

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

GUILERME TRAPP

**ANÁLISE DO FATOR DE DESEMPENHO ENTRE SISTEMAS DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO MICRO INVERSORES E
INVERSORES COM STRING**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA - PR

2019

GUILERME TRAPP

**ANÁLISE DO FATOR DE DESEMPENHO ENTRE SISTEMAS DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO MICRO INVERSORES E
INVERSORES COM STRING**

Monografia de Especialização apresentada ao Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

CURITIBA - PR

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

GUILERME TRAPP

ANÁLISE DO FATOR DE DESEMPENHO ENTRE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO MICRO INVERSORES E INVERSORES COM STRING

Esta Monografia de Especialização foi apresentada no dia 13 de novembro de 2019, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Energia Renováveis – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O aluno foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Marcelo Rodrigues

Coordenador de Curso de Especialização em Energias Renováveis

Prof. Me. Romildo Alves dos Prazeres

Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
Orientador - UTFPR

Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo
UTFPR

Prof. Dr. Marcelo Rodrigues
UTFPR

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso

RESUMO

TRAPP, Guilherme. **Análise do fator de desempenho entre sistemas de geração fotovoltaica utilizando micro inversores e inversores com string.** 2019. 92 p. Monografia de Conclusão de Curso – Especialização em Energias Renováveis. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

A monografia tem por objetivo realizar uma comparação das perdas e avaliar o desempenho entre sistemas de geração de energia fotovoltaicos em funcionamento com micro inversor e com inversor por *string*. Baseado em artigos, livros, notas de aula, sites de apoio e dados técnicos dos equipamentos, a revisão bibliográfica trouxe o cenário das fontes renováveis na matriz elétrica do Brasil, conceitos da tecnologia fotovoltaica e suas arquiteturas e os principais fatores de perda em sistemas fotovoltaicos. A análise compreendeu o estudo de desempenho de 4 plantas em operação a mais de um ano na mesma mesorregião e também a influência que as perdas causam no resultado final do índice de mérito através do *software* de modelagem SAM, para sistemas fotovoltaicos. Os resultados obtidos comprovam que independentemente da arquitetura utilizada, seus desempenhos são muito próximos e as perdas que ficam explícitas não dependem da arquitetura empregada e sim de fatores externos.

Palavras-chave: Micro inversor. Índice de mérito. Fatores de perda.

ABSTRACT

TRAPP, Guilherme. **Analysis of the performance factor between photovoltaic generation systems using micro inverters and inverters with string**. 2019. 92 p. Course Completion Monograph - Specialization in Renewable Energies. Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2019.

The purpose of the monograph is to compare the losses and evaluate the performance between photovoltaic power generation systems operating with micro inverter and string inverter. Based on articles, books, class notes, support sites and technical data of the equipment, the literature review brought the scenario of renewable sources in Brazil's electric matrix, concepts of photovoltaic technology and its architectures and the main factors of loss in photovoltaic systems. . The analysis included the study of the performance of 4 plants in operation for more than one year in the same mesoregion and also the influence that the losses cause on the merit index final result through the SAM modeling software for photovoltaic systems. The results show that regardless of the architecture used, their performances are very close and the losses that are explicit do not depend on the architecture employed but on external factors.

Keywords: Micro inverter. Merit index. Loss factors.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Percentual de Geração Hidráulica das demais Fontes.	19
Figura 2: Evolução da Geração de Bioeletricidade e seu Percentual de Participação na Matriz Elétrica.....	21
Figura 3: Percentual de Potência Instalada por Fonte.	23
Figura 4: Evolução da Geração de Energia Eólica nos últimos anos.....	23
Figura 5: Evolução da Geração de Energia Fotovoltaica nos últimos anos.	25
Figura 6: Participação do Biogás na Matriz Elétrica de Renováveis.	26
Figura 7: Potencial Teórico Brasileiro de Energia Oceânica.	28
Figura 8: Arquitetura de um Sistema Isolado(esquerda). Aplicação de um SFVI(direita).	29
Figura 9: Arquitetura de um Sistema Conectado à Rede(esquerda). Aplicação de um SFVCR(direita).	29
Figura 10: Formação de Arranjos, Painéis e Módulos com Células Fotovoltaicas....	31
Figura 11: Estrutura Típica de um Módulo Fotovoltaico.	32
Figura 12: Ilustração de um SFVCR em uma Residência.	33
Figura 13: Símbolo de um módulo fotovoltaico.	34
Figura 14: Arranjo para Obtenção da Tensão de Circuito Aberto.....	35
Figura 15: Arranjo para Obtenção da Corrente de Curto Circuito.	35
Figura 16: Curva Característica I x V.	36
Figura 17: Inversor com um estágio.....	39
Figura 18: Inversor com dois estágios.....	39
Figura 19: Inversor com múltiplos estágios.....	40
Figura 20: Arquitetura inversor centralizado.....	42
Figura 21: Arquitetura inversor com multi string.....	42
Figura 22: Arquitetura inversor com string.....	43
Figura 23: Arquitetura com microinversor.	43
Figura 24: Fatores de perdas do estudo feito no Japão.	44
Figura 25: Fatores de perdas do estudo realizado na Alemanha.....	45
Figura 26: Percentual de perdas comparado com o padrão limpo da mesa 7.	47
Figura 27: Gráfico de curvas IxV com o efeito do sombreamento e sem o efeito do sombreamento.	49
Figura 28: Foto de um sistema fotovoltaico com uma rede elétrica sobre os painéis(esquerda). Efeito térmico nas células que sofrem com a projeção da sombra da rede elétrica(direita).	49
Figura 29: Foto de um módulo fotovoltaico com sombreamento em algumas células devido a dejetos de passáros(esquerda). Efeito térmico nas células que sofrem com o sombreamento provocado pelos dejetos dos passáros(direita).	50
Figura 30: Curva IxV – influência da irradiância(esquerda). Curva IxV – influência da temperatura(direita).....	51
Figura 31: Aumento da temperatura em função do modo de instalação do módulo.	52
Figura 32: (a) Forma de onda de tensão(V) e corrente(I) no período de comutação e condução dos semicondutores. (b) perda de potência dissipada nos semicondutores no período de comutação e condução.	53
Figura 33: Foto da estação meteorológica A-807 de Curitiba.	56
Figura 34: Localização e Orientação da Planta A.	60
Figura 35: Localização e Orientação da Planta B.	61
Figura 36: Localização e Orientação da Planta C.	62

Figura 37: Localização e Orientação da Planta D.	63
Figura 38: Gráfico Irradiação Global Horizontal.	64
Figura 39: Configuração da Planta A no Radiasol.....	65
Figura 40: Gráfico de Irradiação Solar no Plano Inclinado da Planta A.....	65
Figura 41: Configuração da Planta B no Radiasol.....	66
Figura 42: Gráfico de Irradiação Solar no Plano Inclinado da Planta B.....	66
Figura 43: Configuração da Planta C no Radiasol.	67
Figura 44: Gráfico de Irradiação Solar no Plano Inclinado da Planta C.	67
Figura 45: Configuração da Planta D no Radiasol.	68
Figura 46: Gráfico de Irradiação Solar no Plano Inclinado da Planta D.	68
Figura 47: Gráfico da Irradiação no Plano Inclinado para as Plantas A, B, C, D.....	69
Figura 48: Gráfico de Geração de Energia Elétrica mês a mês das Plantas A, B, C, D.....	70
Figura 49: Gráfico do Fator de Capacidade Médio para cada Planta no Período Pesquisado.....	71
Figura 50: Gráfico da Produtividade Anual para cada Planta.....	72
Figura 51: Gráfico da Taxa de Desempenho Médio para cada Planta no Período Pesquisado.....	73
Figura 52: Curva de Geração de Energia Elétrica da Planta B – Perda por Sombreamento.....	74
Figura 53: Carregamento Módulos da Planta C – Com Sombreamento – Verão.....	75
Figura 54: Carregamento Módulos da Planta C – Sem Sombreamento – Verão.....	75
Figura 55: Gráfico de Geração de Energia Elétrica da Planta C, dia 05/12/2018.....	76
Figura 56: Carregamento Módulos da Planta C – Com Sombreamento – Inverno. ..	76
Figura 57: Carregamento Módulos da Planta C – Sem Sombreamento – Inverno....	77
Figura 58: Gráfico de Geração de Energia Elétrica da Planta C, dia 04/06/2019.....	77
Figura 59: Gráfico da Taxa de Desempenho mês a mês das Plantas A, B, C, D – Perdas por Sujidade.....	78
Figura 60: Gráfico da Potência Gerada na Planta D no dia 01/02/2019.....	80
Figura 61: Gráfico da Tensão Elétrica, Frequência e Temperatura no Microinversor 503000019658 para o dia 01/02/2019.....	80
Figura 62: Potência Fornecida pelos Módulos na Planta D após o Corte de Geração de Energia para o dia 01/02/2019.	81
Figura 63: Gráfico da Potência Gerada na Planta D no dia 02/02/2019.....	81
Figura 64: Gráfico da Tensão Elétrica, Frequência e Temperatura no Microinversor 503000019658 para o dia 02/02/2019.....	82
Figura 65: Potência Fornecida pelos Módulos na Planta D após o Corte de Geração de Energia para o dia 02/02/2019.	82
Figura 66: Desvio Médio entre os Resultados Reais e Simulados para as Plantas A, B, C, D.....	85
Figura 67: Resultado dos Índices de Mérito Calculados pelo SAM da Planta C com Sombreamento(esquerda), Percentuais de Perdas para a Planta C com Sombreamento(direita).....	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Fontes de Bioeletricidade originadas da Biomassa.....	21
Tabela 2: Dados Técnicos das Plantas Analisadas.....	59
Tabela 3: Dados de Geração de Energia Elétrica mês a mês das Plantas A, B, C, D.	69
Tabela 4: Acumulado de Geração de Energia Elétrica e Potência Instalada para cada Planta.	72
Tabela 5: Resultado dos Índices de Mérito para a Simulação da Planta A no SAM.	84
Tabela 6: Resultado dos Índices de Mérito para a Simulação da Planta B no SAM.	84
Tabela 7: Resultado dos Índices de Mérito para a Simulação da Planta C no SAM.	84
Tabela 8: Resultado dos Índices de Mérito para a Simulação da Planta D no SAM.	85

LISTA DE SIGLAS

AM	do inglês "Air mass"
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
EPE	Empresa de pesquisa energética
FV	do inglês " <i>photovoltaic</i> "
G_{TOT}	Irradiância total
GTO	do inglês "Gate turn-off thyristor"
H_{TOT}	Irradiação total
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços
IGBT	do inglês "Insulated gate bipolar transistor"
INMET	Instituto nacional de meteorologia
MOSFET	do inglês "Metal oxide semiconductor field effect transistor"
MPPT	do inglês "Maximum power point tracking"
PR	do inglês " <i>performance ratio</i> "
SAM	do inglês " <i>systems advisor model</i> "
SCR	do inglês "Silicon controlled rectifier"
SFVCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
STC	do inglês " <i>Standard test conditions</i> "
TRIAC	do inglês "Alternating current triode"
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 TEMA	13
1.1.1 Delimitação do Tema	13
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	14
1.3 OBJETIVOS	14
1.3.1 Objetivo Geral	14
1.3.2 Objetivos Específicos	14
1.4 JUSTIFICATIVA	15
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	15
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFIA	17
2.1 MATRIZ ELÉTRICA NO BRASIL	17
2.1.1 Origens	17
2.1.2 Fontes de Geração Renovável no Brasil	18
2.1.2.1 Fonte hidráulica	18
2.1.2.2 Fonte biomassa	20
2.1.2.3 Fonte eólica	22
2.1.2.4 Fonte solar fotovoltaica	24
2.1.2.5 Outras fontes renováveis	26
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	28
2.2.1 Conceitos	28
2.2.2 Equipamentos e Características Elétricas	33
2.2.2.1 Módulo fotovoltaico	34
2.2.2.2 Inversor fotovoltaico	37
2.2.2.3 String box	40
2.2.2.4 Cabeamento e conexões	41
2.2.3 Arquitetura para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	41
2.3 FATORES DE PERDA	44
2.3.1 Fator de Perda por Sujidade	46
2.3.2 Fator de Perda por Sombreamento	48
2.3.3 Fator de Perda por Condição Diferente do Padrão de Teste	50
2.3.4 Fator de Perda no Inversor	52
2.4 ÍNDICES DE MÉRITO	54

2.5	BANCO DE DADOS.....	55
2.6	SOFTWARES	56
2.6.1	Radiasol.....	56
2.6.2	<i>Systems Advisor Model - SAM</i>	56
3	METODOLOGIA E RESULTADOS	58
3.1	APRESENTAÇÃO.....	58
3.2	PLANTAS ANALISADAS	59
3.2.1	Dados Planta A.....	60
3.2.2	Dados Planta B.....	60
3.2.3	Dados Planta C.....	61
3.2.4	Dados Planta D.....	62
3.3	DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE MÉRITO	63
3.4	PERDAS POR SOMBREAMENTO.....	74
3.5	PERDAS POR SUJIDADE	78
3.6	PERDAS POR TEMPERATURA.....	79
3.7	APLICAÇÃO DO SOFTWARE DE MODELAGEM SAM	83
4	CONCLUSÃO	88
	REFERÊNCIAS.....	90

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos que convertem fótons em tensão elétrica vem aumentando exponencialmente ano a ano. Com a escassez de água e a diminuição das nossas bacias hidrográficas o custo da energia elétrica seja consumidor residencial, comercial ou industrial esta cada vez mais elevado. Hoje a fonte de energia solar fotovoltaica já ultrapassou a energia nuclear em geração e estima-se que até o final de 2019 a capacidade instalada esteja na ordem de 3 GW de potência operacional (HARATZ, SAUAIA, & KOLOSZUK, 2019).

Com a isenção do ICMS em todos os estados da federação, consumidores finais ou empresas estão aderindo para a geração distribuída, conforme regimento da Resolução Normativa N° 482. Estes novos geradores de energia poderão gerar sua própria energia durante o dia e consumir o excedente em horários que não estão gerando, na forma de compensação de energia. Isto reduz drasticamente a conta de energia elétrica e o investimento é recuperado rapidamente.

Hoje já são mais de 114.702 unidades consumidor com geração distribuída ou centralizada por meio de sistemas fotovoltaicos, com potência instalada de mais de 3,62 GW (ANEEL, 2019). Além de reduzir os custos de energia para o consumidor final esta quantidade de energia injetada na rede elétrica, contribui também para desafogar o sistema elétrico.

Estima-se que o Brasil terá um crescimento de 44% na capacidade de geração de energia solar fotovoltaica instalada só em 2019 com relação ao ano anterior e uma pesquisa realizada com a população brasileira, cerca de 89% respondeu ter a intenção de gerar sua própria energia sustentável (SOLAR, 2019).

Diante deste cenário, com o mercado para a geração de energia fotovoltaica aquecida, muitos equipamentos estão sendo ofertados, bem como diversos fabricantes apresentando soluções nesta área e também arquiteturas distintas. Em se tratando de arquitetura, basicamente hoje se utiliza inversor com *string* ou micro inversor na geração distribuída, o primeiro com inversor centralizado recebe as séries fotovoltaicas em suas entradas CC, já o micro inversor instalado junto aos módulos, possui limitação de entradas e potência de pico. O presente trabalho

propõe realizar um paralelo entre as duas arquiteturas mencionadas para geração distribuída, apontar o desempenho encontrado, mapear os fatores que contribuem para uma melhor desempenho da planta e auxiliar aos novos geradores de energia elétrica na hora de adquirir estes equipamentos.

1.1 TEMA

A diminuição da taxa de desempenho em sistemas de geração de energia solar fotovoltaica está relacionado com a sujidade, inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos, sombreamento, além da temperatura de operação destes módulos e de sua tecnologia de fabricação (YANG, TIEPOLO, SOUZA, & URBANETZ, 2018).

Segundo estes autores as perdas no barramento de corrente contínua, perdas na conversão de energia e perdas no inversor também devem ser consideradas e influenciam na desempenho final do sistema.

A presente monografia tratará justamente destes pontos mencionados no parágrafo anterior, pois sofrem mudanças significativas quando emprega-se sistemas solar fotovoltaicos com inversores por string ou com micro inversores.

Para uma melhor eficácia nos resultados, propõe-se estudar plantas similares onde perdas mencionadas sejam minimizadas.

1.1.1 Delimitação do Tema

Análise da taxa de desempenho entre uma planta de geração fotovoltaica utilizando micro inversores e inversores utilizando strings para interligar os módulos fotovoltaicos. O estudo baseia-se no comparativo de performance entre esses dois tipos de arquitetura bem como fatores de perdas relevantes.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Sistemas de geração de energia elétrica, utilizando plantas FV com inversores por *strings* já são realidades a um bom tempo e por sua vez já existem estudos e artigos publicados onde tem-se mapeado os fatores que contribuem para um maior ou menor desempenho da planta. Com a entrada no mercado de sistemas FV utilizando microinversores (inversores fixos a módulos FV) se faz necessário avaliar o quanto que este tipo de arquitetura e disposição destes inversores impacta positivamente ou não no desempenho final da geração de energia.

A taxa de desempenho – *PR* (inglês – *performance ratio*), é um dos parâmetros fundamentais que se deve monitorar durante a operação da planta FV, apurar e quantificar a medida de quão o sistema está bem instalado, melhorias necessárias e correções pontuais. Impactos financeiros estão diretamente ligados, níveis de desempenho bons aumentam as chances de liquidez do investimento.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Determinar o fator de desempenho e análise comparativa de 4 plantas que utilizam inversor com string e micro inversores, na mesma mesoregião.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Realizar o levantamento bibliográfico sobre sistemas FV;
- Estudar e levantar os dados técnicos dos equipamentos empregados nas plantas analisadas;
- Quantificar a taxa de desempenho das plantas FV;
- Realizar simulações com perdas pré determinadas e comparação com dados reais.

1.4 JUSTIFICATIVA

Muito embora a taxaço de impostos para a comercializaço de equipamentos de geraço solar fotovoltaico vem diminuindo, os custos para quem quer adquirir ainda são elevados. O que torna esta implantaço viável é o retorno financeiro a médio prazo.

A taxa de desempenho esta diretamente relacionado a este retorno financeiro. Plantas bem dimensionadas, utilizando-se equipamentos provenientes de bons fabricantes torna-se um sistema rentável e duradouro.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

- Levantamento bibliográfico sobre fontes de geraço de energia elétrica utilizando sistemas de energia solar fotovoltaica, com consultas em artigos, livros, dissertações, trabalhos de conclusão de curso, monografias;
- Levantamento dos dados técnicos junto aos fabricantes de equipamentos, apuração de rendimentos e eficiência de cada componente e sugidade dos módulos ;
- Obtenço da taxa de desempenho das plantas analisadas, conforme dados apurados de geraço de energia;
- Simulaço das plantas para cada tipo de arquitetura, orientaço e perdas.

Também será feito o uso do *software* Radasol para corrigir desvios na irradiaço no plano inclinado e azimutal, mapas solarimétricos, *software* e aplicativos dos inversores para apuração de curvas de geraço e dados para análise da taxa de desempenho.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

A presente monografia esta dividida em 4 capítulos. O primeiro capítulo trata dos objetivos deste trabalho, proposta aos problemas levantados bem como a justificativa que levou-se ao estudo desta monografia.

Segundo capítulo faz-se um resumo das principais fontes de geração renovável no Brasil e sua parcela na geração de energia elétrica do país, também é apresentado uma revisão nos conceitos da geração solar fotovoltaica, componentes elétricos que compõem um sistema solar fotovoltaico conectado à rede e os tipos de arquiteturas e arranjos utilizados. Neste mesmo capítulo é apresentado os principais fatores de perda encontrados em sistemas de geração fotovoltaica e suas particularidades bem como ferramentas matemáticas, banco de dados e *softwares* utilizados para o desenvolvimento da metodologia.

O terceiro capítulo inicia com a apresentação das 4 plantas analisadas, apresenta os resultados do fator de desempenho através da determinação dos índices de mérito e comparação dos dados reais com o *software* de modelagem fotovoltaico. Ainda neste capítulo, para determinada planta em análise é apresentado os fatores de perda que contribuem para uma geração de energia elétrica mais baixa. O quarto capítulo faz uma conclusão dos resultados obtidos, das dificuldades desta monografia e também propõe idéias e apontamentos para projetos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFIA

A presente revisão bibliográfica apresentará o início do surgimento do setor elétrico no país, fará uma abordagem das principais fontes de geração de energia elétrica por fontes renováveis, bem como o princípio de funcionamento de cada geração. Será apresentado os conceitos, características e arquiteturas da energia solar fotovoltaica e também os tipos de perdas mais frequentes em sistemas de geração solar fotovoltaico.

2.1 MATRIZ ELÉTRICA NO BRASIL

2.1.1 Origens

No início do século XX, empresas privadas foram as primeiras a prestar serviço de geração de energia elétrica no país. Com o advento do Código das Águas o Brasil começou a implementar uma forte regulamentação deste serviço devido a incompatibilidade na cobrança das tarifas pelas empresas privadas (ABBUD & TANCREDI, 2010).

Com a era da industrialização começando no Brasil, o governo em meados de 1950, deu início a reestruturação do setor elétrico, realizando a estatização gradual, sendo concluída em meados de 1970. Com a criação da Eletrobrás em 1962, conseguiu-se gerenciar a operação de usinas geradoras já existentes, projetos e estudos para ampliação da matriz de geração para suprimento da energia elétrica no país, além disso deu autonomia para a Eletrobras junto a suas subsidiárias na construção de novas usinas hidroelétricas e a implantação do Sistema Interligado Nacional – SIN (ABBUD & TANCREDI, 2010).

O Sistema Interligado Nacional garante à segurança no abastecimento de energia elétrica, uma vez que regiões no período de seca tem-se seus reservatórios com níveis de água baixos, logo geram menos e portanto recebem a energia de regiões onde o período de chuva esta estabelecido, também escoam a energia para diferentes partes do país independentemente do local de geração, graças a malha de

transmissão que esta interconectado entre as subsidiárias regionais do país (ABBUD & TANCREDI, 2010).

Na mesma época o governo deu incentivos aos estados para constituir empresas estatais de distribuição, antes de posse de empresas privadas estrangeiras, logo o setor elétrico estava formado desde a geração até os centros de consumo. Durante três décadas o setor elétrico brasileiro foi bem sucedido garantindo o desenvolvimento econômico e social no Brasil (ABBUD & TANCREDI, 2010).

2.1.2 Fontes de Geração Renovável no Brasil

2.1.2.1 Fonte hidráulica

A hidreletricidade sempre foi a principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil, devido a abundância deste recurso energético em todo território nacional. Segundo Tolmasquim (2016), é considerada uma fonte segura e confiável e também renovável, uma vez que é capaz de prover o controle de tensão e frequência do sistema.

A geração se dá pelo aproveitamento do fluxo das águas em uma usina, onde sua classificação está relacionado com as seguintes características:

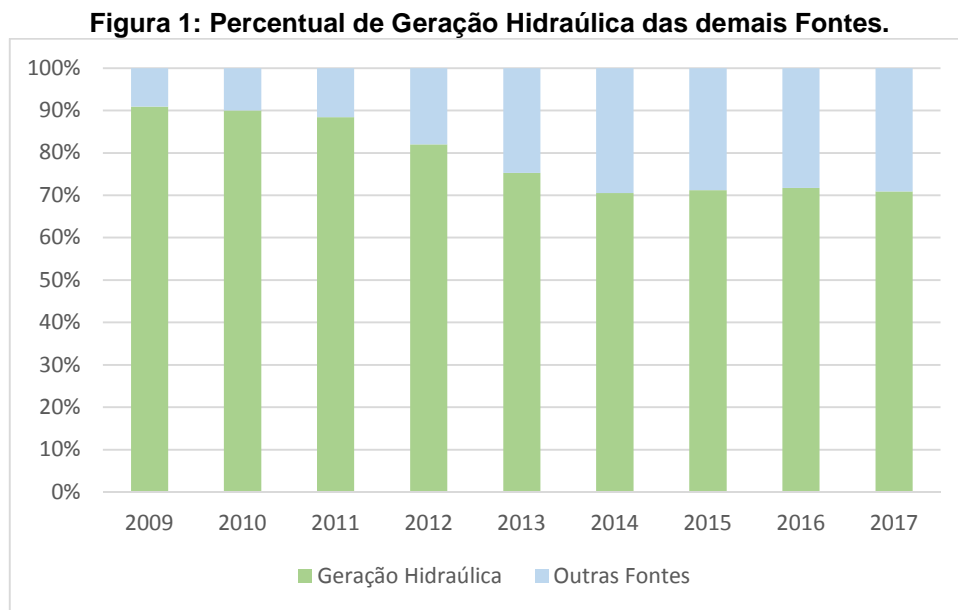
- Altura da queda d'água;
- Vazão;
- Potência instalada;
- Tipo de turbina empregada;
- Tipo de barragem e reservatório.

