato que para as respostas de energias (E_{ARRAY} e E_{GRID}).

7.2.5. Índice de produção do campo fotovoltaico (Y_A)

O índice de produção do campo fotovoltaico (Y_A) é um indicador de produtividade que compara a energia produzida em corrente contínua pela potência instalada do sistema. Sendo assim, todos os componentes após a saída dos módulos fotovoltaicos não terão influência sobre esse indicador (no caso, o Inversor). Abaixo está o gráfico de interação (Figura 51) para o Y_A .

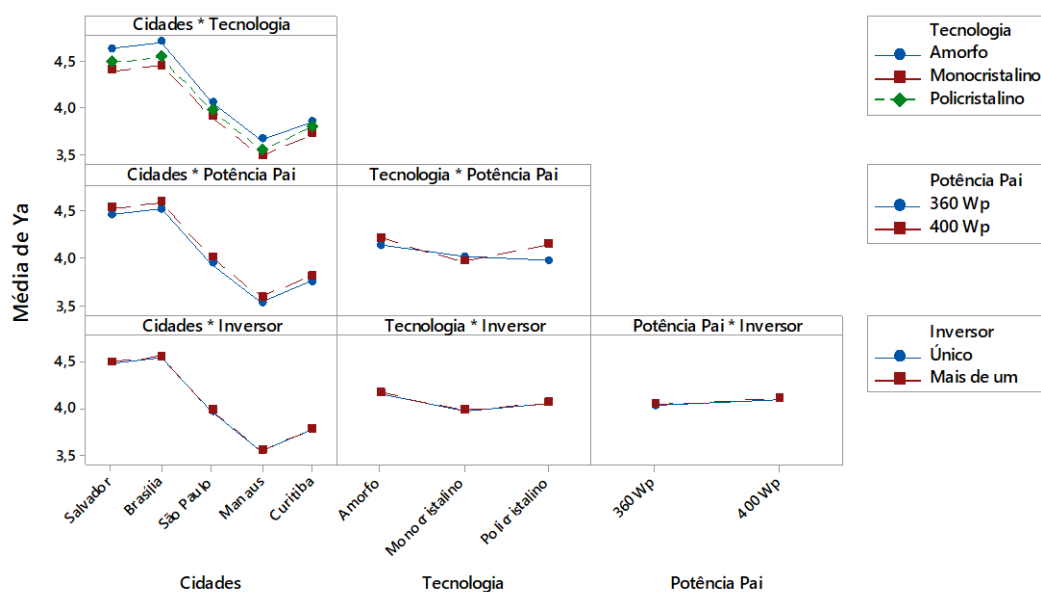


Figura 51: Gráfico de interação com médias ajustadas para Y_A (Autoria própria)

Além da localização geográfica que sempre tem mostrado significativa influência no resultado, também se observa alguma influência da tecnologia do painel. O Y_A é um bom indicador para comparar as tecnologias e a Figura 52 mostra o boxplot desse índice para cada uma delas. Pode-se concluir que o silício amorfo possui um índice um pouco superior às de tecnologia cristalina, comparando-se as médias. Ao se considerar todos os dados (dispersão) a diferença pode ser um pouco maior. Os módulos de tecnologia cristalina (mono e policristalino) apresentaram tanto médias como dispersão de valores muito semelhantes.

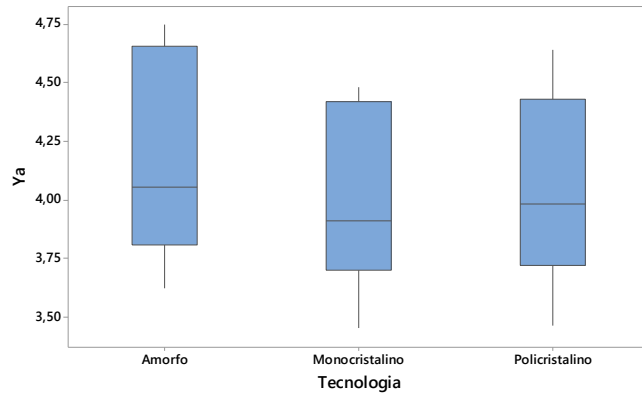


Figura 52: Boxplot para Y_A para o fator tecnologia (Autoria própria)

7.2.6. Índice de produção normal (Y_F)

O índice de produção normal (Y_F) é semelhante ao índice de produção fotovoltaico (Y_A), porém ao invés de considerar a energia produzida em corrente contínua (CC) à saída dos painéis fotovoltaicos, considera a energia em corrente alternada (CA), ou seja, inclui a perda da transformação feita no inversor. Abaixo o gráfico de interação (Figura 53) com médias ajustadas do Y_F .

