

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA

RAFAEL STEDILE

ANÁLISE DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE NA CIDADE DE
BLUMENAU-SC

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2019

RAFAEL STEDILE

**ANÁLISE DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE NA CIDADE DE
BLUMENAU-SC**

Dissertação apresentada ao Programa de pós-graduação em Sistemas de Energia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do grau de “Mestre em Engenharia Elétrica” – Área de Concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

CURITIBA
2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Stedile, Rafael

Análise da implantação de um sistema fotovoltaico conectado a rede na cidade de Blumenau-SC [recurso eletrônico] / Rafael Stedile.-- 2019.

1 arquivo eletrônico (92 f.): PDF ; 81,01 MB.

Modo de acesso: World Wide Web.

Texto em português com resumo em inglês.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia. Área de Concentração: Sistemas de Energia, Curitiba, 2019.

Bibliografia: f. 89-92.

1. Sistemas de energia elétrica - Dissertações. 2. Sistemas de energia fotovoltaica - Blumenau (SC) - Estudo de casos. 3. Sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios. 4. Geração distribuída de energia elétrica. 5. Piranômetro. 6. Desempenho. 7. Redes elétricas inteligentes. 8. Estudos de viabilidade. 9. Métodos de simulação. I. Urbanetz Junior, Jair, orient. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia. III. Título.

CDD: Ed. 23 -- 621.31

Biblioteca Central do Câmpus Curitiba - UTFPR
Bibliotecária: Luiza Aquemi Matsumoto CRB-9/794

TERMO DE APROVAÇÃO DE DISSERTAÇÃO Nº 16

A Dissertação de Mestrado intitulada **Análise da Implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede na Cidade de Blumenau-SC**, defendida em sessão pública pelo candidato **Rafael Stedile**, no dia 02 de julho de 2019, foi julgada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração Automação E Sistemas De Energia, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Sistemas De Energia.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior – Presidente – UTFPR

Prof. Dr. Gerson Maximo Tiepolo – UTFPR

Prof. Dr. Gustavo Rafael Collere Possetti - FGV

A via original deste documento encontra-se arquivada na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação após a entrega da versão corrigida do trabalho.

Curitiba, 02 de julho de 2019.

Carimbo e Assinatura do Coordenador do Programa

Dedico este trabalho aos meus pais, Nivaldo e Dorilda, a minha esposa Anacélia e ao meu filho Miguel que sempre me ajudaram e sem eles nada disso seria possível.

RESUMO

STEDILE, Rafael. Análise da implantação de um sistema fotovoltaico conectado a rede na cidade de Blumenau-SC . 94 f. Dissertação – Programa de pós-graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

O Brasil vem acompanhando a tendência mundial no crescimento da participação dos sistemas fotovoltaicos na matriz energética, este por sua vez apresenta características que favorecem tanto a utilização em usinas solares quanto a integração no ambiente urbano, visando entender melhor esta integração na cidade de Blumenau e como pode-se potencializar a geração harmonizando esteticamente e aproveitando as estruturas já existentes. Com o intuito de desmistificar e popularizar ainda mais este modelo de geração distribuída, fez-se um projeto real passo a passo, englobando desde a escolha dos módulos, inversor, posicionamento dos módulos a regularização junto a companhia elétrica local. Para fins de estudo foi calculado o Índice de Mérito de dez sistemas fotovoltaicos conectados à rede, todos na cidade de Blumenau. A análise contempla e compara assim a Produtividade, Taxa de Desempenho e Fator de Capacidade de cada sistema para que se possa fazer a comparação entre eles. Dois dos sistemas enquadram-se como sistemas comerciais, enquanto os demais como sistemas residenciais, todos os sistemas analisados apresentam a mesma marca de inversor. Já os módulos tem uma variação de cinco modelos diferentes, porém, todos policristalinos. Para o cálculo destes índices de mérito, foram utilizados os dados de irradiação obtidos da estação do Instituto Nacional de Meteorologia instalada na cidade de Indaial e os dados coletados por um piranômetro de baixo custo com sensor de célula de silício instalado junto a um dos sistemas. Houve a necessidade de se fazer uma correção nos dados obtidos com o piranômetro, pois mesmo com um sensor que tem uma leitura espectral menor do que o utilizado na estação do Instituto Nacional de Meteorologia, os dados de irradiação diários eram maiores dos que os registrados oficialmente. Seguindo a ideia de manter o baixo custo da pesquisa, foi desenvolvido um datalogger próprio que atendeu perfeitamente os requisitos de aquisição dos dados de irradiação horizontal local, registrando de segundo em segundo a irradiação, gerando assim diariamente um volume de mais de 30 mil leituras. Outro objetivo é contribuir para a disseminação e popularização dos sistemas fotovoltaicos no vale do Itajaí, mesmo estando entre as regiões com os menores índices de irradiação do país, os bons índices de produtividade e os gráficos que comparam a energia gerada com a energia esperada confirmam a viabilidade.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede, Índice de mérito, Piranômetro

ABSTRACT

STEDILE, Rafael. Analysis of the implantation of a grid-connected photovoltaic system in the city of Blumenau-SC. 94 f. Dissertação – Programa de pós-graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

Brazil has been following the world trend in the growth of the participation of photovoltaic systems in the energy matrix, this in turn presents characteristics that favor both the use in solar plants as the integration in the urban environment, aiming to better understand this integration in the city of Blumenau and how generation can be boosted by aesthetically harmonizing and building on existing structures. In order to demystify and further popularize this distributed generation model, a real step-by-step project was made, encompassing the choice of modules, inverter, module placement and regularization with the local power company. For study purposes, the Merit Index of ten grid-connected photovoltaic systems, all in the city of Blumenau, was calculated. The analysis thus contemplates and compares the Productivity, Performance Rate and Capacity Factor of each system so that they can be compared between them. Two of the systems fit into commercial systems, while the others as residential systems, all systems analyzed have the same inverter brand. The modules have a variation of five different models, however, all polycrystalline. For the calculation of these merit indices, the irradiation data obtained from the station of the National Institute of Meteorology installed in the city of Indaial and the data collected by a low cost pyranometer with silicon cell sensor installed next to one of the systems were used. There was a need to make a correction to the data obtained with the pyranometer, because even with a sensor that has a lower spectral reading than that used at the National Institute of Meteorology station, the daily irradiation data were higher than those officially recorded. Following the idea of maintaining the low cost of research, a proprietary datalogger was developed that perfectly met the requirements of local horizontal irradiance data acquisition, recording second by second irradiance, thus generating a volume of more than 30,000 readings daily. Another objective is to contribute to the dissemination and popularization of photovoltaic systems in the Itajaí Valley, even being among the regions with the lowest irradiance rates in the country, the good productivity rates and the graphs comparing the energy generated with the expected energy confirm the viability.