Segundo ANEEL (2008), existem dois tipos de reservatórios: acumulação e fio d'água. Acumulação tem por característica altas quedas d'água, acúmulo de grandes volumes de água e conseqüentemente funcionam como estoque e regulam a vazão para demais usinas a jusante. Quanto a fio d'água geram energia com o fluxo de água do rio pela vazão mínima existente.

A primeira hidrelétrica do mundo foi construída no final do século XIX, em Cragside, na Inglaterra (TOLMASQUIM, 2016), no Brasil a primeira hidrelétrica foi construída no município de Diamantina com potência de geração de 0,5 MW (ANEEL, 2008), segundo o mesmo autor uma usina tem sua classificação quanto ao porte, dependente da potência instalada como se segue:

- Centrais Geradoras Hidrelétricas ≤ 1 MW;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas $\geq 1,1$ MW & ≤ 30 MW;
- Usina Hidrelétrica de Energia ≥ 30 MW.

Na figura 1 é apresentado o percentual da geração hidráulica com relação as outras fontes de geração de energia elétrica no Brasil.



Fonte: ONS_adaptado (ONS, 2019)

A geração hidráulica vem perdendo espaço nos últimos anos, por muito tempo foi praticamente a única fonte de geração de energia elétrica no país, mas devido ao impactos socioambientais negativos e investimentos elevados, atualmente enfrenta dificuldades de expansão (TOLMASQUIM, 2016).

2.1.2.2 Fonte biomassa

O aproveitamento energético da Biomassa tem papel fundamental para a evolução da espécie humana, desde a queima da lenha para cocção, proteção e aquecimento até para uso específico como é o caso da eletricidade. O bagaço da cana é o principal material de Biomassa para geração de energia elétrica no Brasil, impulsionado pela inserção dos biocombustíveis no país (TOLMASQUIM, 2016).

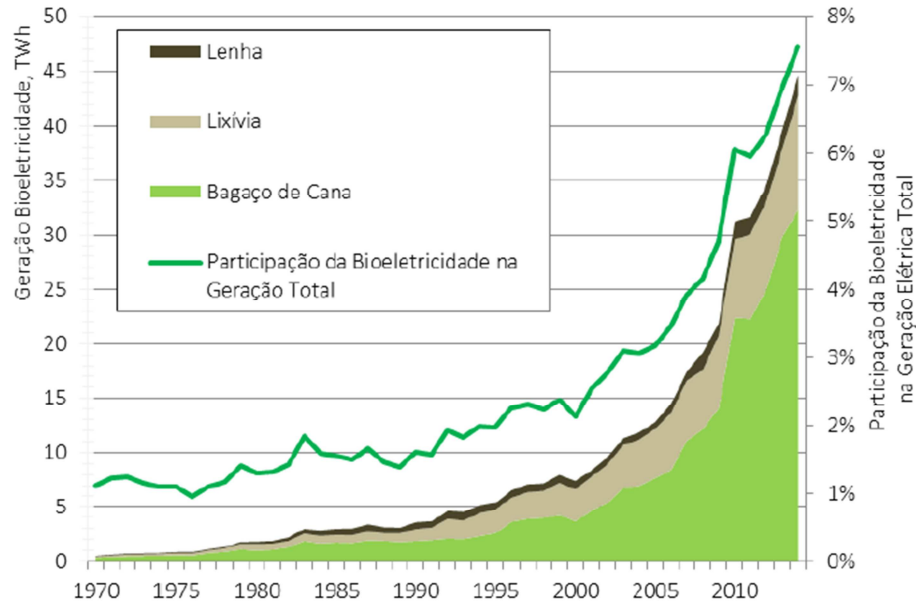
Segundo ANEEL (2008), a Biomassa tem sua definição como qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica e pode ser classificada conforme sua origem em florestal, agrícola ou rejeitos urbanos ou industriais.

A energia elétrica a partir da Biomassa prevê a conversão da matéria prima em um produto intermediário que será utilizado em uma máquina motriz, através da energia mecânica que acionará um gerador elétrico (ANEEL, 2008). Diversas tecnologias são empregadas para o ciclo do vapor em uma turbina, porém três estão destacadas no Plano Nacional de Energia 2030:

- Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão;
- Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração;
- Ciclo combinado e integrado à gaseificação da Biomassa.

A figura 2 mostra a evolução e a participação do bagaço de cana, lixívia e a lenha na matriz de geração de energia elétrica no país. Este crescimento acentuado nos últimos anos está relacionado principalmente com a expansão e tecnologias envolvidas no aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar devido as demandas do setor sucroenergético, bem como a lixívia resultado do processo de cozimento da madeira no setor de papel e celulose e a queima da lenha de florestas reguladas (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 2: Evolução da Geração de Bioeletricidade e seu Percentual de Participação na Matriz Elétrica.



Fonte: (TOLMASQUIM,2016)

Além das fontes de biomassa citadas anteriormente, outras fontes de geração de energia elétrica são empregadas, porém segundo Tolmasquim (2016), a quantidade de energia gerada representa menos que 4% de todo o insumo no Brasil.

Tabela 1: Fontes de Bioeletricidade originadas da Biomassa.

Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2
Biomassa	Agroindustriais	Bagado de Cana de Açúcar
		Biogás-AGR
		Capim Elefante
		Casca de Arroz
	Floresta	Lixívia
		Lenha
		Gás de Alto Forno - Biomassa
		Resíduos Florestais
		Carvão Vegetal
		Biogás - Floresta
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU
	Resíduos animais	Biogás - RA
	Biocombustíveis Líquidos	
		Óleos Vegetais

Fonte: (TOLMASQUIM,2016)

2.1.2.3 Fonte eólica

O vento é o combustível para os sistemas de geração de energia eólica, fenômeno que ocorre devido ao movimento das massas de ar na atmosfera terrestre. Este fenômeno natural ocorre principalmente pelo aquecimento da superfície da terra próximo a linha do equador e pelo resfriamento próximo aos polos (LOPEZ, 2018).

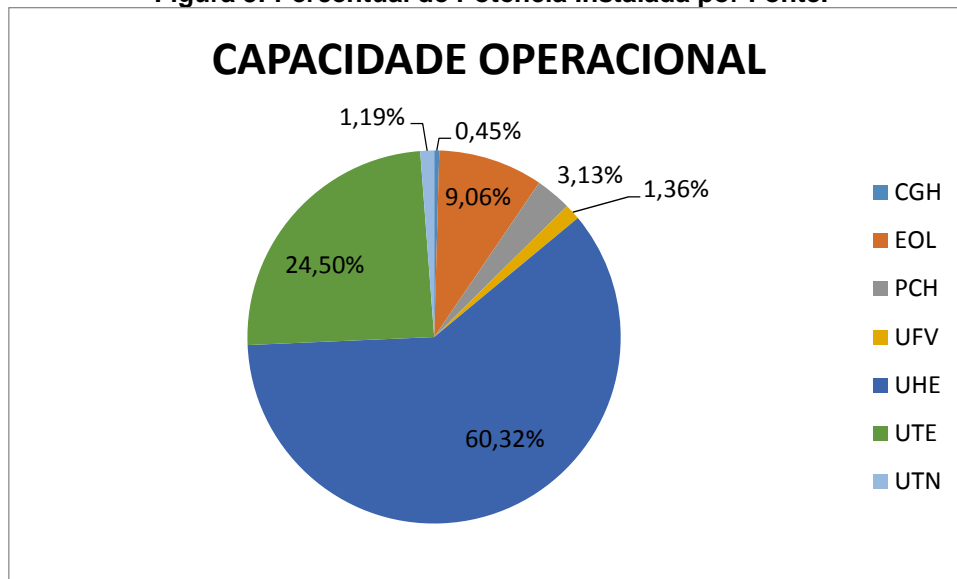
Segundo Lopez (2018), para aproveitar ao máximo o recurso energético do vento em um determinado local para a geração de energia, é importante conhecer a direção e velocidade predominante deste vento, uma vez que a rotação da terra influencia e causa variações sazonais ao longo do ano.

O primeiro cata-vento adaptado para a geração de energia elétrica teve início no final do século 19, erguido em *Cleveland Ohio* foi construído para carregar baterias que por sua vez forneciam energia para 350 lâmpadas incandescentes, com potência de 12W em corrente contínua. Apenas no século 20 é que surgiram os primeiros aerogeradores de grande dimensão, constituído de duas pás e diâmetros que passavam dos 20 metros (LOPEZ, 2018).

No Brasil a primeira turbina eólica instalada foi em 1992 no Arquipélago de Fernando de Noronha, uma torre de 23 metros, pás com 17 metros e potência de 75KW (ANEEL, 2008). Segundo Lopez (2018), no Brasil muito embora a geração hidráulica seja ainda a principal fonte, gerar energia elétrica por meio dos ventos pode servir como uma fonte complementar, exemplo o Nordeste onde em períodos de estiagem a geração eólica pode suprir parte da demanda solicitada diminuindo a geração em hidrelétricas e conseqüentemente a recuperação dos níveis dos reservatórios.

Segundo BIG (2019), o Brasil possui 618 empreendimentos em operação com potência instalada de 15,145GW. A figura 3 apresenta o percentual de potência fiscalizada por fonte de geração de energia elétrica no país, onde a eólica já se coloca como uma fonte muito significativa alcançando o posto de terceira colocada com 9,06%.

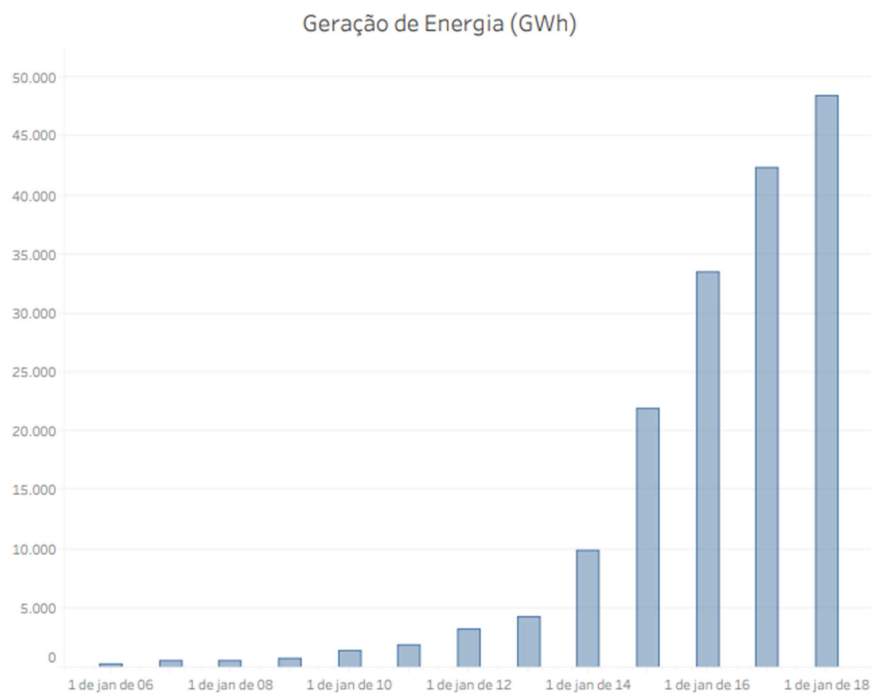
Figura 3: Percentual de Potência Instalada por Fonte.



Fonte: BIG 2019

Já a geração de energia alcançou mais uma marca histórica em 2018, onde superou pouco mais de 48.443 GWh, esta evolução exponencial é apresentada na figura 4.

Figura 4: Evolução da Geração de Energia Eólica nos últimos anos.



Fonte: (ONS, 2019)

Este crescimento da geração de energia eólica, se deve muito ao recursos financeiros vindos do capital estrangeiro, garantias de participação desta matriz nos leilões futuros e o potencial energético a ser explorado no Brasil.

2.1.2.4 Fonte solar fotovoltaica

Diferente dos sistemas solares térmicos que produzem eletricidade por meio da energia térmica do sol, a energia solar fotovoltaica têm a capacidade de captar diretamente a luz solar e produzir a circulação de corrente elétrica ou efeito fotovoltaico (VILLALVA, 2015).

O efeito fotovoltaico consiste na transformação da radiação solar em energia elétrica por meio da criação de uma tensão elétrica, sobre uma célula formada por um empilhamento de materiais semicondutores, quando esta célula for conectada por dois eletrodos em seus pólos e um caminho elétrico se formar, surgirá a corrente elétrica (VILLALVA, 2015).

Primeiramente o efeito fotovoltaico foi descoberto por Edmond Becquerel, em 1839, onde um diferencial de potencial surgirá em uma célula eletroquímica causada pela absorção da luz, em meados de 1876 o primeiro aparato fotovoltaico advindo de estudos físicos foi projetado (PINHO & GALDINO, 2014).

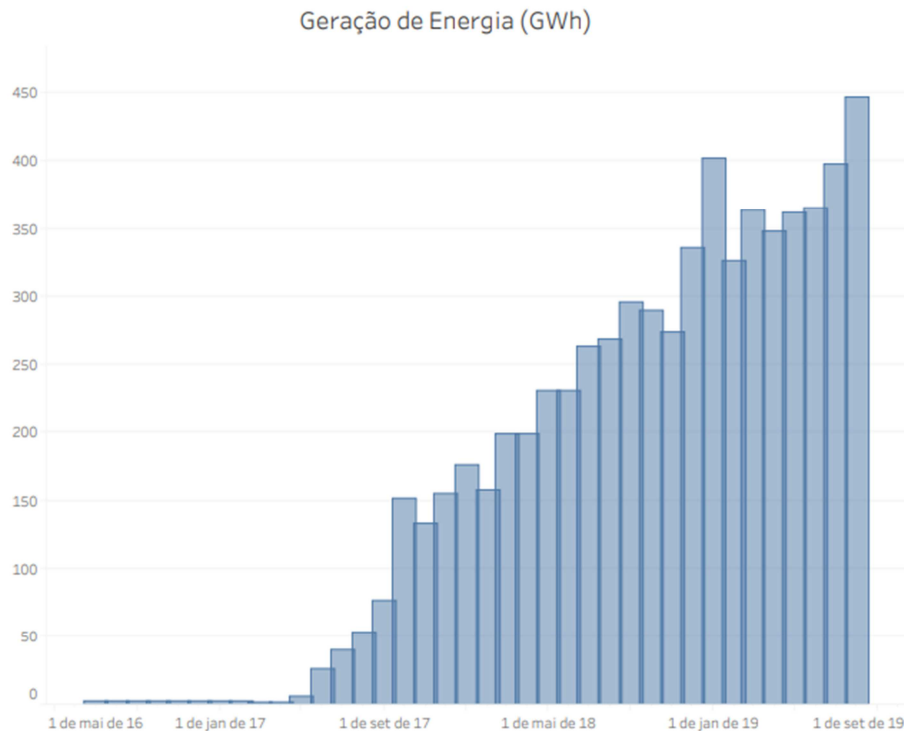
No Brasil segundo Pinho e Galdino (2014), os elevados índices de irradiação solar comparados com países europeus, onde se utiliza muito esta fonte para a geração de energia elétrica não teve a mesma evolução. Desde os anos 50 onde deu-se início ao desenvolvimento desta tecnologia no país, a oscilação do crescimento do Brasil também causou percaução que prejudicou evolutivamente a inserção desta fonte na matriz elétrica (ABNT, 2013).

Apartir dos anos 90 é que se tem registro dos primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A Chesf foi pioneira na instalação de uma planta fotovoltaica em Recife no ano de 1995 com uma potência instalada de 11KWp. A primeira usina fotovoltaica no Brasil com recursos privados teve sua

operação iniciada em 2011 no município de Tauá, CE, com uma potência instalada de 1MWp (PINHO & GALDINO, 2014).

Hoje a geração de energia fotovoltaica já é uma realidade, sendo para geração distribuída ou para venda no mercado livre como nos grandes empreendimentos, somados já superam os 131.548 unidades ou empreendimentos que estão gerando energia elétrica, totalizando mais de 3,74 GW de potência instalada. Na figura 5 é apresentado o crescimento exponencial que esta fonte de geração de energia têm-se apresentado mês a mês desde maio de 2016 para a modalidade venda em mercado livre.

Figura 5: Evolução da Geração de Energia Fotovoltaica nos últimos anos.



Fonte: (ONS, 2019)

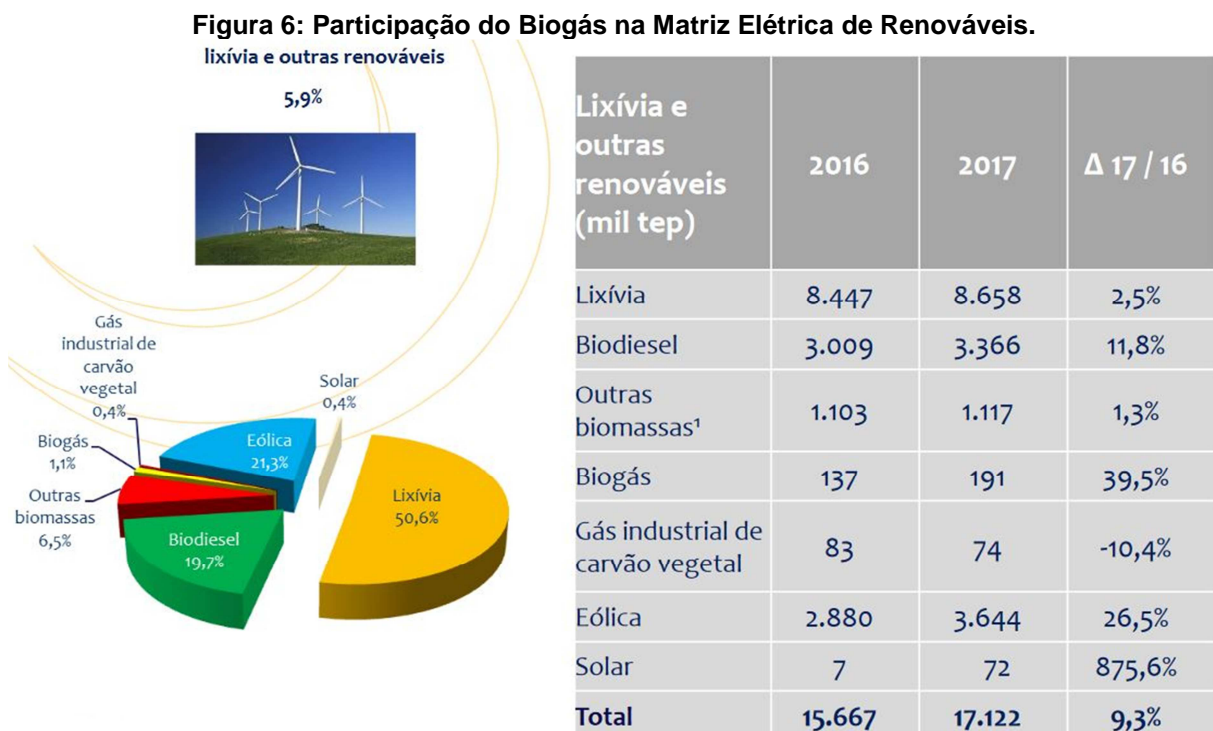
Outros fatores que contribuem para este aumento exponencial da geração de energia solar fotovoltaica são:

- Incentivos fiscais para aquisição de equipamentos;
- Aumento no custo da energia elétrica no Brasil;
- Maior eficiência e rendimento dos equipamentos.

2.1.2.5 Outras fontes renováveis

Uma das fontes mais favoráveis ao meio ambiente é o Biogás, formado pela decomposição da biomassa de dejetos urbanos, industriais e até mesmo esgoto, este Biogás é resultado do processo natural da biomassa fase sólida para fase gasosa por meio de microorganismos que decompõem a matéria orgânica em um ambiente anaeróbico. Um dos benefícios é a redução destes dejetos e consequentemente a geração de gás para posterior produção de energia. Hoje três são os processos tecnológicos que viabilizam o lixo como energético, o mais simples pela combustão direta dos resíduos sólidos, a gaseificação por meio da termoquímica e a mais comum pela decomposição da matéria orgânica através dos microorganismos em ambiente anaeróbico (ANEEL, 2008).

No relatório divulgado pela EPE no ano de 2018, ano base 2017 o Biogás representava 1,1% de toda energia gerada por fontes renováveis no Brasil. Este teve um crescimento de 39,5% em relação ao ano anterior, apresentado pela figura 6.



Fonte: (EPE, 2018)

Outra fonte renovável é a energia Geotérmica, muito embora renegada no Brasil devido a riqueza de outros recursos naturais, esta já é bastante difundida em outros países como nos Estados Unidos, exemplo da Califórnia onde existe um campo de gêiseres com potência instalada de 500MW (ANEEL, 2008). Segundo Omido, Barboza e Júnior (2017), a energia Geotérmica é a energia armazenada na forma de calor de baixo da superfície da terra, tem origem no fluxo geotérmico profundo, na radiação solar absorvida, no fluxo de águas subterrâneas e na energia térmica armazenada no terreno.

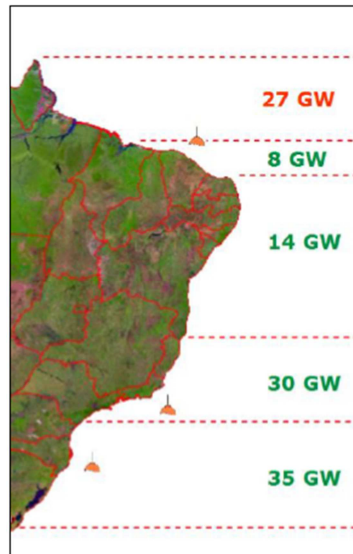
Para a produção de energia elétrica o dado mais importante é a temperatura de extração deste fluido, ou sua entalpia. Para a geração desta energia elétrica é necessário que o fluido seja classificado como “Alta entalpia”(T > 150° C) (OMIDO, BARBOZA, & JÚNIOR, 2017). Segundo Sanyal (2005), a diversos tipos de tecnologias para geração, porém duas se destacam:

- Ciclo Binário(Rankine Orgânico): Basicamente o fluido extraído da fonte passa por um trocador de calor para aquecer um outro fluido com ponto de ebulição mais baixo, este eleva sua pressão que por sua vez movimenta uma turbina conectada a um gerador elétrico;
- Ciclo *Flach*: Neste tipo de tecnologia o próprio fluido extraído é quem movimenta a turbina, porém antes é realizado a separação da salmoura do vapor através da camara de separação.

A energia Oceânica é outro recurso natural de grande potencial energético, devido a extensas áreas, distribuição mundial e alta densidade dos recursos do mar. No que tange a geração de energia elétrica o aproveitamento das marés e das ondas, correntes marítimas e gradientes térmicos e de salinidade são exemplos de energia potencial que podem ser usados para a geração de eletricidade (EPE, 2018).

No Brasil devido as extensas áreas costeiras e a variação da agitação das ondas torna o aproveitamento energético de grande valia. O clima de ondas possui mais de uma sistema característico de agitação, o primeiro a “vaga” gerada pelos ventos alísios é mais presente no litoral do nordeste, já a “ondulação” característico pelas frentes frias esta mais presente nas regiões do sul e sudeste (EPE, 2018).

Figura 7: Potencial Teórico Brasileiro de Energia Oceânica.



Fonte: (EPE, 2018)

A figura 7 apresenta o estimado potencial teórico brasileiro de energia oceânica. Em vermelho é o potencial referente as marés e em verde o potencial das ondas (EPE, 2018).

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.2.1 Conceitos

Segundo a ABNT (2013), um Sistema Fotovoltaico é um conjunto de elementos que geram e fornecem eletricidade pela conversão da energia solar.