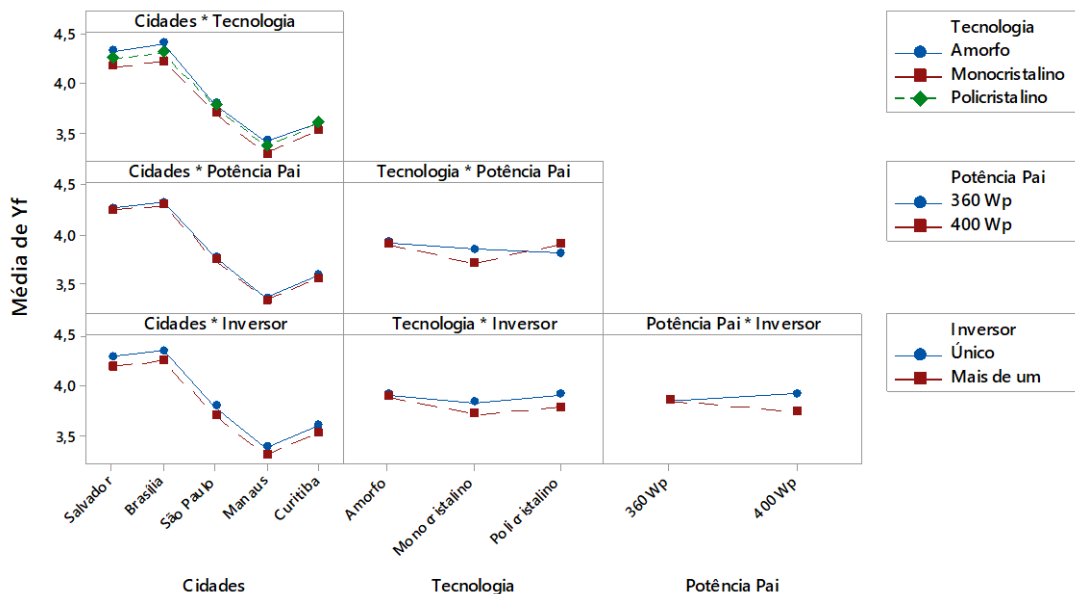


Figura 53: Gráfico de interação com médias ajustadas para Y_F (Autoria própria)

Apesar da adição do inversor no cálculo de produtividade do sistema, as duas situações comparadas de inversores não mostraram relevância significativa, como se pode comprovar na Figura 54.

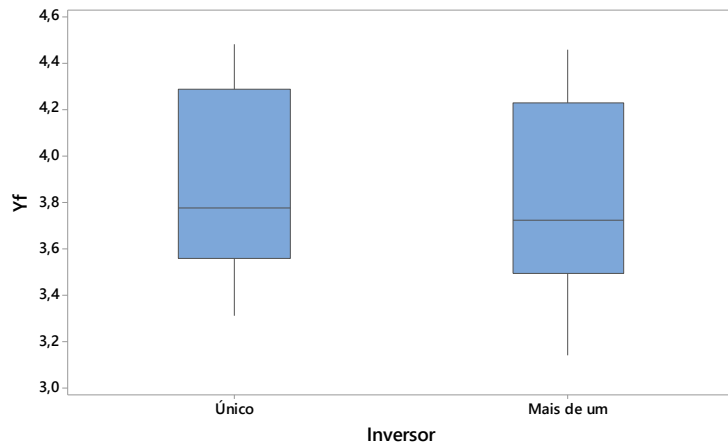


Figura 54: Boxplot para Y_f para o fator inversor

7.2.7. Perdas no campo fotovoltaico (L_C)

As perdas no campo fotovoltaico (L_C) são importantes para saber se o sistema perde mais ou menos energia entre o painel solar e o inversor, ou seja, contabiliza a perda de energia por temperatura, condução elétrica e outros. É interessante de serem medidos por temas práticos como gestão da manutenção do sistema uma vez que sistemas com muitas perdas tendem a requerer mais cuidados. O gráfico de interação (Figura 55) está exposto abaixo.

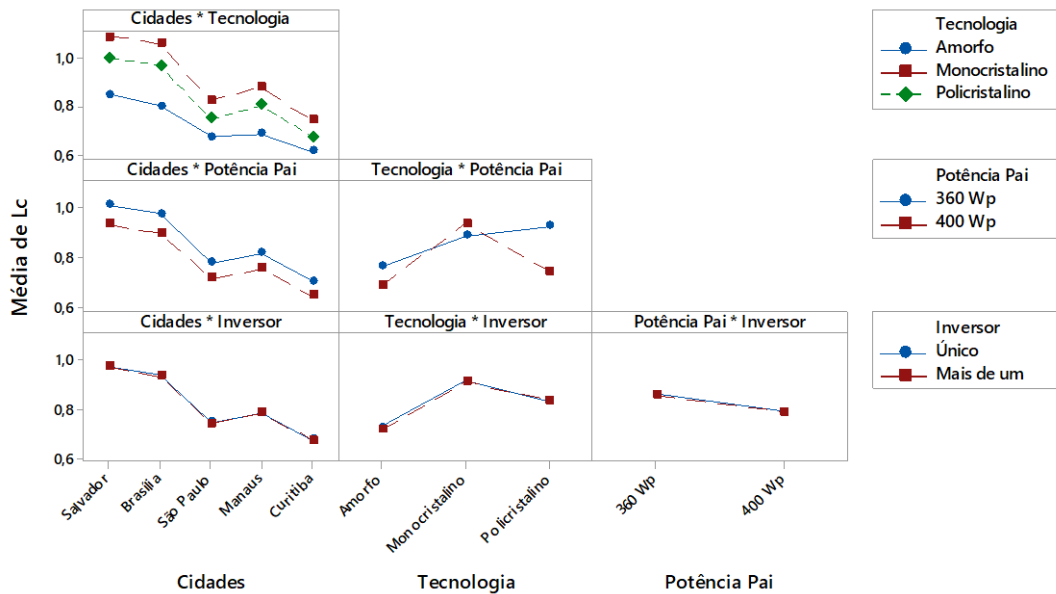


Figura 55: Gráfico de interação com médias ajustadas para L_C (Autoria própria)

Tanto no gráfico de interação quanto no gráfico de efeitos principais se pode observar que os fatores cidade e tecnologia tem grande influência nas perdas.