Keywords: Grid-Connected Photovoltaic Systems, Merit indicators, pyranometer

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Estimativa de custo x capacidade instalada até 2050.	12
Figura 2	– Exemplos de tipos de radiação.	19
Figura 3	– Média global anual de fluxo de potência que o sol disponibiliza (W/m^2).	20
Figura 4	– Sistema fotovoltaico isolado.	22
Figura 5	– Sistema SFVCR.	22
Figura 6	– Exemplo de aplicação do BAPV na cobertura da edificação.	25
Figura 7	– Exemplos de aplicação do BIPV.	26
Figura 8	– Tipos de células fotovoltaicas.	28
Figura 9	– Demonstração da fabricação de lingotes de monocristalino através do processo de Float-Zone e Czochralski.	29
Figura 10	– Composição básica de uma célula FV de silício.	30
Figura 11	– MPPT pela curva <i>IV</i> e <i>PV</i>	33
Figura 12	– Piranômetro instalado juntamente com o SFVCR na cidade de Blumenau.	36
Figura 13	– PCI do data logger feita através do processo térmico.	38
Figura 14	– Gráfico apresentando a linearidade de entrada x saída do data logger ..	40
Figura 15	– Imagem do formulário de solicitação de acesso no sistema PEP	43
Figura 16	– Imagens térmicas de problemas diferentes detectados nos módulos FV.	48
Figura 17	– Exemplos de coleta de dados no site do projeto SWERA	49
Figura 18	– Exemplo de como inserir os dados para uma nova estação no RADIASOL ..	50
Figura 19	– Exemplo da estação criada no RADIASOL 1	51
Figura 20	– Imagem da tela que mostra o H_{tot}	54
Figura 21	– Exemplo de fixação da base na laje.	58
Figura 22	– Exemplo da estrutura de fixação.	59
Figura 23	– Inversor instalado juntamente com o sistema de proteção e QDG	60
Figura 24	– Desvio azimutal em relação ao norte geográfico.	61
Figura 25	– Posicionamento dos painéis sobre o telhado.	62
Figura 26	– Distância aproximada entre o sistema 5 onde está instalado o piranômetro e a estação A817 do INMET	65
Figura 27	– Imagem do sinal de saída do piranômetro	67
Figura 28	– Gráfico comparativo entre os dados do INMET, piranômetro e piranômetro corrigido	69
Figura 29	– Produtividade anual dos sistemas analisados	71
Figura 30	– Gráfico comparativo entre as taxas de desempenho considerando na base de cálculo os dados do INMET e piranômetro corrigido	75
Figura 31	– Gráfico comparativo entre as médias anuais do fator de capacidade de cada sistema analisado.	77
Figura 32	– Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	79
Figura 33	– Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	80
Figura 34	– Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	81
Figura 35	– Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	82
Figura 36	– Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	83

Figura 37 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	84
Figura 38 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	85
Figura 39 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	86
Figura 40 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	86
Figura 41 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	–	Custo para sistemas fotovoltaicos estimado pela EPE até 2023 para o mercado nacional.	14
Tabela 2	–	Índices típicos de albedo	21
Tabela 3	–	Principais especificações do piranômetro RK200-04.	36
Tabela 4	–	Lista com os principais componentes	37
Tabela 5	–	Principais características do data logger desenvolvido	39
Tabela 6	–	tabela com os valores de corrente e respectiva potência no teste de linearidade	40
Tabela 7	–	Valores de tensão aplicados e os níveis mínimos de resistência de isolamento esperados.	46
Tabela 8	–	Relaciona o tipo de ligação e a taxa de disponibilidade equivalente cobrada	54
Tabela 9	–	Características elétricas do módulo CS6P-260P em condições padrão de teste	55
Tabela 10	–	Características elétricas de cada <i>string</i>	56
Tabela 11	–	Características elétricas do inversor PVI-4.2-TL-OUTD	56
Tabela 12	–	Caracterização dos sistemas 1 ao 5	63
Tabela 13	–	Caracterização dos sistemas 6 ao 10	64
Tabela 14	–	Produção mensal dos sistemas estudados	65
Tabela 15	–	Dados de irradiação coletados pela estação A817 do INMET para o ano de 2018.	66
Tabela 16	–	Dados de irradiação coletados pelo piranômetro instalado sem correção no ano de 2018	68
Tabela 17	–	Comparação entre os dados de irradiação do INMET, piranômetro e piranômetro corrigido	69
Tabela 18	–	Produtividade mensal e anual dos sistemas 1 ao 5	70
Tabela 19	–	Produtividade mensal e anual dos sistemas 6 ao 10	71
Tabela 20	–	Taxa de desempenho dos sistemas 1 ao 5	72
Tabela 21	–	Taxa de desempenho dos sistemas 6 ao 10	73
Tabela 22	–	Taxa de desempenho dos sistemas 1 ao 5 considerando os dados corrigidos do piranômetro	74
Tabela 23	–	Taxa de desempenho dos sistemas 6 ao 10 considerando os dados corrigidos do piranômetro	74
Tabela 24	–	Fator de Capacidade dos sistemas analisados 1 ao 5.	76
Tabela 25	–	Fator de Capacidade dos sistemas analisados 6 ao 10.	77

LISTA DE SIGLAS

IEA	Agência Internacional de Energia
REN 482	Resolução Normativa 482
REN 687	Resolução Normativa 687
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
PDE 2024	Plano Decenal de Energia 2024
FV	Fotovoltaica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
BAPV	<i>Building-Applied Photovoltaics</i>
BIPV	<i>Building-Integrated Photovoltaics</i>
Si	Silício
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
<i>PCI</i>	Placa de circuito impresso
LED	Diodo Emissor de Luz
PEP	Projeto Elétrico de Particulares
V_{OC}	Tensão de Circuito Aberto
PR	Performance Ratio