Este sistema fotovoltaico pode ter duas configurações básicas:

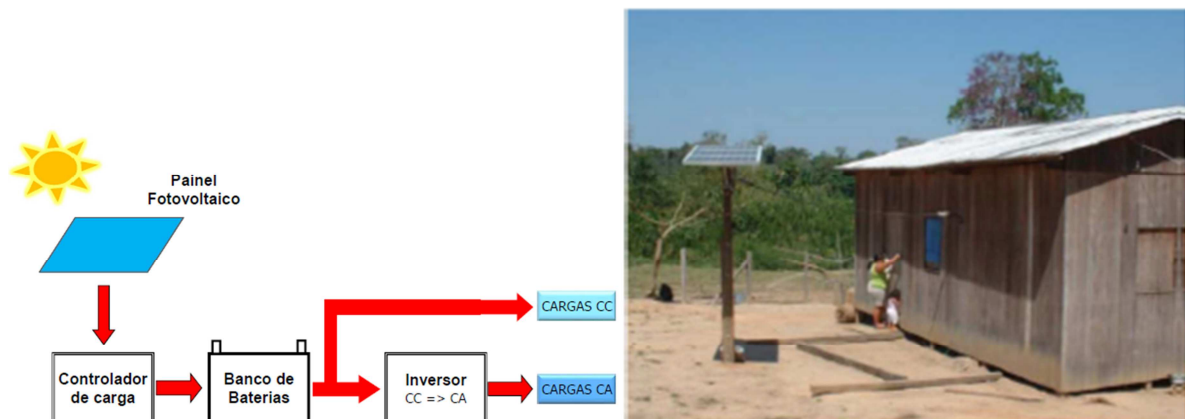
- Sistema Isolado;
- Sistema Conectado à Rede Elétrica;

Um sistema isolado tem a função de atender regiões sem acesso a rede elétrica. São muito utilizados para bombeamento de água, fornecimento de energia

elétrica com armazenamento para pequenas residências, iluminação pública, painéis luminosos, proteção catódica, cerca elétrica e etc.

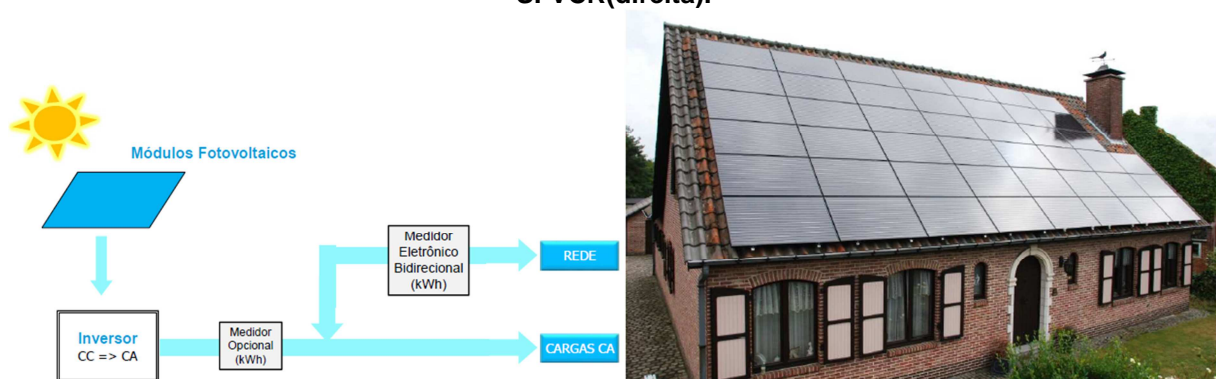
Sistemas conectados a rede elétrica tem a função de diminuir os custos com o consumo de energia elétrica em residências, comércios e indústria. Através da injeção do excedendo de energia à rede básica o proprietário da unidade geradora recebe créditos para abatimento em contas futuras. Sua aplicação se estende deste micro e minigeração, sistemas fotovoltaicos integrados a edificações e usinas e fazendas fotovoltaicas (PINHO & GALDINO, 2014). As figuras 8 e 9 respectivamente, apresentam o diagrama de blocos simplificado e uma instalação na prática de um sistema isolado e de um sistema conectado à rede elétrica.

Figura 8: Arquitetura de um Sistema Isolado(esquerda). Aplicação de um SFVI(direita).



Fonte: (URBANETZ, 2019)

Figura 9: Arquitetura de um Sistema Conectado à Rede(esquerda). Aplicação de um SFVCR(direita).



Fonte: (URBANETZ, 2019)

A Radiação Solar é a forma de transferência de energia advinda do sol, por meio da propagação de ondas eletromagnéticas (ABNT, 2013).

As componentes da radiação solar são:

- Radiação Direta;
- Radiação Difusa;
- Radiação Albedo;

A potência de radiação solar total instantânea destas três componentes por unidade de área em um superfície inclinada é denominado Irradiância Total (G_{TOT}), quando esta irradiância total é integrada no tempo tem-se a Irradiação Total (H_{TOT}) (ABNT, 2013).

Esta irradiação total é um parâmetro importante para determinar a quantidade de energia que um sistema solar fotovoltaico pode fornecer em uma determinada localidade, porém escolher um ângulo de inclinação e azimutal do módulo fotovoltaico incorreto, representa uma perda no desempenho de uma planta.

Segundo Villalva (2015), sempre que possível orientar o ângulo azimutal do módulo com sua face voltada para o norte geográfico para uma planta localizada no hemisfério sul e ajustar o ângulo de inclinação em função da latitude geográfica da localidade onde será instalado o sistema.

Para a ABNT (2013), o ângulo azimutal do sol é o ângulo entre o norte geográfico e a projeção do raio solar no plano horizontal e o ângulo de inclinação como ângulo de incidência em uma superfície entre o raio solar incidente e a reta normal à superfície.

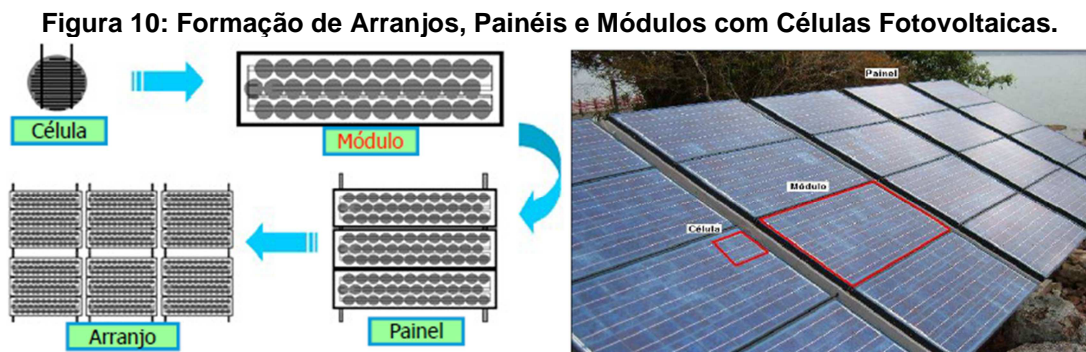
Por meio da equação 1 pode-se determinar a geração de energia provável de uma instalação sabendo sua potência instalada, taxa de desempenho e irradiação total.

$$E = \frac{P_{FV} \times H_{TOT} \times TD}{G} \quad (1)$$

Onde:

- E - Energia elétrica [kWh];
- P_{FV} – Potência elétrica do sistema solar fotovoltaico [kWp];
- H_{TOT} – Irradiação total [kWh/m².dia];
- TD – Taxa de desempenho da planta [admissional];
- G – Irradiância nas condições padrão de ensaio [STC=1kW/m²];

A potência elétrica de um sistema solar fotovoltaico é determinado pela soma algébrica das potências individuais de cada módulo fotovoltaico. Segundo a ABNT (2013), um módulo é formado por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica e um arranjo fotovoltaico é formado por um conjunto de módulos ou subarranjo fotovoltaico mecânico e eletricamente integrados. A figura 10 apresenta a sequência de formação desde a célula elementar até a configuração de um arranjo.



Fonte: (URBANETZ, 2019)

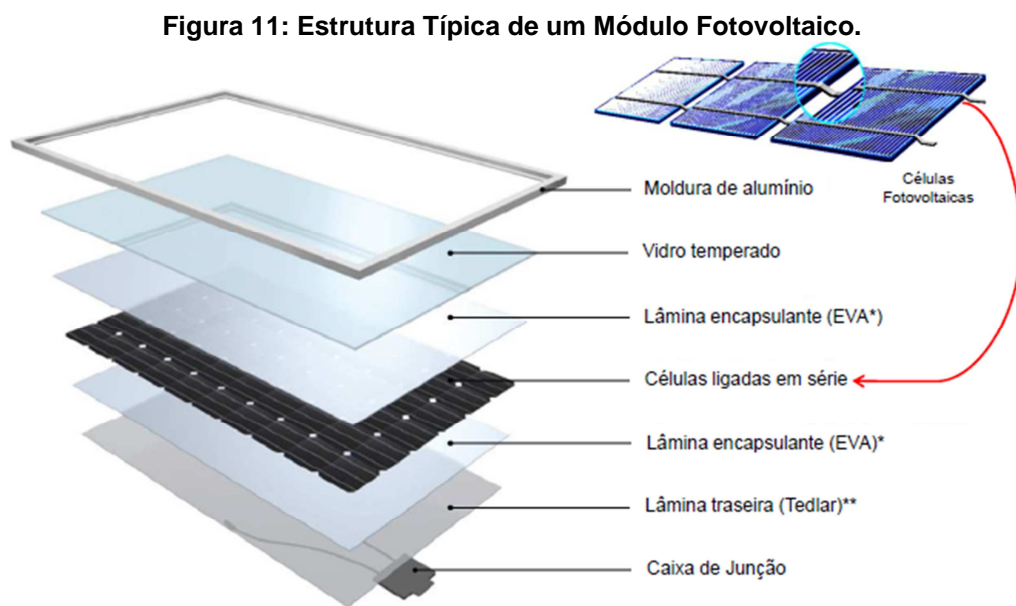
Segundo (URBANETZ, 2019), para a fabricação de uma célula ou módulo várias são as tecnologias que podem ser empregadas:

- **Tecnologia Tradicional** – Fabricadas com lâminas de silício cristalino.
 1. Silício mono-cristalino (m-Si);
 2. Silício policristalino (p-Si).

- **Tecnologia de Filmes Finos** – Silício ou outros materiais, depositados em substratos rígidos ou flexíveis.

1. Silício amorfo (a-Si);
2. Telureto de cádmio (CdTe);
3. Disselto de cobre e índio (CIS);
4. Disselto de cobre, índio e gálio (CIGS);
5. Micromorfo (μcSi);
6. Arsenieto de gálio.

A figura 11 apresenta uma estrutura típica de um módulo fotovoltaico.



Fonte: (URBANETZ, 2019)

Esta estrutura tem-se diferenciação quanto ao elemento químico empregado na célula fotovoltaica e também quanto a sua tecnologia. Módulos fabricados em mono ou policristalino são mais abundantes.

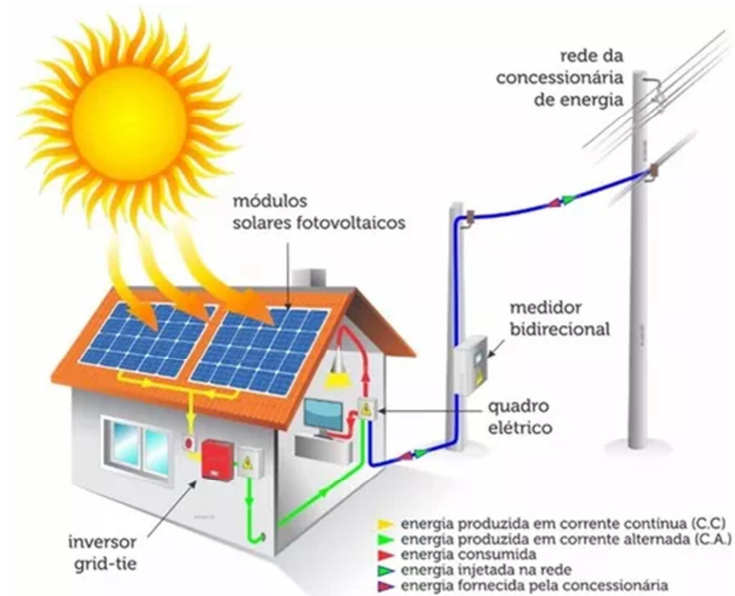
2.2.2 Equipamentos e Características Elétricas

A presente monografia propõe analisar e apresentar os resultados das taxas de desempenho em plantas conectadas a rede básica de energia elétrica, deste modo a partir deste tópico não serão mais abordados assuntos referentes a sistemas fotovoltaicos isolados.

Um sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica possui basicamente os seguintes componentes elétricos:

- Módulo fotovoltaico;
- Barramento em corrente contínua (CC);
- String Box;
- Inversor CC/CA;
- Barramento em corrente alternada (CA).

Figura 12: Ilustração de um SFVCR em uma Residência.



Fonte: (INSOLARJ, 2019)

A figura 12 ilustra uma instalação típica de geração solar fotovoltaica conectada à rede, utilizando inversor com *string*. Para micro inversor o barramento em corrente contínua é reduzido, pois o mesmo é instalado junto aos módulos fotovoltaicos.

2.2.2.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico como mencionado anteriormente é formado por várias células em série ou série-paralelo, quando se faz o uso de células de Silício, por exemplo, a tensão elétrica individual de cada célula é da ordem de 0,5V a 0,8V. A tensão resultante equivalente do módulo é soma das tensões individuais de cada célula que esta na série. Para a proteção mecânica das células se faz necessário encapsulamentos com placas rígidas e duráveis (PINHO & GALDINO, 2014).

Para a ABNT (2013), o módulo fotovoltaico é considerado uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas com o objetivo de gerar energia elétrica, segue na figura 13 a simbologia de um módulo fotovoltaico, onde o triângulo indica o pólo positivo.

Figura 13: Símbolo de um módulo fotovoltaico.



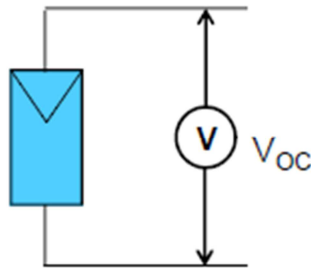
Fonte: (URBANETZ, 2019)

O módulo fotovoltaico é identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp) e esta definição de potência de pico é determinada nas condições padrão de ensaio (STC), onde este módulo é submetido a uma irradiação solar de 1000W/m² sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de 25 °C (PINHO & GALDINO, 2014).

Através deste ensaio características elétricas são determinadas para um módulo fotovoltaico:

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}) – tensão gerada pelo módulo fotovoltaico sem carga nas condições STC;

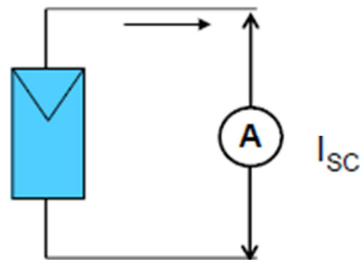
Figura 14: Arranjo para Obtenção da Tensão de Circuito Aberto.



Fonte: (URBANETZ, 2019)

- Corrente de curto circuito (I_{sc}) – corrente de saída de um módulo fotovoltaico em curto circuito nas condições STC;

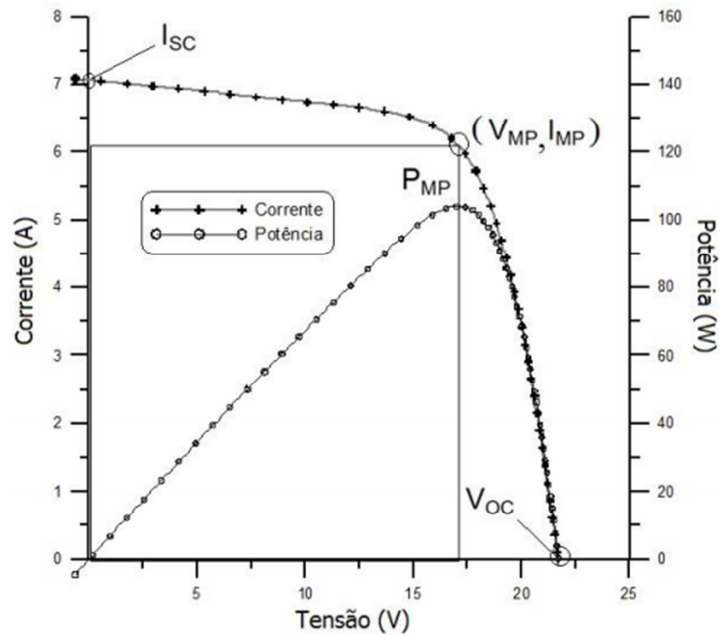
Figura 15: Arranjo para Obtenção da Corrente de Curto Circuito.



Fonte: (URBANETZ, 2019)

- Potência nominal (P_{NOM}) – valor de potência que o módulo fornece em condições STC, corresponde ao ponto de máxima potência (P_{MP}) na curva característica $I \times V$;

Figura 16: Curva Característica I x V.



Fonte: (PINHO & GALDINO, 2014)

$$P_{NOM} = P_{MP} = I_{MP} \times V_{MP} \quad (2)$$

Onde:

- P_{NOM} = Potência nominal[Wp];
- P_{MP} = Potência máxima de pico[Wp];
- I_{MP} = Corrente máxima de pico[A];
- V_{MP} = Tensão máxima depico[V].

• Fator de forma(FF) – expressa o quanto a curva característica se aproxima de um retângulo no gráfico I x V, isto é quanto melhor as células de um módulo, maior é a potência deste módulo (PINHO & GALDINO, 2014).

A seguir na equação 3, é apresentado a equação para obtenção do fator de forma(FF).

$$FF = \frac{V_{MP} \times I_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (3)$$

Onde:

- FF = Fator de forma;
- V_{OC} = Tensão de circuito aberto[V];
- I_{SC} = Corrente de curto circuito[A].

- Eficiência(η) – é obtido através da potência máxima gerada, irradiância nas condições STC e a área do módulo. Conforme normas técnicas qualquer parte construtiva do módulo, inclusive a moldura metálica é considerado para determinar esta eficiência (PINHO & GALDINO, 2014).

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \times A_M} \times 100 \quad (4)$$

Onde:

- η = Eficiência do módulo medido em [%];
- P_{MP} = Potência máxima de pico[Wp];
- G = Irradiância nas condições STC[W/m²];
- A_M = Área do módulo[m²].

2.2.2.2 Inversor fotovoltaico

O inversor fotovoltaico é um dispositivo eletrônico conversor CC-CA que fornece energia elétrica em corrente alternada(CA) através de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua(CC), como é o caso dos módulos fotovoltaicos. Funcionando como um gerador de corrente, o inversor fotovoltaico conectado à rede depende da tensão elétrica da concessionária para gerar energia elétrica e deve ser dimensionado para atender a tensão elétrica local, bem como a frequência e conteúdo harmônico adequado as cargas envolvidas no projeto (PINHO & GALDINO, 2014).

Os semicondutores empregados nos inversores fotovoltaicos em uso geral são de tecnologias tipo *MOSFET* ou *IGBT* e para sistemas com potências maiores capaz de suportar tensões e correntes elevadas faz-se o uso de semicondutores tiristorizados como o *SCR*, *TRIAC* e *GTO* (PINHO & GALDINO, 2014).

Também podem ser classificados quanto à topologia (URBANETZ, 2019):

- Inversor com transformador de baixa frequência;
- Inversor com transformador de alta frequência;
- Inversor sem transformador;
- Inversor com Multi *String*.

Inversores com transformador possuem maiores perdas magnéticas e por consequência sua eficiência é menor, porém menor interferência magnética devido a isolamento entre os circuitos CC e CA. Este tipo de inversor é utilizado quando empregado módulos com filme fino devido a degradação da célula, a tensão no barramento CC não pode ser flutuante, logo deve-se referenciar o polo negativo dos módulos fotovoltaicos (PINHO & GALDINO, 2014) (VILLALVA, 2015).

A eficiência de um inversor conectado a rede pode ser expressa conforme equação 5:

$$\eta_{TOT} = \frac{P_{CA}}{P_{PM}} \quad (5)$$

Onde:

- η_{TOT} = Eficiência total do inversor;
- P_{CA} = Potência instantânea na saída do inversor[W];
- P_{PM} = Potência máxima de pico instantânea do painel fotovoltaico[Wp].

Conforme apresentado na equação 5, uma das características mais importantes do inversor fotovoltaico conectado à rede é o buscador de máxima potência de pico, ou seja, esta tecnologia permite que o inversor extraia o máximo de potência dos módulos fotovoltaicos uma vez que monitora o produto corrente pela

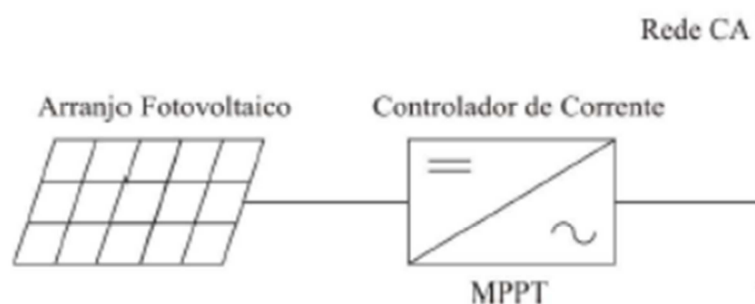
tensão ao seu valor máximo. Este seguidor de máxima potência deve possuir algumas características (PINHO & GALDINO, 2014):

- Precisão: medição correta de corrente e tensão elétrica;
- Eficácia: ser capaz de encontrar a máxima potência de pico, mesmo com variações na irradiância total;
- Rapidez: adaptar-se as variações bruscas, por exemplo, sombreamento.

Os inversores também podem ser classificados conforme o número de estágios internos (TONIN, 2017):

- Inversor de um estágio: no mesmo módulo de conversão, são realizados o MPPT e a geração de corrente no lado CA;

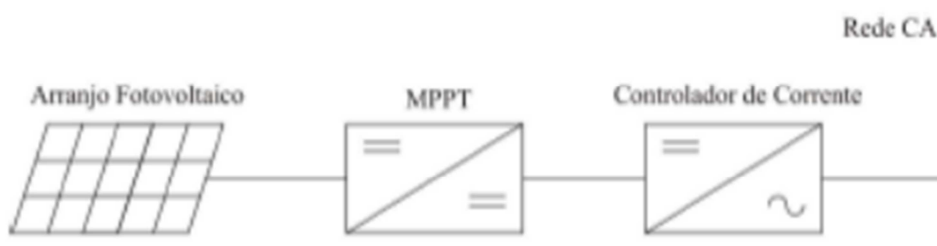
Figura 17: Inversor com um estágio.



Fonte: (TONIN, 2017)

- Inversor de dois estágios: o primeiro estágio conversor CC-CC realiza a busca pela máxima potência de pico e o segundo estágio conversor CC-CA é responsável pelo controle e geração de corrente;

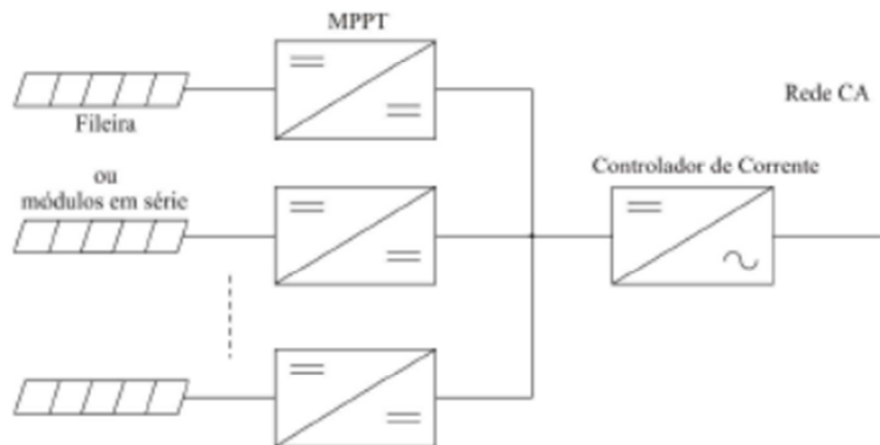
Figura 18: Inversor com dois estágios.



Fonte: (TONIN, 2017)

- Inversor com múltiplos estágios: vários buscadores de máxima potência de pico, para um módulo conversor CC-CA que injeta corrente na rede.

Figura 19: Inversor com múltiplos estágios.



Fonte: (TONIN, 2017)

Quanto as características elétricas, deve-se observar junto ao manual do fabricante a potência nominal de entrada e saída, faixa de tensão de entrada, intervalo da tensão para o buscador de máxima potência de pico, nível de tensão CC para um melhor rendimento no lado CA, número máximo de string na entrada, número de MPPT, máxima corrente lado CC e saída CA, frequência e distorção harmônica e consumo de energia parado e noturno.

2.2.2.3 String box

Conhecido também como caixa de junção, segundo a ABNT (2013), é um invólucro no qual subarranjos fotovoltaicos, séries fotovoltaicas ou módulos fotovoltaicos são conectados em paralelo e que aloja dispositivos de proteção e/ou seccionamento.

A caixa de junção concentra os barramentos positivo e negativo das séries fotovoltaicas em paralelo, bem como fusíveis, diodos de bloqueio e dispositivos de proteção de surto (VILLALVA, 2015).

2.2.2.4 *Cabeamento e conexões*

O cabo elétrico do barramento CC que interliga as caixas de ligação dos módulos e estes a caixa de junção são padronizados nas cores vermelho e preto, respectivamente polo positivo e polo negativo, possuem isolação de até 1,5 KVcc e também alta resitência contra incêndios e intempéries. Geralmente utilizado bitola de 4 mm², devido a bitola dos cabos dos módulos possuem este diâmetro, mas deve-se sempre respeitar a bitola mínima pela corrente elétrica e queda de tensão máxima admissível.