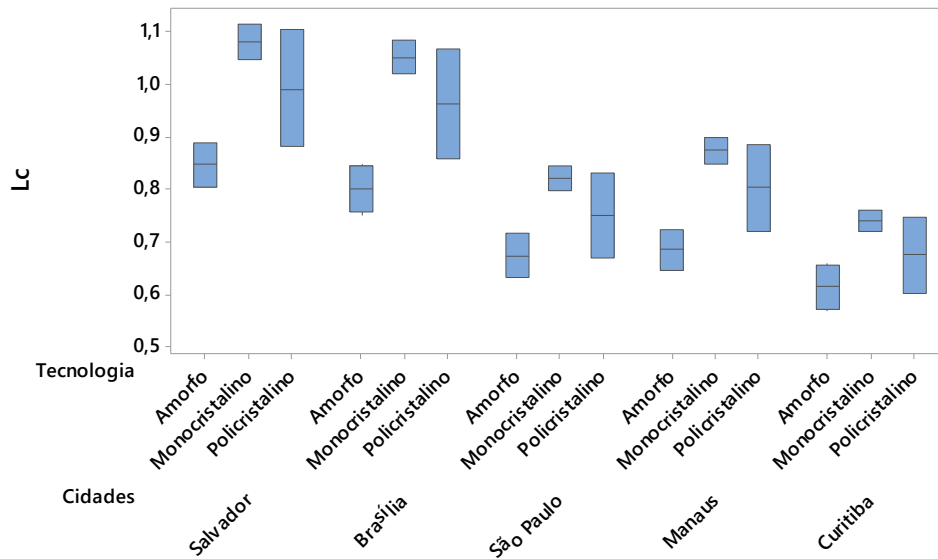


Figura 56: Boxplot para L_c para os fatores cidade e tecnologia

As cidades com maiores produções de energia, que possuíam também maiores níveis de radiação, apresentaram maiores perdas no campo fotovoltaico (Figura 56). Manaus, apesar de não estar entre os índices de radiação mais elevados, possui perdas maiores que Curitiba e São Paulo devido a elevada temperatura ao longo do ano. Em todos os casos pode-se observar que as tecnologias cristalinas (mono e poli) apresentam maiores perdas que as de silício amorfo e, no geral, as policristalinas ainda apresentam maiores dispersões de valores. Essa é uma das consequências do processo de fabricação das células fotovoltaicas uma vez que a forma cristalina apresenta contornos de grãos que dificultam a geração de energia, enquanto que a forma amorfa não apresenta tal fenômeno.

7.2.8. Perdas no resto do sistema (L_s)

As perdas L_s são as perdas na transformação de energia de corrente contínua (CC) a corrente alternada (CA), ou seja, no inversor. A seguir, o gráfico de interação (Figura 57).

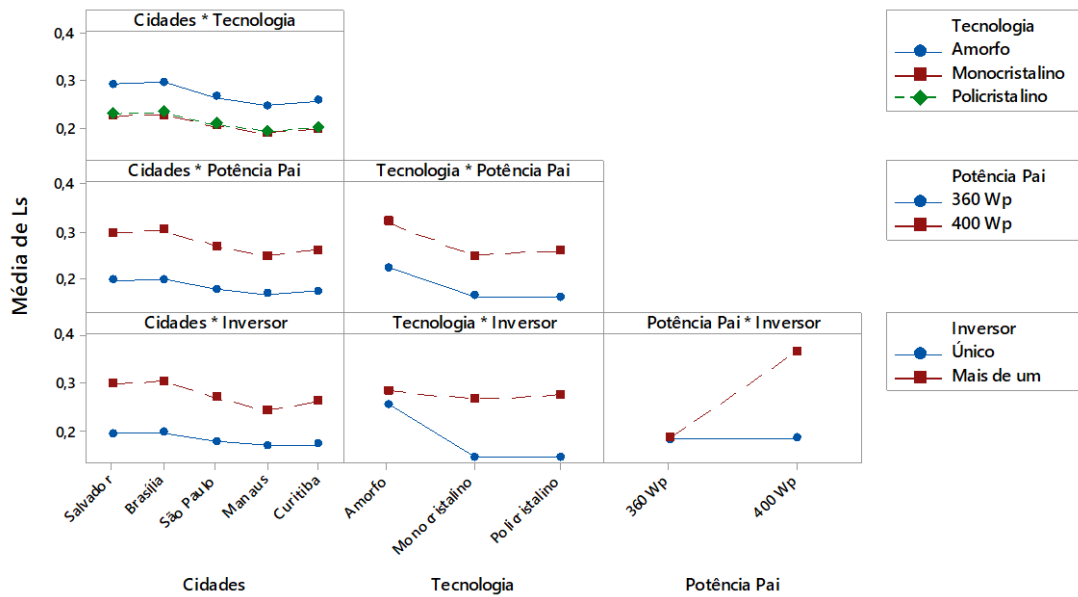


Figura 57: Gráfico de interação com médias ajustadas para Ls (Autoria própria)

Dos gráficos acima pode-se perceber que a localização geográfica já não tem tanta influência, pois o índice é uma comparação entre o que chega em corrente contínua e o que é injetado na rede em alternada, sofrendo apenas uma influência indireta da radiação local pois quanto mais energia é produzida, mais perdas o sistema terá.