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 PROBLEMA	14
1.2 OBJETIVOS	15
1.2.1 Objetivo Geral	15
1.2.2 Objetivos Específicos	15
1.3 JUSTIFICATIVA	15
1.4 METODOLOGIA	16
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 CONCEITOS BÁSICOS	18
2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	21
2.2.1 Sistema Fotovoltaico Isolado	21
2.2.2 Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede	22
2.2.2.1 Micro e minigeração distribuída	23
2.2.3 Building-Applied Photovoltaics e Building-Integrated Photovoltaics	24
2.2.3.1 Building-Applied Photovoltaics	24
2.2.3.2 Building-Integrated Photovoltaics	25
2.2.4 Índices de mérito	26
2.2.4.1 <i>Yield</i> ou produtividade	27
2.2.4.2 <i>Performance Ratio</i> ou taxa de desempenho	27
2.2.4.3 Fator de capacidade	27
2.3 DETALHAMENTO DOS PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM SFVCR	27
2.3.1 Paineis FV	28
2.3.1.1 Monocristalino	28
2.3.1.2 Policristalino	29
2.3.1.3 Filme Fino	30
2.3.2 Sistema de aquisição da irradiação	31
2.3.3 Inversor	31
2.3.3.1 Buscador de máxima potência	32
2.3.4 Sistema de proteção	33
2.3.5 Piranômetro	34
2.3.5.1 Termopilha	34
2.3.5.2 Fotodiodo	35
2.3.5.3 Fotovoltaico	35
2.3.5.4 Piranômetro utilizado na pesquisa	35
2.3.6 Data Logger	37
2.3.6.1 Data Logger utilizado na pesquisa	37
2.3.6.2 Teste de aquisição de dados Data Logger	39
2.4 CRITÉRIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DE UM SFVCR	41
2.4.1 A escolha do local	41
2.4.2 Levantamento dos índices de radiação solar	41

2.4.3	Levantamento dos dados de consumo	41
2.4.4	Etapas para viabilização do acesso junto a CELESC	42
2.4.4.1	Solicitação de acesso	42
2.4.5	Comissionamento	44
3	PROJETO, IMPLANTAÇÃO E REGULARIZAÇÃO DE UM SFVCR	49
3.1	PROJETO DO SFVCR	49
3.1.1	Dimensionamento do SFVCR	49
3.1.2	Equacionamento aplicado no dimensionamento do SFVCR	51
3.2	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA REAL	53
3.2.1	Dimensionamento do painel fotovoltaico	54
3.2.1.1	Escolha do arranjo fotovoltaico	55
3.2.2	Escolha do Inversor	56
3.2.3	Estimativa de área ocupada pelos módulos	56
3.2.4	Cálculo da bitola dos condutores	57
3.2.5	Sistema de fixação	58
3.2.6	Instalação	59
3.2.7	Regularização junto a concessionária	62
4	COMPARATIVO ENTRE OS DADOS DO INMET-INDAIAL E O	
	PIRANÔMETRO INSTALADO EM BLUMENAU	63
4.1	CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS ANALISADOS	63
4.1.1	Levantamento dos dados de energia gerada mensalmente	64
4.1.2	Levantamento de dados do INMET e do piranômetro	65
4.1.2.1	Dados coletados pelo piranômetro	66
4.1.3	Apresentação dos Índices de mérito dos sistemas estudados	70
4.1.3.1	YIELD ou produtividade dos sistemas estudados	70
4.1.3.2	Performance Ratio ou Taxa de desempenho dos sistemas estudados	72
4.1.3.3	Fator de Capacidade	75
4.1.4	Estimativa de energia gerada	78
4.1.4.1	Sistema 1 - Comparação entre energia produzida e estimada	78
4.1.4.2	Sistema 2 - Comparação entre energia produzida e estimada	79
4.1.4.3	Sistema 3 - Comparação entre energia produzida e estimada	80
4.1.4.4	Sistema 4 - Comparação entre energia produzida e estimada	81
4.1.4.5	Sistema 5 - Comparação entre energia produzida e estimada	82
4.1.4.6	Sistema 6 - Comparação entre energia produzida e estimada	83
4.1.4.7	Sistema 7 - Comparação entre energia produzida e estimada	84
4.1.4.8	Sistema 8 - Comparação entre energia produzida e estimada	85
4.1.4.9	Sistema 9 - Comparação entre energia produzida e estimada	86
4.1.4.10	Sistema 10 - Comparação entre energia produzida e estimada	87
5	CONCLUSÕES	88
5.0.1	Sugestões para trabalhos futuros	90
	REFERÊNCIAS	91

1 INTRODUÇÃO

A energia gratuita advinda do sol já é aproveitada pela humanidade a milênios, seja para aquecimento, iluminação e até mesmo para alimentação (TOLMASQUIM, 2016). Mas a conversão desse potencial enorme de energia que chega diariamente a terra em energia elétrica é muito mais recente, datada de março de 1953, a primeira célula solar de silício foi desenvolvida nos laboratórios Bell pelo químico Calvin Fuller (VALLÊRA; BRITO, 2004).

Uma aplicação importante que ajudou a impulsionar o desenvolvimento das células solares foi o franco crescimento da indústria espacial, a corrida ao espaço entre os Estados Unidos e a então União Soviética fez com que se dedicasse muito tempo e dinheiro nas pesquisas. Os primeiros satélites usavam pilhas químicas ou feitas com isótopos radioativos. As células solares até então era vistas apenas como curiosidade, sem pretensão alguma de tê-las como fonte de energia para a aplicação espacial (VALLÊRA; BRITO, 2004). Essa concepção mudou em março de 1958, depois de muito relutar contra a tecnologia fotovoltaica que estava em ascensão, a NASA resolveu integrar ao seu satélite um painel de aproximadamente 100cm^2 com capacidade de gerar 100mW. Esse painel de *backup* alimentou e manteve operando um transmissor de 5mW quando a fonte principal (pilha química) falhou (VALLÊRA; BRITO, 2004). Com isso o Vanguard I se tornou o primeiro satélite a orbitar a terra com alimentação gerada por um painel fotovoltaico, o sistema operou durante oito anos (FRIEDOLF, 1976). E segundo informações da própria NASA (2015), é o objeto artificial mais antigo orbitando a terra atualmente. Após salvar de forma memorável o Vanguard I, a NASA passou a adotar em seus satélites essa nova fonte de alimentação que é de grande durabilidade e baixo peso.