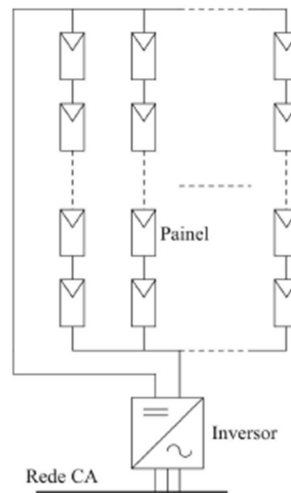
Segundo (VILLALVA, 2015), atualmente os conectores tipo MC4 passaram a serem adotados para interligar os módulos em suas série, foram desenvolvidos especificamente para aplicações fotovoltaicas, pois conferem mais segurança na condutividade das conexões através de um sistema de travamento impedindo a interrupção da corrente elétrica.

2.2.3 *Arquitetura para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*

Conforme apresentado na seção 2.2.2.2, os inversores fotovoltaicos possuem diversas topologias de estágios e isto possibilita também a interligação de arranjos fotovoltaicos de maneira a atender aos requisitos de projeto. A seguir é apresentado estas arquiteturas.

- Inversor centralizado: múltiplas séries fotovoltaicas, interligadas a subarranjos fotovoltaicos à uma entrada no conversor CC-CC. Possui apenas um buscador de máxima potência (CARRASCO, et al., 2006).

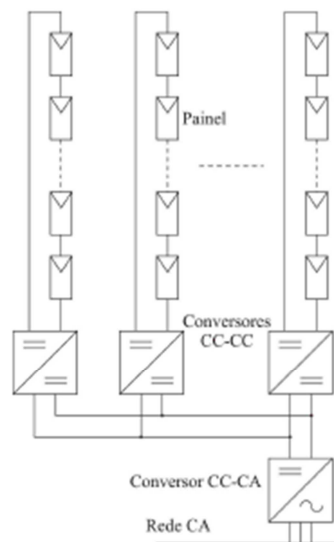
Figura 20: Arquitetura inversor centralizado.



Fonte: (CARRASCO, et al., 2006)

- Inversor com multi *string* ou CC paralelo : o inversor possui múltiplas entradas com MPPT, interligadas a um barramento CC antes do conversor CC-CA. Permite que o arranjo de módulos seja dividido conforme orientação e inclinação das séries (CARRASCO, et al., 2006).

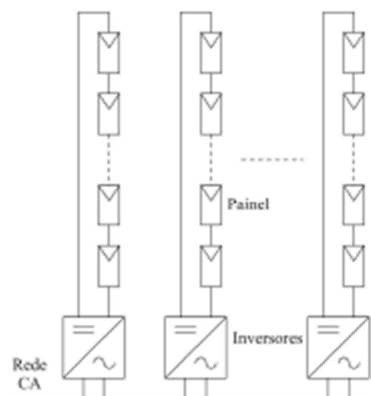
Figura 21: Arquitetura inversor com multi string.



Fonte: (CARRASCO, et al., 2006)

- Inversor com *string* ou CA paralelo: séries ou subarranjos fotovoltaicos são conectados a inversores individualmente e a interligação é realizada internamente após o conversor CC-CA (CARRASCO, et al., 2006).

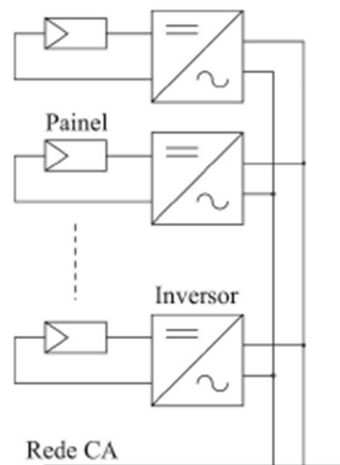
Figura 22: Arquitetura inversor com string.



Fonte: (CARRASCO, et al., 2006)

- Microinversor ou inversor integrado: Conjunto de 1 a 4 módulos fotovoltaicos são ligados individualmente a cada entrada de um microinversor, o paralelismo é realizado no barramento CA da instalação (CARRASCO, et al., 2006).

Figura 23: Arquitetura com microinversor.



Fonte: (CARRASCO, et al., 2006)

Segundo Moura (2019), em um microinversor cada entrada em corrente contínua está associada a um MPPT e a potência limita-se a 350 Wp. Utiliza a tecnologia de eletrônica de potência no nível do módulo, ou seja, o microinversor é instalado junto ao módulo fotovoltaico encurtando o barramento CC e diminuindo o custo da instalação, porém tem um limitante de até 8 microinversores interligados ao mesmo barramento CA.

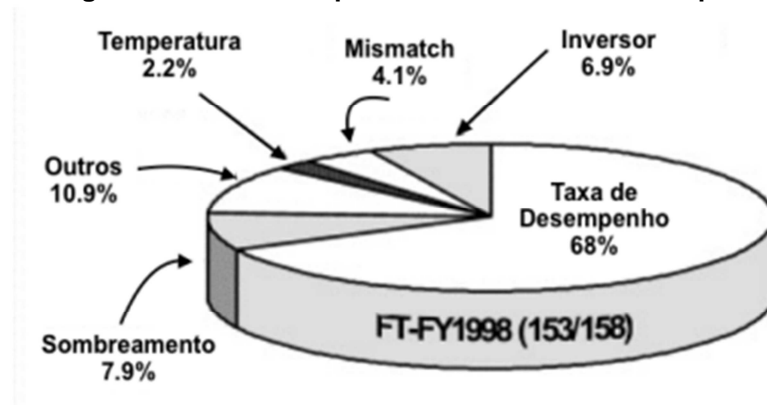
2.3 FATORES DE PERDA

O que torna uma planta fotovoltaica eficiente e rentável é o quanto consegue gerar de energia elétrica diante da irradiação disponível. Um dos parâmetros que em termos de resultado da a noção de eficiência de uma planta é a sua taxa de desempenho, que em termos gerais quantifica as perdas percentuais.

Os fatores de perdas mais significativos serão apresentados e abordados ao longo deste tópico. Segundo testes realizados no programa japonês de estímulo a geração fotovoltaica em 2001 as maiores fontes de perdas em um sistema fotovoltaico são (KUROKAWA & IKKI, 2001):

- Perdas no inversor;
- Descasamento de módulos – *Mismatch*;
- Temperatura no módulo;
- Sombreamento;
- Outros.

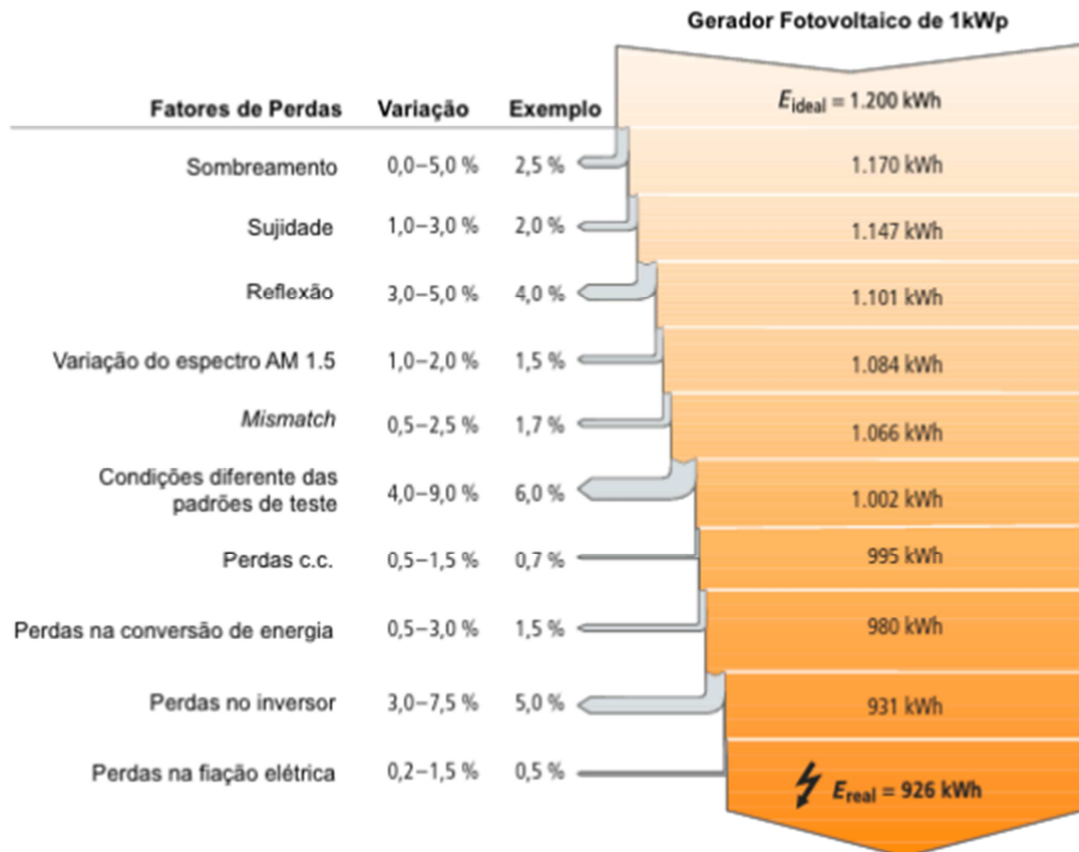
Figura 24: Fatores de perdas do estudo feito no Japão.



Fonte: (KUROKAWA & IKKI, 2001)

Em um outro estudo realizado pela Sociedade Alemã de energia solar, extratifica em mais fatores de perdas que influenciam no desempenho final de um sistema fotovoltaico.

Figura 25: Fatores de perdas do estudo realizado na Alemanha.



Fonte: (DGS, 2013)

Além dos fatores de perda apresentados pelo estudo realizado no Japão, a sujidade e as condições diferentes das padrões de teste também causam perdas significativas e conseqüentemente a degradação da taxa de desempenho e serão abordados neste tópico também.

2.3.1 Fator de Perda por Sujidade

A sujidade ocorre em decorrência de partículas e sólidos em suspensão que acabam sendo depositados na face dos módulos fotovoltaicos, promovendo um efeito de barreira do fóton, impedindo sua penetração na célula fotovoltaica. Os elementos comumente mais encontrados nas superfícies de módulos fotovoltaicos são: partículas de areia e argila, cimento, cinzas, poeira asfáltica, fungos, fezes de pássaros entre outros. Módulos com superfície mais lisa, a sujidade é mais uniforme, ao contrário, módulos que tenham superfícies mais rugosas a distribuição de partículas de sujeira tem grande variação (REZENDE & ROBERTO, 2018). Uma inclinação dos módulos menor que 10% contribui para o aumento da sujidade, para uma autolimpeza com a água da chuva, se faz necessário inclinações maiores (ARAÚJO, RANK, & BUENO, 2016) (MELO, 2012).

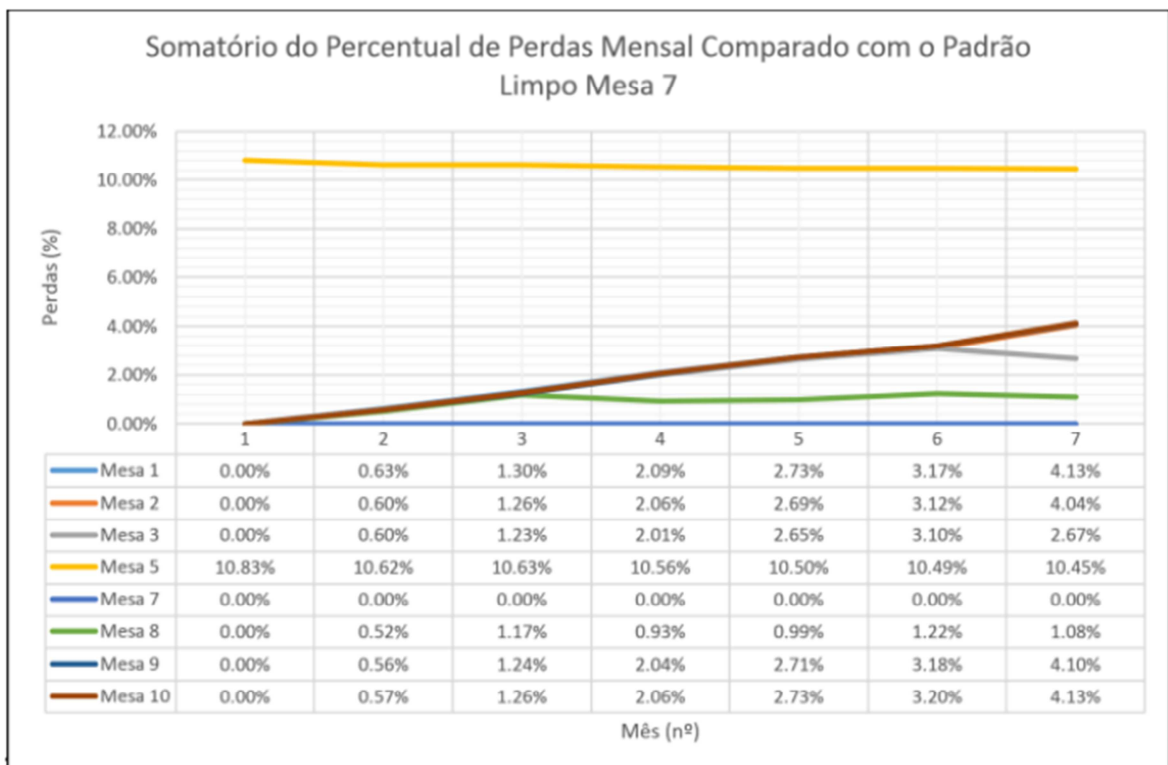
Segundo estudo prático realizado por Rezende e Roberto (2018), em uma usina fotovoltaica de 0,540 MWp, localizado no Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo na capital do estado de São Paulo, onde 8 painéis fotovoltaicos compostos por 60 módulos foram analisados conforme periodicidade de limpeza dos mesmos.

A periodicidade foi a seguinte:

- Painel 5: mantido sempre sujo, com acúmulo de sujidade superior a 30 meses;
- Painel 7: limpo 1 vez por mês;
- Painel 8: limpo de 3 em 3 meses;
- Painel 3: limpo de 6 em 6 meses;
- Painel 9: limpo de 9 em 9 meses;
- Painel 2: limpo de 12 em 12 meses;
- Painel 10: limpo de 15 em 15 meses;
- Painel 1: limpo de 18 em 18 meses.

Os resultados levantados nos primeiros 7 meses de análise, apontam para uma perda média dos painéis em torno de 0,6% ao mês, chegando a 3,17% ao final de meio ano. Se comparado o percentual de perdas com o painel 7 que era limpo todo mês, o painel 5 por exemplo que não havia sido limpo a pelo menos 30 meses, a perda de energia constante fica em torno de 10,5%. Os autores do trabalho designaram o nome “mesa” em substituição a “painel”. A figura 26 apresenta a evolução das perdas percentuais de sujeira para um conjunto de módulos com periodicidade de limpeza distinta, com relação ao módulo 7 de referência ao longo de 7 meses.

Figura 26: Percentual de perdas comparado com o padrão limpo da mesa 7.



Fonte: (REZENDE & ROBERTO, 2018)

Os resultados da figura 26, demonstram a importância de uma limpeza mais constante dos módulos. Perdas por sujeira são significativas e comprometem o desempenho de uma planta.

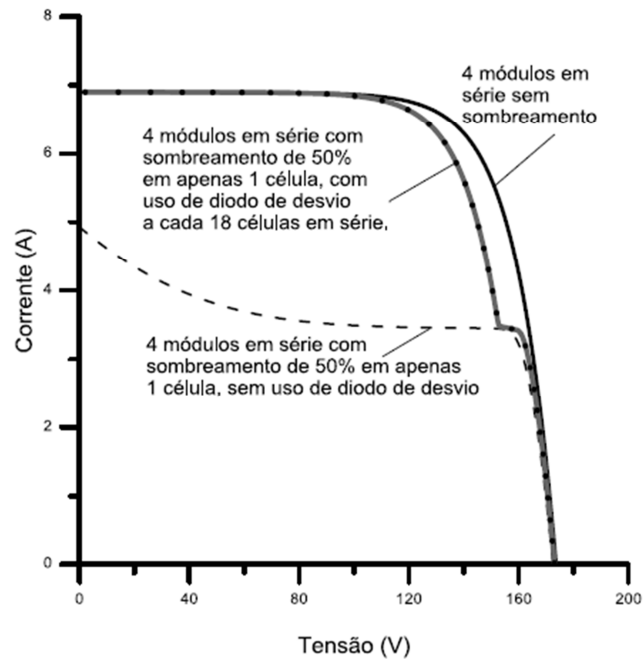
2.3.2 Fator de Perda por Sombreamento

Sistemas fotovoltaicos frequentemente estão sujeitos a sombras projetadas, principalmente em áreas urbanas. O sombreamento é causado por elementos que estão aos arredores como prédios, árvores, postes, torres e relevos da região ou até mesmo arquitetura do próprio estabelecimento (MELO, 2012). Sombra em uma célula de um módulo não pode ser previsto e causa perdas instantâneas significativas para a geração de energia elétrica, exemplo folha de árvores ou dejetos de pássaros (ARAÚJO, RANK, & BUENO, 2016).

O problema deste tipo de sombreamento é a redução significativa da corrente que circula por esta célula e conseqüentemente a redução de corrente de toda a série fotovoltaica. Outro efeito negativo deste sombreamento parcial é o sobreaquecimento de células e módulos fotovoltaicos, uma vez que diminui a circulação de corrente e ocorre o armazenamento de energia na forma de calor, fenômeno chamado de “ponto quente”, ou seja, ocorre a produção intensa de calor sobre a célula ou módulo causando a ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais.

Na figura 27 é apresentado 3 curvas $I \times V$, onde é evidenciado a perda de potência devido ao sombreamento parcial. Para evitar a ocorrência de pontos quentes, os módulos comerciais são protegidos com semicondutores denominados de “diodo de desvio”, estes semicondutores oferecem um caminho alternativo para a corrente dissipando a potência do conjunto de células da série afetada (PINHO & GALDINO, 2014).

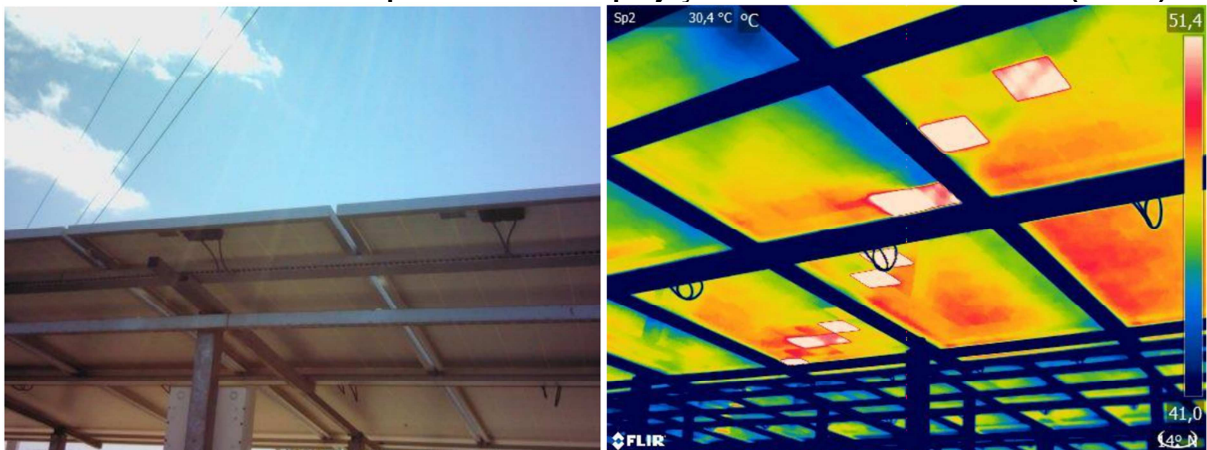
Figura 27: Gráfico de curvas IxV com o efeito do sombreamento e sem o efeito do sombreamento.



Fonte: (PINHO & GALDINO, 2014)(adaptado)

A figura 28 mostra na prática o efeito do sombreamento causado por uma rede elétrica nas células dos módulos fotovoltaicos. Por meio de uma imagem termográfica é evidenciado o efeito de dissipação térmica nas células onde a sombra é projetada.

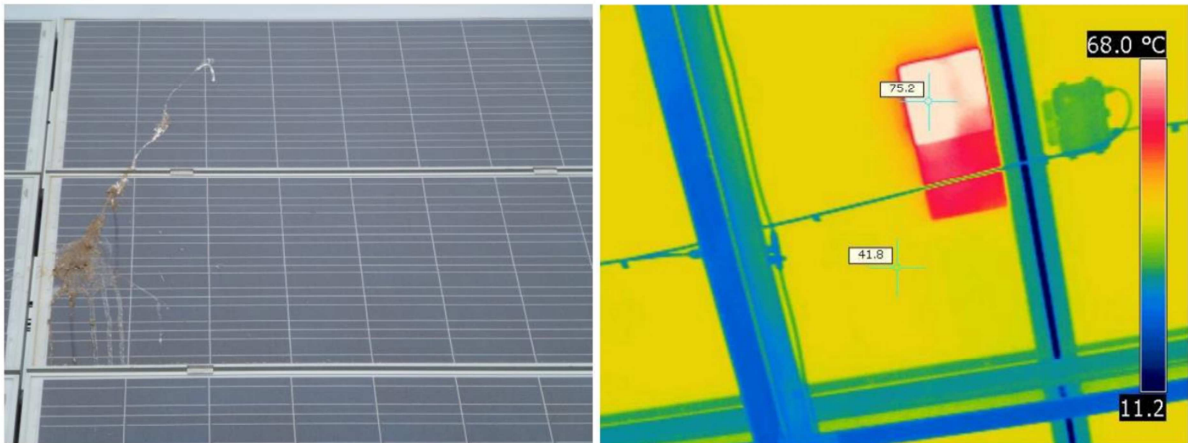
Figura 28: Foto de um sistema fotovoltaico com uma rede elétrica sobre os painéis(esquerda). Efeito térmico nas células que sofrem com a projeção da sombra da rede elétrica(direita).



Fonte: (NASCIMENTO, 2018)

A figura 29 mostra na prática o efeito do sombreamento causado por dejetos de passáros nas células dos módulos fotovoltaicos. Através de uma imagem termografica é evidenciado o efeito de dissipação térmica nas células onde a sombra é projetada.

Figura 29: Foto de um módulo fotovoltaico com sombreamento em algumas células devido a dejetos de passáros(esquerda). Efeito térmico nas células que sofrem com o sombreamento provocado pelos dejetos dos passáros(direita).



Fonte: (NASCIMENTO, 2018)

O descasamento de módulos, conhecido como “*mismatch*” é um dos efeitos e provoca perdas na planta fotovoltaica quando exposto a situações das figuras 28 e 29. Como já mencionados anteriormente este efeito além de elevar substancialmente a temperatura na célula, também diminui a corrente que circula na série onde a sombra esta projetada, por consequencia a série fotovoltaica será prejudicada. Este efeito de descasamento de módulos também ocorre quando a características elétricas distintas em módulos ligados a mesma série, devido a erro de fabricação ou descuido na hora da implantação destes módulos em campo.

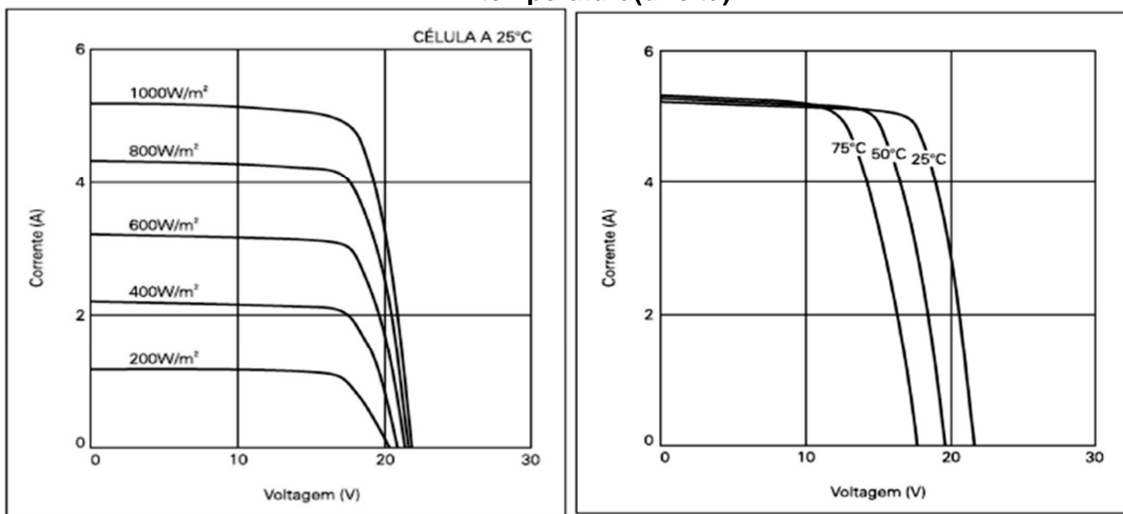
2.3.3 Fator de Perda por Condição Diferente do Padrão de Teste

Um módulo fotovoltaico fabricado, antes de ser comercializado é submetido a condições padrão de ensaio (STC), onde este módulo recebe uma irradiação solar

de 1000W/m² em sua superfície sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de 25 °C. Após este teste é determinando suas características elétricas bem como sua classe de potência.