Diferentemente da perda no campo fotovoltaico, as perdas no resto do sistema em sistemas que utilizavam silício amorfo foram bem maiores que as dos sistemas com painéis de silício cristalino (Figura 58). No geral, os sistemas com painéis de maiores potências (400 W) também apresentaram maiores perdas do que sistemas com painéis de menores potência (360 W), além de maior dispersão dos dados.

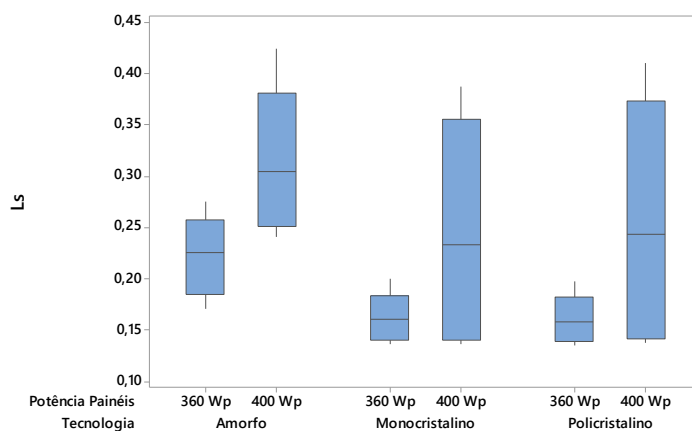


Figura 58: Boxplot para LS para os fatores tecnologia e potência do painel (Autoria própria)

O principal componente do sistema fotovoltaico responsável pela perda L_S é o inversor. Sendo assim, a Figura 59 foi feita a fim de identificar qual tipo de configuração possuía menor perdas. É perceptível que os casos em que só haviam um único inversor conectado apresentaram menores perdas, tanto em média como em dispersão. Isso significa que, ao utilizar-se mais inversores, mais perdas são adicionadas ao sistema.

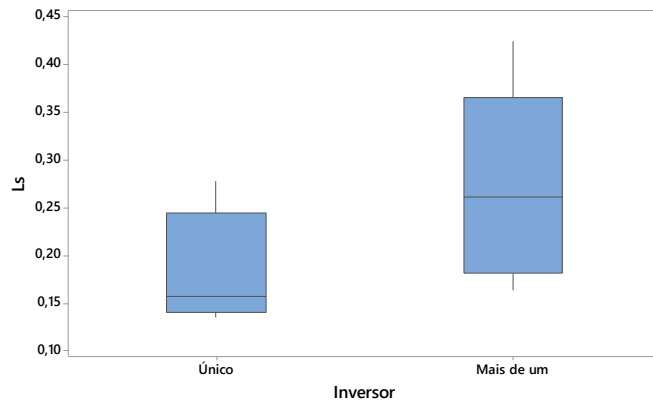


Figura 59: Boxplot para L_S para o fator inversor (Autoria própria)

7.3. Resultados ótimos

Com o objetivo de encontrar a configuração ótima para cada cidade e também para o caso geral, optou-se por utilizar a ferramenta “Otimizador de Respostas” do Minitab. Essa ferramenta permite a combinação de variáveis que otimizam uma resposta simples ou um conjunto de respostas, útil quando se deseja analisar o impacto de muitas variáveis de resposta.

Para isso, cabe definir para cada uma das saídas quais seriam o modelo a ser considerado, ou seja, se o desejo é de maximizar ou minimizar tal resposta. Também é possível a atribuição de pesos a cada uma das respostas de acordo com a necessidade da simulação.

Tabela 14: Configuração do otimizador de respostas do Minitab

Resposta	Meta	Peso
E_{ARRAY}	Maximizar	1
E_{GRID}	Maximizar	1
PR	Maximizar	1
Y_R	Maximizar	1
Y_A	Maximizar	1
Y_F	Maximizar	1
L_C	Minimizar	1
L_S	Minimizar	1

A Tabela 14 mostra a configuração utilizada para o otimizador do programa. Foram considerados que os resultados de energia, rendimento e índices de produção fossem maximizados, enquanto que as perdas fossem minimizadas. Foram atribuídos os mesmos pesos para todas as variáveis (peso 1).

As configurações ótimas para cada uma das cidades estão descritas na tabela abaixo:

Tabela 15: Configurações ótimas para cada cidade

Cidade	Tecnologia do painel	Potência do painel	Inversores
Salvador	Policristalino	400 W	Único
Brasília	Policristalino	400 W	Único
São Paulo	Policristalino	400 W	Único
Manaus	Policristalino	400 W	Único
Curitiba	Policristalino	400 W	Único

Uma vez que para todas as cidades o sistema ótimo foi o mesmo, pode-se concluir que para todo o território nacional o sistema ótimo seria também o mesmo: painéis de tecnologia cristalina, com 400 W (9 painéis) com apenas um único inversor. Comparando todas as cidades, a que apresentou melhor performance foi a cidade de Brasília (Figura 60).