Embalados por esse entusiasmo, os pesquisadores buscaram aumentar ainda mais a eficiência das células fotovoltaicas de silício, e em 1960 conseguiu-se eliminar o contato frontal único e substituí-lo por uma rede de dedos coletores mais finos e dispersos por toda a área da célula. Esse avanço proporcionou uma diminuição da resistência série e conseqüentemente uma melhora na eficiência (FRIEDOLF, 1976). Os americanos preferiram produzir o substrato das células de silício do tipo n, enquanto que os soviéticos optaram por um substrato mais econômico, ou seja, do tipo p. Posteriormente, após a descoberta do cinturão de Van Allen, constatou-se que o tipo p é mais resistente a radiação, logo, o programa espacial americano passou a adotar células do tipo p (LINDMAYER; ALLISON, 1972 apud VALLÊRA; BRITO, 2004). O uso na indústria espacial já estava

consolidado, porém, as aplicações terrestres se restringiam ao uso em boias e faróis para auxílio na navegação noturna e a alguns sistemas remotos de telecomunicações (HIROKANE et al., 2010). Mas em 1973 o preço do petróleo quadruplicou, instaurando assim uma crise petrolífera, incentivando mesmo que de forma forçada buscar a redução do preço de produção das células fotovoltaicas.

Ao decorrer das décadas de oitenta e noventa, os governos tais como o da Alemanha, Japão e EUA passaram a incentivar a instalação de painéis fotovoltaicos através de programas como o *Hundred Thousand Rooftop* (PERLIN, 1999), *New Sunshine Program* e a *Million Roofs Program* respectivamente (GALDINO, 2004). Outro exemplo é a instalação de 1MWp, primeira usina de grande porte instalada em 1982 na Califórnia (VALLÊRA; BRITO, 2004). O impacto desses incentivos não ficou apenas nos países de origem, todos os demais se beneficiaram, pois com o aumento da produção o custo caiu ainda mais.

Até o final de 2017 já havia no mundo uma capacidade instalada de SFVCR de 384.621kW, sendo que no ano de 2016 teve um crescimento de 71.886kW e em 2017 foram instalados aproximadamente 92.451kW (IRENA, 2016). Cinco países concentram cerca de 70% da capacidade mundial fotovoltaica instalada. São eles: China, Japão, Alemanha, EUA e Itália (MME, 2015). Segundo a IEA (Agência Internacional de Energia) existe uma previsão que até 2050 a energia fotovoltaica mundial represente 16% do montante de geração, um crescimento de 6% quando comparado aos dados de 2010 (AGENCY, 2014). Existe uma projeção mundial de custo x capacidade instalada estimada pela EPE (2015)(Empresa de Pesquisa Energética) e demonstrada na figura 1.

Figura 1 – Estimativa de custo x capacidade instalada até 2050.



Fonte: (EPE, 2015)

Passados 59 anos da criação que na época recebeu a seguinte citação no *New York*

Times

“marca o princípio de uma nova era, levando, eventualmente, à realização de um dos mais belos sonhos da humanidade: a colheita de energia solar sem limites, para o bem-estar da civilização.”

O Brasil em 2012 regulamentou o uso da energia fotovoltaica conectada a rede através da REN 482 (Resolução Normativa), recentemente atualizada pela REN 687, aplicando uma política de *net metering*, ou seja, trata um eventual excedente gerado como créditos, que podem ser compensados em até 60 meses. Em 5 de abril de 2013 o CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) estabeleceu que o ICMS seria aplicado em toda a energia consumida naquela unidade consumidora, independente se fosse fornecida pela distribuidora ou se fosse resgate dos créditos acumulados. Porém, em 22 de abril de 2015, o CONFAZ revogou essa obrigatoriedade e deixou a cargo dos estados a decisão da cobrança do ICMS apenas sobre a diferença entre a energia consumida da distribuidora e a injetada (ANEEL, 2016). Após esta revogação do CONFAZ vários estados tomaram a decisão de isentar o ICMS. Os estados do Paraná e Santa Catarina foram os últimos a aderir esta isenção, aprovando somente em 2018 e ainda com a ressalva de que esta isenção é válida por apenas 48 meses, e podendo ser revogada antes mesmo dessa data. Com relação aos tributos federais PIS e COFINS desde 06 de outubro de 2015 são cobrados apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada (ANEEL, 2016).

Segundo a EPE (2015) até 2024 a capacidade instalada de geração fotovoltaica no Brasil deve chegar a 8,3 GW, distribuída da seguinte forma: 7 GW da geração centralizada e 1,3 GW em geração distribuída. Com isso a proporção de geração deve chegar a 1% do total (MME, 2015). Em 2014 ocorreu o primeiro leilão brasileiro para contratação de energia proveniente de plantas fotovoltaicas centralizadas, os resultados deste leilão já estão listados no PDE 2024 com previsão de entrada para 2017 de 891MW nas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste. Para este primeiro leilão foram habilitados tecnicamente 331 projetos de usinas fotovoltaicas, sendo que a principal causa de inabilitações técnicas se deu em função da reprovação da licença ambiental. Isso prova a relevância dada as questões ambientais desde o início da expansão do parque de usinas fotovoltaicas (EPE, 2015). O próprio site da EPE disponibiliza um link para um Web Map (EPE, 2016), neste mapa totalmente iterativo é possível separá-lo por diversas camadas, entre elas estão sistema elétrico planejado, sistema elétrico existente, meio ambiente entre outros. Estas camadas ainda se subdividem em outras, como no caso da camada de meio ambiente é possível fazer um levantamento prévio das áreas de cavernas, terras indígenas, cursos de água, unidades de conservação, territórios quilombolas entre outras

restrições previstas para instalações de qualquer empreendimento, inclusive usinas FV (Fotovoltaica). Parte deste crescimento, principalmente no âmbito residencial se deve a progressiva redução do custo do sistema fotovoltaico, para o Brasil a EPE faz uma previsão de R\$/Wp apresentada na tabela 1.

Tabela 1 – Custo para sistemas fotovoltaicos estimado pela EPE até 2023 para o mercado nacional.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (R\$/Wp)	7,7	7,2	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,8	4,5	4,4	4,2	4,1
Comercial (R\$/Wp)	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	3,9	3,8

Fonte: (EPE, 2015)

O Brasil recebe anualmente uma grande quantidade de irradiação, as áreas de maior incidência estão localizadas no interior da Bahia, parte central da região Nordeste, praticamente todo o Centro-Oeste, interior do Sudeste (PEREIRA et al., 2017). A região sul destaca-se negativamente por ter os menores índices de Radiação Global Médio do país, enquanto a região Nordeste tem uma variação média entre 5,43 kWh/m² e 5,50 kWh/m² a média da região sul varia entre os valores de 4,43 kWh/m² e 4,61 kWh/m² (PEREIRA et al., 2017). Porém, isso não inviabiliza a aplicação de um sistema fotovoltaico pois ainda assim a média da região sul é muito mais expressiva que a melhor região da Alemanha que está consolidada entre os maiores produtores de energia fotovoltaica (SALAMONI; RÜTHER, 2007).