Quando a variações na irradiância ou aumento na temperatura do módulo, é considerado uma perda, pois altera a curva IxV e conseqüentemente a potência máxima de pico deste módulo.

Figura 30: Curva IxV – influência da irradiância(esquerda). Curva IxV – influência da temperatura(direita).



Fonte: (URBANETZ, 2019)

Segundo Pinho e Galdino (2014), quando uma célula tem um aumento na temperatura à um aumento na queda de tensão da mesma e uma pequena elevação na corrente elétrica, mas a resultante provoca diminuição na potência da célula fotovoltaica. Estas perdas por temperatura podem ser dimensionadas através da equação 6 do coeficiente de temperatura máxima:

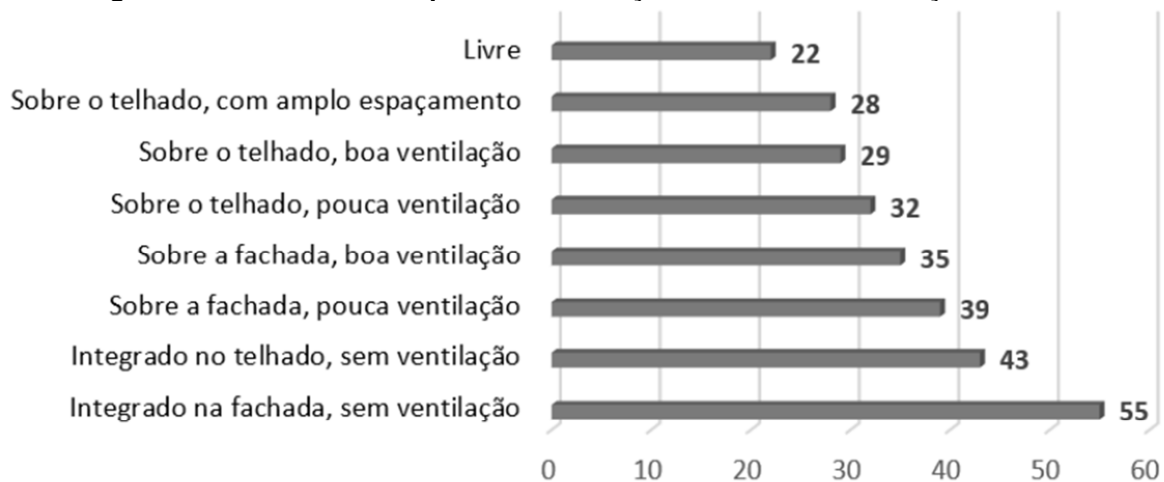
$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} \quad (6)$$

Onde:

- γ = coeficiente de temperatura máxima;
- ΔP_{MP} = variação da potência máxima;
- ΔT = variação de temperatura na célula.

O modo de instalação de um módulo em um telhado por exemplo, altera a temperatura de operação deste módulo, obviamente quando se tem uma boa ventilação e troca térmica este valor de operação fica próximo da temperatura ambiente, ao contrário módulos instalados em fachadas, sem ventilação a variação de temperatura é significativa (ARAÚJO, RANK, & BUENO, 2016).

Figura 31: Aumento da temperatura em função do modo de instalação do módulo.



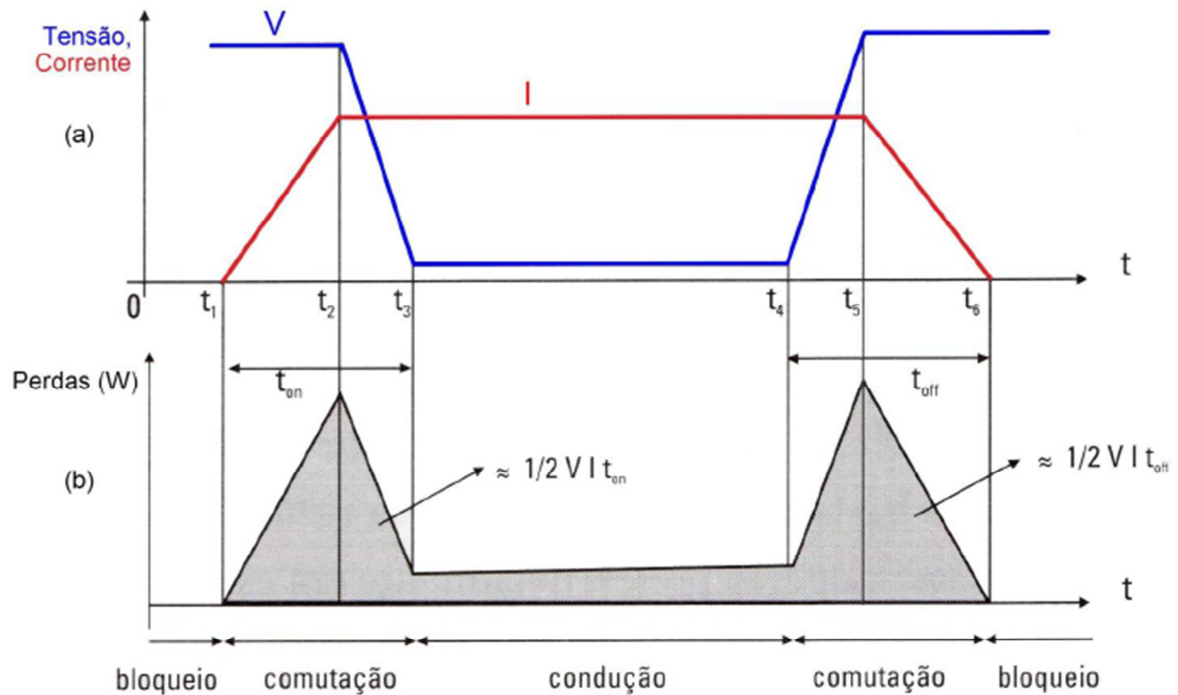
Fonte: (DGS, 2013)

2.3.4 Fator de Perda no Inversor

Os inversores comerciais fazem o uso de dispositivos semicondutores que realizam o chaveamento em alta frequência em ciclos combinados de modo a gerar os semi ciclos de corrente alternada conforme padrão da concessionária. Estes semicondutores em condições ideais devem bloquear elevadas tensões diretas e

reversas com baixa fuga de corrente, bem como conduzir elevadas correntes com baixa queda de tensão.

Figura 32: (a) Forma de onda de tensão(V) e corrente(I) no período de comutação e condução dos semicondutores. (b) perda de potência dissipada nos semicondutores no período de comutação e condução.



Fonte: (PINHO & GALDINO, 2014)

Dispositivos semicondutores reais apenas se aproximam das condições ideais, na prática as etapas de comutação e condução das chaves reais produzem maiores perdas, sendo estes os fatores que determinam a eficiência de um inversor fotovoltaico (PINHO & GALDINO, 2014). Estas perdas são evidenciadas na área hachurada da figura 32(b), nas fases de comutação e condução das chaves e corresponde a energia total dissipada pelo semicondutor.

2.4 ÍNDICES DE MÉRITO

Para se ter uma avaliação do desempenho de uma planta fotovoltaica, se faz necessário o levantamento dos índices de mérito que consiste na obtenção do fator de capacidade de uma planta, produtividade e desempenho.

A comparação é realizada tendo como base valores reais de irradiância solar, oriunda de piranômetros instalados em estações meteorológicas automáticas. Este piranômetro é um instrumento capaz de medir a irradiância solar, convertendo a energia térmica em energia elétrica (URBANETZ, SILVEIRA, TONOLO, & KRASNHAK, 2018).

A utilização de software específico para correção da irradiação no plano dos módulos se faz necessário uma vez que estes piranômetros recebem a irradiação no plano horizontal (URBANETZ, SILVEIRA, TONOLO, & KRASNHAK, 2018).

O fator de capacidade(FC) determina o percentual de energia gerada em relação a produção total máxima para um determinado período de tempo. Como é verificado na equação 7 (URBANETZ, SILVEIRA, TONOLO, & KRASNHAK, 2018).

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência} \times \text{Tempo}} (\%) \quad (7)$$

A produtividade ou Final Yield (YF) de uma planta também deve ser medido, pois reflete o desempenho por meio da relação entre a energia gerada com a sua potência instalada (URBANETZ, SILVEIRA, TONOLO, & KRASNHAK, 2018).

$$YF = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência Instalada}} \left(\frac{KWh}{KWp} \right) \quad (8)$$

Por fim a determinação da taxa de desempenho ou performance ratio (PR), consiste na real capacidade que uma planta fotovoltaica tem em converter a energia solar disponível no plano dos módulos em corrente elétrica alternada (URBANETZ, SILVEIRA, TONOLO, & KRASNHAK, 2018).

$$PR = \frac{YF}{\frac{\text{Irradiação}}{1000}} (\%) \quad (9)$$

A taxa de desempenho nos permite avaliar e quantificar o percentual de perdas para um determinado sistema fotovoltaico. Taxa de desempenho entre 70% a 80% são valores dentro do aceitável para plantas fotovoltaicas.

2.5 BANCO DE DADOS

Como mencionado no tópico 2.4, o equipamento que realiza as medições de irradiação solar é o piranômetro. Esta leitura em estações solarimétricas é realizado hora em hora e armazenado junto com outras variáveis naturais em um banco de dados. Um destes bancos de dados é Instituto Nacional de Meteorologia-INMET, responsável por armazenar dados de monitoramento, análise e previsão de tempo e clima no território nacional por meio de estações meteorológicas espalhadas pelo Brasil. O INMET possui um acervo desde 1961 e além do monitoramento da irradiação solar, também realiza o levantamento de temperatura, umidade relativa do ar, direção e velocidade do vento, pressão atmosférica entre outros. A estação meteorológica A-807 localizada em Curitiba, monitora as variáveis desde 28 de janeiro de 2003.

Figura 33: Foto da estação meteorológica A-807 de Curitiba.



Fonte: (INMET, 2019)

2.6 SOFTWARES

2.6.1 Radiasol

O *software* Radiasol, criado no laboratório de energia solar na Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, foi criado para calcular inúmeras operações aritméticas envolvidas para a obtenção da radiação solar em superfícies inclinadas, bem como cálculos de modelos de distribuição temporal e espacial da radiação solar. O programa permite determinar o efeito da inclinação da superfície receptora da radiação solar e suas componentes direta e difusa (LABSOL, 2019).

2.6.2 *Systems Advisor Model* - SAM

O *software* SAM é um modelo técnico-econômico que facilita a tomada de decisão em projetos de energia renovável, principalmente projetos fotovoltaicos onde faz-se o uso do banco de dados *Swera* para determinar o modelo de desempenho e financeiro de uma planta fotovoltaica. O *systems advisor model* é capaz de determinar os índices de mérito bem como os fatores perda de um sistema

fotovoltaico tendo como dados de entrada os dados técnicos e características elétricas dos equipamentos envolvidos, bem como a localização geográfica da instalação e valores de geração de energia mensal.

3 METODOLOGIA E RESULTADOS

Neste capítulo será apresentado os sistemas de geração solar fotovoltaicos analisados, bem como a apuração dos índices de mérito para cada sistema com base nos dados de irradiação solar do INMET, geração de energia elétrica de cada sistema e características de sua instalação. Por meio do *software* de modelagem SAM, é realizado a comparação dos resultados reais dos índices de mérito com o simulado, considerando as perdas globais, características de cada sistema e arquitetura empregada. Por fim as perdas mais relevantes que impactam na validação dos resultados e prejudicam o desempenho são apresentados e relacionados aos sistemas afetados.

3.1 APRESENTAÇÃO

A presente monografia propõe realizar uma análise comparativa do Fator de Desempenho de 4 sistemas de geração solar fotovoltaicas instaladas em Curitiba/PR e em funcionamento a pelo menos 1 ano.

Período analisado: **SETEMBRO/2018 à AGOSTO/2019.**

Estas plantas possuem orientação azimutal distintas como será apresentado a seguir e diferentes potências de pico. Duas plantas analisadas são com arquitetura com Inversor por *String* e duas plantas utilizam Microinversores instalados junto ao módulos no telhado da instalação.

Serão apresentados os índices de mérito para cada planta analisada, fazendo recurso dos dados fornecidos pela estação automática meteorológica A807 localizado em Curitiba/PR e administrado pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET, também dados de geração de energia de cada planta no período analisado.

Para a determinação das perdas será utilizado o software de modelagem SAM – *System Advisor Model*, bem como o comparativo da taxa de desempenho de cada planta, discussões sobre os valores encontrados e análises paralelas entre plantas com o mesmo comportamento.

3.2 PLANTAS ANALISADAS

As plantas estão situadas na cidade de Curitiba/PR e foram denominadas conforme abaixo:

- **PLANTA A** – Inversor com String;
- **PLANTA B** – Inversor com String;
- **PLANTA C** – Microinversor;
- **PLANTA D** – Microinversor.

Na tabela 2, é apresentado os dados de cada sistema de geração solar fotovoltaico, como sua orientação e posição dos módulos e geração de energia média mensal.

Tabela 2: Dados Técnicos das Plantas Analisadas.

Plantas Analisadas				
Características Técnicas	Planta A	Planta B	Planta C	Planta D
Arquitetura	Inversor c/ String	Inversor c/ String	Microinversor	Microinversor
Início de Operação	27/08/2017	15/12/2011	21/02/2018	21/08/2018
Ângulo de Inclinação	16°	15°	20°	15°
Desvio Azimutal	76° L	22° O	35° O	7° L
Potência Instalada[kWp]	4,77	2,1	5,3	5,12
Geração de Energia[KWh/mês]	498,1	199,08	463,63	518,32
Orientação	25,47 - 49,27	25,44 - 49,26	25,44 - 49,30	25,42 - 49,25

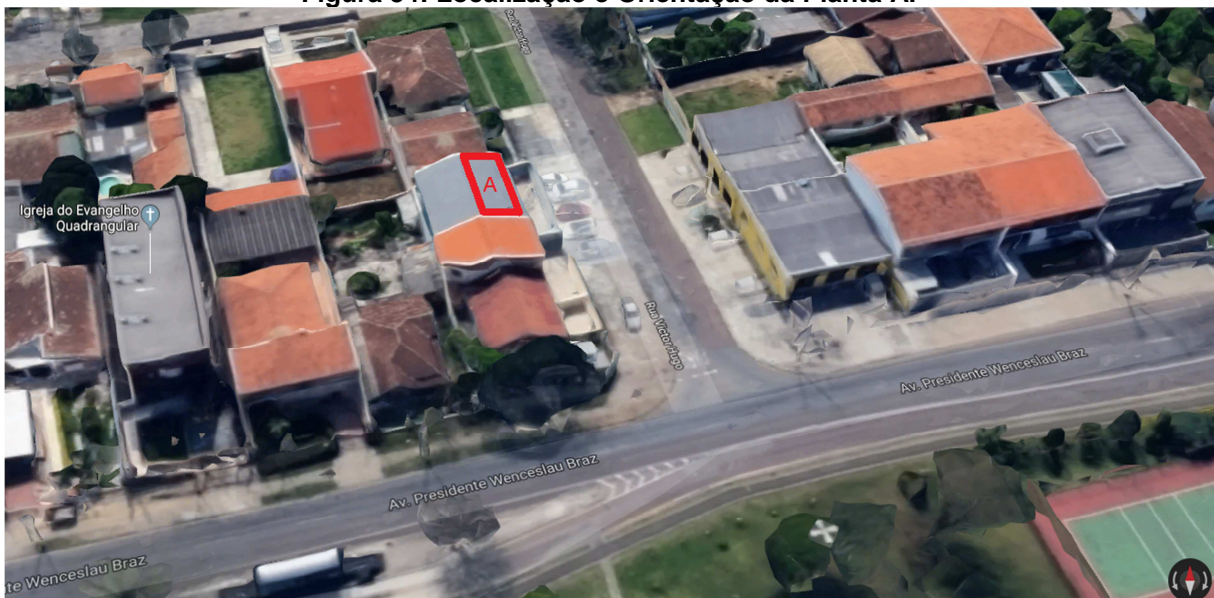
Fonte: O Autor

Estes sistemas pertencem a mesma mesoregião, portanto os dados de irradiação solar da estação solarimétrica de Curitiba A807 será utilizado à todas as plantas de geração.

3.2.1 Dados Planta A

Localizado no bairro Guaíra, esta planta possui um desvio azimutal de 76° a Leste, foi projetada com Inversor e duas strings, não tem perdas por sombreamento e boa ventilação natural.

Figura 34: Localização e Orientação da Planta A.



Fonte: (Google, 2019)

Segue os dados dos equipamentos empregados na planta A:

- Possui 18 módulos de 265Wp - Modelo 265P – Fabricante Canadian;
- Possui 1 Inversor – Modelo PVI 5000 OUTD – Fabricante ABB.

3.2.2 Dados Planta B

Planta localizada na região central de Curitiba, mais precisamente no telhado do escritório verde da UTFPR, possui um desvio azimutal de 22° a Oeste, foi

projetada com Inversor por string, possui perdas por sombreamento no final do dia e baixa ventilação natural.

Figura 35: Localização e Orientação da Planta B.



Fonte: (Google, 2019)

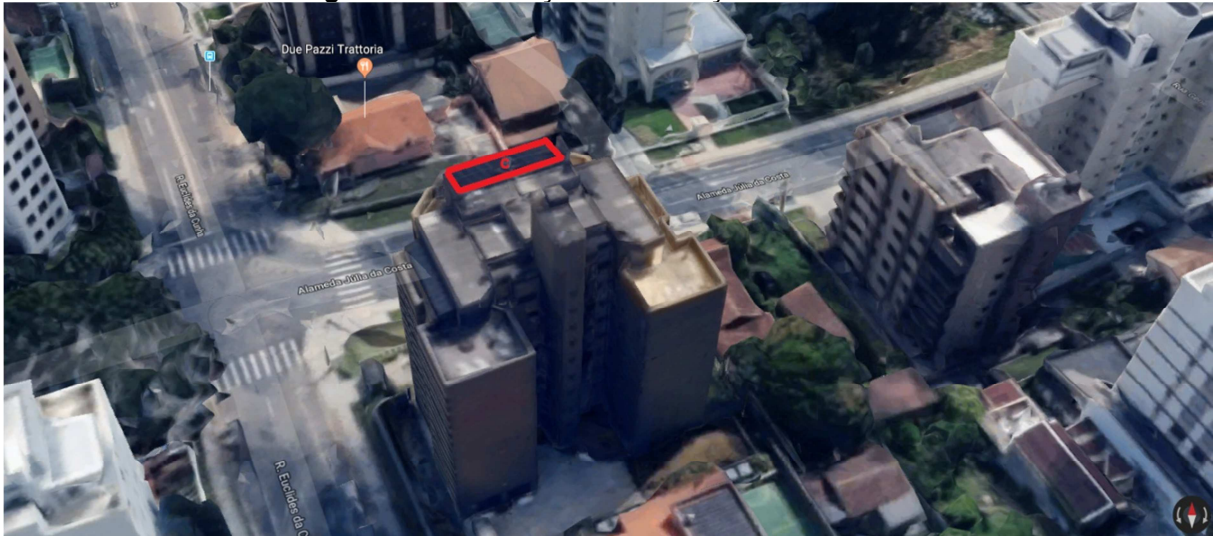
Segue os dados dos equipamentos empregados na planta B:

- Possui 10 módulos de 210Wp - Modelo KD210GX-LP – Fabricante Kyocera;
- Possui 1 Inversor – Modelo PVP2000 – Fabricante PVPowered.

3.2.3 Dados Planta C

Localizado no bairro Bigorriho, esta planta possui um desvio azimutal de 35° a Oeste, foi projetada com Microinversores cada um interligado a dois módulos, possui perdas por sombreamento pela manhã em pelo menos 25% dos módulos e boa ventilação natural.

Figura 36: Localização e Orientação da Planta C.



Fonte: (Google, 2019)

Segue os dados dos equipamento empregados na planta C:

- Possui 20 módulos de 265Wp - Modelo SRP-265-6PA – Fabricante Seraphim;
- Possui 10 Microinversores – Modelo YC500 – Fabricante APSsystems.

3.2.4 Dados Planta D

Planta localizada no bairro Hugo Lange, possui um desvio azimutal de 7° a Leste, foi projetada com Microinversores cada um interligado a quatro módulos, não possui perdas por sombreamento e baixa ventilação natural.

Figura 37: Localização e Orientação da Planta D.



Fonte: (Google, 2019)

Segue os dados dos equipamentos empregados na planta D:

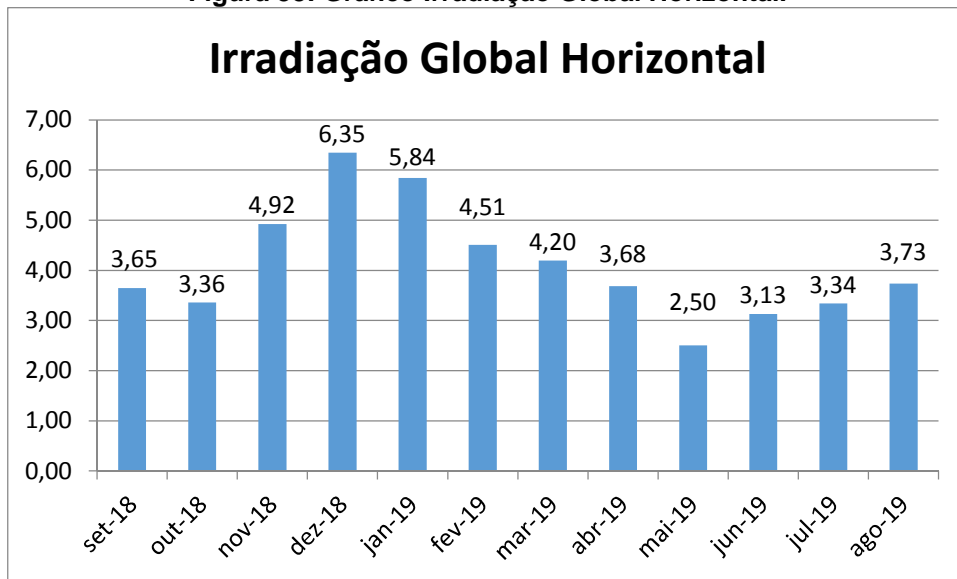
- Possui 16 módulos de 320Wp - Modelo 320P – Fabricante Canadian;
- Possui 4 Microinversores – Modelo YC1000 – Fabricante APSsystems.

3.3 DETERMINAÇÃO DOS ÍNDICES DE MÉRITO

Fez-se o uso do banco de dados do INMET para a estação automática A807 de Curitiba/PR para aquisição dos dados de radiação em J/m^2 no período analisado de Setembro/2018 à Agosto/2019. Esta estação solarimétrica A807, através de um piranômetro posicionado na horizontal monitora a irradiação solar hora em hora.

Diante dos valores apurados, segue na figura 38 os valores mensais médios de irradiação no plano horizontal em $kWh/m^2.dia$.

Figura 38: Gráfico Irradiação Global Horizontal.



Fonte: O Autor

Com estes dados apurados, é necessário levantar a irradiação para o plano inclinado dos módulos das plantas analisadas. Para realizar esta correção utilizou-se o RADIASOL, que recebeu os valores de irradiação na horizontal, conforme dados da figura 38.

Para cada sistema os valores de entrada são:

- Orientação geográfica;
- Valor em graus da inclinação;
- Valor do ângulo azimutal.

O RADIASOL, através dos valores de entrada para cada sistema, realiza operações matemáticas para obter a nova irradiação solar no plano inclinado do módulo em análise.

- Planta A;

Para o sistema de geração solar fotovoltaico A, foi inserido sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano inclinado, conforme visualizado na figura 39.

Figura 39: Configuração da Planta A no Radasol.