Figura 60: Otimizador de resposta do Minitab (Autoria própria)

7.4. Framework para otimização de sistemas fotovoltaicos

Como um dos resultados do trabalho, se propõe uma estrutura de trabalho (ou *framework*) para otimização de sistemas fotovoltaicos por meio de simulações com auxílio das ferramentas do planejamento experimental (técnica de agrupamento e planejamento fatorial). O objetivo é sistematizar de maneira simples o procedimento de trabalho realizado para facilitar que novos

experimentos possam ser realizados no âmbito da energia solar fotovoltaica quando o objetivo é encontrar uma configuração ótima para o sistema (Figura 61).

Basicamente o framework parte de duas frentes de trabalho: (1) definições de dados meteorológicos e (2) definições do sistema fotovoltaico.

A primeira será a concepção dos dados meteorológicos necessários para a simulação em que se poderá utilizar a técnica de agrupamento para redução do número de simulações necessárias com a formação de grupos. A técnica de agrupamento pode ser realizada não só com dados meteorológicos, mas também com outras informações que sejam de interesse do estudo.

A segunda frente é a definição do sistema, no qual se deve analisar quais potências se gostariam de comparar, tecnologias e configurações de ligações dos inversores. Ao final, se propõe um estudo das respostas das simulações com auxílio do planejamento fatorial com interpretações das somas quadráticas e gráficos a fim de analisar o impacto de cada fator na resposta final do sistema.

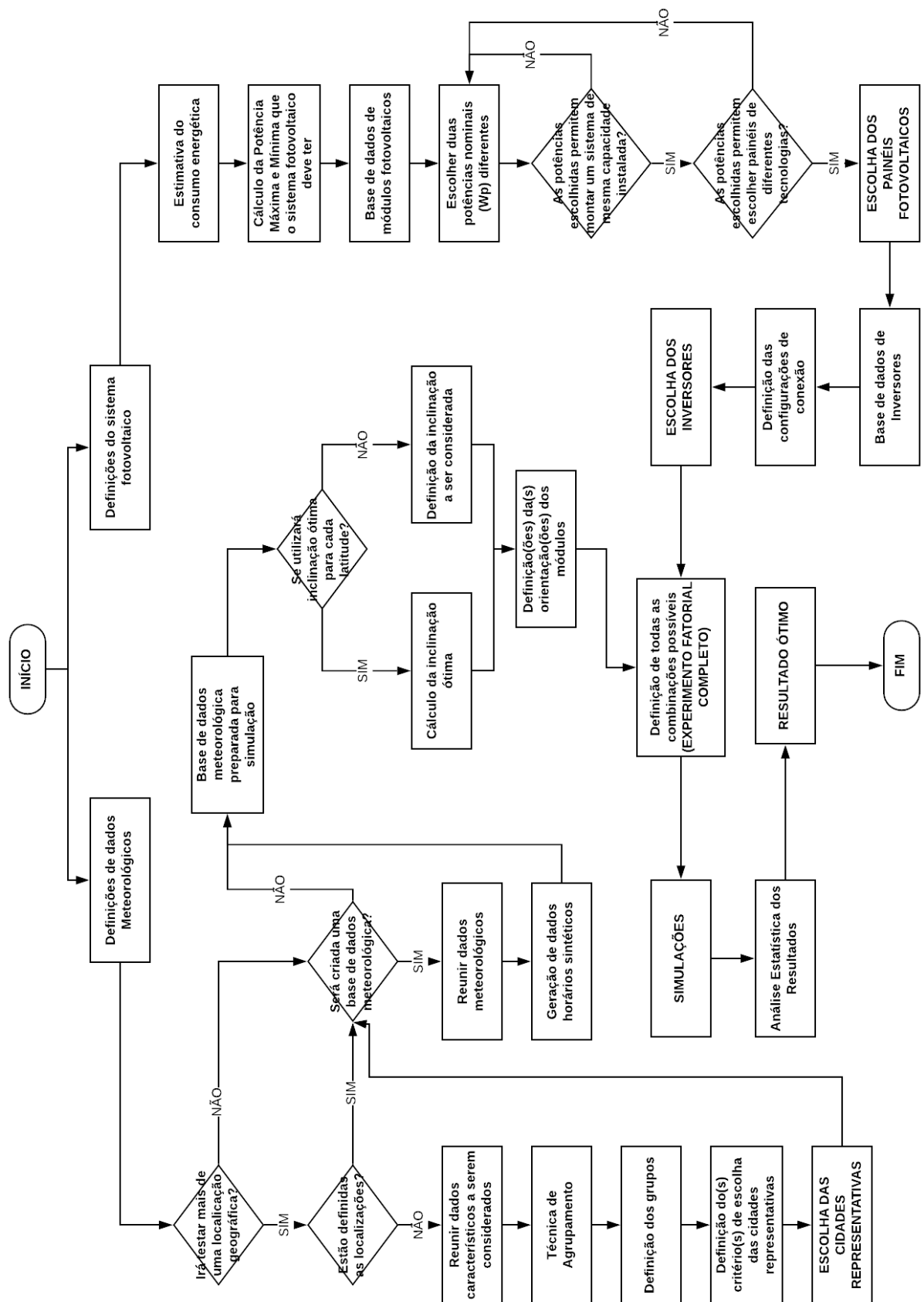


Figura 61: Framework (Autoria própria)

8. CONCLUSÕES

A ferramenta de simulação se mostrou uma ferramenta eficiente para estudos de otimização de plantas solares fotovoltaicas, em especial para sistemas distribuídos de energia. Através dela, foi possível variar diversos fatores de um sistema fotovoltaico e analisar os seus impactos na produção e perdas de energia sem custos adicionais, de maneira simples e rápida.