1.1 PROBLEMA

Os estudos de demanda energética publicados pela nota técnica DEA 03/15 apontam um crescimento no período de 2014 a 2024 de 5,2% ao ano para a classe comercial e de 4,3% ao ano para a classe residencial (ANEEL, 2015) (*Data Envelopment Analysis*). Esse crescimento precisa ser amparado pelo menos em partes por fontes renováveis afim de diminuir o impacto ambiental e até mesmo financeiro, pois no caso de um sistema fotovoltaico conectado a rede pode proporcionar através da geração distribuída uma diminuição dos custos de ampliação de redes de transmissão, uma redução da conta de energia para o proprietário do sistema e a diminuição na emissão de CO₂. Precisa-

se ter o entendimento completo das variáveis que são determinantes para maximizar a produtividade dos SFVCR a serem estudados, e para tanto faz-se necessário uma análise detalhada dos índices de produtividade, condições de instalação entre outras variáveis que serão analisadas.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar os processos de instalação, regularização e desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica na cidade de Blumenau localizada no estado de Santa Catarina, onde parte deste processo se dará com os dados aquisitados por um piranômetro instalado na própria planta.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Descrever as etapas de projeto de um SFVCR usando os dados do projeto SWERA e o programa Radiasol 1 na cidade de Blumenau.
- Analisar os dados calculados da energia gerada e os dados reais coletados.
- Detalhar o processo de regularização junto a CELESC.
- Analisar os índices de mérito de alguns sistemas fotovoltaicos instalados na região de Blumenau.
- Realizar parte do comissionamento de sistema fotovoltaico descrito na norma ABNT NBR 16274 instalado na cidade de Blumenau.

1.3 JUSTIFICATIVA

É preciso desmistificar as fases de um projeto fotovoltaico residencial, o processo de regularização do sistema fotovoltaico junto as concessionárias e sobretudo encorajar mais pessoas a instalarem um SFVCR. A geração fotovoltaica ainda é muito recente e pouco difundida no nosso país, é preciso esclarecer as peculiaridades desta tecnologia para que haja uma mudança por parte dos consumidores, e desta forma, possam se beneficiar das vantagens que um SFVCR pode trazer (EPE, 2014).

A cidade de Blumenau está localizada no Vale do Itajaí, que comprovadamente, através do Atlas Brasileiro de Energia Solar, é tido como um dos locais com os menores índices de Radiação Global Média, portanto, um dos locais menos favoráveis no país para se instalar um sistema solar, daí vem a importância de uma análise mais aprofundada para os sistemas instalados nesta região. Além do que o mercado de energias renováveis está em franca ascensão no Brasil, como comparação, em outubro de 2018 a ANEEL apontava um total de 57214 unidades consumidoras beneficiadas, ao passo que tinha apenas 6017 conexões acumuladas até outubro de 2016 frente as 1807 acumuladas até outubro de 2015 (ANEEL, 2016b). Logo, aparecerão os benefícios socioeconômicos como geração de empregos para instalação, possível impulso na indústria nacional, aumento na arrecadação de impostos e a criação de uma cadeia de serviços (EPE, 2015).

1.4 METODOLOGIA

Esta dissertação é caracterizada por uma pesquisa descritiva, inicialmente será efetuada uma vasta busca bibliográfica nos repositórios de teses, em periódicos e artigos publicados em congressos relacionados a energia fotovoltaica. Informações da CELESC, ANEEL e de outros órgãos governamentais também serão utilizadas. Na sequência será feito um projeto, instalação e regularização de um SFVCR instalado em Blumenau e comparado seus índices de mérito como *yield*, *performance ratio* e fator de capacidade com outros sistemas da região de Blumenau. Para esta comparação, serão coletados e tratados os dados de irradiação disponibilizados pela estação meteorológica mais próxima do INMET ao local de instalação do SFVCR e que serão comparados com os dados coletados por uma piranômetro instalado junto a planta. Também serão realizados parte dos ensaios de comissionamento exigidos pela NBR 16274 no que tange o comissionamento de SFVCR.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação será composta por cinco capítulos divididos da seguinte maneira:

- Capítulo 1, está subdividido em introdução ao tema, objetivos gerais e específicos, justificativa, metodologia aplicada no desenvolvimento da pesquisa e estrutura do trabalho.
- Capítulo 2 trará uma pesquisa bibliográfica com as informações para o

dimensionamento através dos dados disponibilizados pelo projeto SWERA e utilizando o programa RADIASOL 1, execução do projeto, instalação, comissionamento conforme a ABNT NBR 16274:2014 e regularização em concordância com as exigências da CELESC.

- Capítulo 3 será realizado o projeto e as etapas fundamentadas no capítulo dois.
- Capítulo 4 serão analisados os resultados obtidos.
- Capítulo 5 apresentará as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONCEITOS BÁSICOS

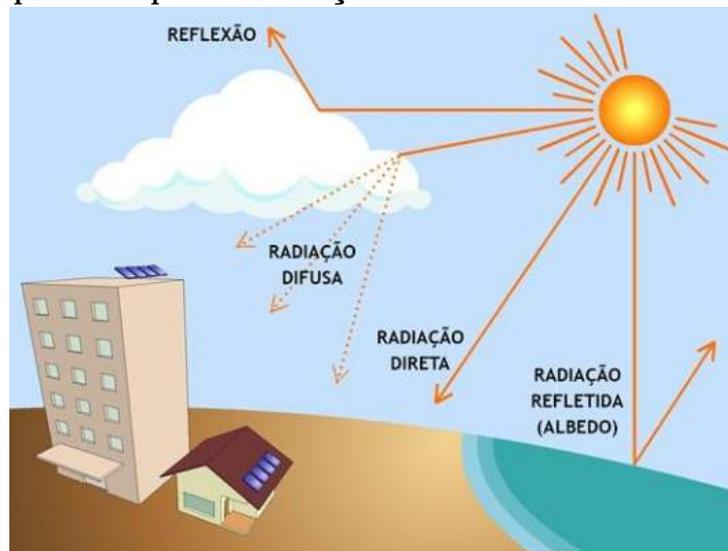
É essencial a associação de alguns conceitos básicos para facilitar a compreensão do dimensionamento e projeto do sistema fotovoltaico conectado a rede. As definições, a seguir, têm como base o PINHO e GALDINO (2014).