Selecione um país e uma estação

País:

Estação:

Latitude: N/S: Longitude: E/W:

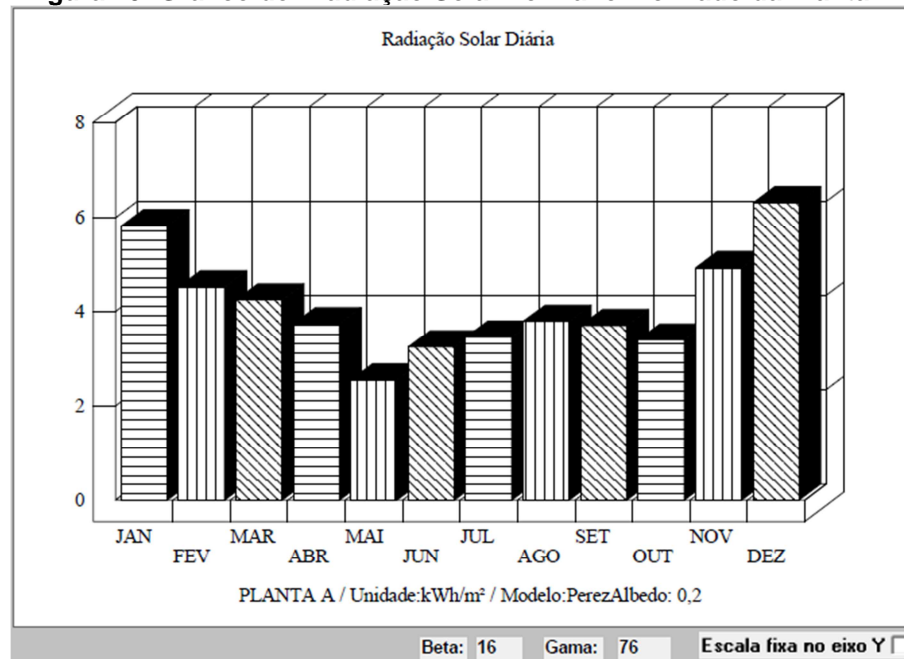
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
5,84	4,51	4,20	3,68	2,50	3,13	3,34	3,73	3,65	3,36	4,92	6,35

Radiação em kWh/m²

Fonte: (Radasol, 2019)

Na figura 40 é apresentado o gráfico de irradiação solar do sistema A após a correção da orientação física e geográfica do módulo.

Figura 40: Gráfico de Irradiação Solar no Plano Inclinado da Planta A.



Fonte: (Radasol, 2019)

- Planta B;

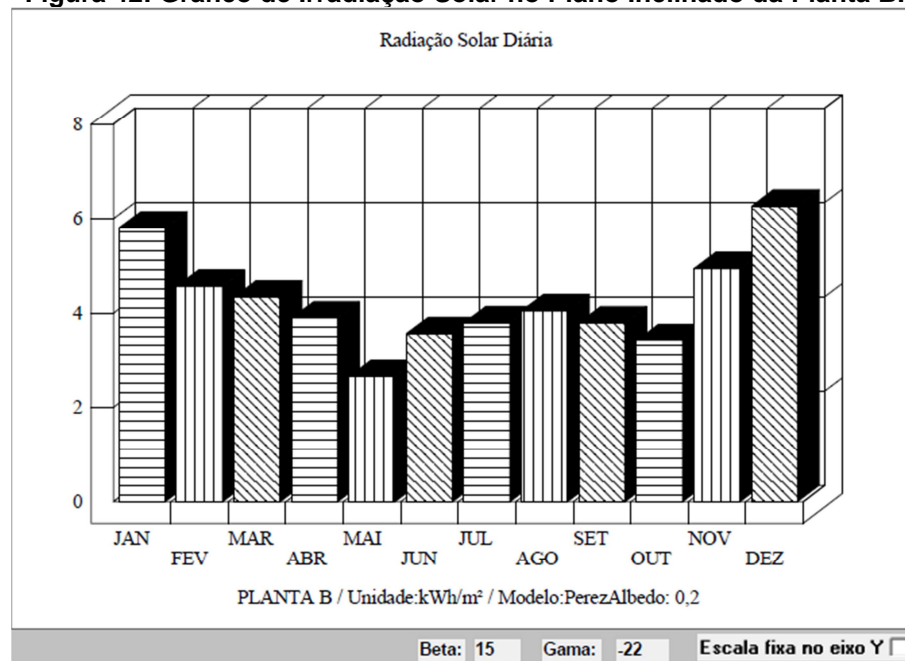
Para o sistema de geração solar fotovoltaico B, foi inserido sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano inclinado, conforme visualizado na figura 41.



Fonte: (Radasol, 2019)

Na figura 42 é apresentado o gráfico de irradiação solar do sistema B após a correção da orientação física e geográfica do módulo.

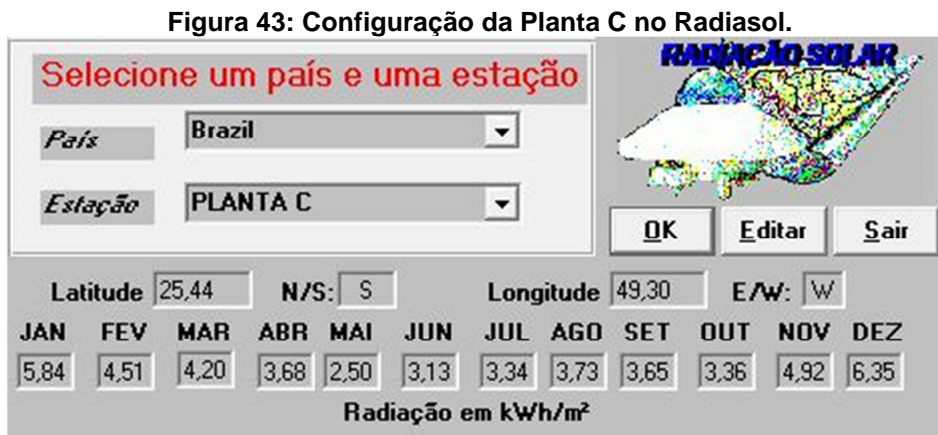
Figura 42: Gráfico de Irradiação Solar no Plano Inclinado da Planta B.



Fonte: (Radasol, 2019)

- Planta C;

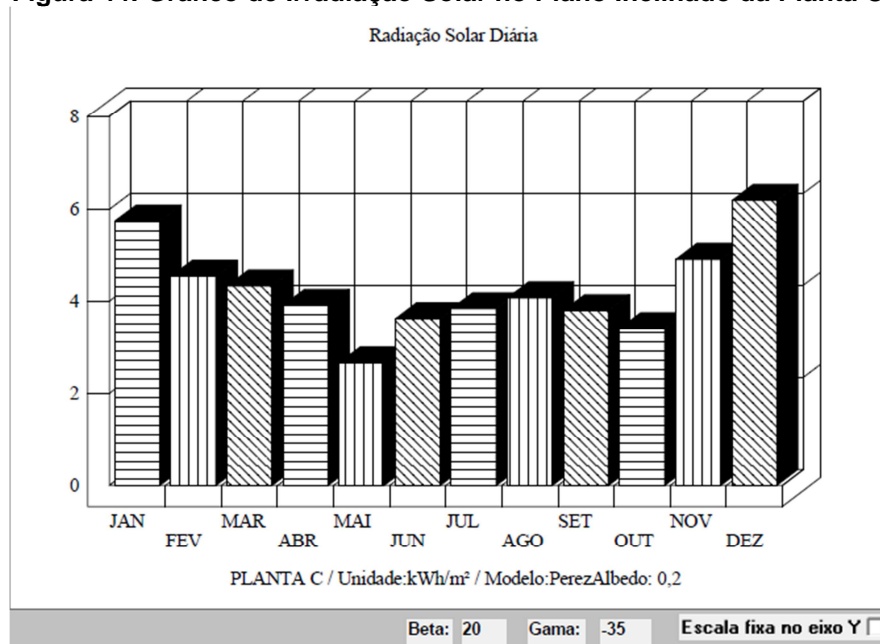
Para o sistema de geração solar fotovoltaico C, foi inserido sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano inclinado, conforme visualizado na figura 43.



Fonte: (Radasol, 2019)

Na figura 44 é apresentado o gráfico de irradiação solar do sistema C após a correção da orientação física e geográfica do módulo.

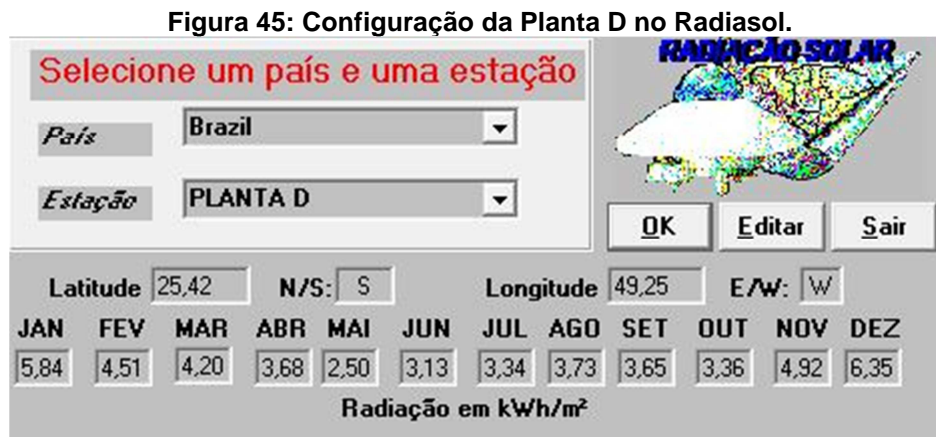
Figura 44: Gráfico de Irradiação Solar no Plano Inclinado da Planta C.



Fonte: (Radasol, 2019)

- Planta D;

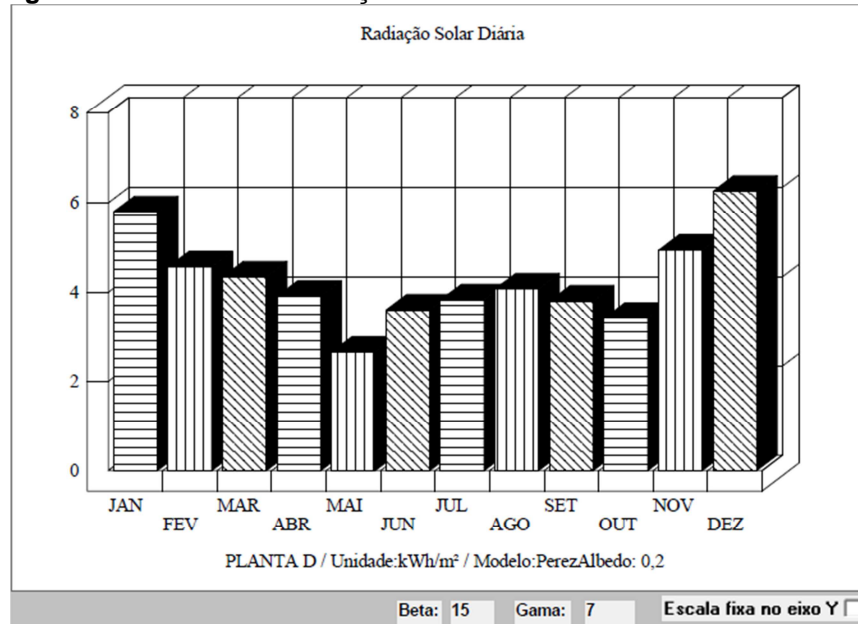
Para o sistema de geração solar fotovoltaico D, foi inserido sua orientação bem como a irradiação solar mês a mês no plano inclinado, conforme visualizado na figura 45.



Fonte: (Radasol, 2019)

Na figura 46 é apresentado o gráfico de irradiação solar do sistema D após a correção da orientação física e geográfica do módulo.

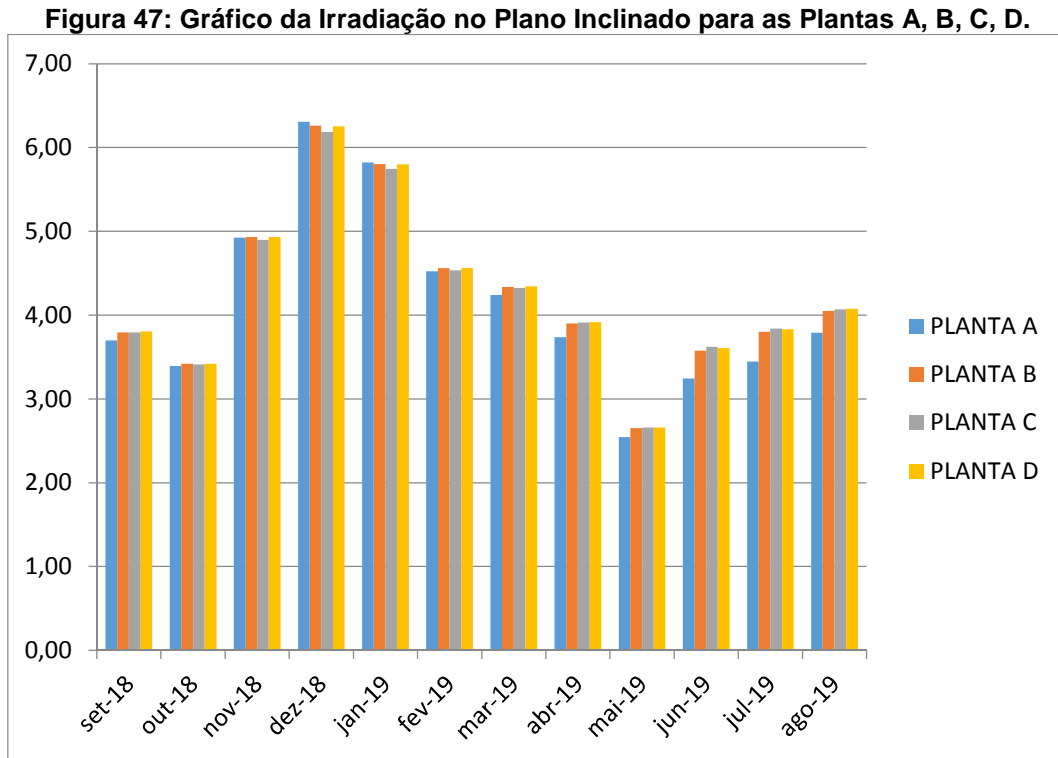
Figura 46: Gráfico de Irradiação Solar no Plano Inclinado da Planta D.



Fonte: (Radasol, 2019)

Assim após o RADIASOL corrigir os valores de irradiação para o plano inclinado, tem-se a irradiação total (H_{TOT}) de todas as plantas. Esta irradiação total inclui as componentes de irradiação direta, irradiação difusa e de albedo.

Na figura 47 é apresentado os valores de irradiação total para cada planta no período analisado.



Fonte: O Autor

Para a determinação dos índices de métrico é necessário obter as informações de geração de energia mês a mês no período analisado das plantas. Na tabela 3, é apresentado os valores de geração de energia elétrica.

Tabela 3: Dados de Geração de Energia Elétrica mês a mês das Plantas A, B, C, D.

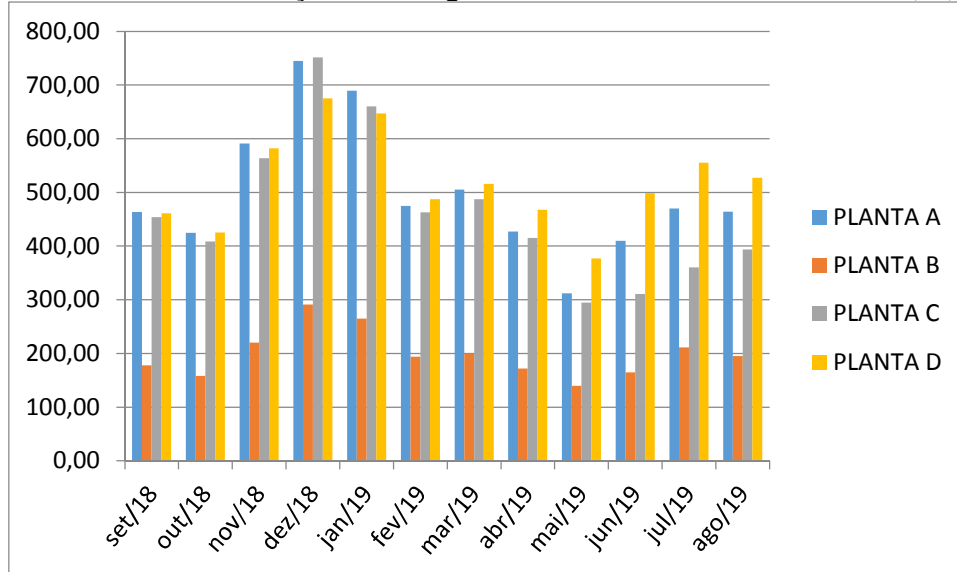
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA [KWh/mês]				
MÊS	PLANTA A	PLANTA B	PLANTA C	PLANTA D
set/18	463,48	178	454,13	461,16
out/18	424,79	158	408,44	425,38
nov/18	591,24	220	563,54	582
dez/18	745,10	291	751,58	675,16

jan-19	689,61	265	660,20	647,11
fev/19	474,87	194	463,09	487,23
mar/19	505,06	200	487,47	516,21
abr/19	427,04	172	415,28	467,81
mai/19	312,11	140	294,91	377,25
jun/19	409,79	165	311,01	498,37
jul/19	470,02	211	360,33	555,13
ago/19	464,07	195	393,57	526,98

Fonte: O Autor

A figura 48 apresenta em gráfico os valores de geração mês a mês apurados, conforme dados da tabela 3.

Figura 48: Gráfico de Geração de Energia Elétrica mês a mês das Plantas A, B, C, D.



Fonte: O Autor

Após o levantamento destes dados, é possível determinar os índices de mérito para comparar a taxa de desempenho entre os quatro SFVCR, mesmo tendo potências, arquiteturas e orientação distintas.

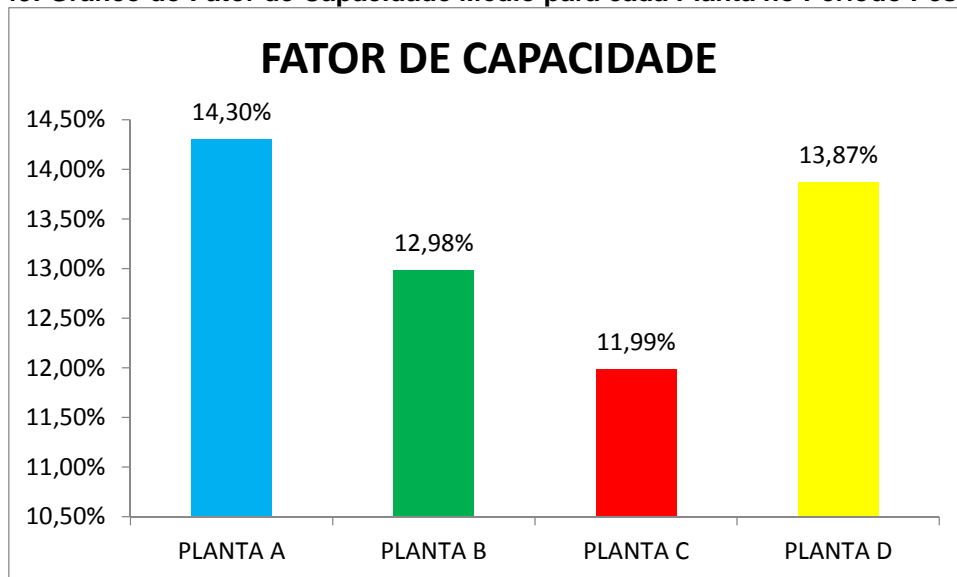
Primeiro o fator de capacidade(FC) que corresponde a proporção entre a energia gerada(kWh) e a produção total máxima de um sistema vinculado a um determinado período (URBANETZ, SILVEIRA, TONOLO, & KRASNHAK, 2018)

Através da equação 7, mencionado na seção 2.4 é obtido o fator de capacidade:

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência} \times \text{Tempo}} (\%)$$

Aplicado a geração de energia de cada planta no seu mês respectivo e respeitando os dias de cada mês, tem-se o fator de capacidade médio para cada planta.

Figura 49: Gráfico do Fator de Capacidade Médio para cada Planta no Período Pesquisado.



Fonte: O Autor

O índice de produtividade ou Final Yield (YF), reflete o desempenho do SFVCR, por meio da relação entre a geração de energia (kWh) e a potência instalada de pico (kWp). Através da equação 8, mencionado na seção 2.4 é obtido o índice de produtividade das plantas.

$$YF = \frac{\text{Energia Gerada} \left(\frac{kWh}{kWp} \right)}{\text{Potência Instalada} \left(\frac{kWh}{kWp} \right)}$$

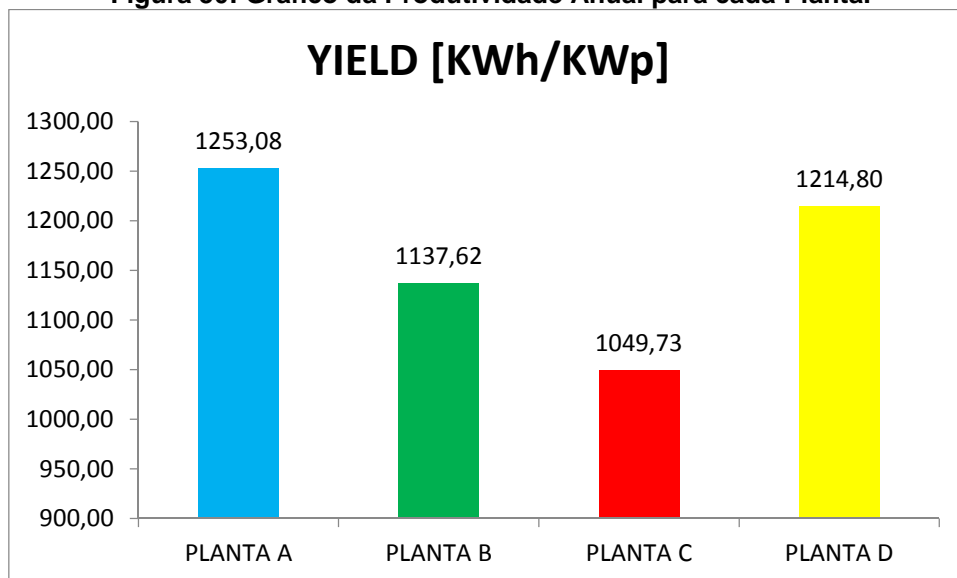
Tabela 4: Acumulado de Geração de Energia Elétrica e Potência Instalada para cada Planta.

	PLANTA A	PLANTA B	PLANTA C	PLANTA D
ENERGIA GERADA [kWh]	5977,18	2389	5563,55	6219,79
POTÊNCIA INSTALADA [kWp]	4,77	2,1	5,3	5,12

Fonte: O Autor

A figura 50 apresenta o resultado da produtividade para cada planta de geração, conforme dados da tabela 4 e aplicação da equação 8.

Figura 50: Gráfico da Produtividade Anual para cada Planta.



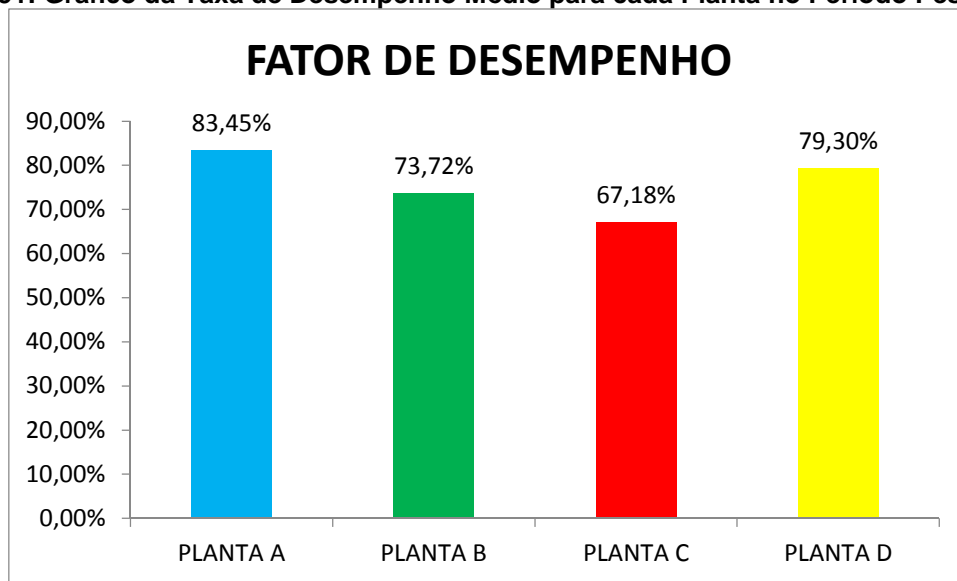
Fonte: O Autor

A taxa de desempenho ou *Performace Ratio* (PR), representa a real capacidade em converter a energia solar disponível no plano dos módulos fotovoltaicos em corrente elétrica alternada ao longo de um ano de operação. Através da equação 9, mencionado na seção 2.4 é obtido a taxa de desempenho das plantas A, B, C e D.

$$PR = \frac{YF}{H_{TOT} \times 1000} (\%)$$

A figura 51 apresenta os valores das taxas de desempenho encontradas para cada planta de geração analisada.