A técnica de agrupamento de observações foi de grande auxílio na escolha das cidades representativas, evitando a necessidade de mais simulações para representar todos os climas existentes no Brasil, agrupando cidades conforme o seu comportamento para as variáveis meteorológicas.

O planejamento experimental auxiliou na concepção do experimento e na análise do resultado. Foi comprovado que as interações de terceira e quarta ordem não produzem efeito significativo, apenas algumas das interações de segunda ordem e os efeitos principais.

A localização geográfica se mostrou como um dos fatores mais significativos em sistemas fotovoltaicos. Em quase todos os oito indicadores analisados, o fator cidade foi o que apresentou maior nível de significância (análise da soma quadrática e gráfica). Foi percebido também que nem sempre as cidades mais próximas da linha do Equador ou com maiores níveis de radiação são as que mais produzem energia, há o efeito de outros fatores climáticos que podem alavancar as perdas do sistema, como foi o caso da cidade de Manaus.

A tecnologia de silício amorfo apresentou, no geral, maiores níveis de geração de energia e eficiência, sempre muito próximas aos níveis alcançados pela tecnologia policristalina, porém com perdas no resto do sistema bem mais expressivas. Para desprezar as perdas, haveria que se fazer uma comparação técnica e econômica para ver se a maior geração de energia compensaria o maior custo (devido ao processo de fabricação) e a área ocupada (painéis com área maiores do que o dobro dos painéis de silício cristalinos)

Observou-se que cidades com climas mais frios (regiões Sul e Sudeste) apresentaram melhores rendimentos globais (PR), porém em todas as simulações foram obtidos valores satisfatórios, comprovando o potencial do Brasil para geração fotovoltaica, uma vez que foram simuladas várias condições de climas encontradas no país.

As simulações com menos painéis de maiores potências (9 painéis de 400W) se sobressaíram sobre as simulações com mais painéis de menores potências (10 painéis de 360W) em energia produzida, eficiência e índices de produção. Além de ocuparem menor área, a diferença de preço dos módulos de maior potência em relação aos de menor potência pode compensar a necessidade de compra de um módulo a mais através da maior geração de energia.

A configuração com um único inversor mostrou-se ser a mais adequada, pois, no geral, foi capaz de introduzir maior quantidade de energia em corrente alternada à rede elétrica, e diminuir as perdas em relação ao uso de mais de um inversor (um por *string*). Tal fenômeno pode ser justificado pelo fato de que ao utilizar-se mais inversores, se adicionam também suas eficiências ao sistema, não compensando no balanço energético final.

Por fim, obteve-se um *framework* para otimização de experimentos fotovoltaicos a partir de simulações que pode se adequar a diferentes necessidades de experimento, utilizando também técnicas estatísticas para tornar o processo mais eficiente e a análise dos resultados mais precisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BUTTON, S. T. **Metodologia para planejamento experimental e análise de resultados (IM 317)**. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, , 2016. Disponível em: <[http://pessoal.utfpr.edu.br/lincolngusmao/arquivos/Planejamento Experimental.pdf](http://pessoal.utfpr.edu.br/lincolngusmao/arquivos/Planejamento%20Experimental.pdf)>

CABRERIZO, E. A. **Instalaciones solares fotovoltaicas**. Madrid: Madrid PROGENSA, 2002.

CAMARGO, L. T. **Projeto de Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica**. [s.l.] Universidade Estadual de Londrina, 2017.

CRUZ, M. Á. H. **Estimación de la radiación solar y aplicaciones**. [s.l.] Gobierno de Navarra, Departamento de Educación, 2005.

DE FARIA, H.; TRIGOSO, F. B. M.; CAVALCANTI, J. A. M. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 75, p. 469–475, 1 ago. 2017.

DIAS, C. L. DE A. et al. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. **Renewable Energy**, v. 114, p. 367–375, 2017.

DONDARIYA, C. et al. Performance simulation of grid-connected rooftop solar PV system for small households: A case study of Ujjain, India. **Energy Reports**, v. 4, p. 546–553, 1 nov. 2018.

EPE. **Balanco Energético nacional 2017: Ano base 2016, Relatório Síntese**Rio de JaneiroEmpresa de Pesquisa Energética - EPE, , 2017. Disponível em: <www.epe.gov.br>

EPE. **Balanco energético Nacional 2018: Ano base 2017**. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <www.dgeg.pt>.

GUERRA, J. A. **Modelado Energético de los componentes de un sistema fotovoltaico: Diapositiva de la asignatura D.A.S.E.S. del M.U. en Ing. de la Energía de la UPM curso 2017/2018**.MadridUPM, , 2018.

JANNUZZI, G. DE M.; DE MELO, C. A. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. **Energy for Sustainable Development**, v. 17, n. 1, p. 40–46, 1 fev.

2013.

JUÁREZ, A. A. et al. Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 828–834, 1 nov. 2014.