- Albedo: é a parte da radiação emitida pelo sol que chega a terra e é refletida pelo ambiente;
- Anti-ilhamento: é uma proteção que os inversores do SFVCR tem para que o sistema se desligue quando houver perda de rede. Impedindo assim que haja uma "ilha de energia";
- Condições padrão de teste: irradiância solar de 1000 W/m^2 , distribuição espectral padrão para a massa de ar de 1,5 e temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Corrente de curto-circuito: é a máxima corrente que um módulo pode drenar nas condições padrão de teste, quando os seus terminais tem a tensão igual à zero;
- Eficiência: está relacionado com a potência elétrica gerada pelo módulo e a potência da irradiância incidente;
- Máxima potência: é o maior valor de potência que o módulo pode gerar nas condições padrão de teste;
- Tensão de circuito aberto: é a máxima tensão que o módulo pode gerar nas condições padrão de teste sem que haja circulação de corrente entre os seus terminais;
- Radiação: é a transmissão de energia através do espaço;
- Irradiação: é a exposição a radiação;
- Inversor: é o equipamento responsável por transformar a tensão contínua em tensão alternada;
- Irradiação difusa: é a irradiação solar que antes de atingir a superfície terrestre sofre um espalhamento ao passar por uma nuvem, por exemplo;

- Irradiação direta: é a irradiação que atinge diretamente a terra sem sofrer qualquer desvio ou influência;
- Irradiação global: é a soma das irradiações direta, difusa e albedo;
- Buscador de máxima potência: é um dispositivo que busca a máxima potência controlando a corrente e a tensão do painel fotovoltaico para garantir que o produto entre os dois resulte na maior potência instantânea possível;
- Solstício: ocorre duas vezes ao ano (junho e dezembro), é o momento que o sol atinge o maior grau de afastamento da linha do equador. Proporcionando, assim, dias mais longos no verão e mais curtos no inverno;
- Desvio azimutal: é o ângulo de desvio formado a partir da projeção da irradiação no plano horizontal e o eixo Norte-Sul.

É de suma importância a compreensão dos diferentes tipos de radiação e seus impactos na geração fotovoltaica. A figura 2 exemplifica e ajuda no entendimento da parcela de contribuição na geração.

Figura 2 – Exemplos de tipos de radiação.

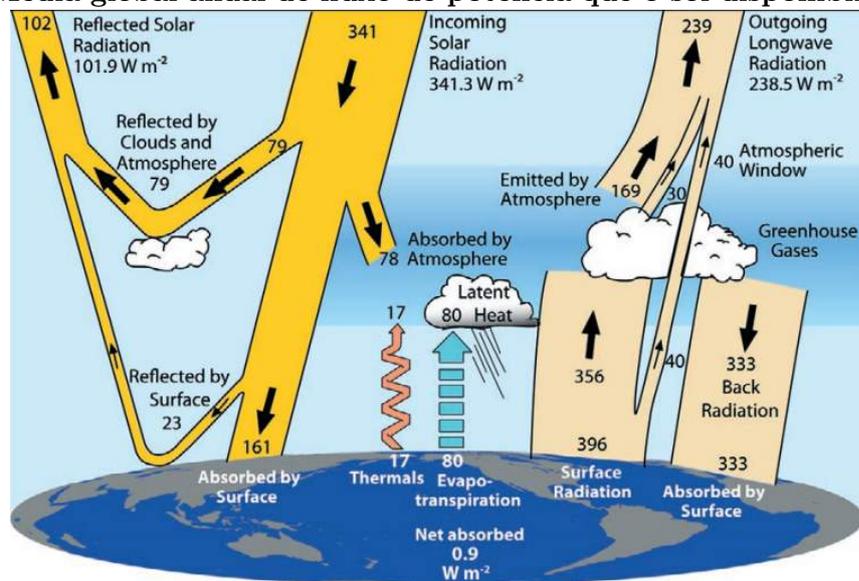


Fonte: Urbanetz (2014)[p. 3]

A radiação oriunda do sol sofre variações tanto na intensidade quanto na polarização em seu percurso até atingir a superfície terrestre. Essas distorções são ocasionadas por moléculas de gases, gotas de água, poeira, absorção por gases presentes na atmosfera e partículas de aerossóis que provocam o espalhamento da radiação. Existem

também outras causas que influenciam, como por exemplo, sucessivos processos de absorção e reflexão no solo ou em líquidos. Mesmo que esse processo absorva parte da energia emitida pelo sol em direção a terra, uma fração dessa energia atinge diretamente o solo e pode ser classificada como feixes paralelos, em caso de um dia com ausência de nuvens, a componente direta da radiação é responsável pela principal fração da irradiância com comprimento de onda maior que 400nm (GUEYMARD, 1995). O espalhamento simples ou primário acontece ainda na atmosfera quando lá ocorre a interceptação da radiação solar, já o espalhamento múltiplo é ocasionado quando há um segundo espalhamento nas moléculas de ar ou aerossóis. O espalhamento gerado pelas moléculas de ar é expressivo até o comprimento de onda de 1000 nm, já o gerado por aerossóis é relevante até o comprimento de onda de dimensão igual ao das partículas (HAAG; KRENZINGER, 2008). Conforme estudo feito por Trenberth et al. (2009), tendo como base os dados coletados entre março de 2000 e maio de 2004, deixam claro que a média global anual de fluxo de potência que o sol disponibiliza e que efetivamente chega a terra é de 94 mil TW. A figura 3 apresenta o valor da irradiância no topo da atmosfera de $341,3 \text{ W/m}^2$, este valor representa o fluxo médio anual recebido no período completo de 24 horas.

Figura 3 – Média global anual de fluxo de potência que o sol disponibiliza (W/m^2).



Fonte: Trenberth et al. (2009)[p. 314]

Observando os valores da figura 3 é possível determinar que, aproximadamente, dos 341 W/m^2 que chegam no topo da atmosfera, 7% é refletido e 47% são absorvidos pela superfície terrestre, os demais 46% já são absorvidos ou refletidos na atmosfera. Ou

seja, 54% da irradiância podem ser aproveitados aqui na superfície terrestre para gerar trabalho. O albedo possui índices diferenciados para materiais distintos, alguns valores são apresentados na tabela 2 para os materiais mais comuns (MCEVOY et al., 2003).