Figura 51: Gráfico da Taxa de Desempenho Médio para cada Planta no Período Pesquisado.



Fonte: O Autor

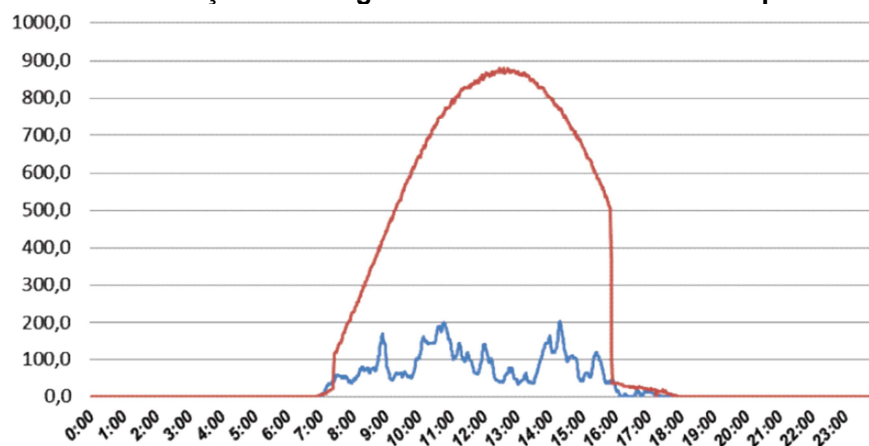
O fator de desempenho de uma planta expõe as perdas que esta sofre quando é comparado à produção de energia elétrica com a disponibilidade de irradiação no período analisado.

O resultado preliminar do fator de desempenho das plantas A, B, C e D, trás alguns pontos que deverá ser pontuado. Primeiramente efeitos externos inerentes a todas as plantas independentemente de sua arquitetura utilizada podem trazer perdas significativas ao longo de um ano. Como apresentado anteriormente a planta B que utiliza um inversor e *string* com dez módulos em série e a planta C que faz o uso da arquitetura com microinversores obtiveram taxas de desempenho mais baixas frente as plantas A e D.

3.4 PERDAS POR SOMBREAMENTO

Um dos fatores que explica uma taxa de desempenho menor para as plantas B e C é o fator de perda “sombreamento”. A planta B sofre com sombreamento no final da tarde nos meses de inverno, quando o sol esta com o ângulo de declinação solar maior, como é evidenciado na figura 52.

Figura 52: Curva de Geração de Energia Elétrica da Planta B – Perda por Sombreamento.



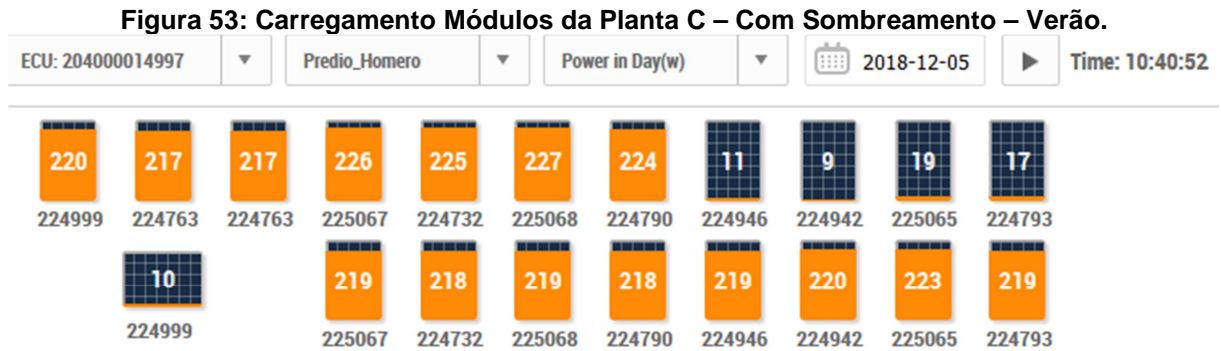
Fonte: (URBANETZ, 2019)

Já a planta C possui sombreamento ao longo de todo ano em pelo menos 25% dos seus módulos no período da manhã. Muito embora o sombreamento para arquitetura que trabalha com micro inversor produza menos perdas uma vez que o módulo esta ligado diretamente a uma das entradas deste micro inversor, ainda sim são perdas relevantes. Este fator de perda é evidenciado nas figuras 53 e 56, respectivamente dia 05/12/18 e 04/06/19. Nas figuras 54 e 57 é visualizado os módulos que sofrem com a sombra projetada, produzindo energia igual aos demais módulos. Nas figuras 55 e 58 é percebido o atraso na produção de energia no início dos dias analisados. As informações foram retiradas do *site APSystems EMA*, que monitora a planta C.

A figura 53 apresenta o carregamento dos módulos em um dia do verão no sistema de geração solar fotovoltaico C. Percebe-se a falta de geração em pelo

menos 25% destes módulos devido ao sombreamento parcial na superfície destes módulos.

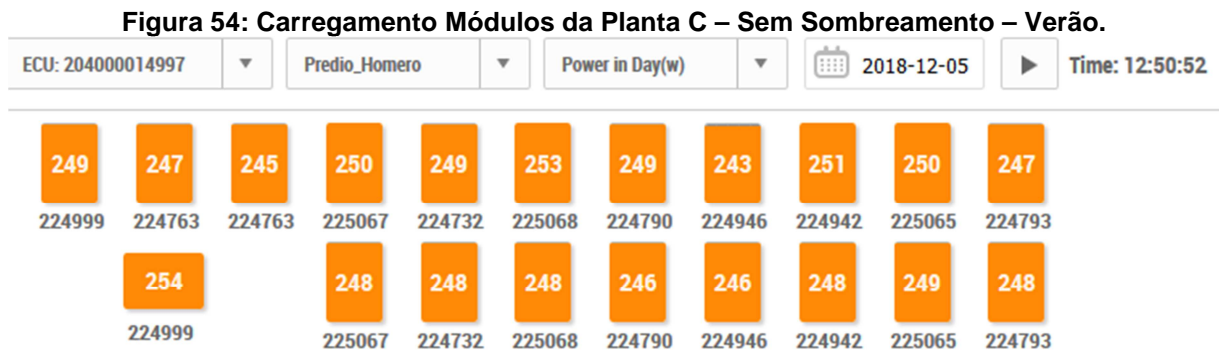
- Data 05/12/18, horário 10:40;



Fonte: (Systems, 2019)

A figura 54 apresenta este mesmo sistema com os seus módulos totalmente carregados no mesmo dia analisado ao da figura 53.

- Data 05/12/18, horário 12:50;

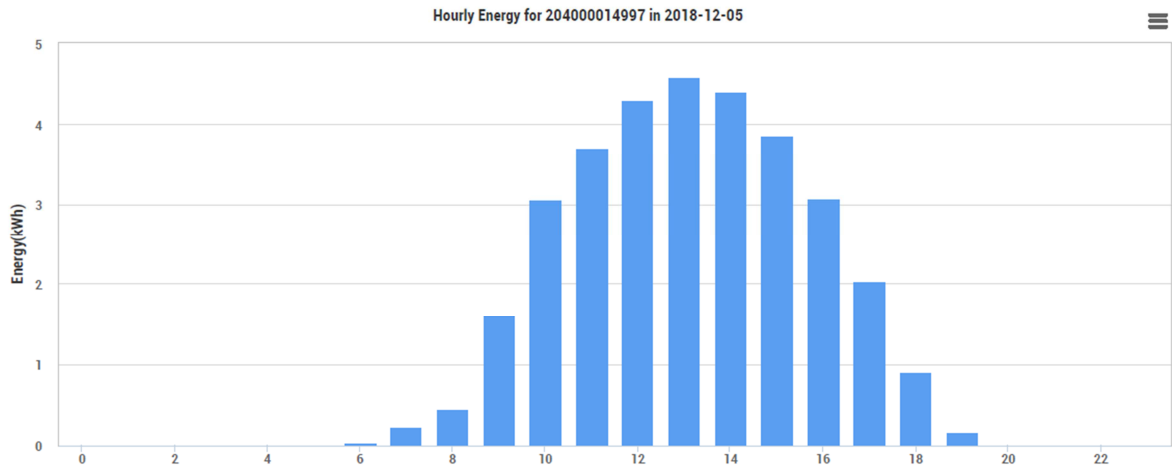


Fonte: (Systems, 2019)

No gráfico da figura 55 é evidenciado a perda na geração de energia da planta C, mesmo dia de análise das figuras 53 e 54. Esta perda influencia diretamente a taxa de desempenho.

- Curva de geração para o dia 05/12/2018;

Figura 55: Gráfico de Geração de Energia Elétrica da Planta C, dia 05/12/2018.

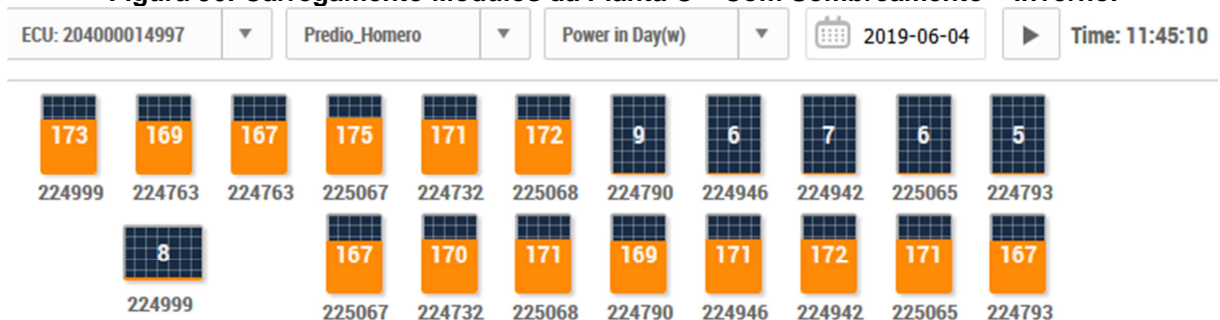


Fonte: (Systems, 2019)

Para esta mesma planta C, foi realizado uma análise da geração de energia em um dia de inverno e percebeu-se o mesmo comportamento. Na figura 56 é evidenciado a falta de carregamento nos mesmos módulos da figura 53.

- Data 04/06/2019, horário 11:45;

Figura 56: Carregamento Módulos da Planta C – Com Sombreamento – Inverno.

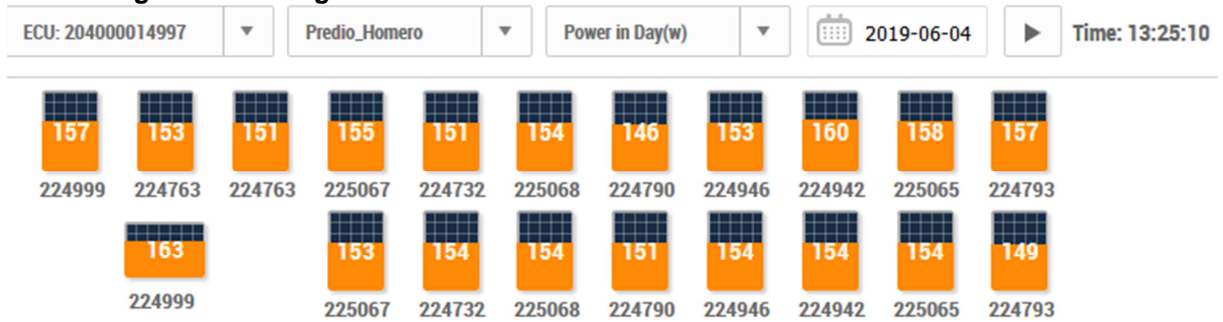


Fonte: (Systems, 2019)

Na figura 57 é apresentado o carregamento dos módulos após o sombreamento parcial, no mesmo dia de análise à figura 56.

- Data 04/06/2019, horário 13:25;

Figura 57: Carregamento Módulos da Planta C – Sem Sombreamento – Inverno.

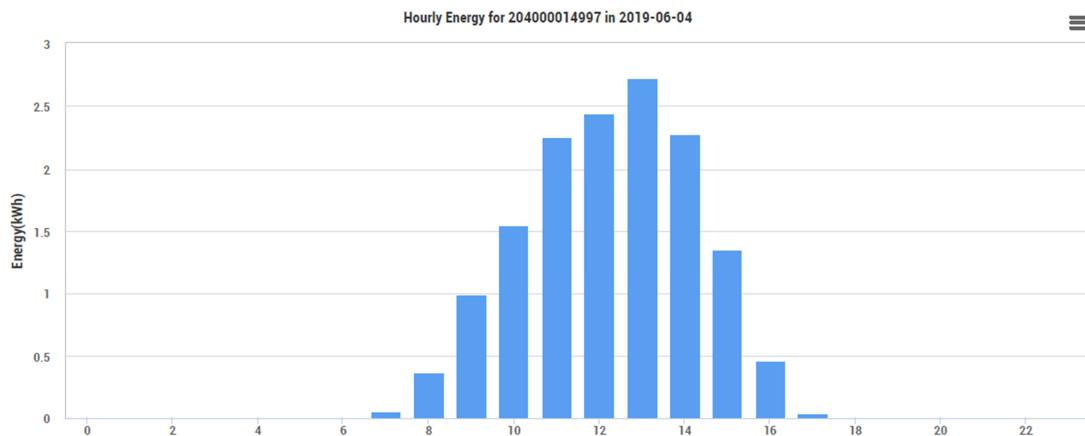


Fonte: (Systems, 2019)

Na figura 58 é evidenciado a perda de geração de energia no período da manhã para a planta C.

- Curva de geração para o dia 04/06/2019;

Figura 58: Gráfico de Geração de Energia Elétrica da Planta C, dia 04/06/2019.



Fonte: (Systems, 2019)

3.5 PERDAS POR SUJIDADE

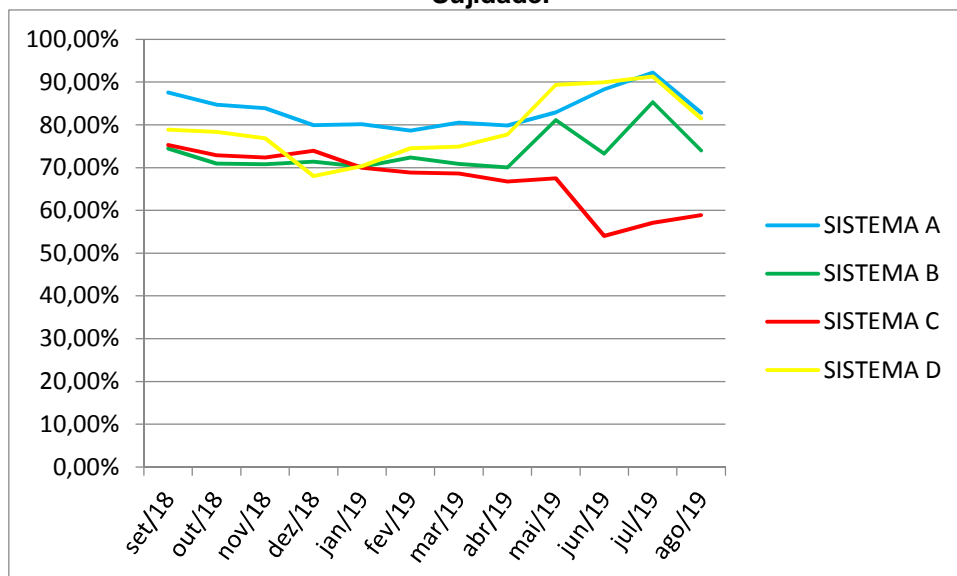
Outro fator de perda é a “sujidade” dos módulos que em ambientes urbanos a produção de fuligens asfálticas acaba sendo depositado na face dos módulos, obstruindo a passagem dos raios solares. Com os dados levantados sobre a periodicidade de limpeza dos módulos das plantas analisadas, pelo menos uma limpeza foi realizada para o período nas plantas A, B e D, colaborando também para que a planta C uma vez não realizado qualquer tipo de limpeza nos seus módulos, tivesse um desempenho tão baixo ao longo do ano.

Dados de limpeza das plantas:

- Planta A: Realizado limpeza no mês de maio/2019;
- Planta B: Realizado limpeza no mês de abril/2019 e junho/2019;
- Planta D: Realizado limpeza no mês de abril/2019.

O efeito da limpeza nos módulos é evidenciado na figura 59.

Figura 59: Gráfico da Taxa de Desempenho mês a mês das Plantas A, B, C, D – Perdas por Sujidade.



Fonte: O Autor

A planta C teve uma perda de 21,80% da taxa de desempenho no período analisado de setembro/2018 à agosto/2019.

3.6 PERDAS POR TEMPERATURA

Sabe-se que a temperatura no módulo fotovoltaico diminui a potência máxima de pico e por consequência a geração de energia elétrica deste módulo. Porém para efeitos de comparação entre plantas que utilizam arquiteturas distintas, estas perdas não estão sendo consideradas uma vez que são iguais independentemente do inversor utilizado.

Mas o fato de os micro inversores estarem localizados abaixo dos módulos junto a face do telhado e combinando com uma baixa ventilação natural, podem trazer problemas no equipamento e também corte de produção de energia elétrica.

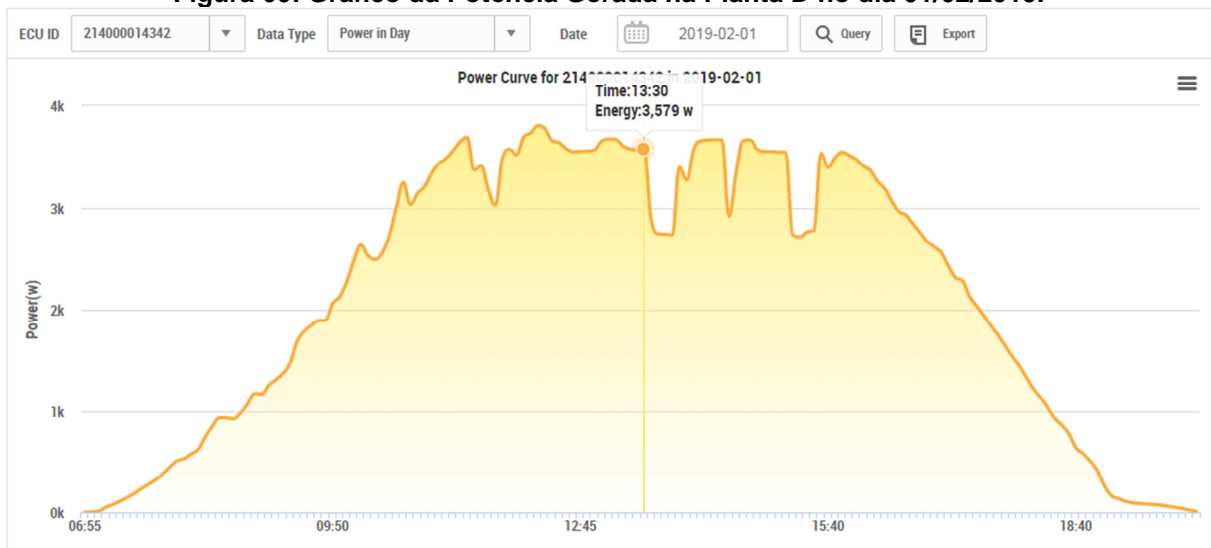
Estas perdas foram evidenciadas na planta D, onde em dias de verão com níveis de irradiação solar elevados houve corte de produção, principalmente por dois aspectos:

- Micro inversor instalado junto ao telhado abaixo dos módulos, dificultando a ventilação natural;
- Microinversor da planta D sobrecarregado em 42%, onde o máximo é de 37% e operando por várias horas com irradiação elevada.

Segundo o *datasheet* do Micro inversor *APsystems* de modelo YC1000, o *range* de temperatura interna é de (-40 °C a +85 °C). A temperatura obtida pelo sistema de monitoramento *APsystems EMA* é apenas um ponto de monitoramento, porém baseando-se nesta informação tem-se uma noção dos valores que podem ser encontrados dentro do micro inversor.

Os dias 01 e 02 de fevereiro de 2019, foram dias em que os níveis de irradiação solar foram muito altos, conforme dados do INMET. Percebe-se que no dia 01/02/2019 a unidade de condicionamento de dados da planta D, registrou uma queda brusca na curva de potência as 13:30, conforme é evidenciado na figura 60.

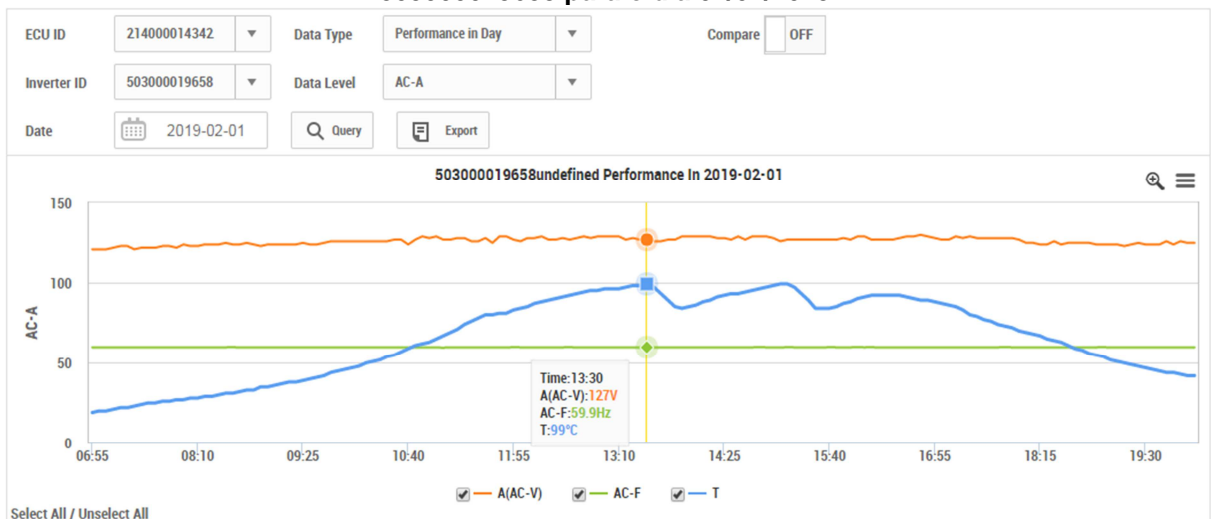
Figura 60: Gráfico da Potência Gerada na Planta D no dia 01/02/2019.



Fonte: (Systems, 2019)

No mesmo dia e hora registrados pela figura 60, é evidenciado pela figura 61 uma temperatura de 99°C no micro inversor com número identificador de 503000019658.

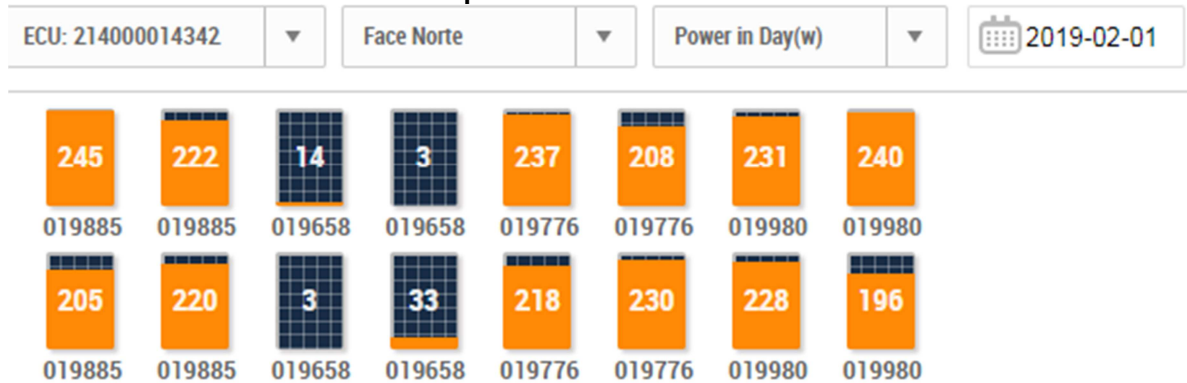
Figura 61: Gráfico da Tensão Elétrica, Frequência e Temperatura no Microinversor 503000019658 para o dia 01/02/2019.