KUMAR, N. M. et al. Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool. **Energy Procedia**, v. 117, p. 180–189, 2017.

LI, C. et al. Performance of off-grid residential solar photovoltaic power systems using five solar tracking modes in Kunming, China. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 10, p. 6502–6510, 2017.

MARQUES, J. M.; NETO, A. C. **Notas de aula da disciplina CE076: Análise de Agrupamentos (Cluster)** Curitiba Universidade Federal do Paraná, , 2013. Disponível em: <<https://docs.ufpr.br/~soniaisoldi/ce076/9ANALISEAGRUPAMENTOS.pdf>>

MOHTASHAM, J. Review Article-Renewable Energies. **Energy Procedia**, v. 74, p. 1289–1297, 2015.

MONTGOMERY, D. C. **Design and analysis of experiments**. 8^a ed. Arizona: [s.n.]. v. 1

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros**. 4^a ed. [s.l.] LTC, 2009.

NEWKIRK, M. **What Are Monocrystalline, Polycrystalline And Thin Film Solar Panels?** Australia, 2014. Disponível em: <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/pv-panel-technology>>

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro da Energia Solar**. 1^a ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro da Energia Solar - 2^a Edição**. 2^a ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL, 2014.

PVSYST. **Manual do usuário PVsyst**, 2018.

REN21. **Global Status Report REN21**. Paris, France: [s.n.].

RIBEIRO, A. E. D.; AROUCA, M. C.; COELHO, D. M. Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: The influence of location, area and shape. **Renewable Energy**, v. 85, p. 554–563, 2016.

RODRIGUES, F. S. **Métodos de agrupamento na análise de dados de expressão gênica**. [s.l.] Universidade Federal de São Carlos, 2009.

RODRÍGUEZ, M. O. **Energías renovables**. Madrid: Madrid Paraninfo, 2000.

SENAI-SP. **Instalação de sistema de microgeração solar fotovoltaica**. São Paulo: SENAI-SP Editora, 2016.

SHUKLA, A. K.; SUDHAKAR, K.; BARENDAR, P. Simulation and performance analysis of 110 kWpgrid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology. **Energy Reports**, v. 2, p. 82–88, 2016.

TIBA, C. et al. **Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres** Recife, PE Editora Universitária UFPE, , 2000. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes>>

URBANETZ JUNIOR, J. **Introdução a energia solar fotovoltaica e o SFVCR do escritório verde da UTFPR**, 2014.

YILMAZ, S.; DINCER, F. Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants – A case study for Gainesville, Florida. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, n. May, p. 15–23, 2017.

ANEXO

Tabelas de variâncias para as respostas

— E_{ARRAY} :

Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Modelo	29	17182435	592498	2480,07	0,000
Linear	8	16897609	2112201	8841,22	0,000
Cidades	4	16144545	4036136	16894,41	0,000
Tecnologia	2	630553	315277	1319,68	0,000
Potência Painéis	1	122275	122275	511,82	0,000
Inversor	1	236	236	0,99	0,328
Interações de 2 fatores	21	284826	13563	56,77	0,000
Cidades*Tecnologia	8	45203	5650	23,65	0,000
Cidades*Potência Painéis	4	1328	332	1,39	0,261
Cidades*Inversor	4	125	31	0,13	0,970
Tecnologia*Potência Painéis	2	237505	118752	497,07	0,000
Tecnologia*Inversor	2	650	325	1,36	0,272
Potência Painéis*Inversor	1	14	14	0,06	0,809
Erro	30	7167	239		
Total	59	17189602			

— E_{GRID} :

Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Modelo	29	15825899	545721	1824,04	0,000
Linear	8	15296588	1912074	6391,00	0,000
Cidades	4	14795426	3698856	12363,22	0,000
Tecnologia	2	275175	137588	459,88	0,000
Potência Painéis	1	14036	14036	46,92	0,000
Inversor	1	211951	211951	708,43	0,000
Interações de 2 fatores	21	529310	25205	84,25	0,000
Cidades*Tecnologia	8	38043	4755	15,89	0,000
Cidades*Potência Painéis	4	442	111	0,37	0,829
Cidades*Inversor	4	3322	830	2,78	0,045
Tecnologia*Potência Painéis	2	211958	105979	354,23	0,000
Tecnologia*Inversor	2	68581	34290	114,61	0,000
Potência Painéis*Inversor	1	206965	206965	691,77	0,000
Erro	30	8975	299		
Total	59	15834874			

— PR :

Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Modelo	29	0,030881	0,001065	429,57	0,000
Linear	8	0,018579	0,002322	936,85	0,000
Cidades	4	0,006657	0,001664	671,33	0,000
Tecnologia	2	0,006498	0,003249	1310,73	0,000
Potência Painéis	1	0,000346	0,000346	139,42	0,000
Inversor	1	0,005078	0,005078	2048,66	0,000
Interações de 2 fatores	21	0,012302	0,000586	236,32	0,000
Cidades*Tecnologia	8	0,000624	0,000078	31,47	0,000
Cidades*Potência Painéis	4	0,000011	0,000003	1,07	0,391
Cidades*Inversor	4	0,000012	0,000003	1,19	0,337
Tecnologia*Potência Painéis	2	0,005032	0,002516	1015,03	0,000
Tecnologia*Inversor	2	0,001655	0,000827	333,80	0,000
Potência Painéis*Inversor	1	0,004969	0,004969	2004,37	0,000
Erro	30	0,000074	0,000002		
Total	59	0,030955			