Tabela 2 – Índices típicos de albedo

Superfície refletora	Albedo
Gramado	0,18 - 0,23
Gramma seca	0,28 - 0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo	0,55
Concreto envelhecido	0,2
Neve fresca	0,8 - 0,9

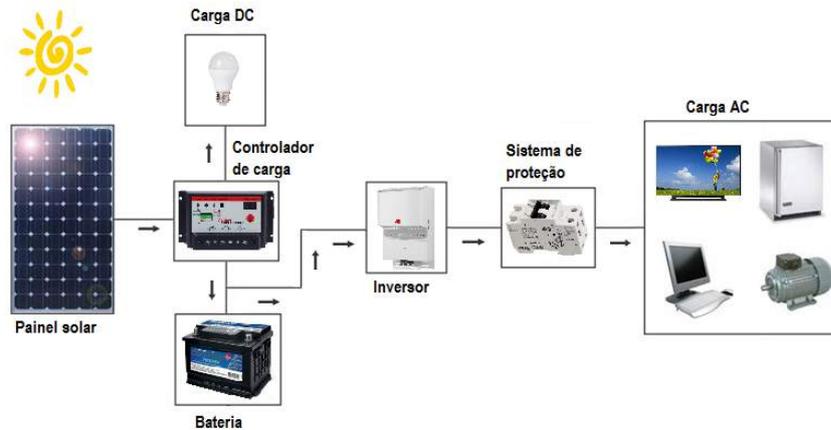
Fonte: (MCEVOY et al., 2003)

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.2.1 Sistema Fotovoltaico Isolado

Os sistemas fotovoltaicos isolados são comumente utilizados como uma solução para garantir energia elétrica em áreas isoladas ou onde a rede elétrica ainda não chegou. Este tipo de sistema necessita de um elemento acumulador de energia, que normalmente durante o dia é carregado e em momentos de baixa irradiação é utilizado como fonte de energia para alimentar todo o sistema. Como elemento acumulador normalmente aqui no Brasil são utilizadas baterias de chumbo ácido, que representam o elo mais fraco do sistema, sendo necessário a sua troca em função do desgaste e nem sempre recebem o descarte correto. Segundo Wu et al. (1999), os SFVI podem ser divididos em dois tipos de sistema, em série ou em paralelo. Basicamente, o que os distingue é a maneira como o acumulador está conectado ao sistema.

Figura 4 – Sistema fotovoltaico isolado.

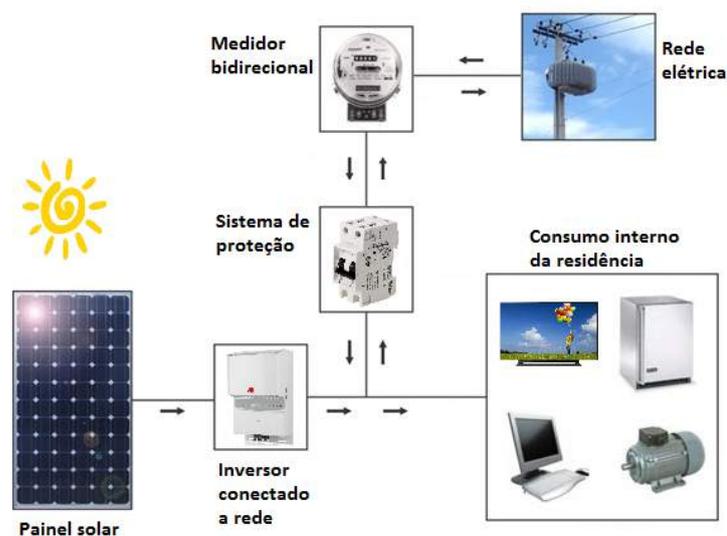


Fonte: Autoria própria

2.2.2 Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede

Um SFVCR é normalmente composto por painel fotovoltaico, inversor, sistema de proteção e medidor bidirecional e está ilustrado na figura 5. No sistema conectado não existe elementos que acumulam in loco a energia gerada, essa energia ou é consumida concomitantemente a geração ou é exportada para a rede (URBANETZ, 2010). Dessa forma, os sistemas conectados funcionam como uma fonte complementar para a unidade consumidora que o sistema está instalado.

Figura 5 – Sistema SFVCR.



Fonte: Autoria própria

Os módulos, sistema de proteção e os inversores podem fazer parte de um

sistema fotovoltaico conectado ou isolado da rede, cada qual com características bem específicas. Os inversores do sistema conectado a rede, obrigatoriamente, precisam atender algumas exigências previstas na ABNT NBR 16149, tais como tensão, frequência, cintilação, distorção harmônica e fator de potência, devem também possuir proteção anti-ilhamento que atendam as exigências da NBR/IEC62116:2012. Outras características que compreendem o SFVCR são que esses sistemas sempre trabalham na saída do inversor com corrente alternada, não funcionam como um *nobreak*, pois quando a tensão da rede não está presente o inversor aciona o sistema anti-ilhamento e cessa a injeção de energia na rede. Os inversores possuem pelo menos uma entrada com buscador de máxima potência e a rede local deve suportar a energia injetada na rede.

Para maiores informações, as normas e regulamentos sobre o SFVCR e compensação de energia elétrica estão detalhadamente explicados na RN 482 atualizada em 2016 pela RN 687 e na seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). De forma complementar pode-se consultar a Resolução Normativa 414/2010 e as normas técnicas fornecidas pela sua distribuidora local de energia (ANEEL, 2016a).

2.2.2.1 Micro e minigeração distribuída

A definição dada pela (ANEEL, 2016) para micro e minigeração é a seguinte:

“...a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.”

A geração distribuída apresenta vantagens em relação a geração centralizada, Zilles et al. (2016) e ANEEL (2016) citam algumas delas:

- Adiamento de investimentos nas redes de transmissão e distribuição;
- Baixo impacto ambiental;
- Redução no carregamento das redes;

- Diminuição das perdas (efeito Joule);
- Diversificação da matriz energética;
- Rapidez na implantação.

2.2.3 Building-Applied Photovoltaics e Building-Integrated Photovoltaics

Inicialmente os módulos fotovoltaicos tinham apenas a função de converter a energia oriunda do sol em eletricidade, sem se preocupar com a parte estética, apenas com a funcionalidade. Em meados dos anos 90 que se iniciou a aplicação dos módulos FV como parte dos elementos construtivos em coberturas e fachadas.