Fonte: (Systems, 2019)

Pela figura 62 é evidenciado o corte de geração de energia da planta D, para o dia e hora analisados nas figuras 60 e 61 dos módulos interligados ao micro inversor afetado com o final 19658.

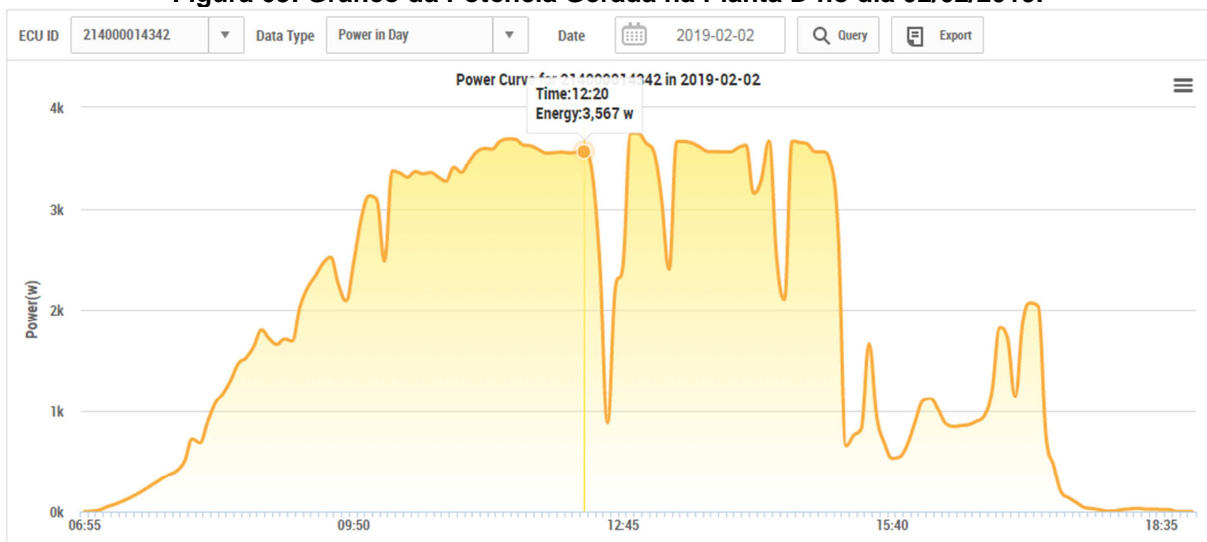
Figura 62: Potência Fornecida pelos Módulos na Planta D após o Corte de Geração de Energia para o dia 01/02/2019.



Fonte: (Systems, 2019)

A figura 63 apresenta a mesma análise à figura 60, agora para o dia 02/02/2019. Neste dia o evento de corte de geração de energia elétrica da planta D, ocorre às 12:20.

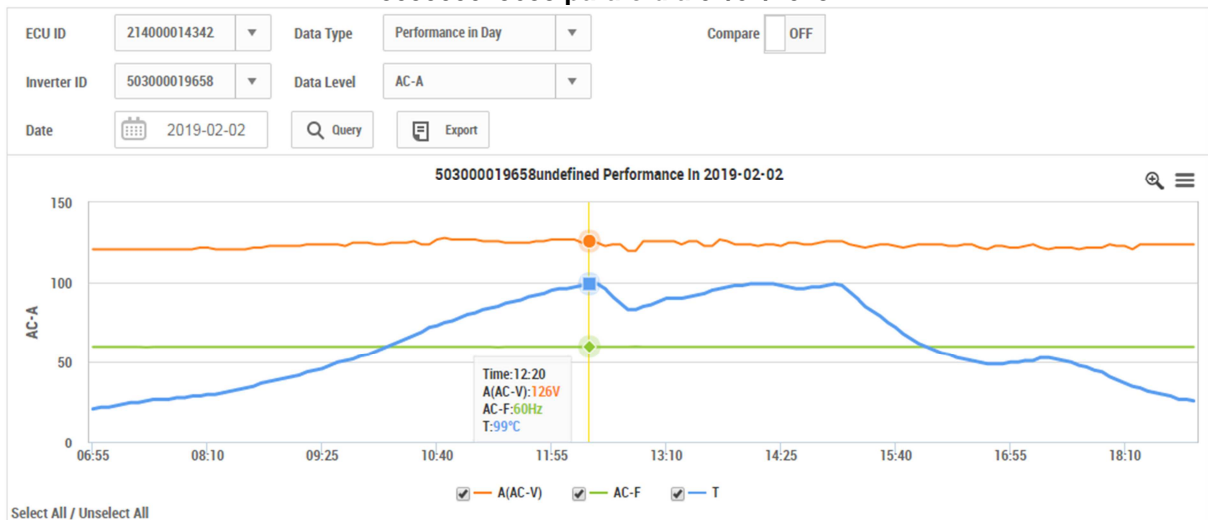
Figura 63: Gráfico da Potência Gerada na Planta D no dia 02/02/2019.



Fonte: (Systems, 2019)

No mesmo dia e hora registrados pela figura 63, é evidenciado pela figura 64 uma temperatura de 99°C no micro inversor com número identificador de 503000019658.

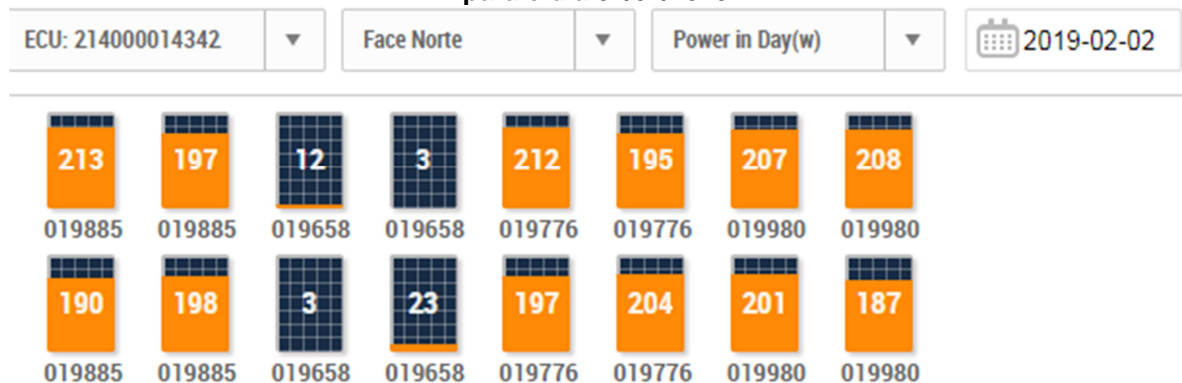
Figura 64: Gráfico da Tensão Elétrica, Frequência e Temperatura no Microinversor 503000019658 para o dia 02/02/2019.



Fonte: (Systems, 2019)

Pela figura 65 é evidenciado o corte de geração de energia da planta D, para o dia e hora analisados nas figuras 63 e 64 dos módulos interligados ao micro inversor afetado com o final 19658.

Figura 65: Potência Fornecida pelos Módulos na Planta D após o Corte de Geração de Energia para o dia 02/02/2019.



Fonte: (Systems, 2019)

A duração dos cortes de energia elétrica no microinversor analisado depende do gradiente de decaimento da temperatura interna, na média a duração varia entre 15 e 20 minutos. Estas perdas prejudicam o desempenho da planta além de diminuir a vida útil do micro inversor devido a sobrecarga.

3.7 APLICAÇÃO DO SOFTWARE DE MODELAGEM SAM

Foi feito o uso do *software* de modelagem *System Advisor Model* para determinar as perdas tanto para plantas que utilizam arquitetura com inversor por string ou arquitetura com microinversor. As simulações foram realizadas seguindo algumas premissas:

1. Para todas as plantas a simulação foi realizada para projeto fotovoltaico residencial;
2. As perdas por sombreamento, neve e disponibilidade foram consideradas nulas para ambas as plantas;
3. Para a sujidade foi adotado 2% de perdas e 1% de perdas para o cabeamento CA e conversão em carga de CC para CA;
4. Para cada planta foi inserido a inclinação e ângulo azimutal dos seus módulos, bem como a produção de energia mensal;
5. Para cada planta foi inserido os valores de datasheet para especificação dos módulos e inversores;
6. Para as plantas que utilizam inversores com string foi considerado as perdas padrão totais de 4,44% no lado CC;
7. Para as plantas que utilizam microinversores foi considerado as perdas padrão totais de 2,49% no lado CC.

A tabela 5 apresenta além dos resultados reais já divulgados dos parâmetros que compõe o índice de mérito da planta A, os mesmos parâmetros encontrados após a modelagem do *software* SAM, considerando as perdas para sistema de geração que utiliza inversor com *string*.

Tabela 5: Resultado dos Índices de Mérito para a Simulação da Planta A no SAM.

PLANTA A	GERAÇÃO ANUAL	FATOR DE CAPACIDADE	PRODUTIVIDADE	TAXA DE DESEMPENHO
DADOS REAIS	5977 KWh	14,30%	1253 KWh/KWp	83,45%
SIMULAÇÃO - SAM	5865 KWh	14,00%	1230 KWh/KWp	82,00%

Fonte: O Autor

A tabela 6 também apresenta as mesmas comparações ao da tabela 5, porém a análise é para a planta B.

Tabela 6: Resultado dos Índices de Mérito para a Simulação da Planta B no SAM.

PLANTA B	GERAÇÃO ANUAL	FATOR DE CAPACIDADE	PRODUTIVIDADE	TAXA DE DESEMPENHO
DADOS REAIS	2389 KWh	12,98%	1137 KWh/KWp	73,72%
SIMULAÇÃO - SAM	2738 KWh	14,90%	1303 KWh/KWp	81,00%

Fonte: O Autor

A tabela 7 apresenta além dos resultados reais já divulgados dos parâmetros que compõe o índice de mérito da planta C, os mesmos parâmetros encontrados após a modelagem do *software* SAM, considerando as perdas para sistema de geração que utiliza micro inversor.

Tabela 7: Resultado dos Índices de Mérito para a Simulação da Planta C no SAM.

PLANTA C	GERAÇÃO ANUAL	FATOR DE CAPACIDADE	PRODUTIVIDADE	TAXA DE DESEMPENHO
DADOS REAIS	5563 KWh	11,99%	1049 KWh/KWp	67,18%
SIMULAÇÃO - SAM	7062 KWh	15,20%	1332 KWh/KWp	82,00%

Fonte: O Autor

A tabela 8 também apresenta as mesmas comparações ao da tabela 7, porém a análise é para a planta D.

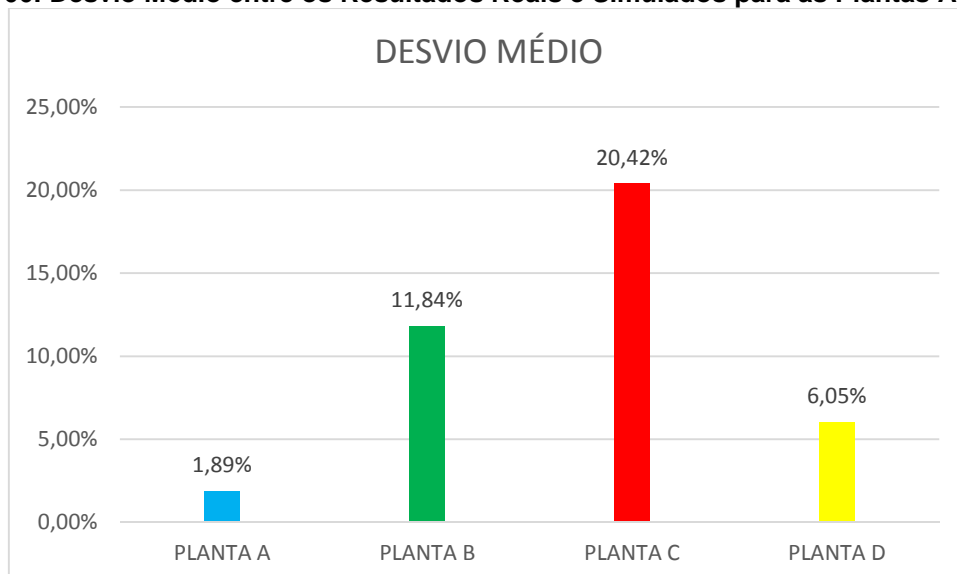
Tabela 8: Resultado dos Índices de Mérito para a Simulação da Planta D no SAM.

PLANTA D	GERAÇÃO ANUAL	FATOR DE CAPACIDADE	PRODUTIVIDADE	TAXA DE DESEMPENHO
DADOS REAIS	6219 KWh	13,87%	1214 KWh/KWp	79,30%
SIMULAÇÃO - SAM	6705 KWh	15,00%	1310 KWh/KWp	81,00%

Fonte: O Autor

Diante dos valores obtidos foi possível traçar um desvio médio entre os dados reais levantados pelos índices de mérito e os obtidos pelo *software* de modelagem SAM. Na figura 66 é apresentado este desvio médio, logo pode-se observar que para a planta A este desvio foi muito baixo. Para esta planta A a simulação se fez eficaz e modelou melhor o que ocorre na prática. Os fatores que possivelmente contribuíram para este resultado foi a baixa perda por sombreamento, ventilação natural favorável devido a sua localização, limpeza constante dos módulos e inversor sem sobrecarga.

Figura 66: Desvio Médio entre os Resultados Reais e Simulados para as Plantas A, B, C, D.

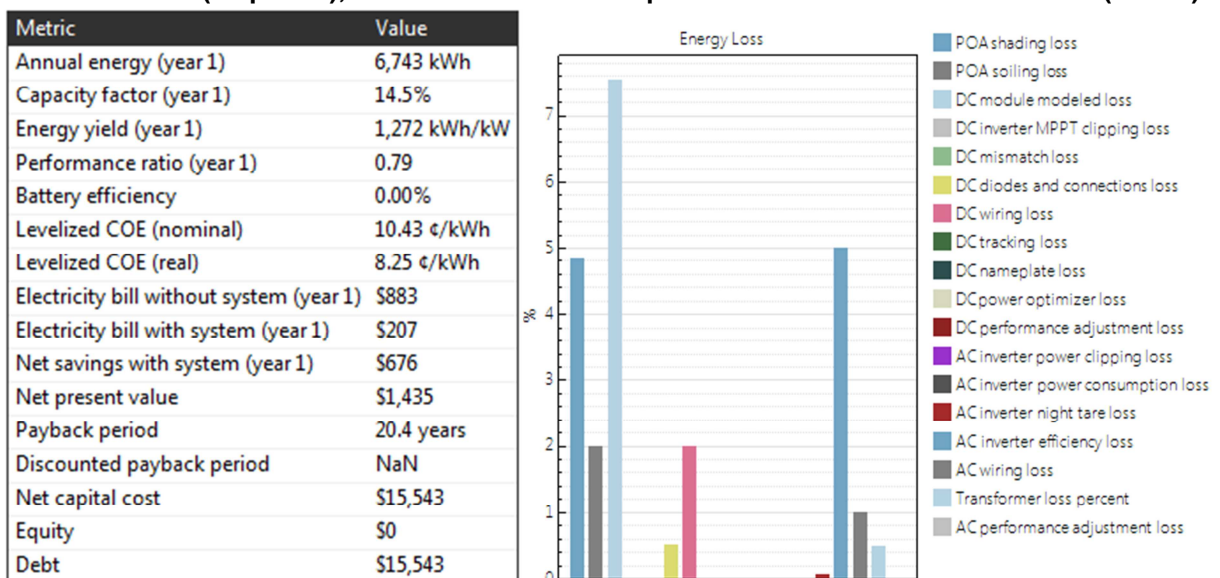


Fonte: O Autor

A planta C teve o maior desvio padrão entre os valores reais e o simulado, muito embora a modelagem não considerou as perdas por sombreamento e perdas por sujidade foram determinadas em patamares de 2%, nos tópicos anteriores foi evidenciado que para esta planta C o sombreamento é diário em pelo menos 25% dos módulos instalados, provavelmente por anteparos fixos ou alvenarias adjacentes e também como foi evidenciado pelo gráfico da figura 59 o desempenho desta planta teve um decréscimo de mais de 20%, também por conta da falta de limpeza dos seus módulos. Estes fatores interferem diretamente no resultado final ao longo de um ano.

Para determinar a nova taxa de desempenho para a planta C, foi estipulado uma perda de 25% por sombreamento em todos dias do ano das 6h da manhã até as 11h da manhã e aplicado no *software* de modelagem SAM. O resultado foi uma perda de 3% da taxa de desempenho em relação a simulação anterior. Como é visualizado na figura 67.

Figura 67: Resultado dos Índices de Mérito Calculados pelo SAM da Planta C com Sombreamento(esquerda), Percentuais de Perdas para a Planta C com Sombreamento(direita).



Fonte: O Autor

Também pode-se avaliar este resultado da seguinte forma. Se a planta C não tivesse a influência das perdas por sombreamento diariamente, o resultado da sua taxa de desempenho anual seria muito próximo dos 67,18% (índice de mérito da planta C) mais os 3% da perda por sombreamento. Logo é provável que o desempenho ficasse dentro dos patamares aceitáveis de 70% a 80%.

4 CONCLUSÃO

A geração de energia solar fotovoltaica distribuída é uma realidade no Brasil e da aos geradores de micro e mini geração a liberdade de escolha da melhor tecnologia a ser empregada e autonomia para o gerenciamento de seu consumo.

Hoje a geração de energia solar fotovoltaica já alcançou a marca de 91,3% de toda a potência instalada em geração distribuída no país. Diante dos avanços exponenciais e da aceitação desta tecnologia junto as unidades consumidoras, o presente trabalho propôs trazer uma avaliação técnica em cima dos resultados dos 4 sistemas de geração fotovoltaico analisados a mais de um ano em operação para arquiteturas distintas e principalmente apontar para os fatores que influenciam no desempenho final.

Diante dos resultados apresentados independentemente da arquitetura utilizada, os resultados são muito próximos. A planta A e a planta D, por exemplo, obtiveram resultados similares, respectivamente 83,45% e 79,30% e foram construídos com arquiteturas diferentes. Mesmo a planta C que obteve uma taxa de desempenho de 67,18%, se as perdas por fatores externos fossem amenizadas, todas as plantas apresentariam desempenho acima dos 70%.

Ficou evidenciado que as influências externas como sombreamento, sujidade dos módulos, ventilação natural são prejudiciais ao desempenho de uma planta e devem ser evitadas e ou consideradas na fase de implementação e manutenção de um sistema de geração de energia fotovoltaico. A planta C, por exemplo, teve uma perda de 21,80% da taxa de desempenho no período analisado, devido a baixa frequência de limpeza dos seus módulos e também por conta do sombreamento parcial que incide sobre 25% destes módulos. Sobrecarregar o inversor ou um micro inversor como visto no tópico de perdas por temperatura, também podem trazer problemas futuros para a sua vida útil, bem como perdas pequenas de geração de energia que afetam o desempenho de um sistema de geração fotovoltaico.

Quando comparado os valores reais de cada planta com o *software* de modelagem SAM, o menor desvio médio encontrado foi justamente com o sistema

de geração fotovoltaico que tinha menos influência por perdas externas, além disso após a modelagem os resultados da taxa de desempenho ficaram muito próximos independente da arquitetura utilizada.

A grande dificuldade neste trabalho, foi encontrar plantas similares que tivessem menor influência possível de fatores externos. Diante do problema encontrado, o que fica de sugestão para trabalhos futuros, é analisar sistemas de geração solar fotovoltaicos com arquiteturas distintas e que tenham perdas por fatores externos muito baixas, pois os resultados serão mais assertivos, buscar analisar plantas com potência instalada similar e de preferência próximos as estações solarimétricas.

REFERÊNCIAS

- ABBUD, O. A., & TANCREDI, M. (2010). **TRANSFORMAÇÕES RECENTES DA MATRIZ BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CAUSAS E IMPACTOS PRINCIPAIS**. *Centro de Estudos da Consultoria do Senado*, 64.
- ABNT. (04 de Dezembro de 2013). **Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia**. *ABNT NBR 10899*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- ANEEL. (2008). **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. Brasília: TDA Comunicação.
- ANEEL. (23 de MAIO de 2019). **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Fonte: Site da Agência Nacional de Energia Elétrica: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp
- ARAÚJO, A. J., RANK, N. I., & BUENO, T. B. (2016). **ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA EM CURITIBA**. Curitiba.
- BIG . (28 de Setembro de 2019). Fonte: ANEEL: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp>
- CARRASCO, J., FRANQUELO, L., BIALAZIEWICZ, J., GALVÁN, E., GUIADO, R. C., PRATS, J., . . . ALFONSO, N. (2006). **Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources**.
- DGS. (2013). **Planning and Installing Photovoltaic Systems**. In: G. S. Society, *Planning and Installing Photovoltaic Systems*.
- EPE. (2018). **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Rio de Janeiro.
- GOOGLE. (10 de Outubro de 2019). *Google* . Fonte: Google Maps: <https://www.google.com.br/maps/preview>
- HARATZ, M., SAUAIA, R., & KOLOSZUK, R. (23 de Maio de 2019). *Absolar*. Fonte: Site da Absolar: <http://www.absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/energia-solar-fotovoltaica-a-proxima-onda-do-mercado-livre-de-energia.html>
- INMET. (28 de Outubro de 2019). **Intituto Nacional de Meteorologia**. Fonte: INMET - Intituto Nacional de Meteorologia: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>
- INSOLARJ. (28 de Outubro de 2019). *INSOLARJ ENERGIA RENOVÁVEL*. Fonte: INSOLARJ ENERGIA RENOVÁVEL: <https://insolarj.com.br/comofunciona>
- KUROKAWA, K., & IKKI, O. (2001). **The Japanese experiences with national pv system programmes**.
- LABSOL. (28 de Outubro de 2019). **Laboratório de Energia Solar/UFRGS**. Fonte: Laboratório de Energia Solar - LABSOL: <http://www.solar.ufrgs.br>

- LOPEZ, R. A. (2018). **ENERGIA EÓLICA**. São Paulo: Artliber.
- MELO, E. G. (2012). **GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações**. São Paulo.
- MOURA, I. A. (2019). **Sistemas fotovoltaicos com microinversores**. Curitiba.
- NASCIMENTO, L. (2018). **Comissionamento de Sistemas Fotovoltaicos**. Florianópolis.
- OMIDO, A. R., BARBOZA, C. S., & JÚNIOR, O. M. (27 de 11 de 2017). **ENERGIA GEOTÉRMICA: UMA ALIADA NA BUSCA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**. *VIII CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO AMBIENTAL*, p. 7.
- ONS. (28 de Setembro de 2019). **Resultados da Operação/Histórico da Operação**. Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx
- PINHO, J. T., & GALDINO, M. A. (2014). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro.
- RADIASOL. (10 de Outubro de 2019). **Software de Radiação Solar**.
- REZENDE, V. G., & ROBERTO, Z. (17 de Abril de 2018). **ANÁLISE DAS PERDAS DE PRODUTIVIDADE EM GERADORES FOTOVOLTAICOS POR EFEITO DE SUJIDADE**. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 9.
- SANYAL, S. K. (31 de Janeiro de 2005). **Classification of Geothermal Systems - A Possible Scheme**. *PROCEEDINGS, Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, p. 8.
- SOLAR, P. (23 de Maio de 2019). *Portal Solar S.A.* Fonte: Site do Portal Solar S.A: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/com-impulso-de-geracao-distribuida-energia-solar-no-brasil-deve-crescer-44-em-2019.html>
- SYSTEMS, A. (14 de Outubro de 2019). *AP Systems EMA*. Fonte: AP Systems Altenergy Power: <https://apsystemsema.com/ema/security/optmainmenu/intoViewSingleCustomerBelowInstaller.action?userId=0b28481b618916070161b49fc52b250e&eculd=204000014997&Ecuremark=1&partner=&partnerId=>
- TOLMASQUIM, M. T. (2016). **Energia Renovável**. Rio de Janeiro: EPE.
- TONIN, F. S. (2017). **Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba**. Curitiba.
- URBANETZ, J. J. (01 de Outubro de 2019). **Energia Solar Fotovoltaica**. Curitiba, Paraná, Brasil.
- URBANETZ, J. J., SILVEIRA, C. O., TONOLO, E. A., & KRASNHAK, L. B. (12 de Novembro de 2018). **Análise do Desempenho e Estudo da Viabilidade Econômica da Geração Distribuída por Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. *XVII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído*, p. 09.

VILLALVA, M. G. (2015). **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Érica.

YANG, R. L., TIEPOLO, G. M., SOUZA, M. B., & URBANETZ, J. (11 de Setembro de 2018). **Estimativa da Taxa de Desempenho para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Paraná**. *XI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, p. 12.