— Y_R :

Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Modelo	29	14,5186	0,50064	*	*
Linear	8	14,5186	1,81482	*	*
Cidades	4	14,5186	3,62964	*	*
Tecnologia	2	0,0000	0,00000	*	*
Potência Painéis	1	0,0000	0,00000	*	*
Inversor	1	0,0000	0,00000	*	*
Interações de 2 fatores	21	0,0000	0,00000	*	*
Cidades*Tecnologia	8	0,0000	0,00000	*	*
Cidades*Potência Painéis	4	0,0000	0,00000	*	*
Cidades*Inversor	4	0,0000	0,00000	*	*
Tecnologia*Potência Painéis	2	0,0000	0,00000	*	*
Tecnologia*Inversor	2	0,0000	0,00000	*	*
Potência Painéis*Inversor	1	0,0000	0,00000	*	*
Erro	30	0,0000	0,00000		
Total	59	14,5186			

— Y_A :

Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Modelo	29	9,89609	0,34124	2290,23	0,000
Linear	8	9,73467	1,21683	8166,67	0,000
Cidades	4	9,30824	2,32706	15617,86	0,000
Tecnologia	2	0,35553	0,17776	1193,05	0,000
Potência Painéis	1	0,07073	0,07073	474,68	0,000
Inversor	1	0,00017	0,00017	1,12	0,299
Interações de 2 fatores	21	0,16142	0,00769	51,59	0,000
Cidades*Tecnologia	8	0,02604	0,00325	21,84	0,000
Cidades*Potência Painéis	4	0,00066	0,00016	1,10	0,374
Cidades*Inversor	4	0,00008	0,00002	0,14	0,966
Tecnologia*Potência Painéis	2	0,13420	0,06710	450,35	0,000
Tecnologia*Inversor	2	0,00044	0,00022	1,49	0,242
Potência Painéis*Inversor	1	0,00000	0,00000	0,00	1,000
Erro	30	0,00447	0,00015		
Total	59	9,90056			

— Y_F :

Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Modelo	29	9,15017	0,31552	1870,69	0,000
Linear	8	8,84376	1,10547	6554,17	0,000
Cidades	4	8,55550	2,13887	12681,08	0,000
Tecnologia	2	0,16262	0,08131	482,08	0,000
Potência Painéis	1	0,00771	0,00771	45,69	0,000
Inversor	1	0,11793	0,11793	699,17	0,000
Interações de 2 fatores	21	0,30642	0,01459	86,51	0,000
Cidades*Tecnologia	8	0,02271	0,00284	16,83	0,000
Cidades*Potência Painéis	4	0,00053	0,00013	0,78	0,547
Cidades*Inversor	4	0,00211	0,00053	3,12	0,029
Tecnologia*Potência Painéis	2	0,12254	0,06127	363,27	0,000
Tecnologia*Inversor	2	0,03882	0,01941	115,09	0,000
Potência Painéis*Inversor	1	0,11971	0,11971	709,72	0,000
Erro	30	0,00506	0,00017		
Total	59	9,15523			

– Lc:

Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Modelo	29	1,36756	0,047157	343,86	0,000
Linear	8	1,20280	0,150350	1096,31	0,000
Cidades	4	0,76718	0,191795	1398,51	0,000
Tecnologia	2	0,36484	0,182418	1330,13	0,000
Potência Painéis	1	0,07066	0,070658	515,22	0,000
Inversor	1	0,00013	0,000132	0,96	0,334
Interações de 2 fatores	21	0,16476	0,007846	57,21	0,000
Cidades*Tecnologia	8	0,02612	0,003265	23,81	0,000
Cidades*Potência Painéis	4	0,00079	0,000197	1,44	0,246
Cidades*Inversor	4	0,00008	0,000019	0,14	0,967
Tecnologia*Potência Painéis	2	0,13739	0,068693	500,89	0,000
Tecnologia*Inversor	2	0,00039	0,000193	1,40	0,261
Potência Painéis*Inversor	1	0,00001	0,000007	0,05	0,818
Erro	30	0,00411	0,000137		
Total	59	1,37168			

– Ls:

Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Modelo	29	0,485722	0,016749	345,92	0,000
Linear	8	0,326858	0,040857	843,83	0,000
Cidades	4	0,017015	0,004254	87,86	0,000
Tecnologia	2	0,051844	0,025922	535,37	0,000
Potência Painéis	1	0,127052	0,127052	2624,02	0,000
Inversor	1	0,130947	0,130947	2704,46	0,000
Interações de 2 fatores	21	0,158864	0,007565	156,24	0,000
Cidades*Tecnologia	8	0,000256	0,000032	0,66	0,721
Cidades*Potência Painéis	4	0,001182	0,000295	6,10	0,001
Cidades*Inversor	4	0,002245	0,000561	11,59	0,000
Tecnologia*Potência Painéis	2	0,000467	0,000234	4,83	0,015
Tecnologia*Inversor	2	0,032403	0,016202	334,61	0,000
Potência Painéis*Inversor	1	0,122311	0,122311	2526,11	0,000
Erro	30	0,001453	0,000048		
Total	59	0,487175			