2.2.3.1 Building-Applied Photovoltaics

O termo BAPV é uma sigla para o termo *Building-Applied Photovoltaics*, que traduzido significa sistema fotovoltaico aplicado sobre a edificação. Normalmente, um BAPV assume características de orientação e/ou inclinação diferentes da edificação, mesmo quando instalados na cobertura não costumam substituir o material de vedação e podem ser utilizados no processo de modernização (*retrofit*) de edificações consideradas ultrapassadas ou para se adequar a alguma norma (ZOMER et al., 2012). Por se tratar de uma aplicação posterior ao término da construção, é possível que não haja área suficiente na cobertura para suprir toda a demanda, ou ainda a cobertura já pode estar ocupada por antenas, equipamentos de ar-condicionado, coletores solar, reservatórios de água entre outros impedimentos que possam sombrear os módulos e conseqüentemente reduzir a performance do sistema (LIMA et al., 2012). A figura 6 é um exemplo de aplicação com estrutura sobreposta ao telhado, servindo assim para corrigir o desvio azimutal e inclinação do painel.

Figura 6 – Exemplo de aplicação do BAPV na cobertura da edificação.



Fonte: Autoria própria

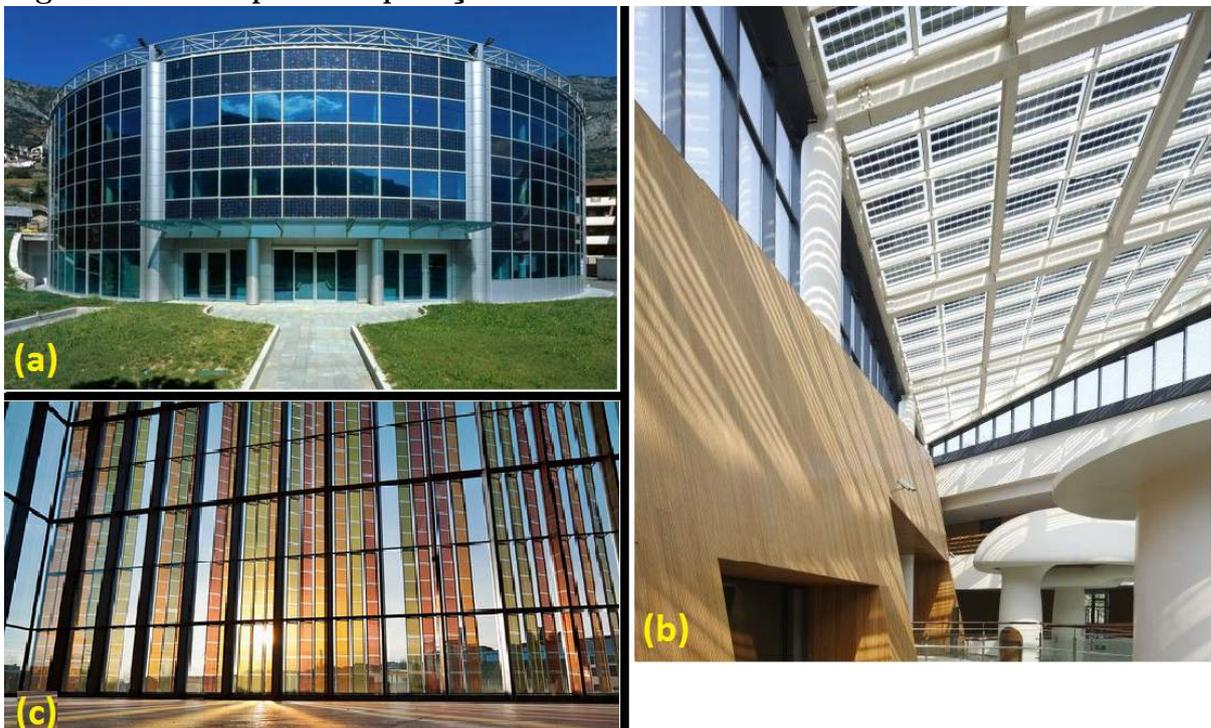
2.2.3.2 Building-Integrated Photovoltaics

BIPV é uma abreviação para o termo em inglês *Building-Integrated Photovoltaics* que equivale a sistema fotovoltaico integrado a edificação, ou seja, já está prevista a aplicação de módulos FV desde a concepção do projeto. Seja para aplicação na cobertura, fachadas, brises ou pérgolas. Os BIPV tendem a se fundir a edificação, com isso assumem as mesmas características de orientação e inclinação das edificações (ZOMER et al., 2012). Os módulos FV por já fazerem parte das considerações iniciais do projeto, os engenheiros e arquitetos podem além de maximizar o seu rendimento, reduzir custos com fixação, instalação e substituição de materiais da cobertura por módulos semitransparentes por exemplo Didoné et al. (2014), com isso diminuem o custo líquido do sistema FV instalado (PRASAD; SNOW, 2014). As edificações que integram módulos FV a sua estrutura além de terem um apelo tecnológico envolvido em seu design (PRASAD; SNOW, 2014), possuem um apelo ambiental e podem proporcionar conforto térmico e luminotécnico. Arquitetonicamente elegantes, sistemas bem integrados funcionam como uma vitrine para divulgar a tecnologia fotovoltaica, proporcionando uma maior aceitação do mercado (URBANETZ et al., 2011).

Na figura 7 estão representados algumas das possibilidades de aplicação do BIPV, a figura 7 *a* é a Compagnia Valdostana delle acque localizada em Aosta na Itália, com parte da fachada coberta por módulos FV é um bom exemplo de que é possível fazer a integração com a arquitetura, proteger a alvenaria e gerar energia. Enquanto que a figura 7 *b* traz

a possibilidade do uso de módulos FV semitransparentes na cobertura, harmonizando com arquitetura apresentada pela edificação, ao escolher utilizar módulos FV com uma certa transparência neste prédio localizado em Hangzhou, China, o arquiteto assegura ao ambiente conforto térmico e luminotécnico. O centro de convenções SwissTech, localizado em Ecublens, Suíça, aqui representado pela figura 7 *c*, optou por explorar a possibilidade que os módulos FV semitransparentes coloridos trazem. A área total coberta pelos módulos foi de 300m², e área útil de geração é de 200m², que estima-se que produzirão anualmente cerca de 2000kWh.

Figura 7 – Exemplos de aplicação do BIPV.



2.2.4 Índices de mérito

Através do cálculo do índice de mérito é possível comparar o desempenho de SFVCR que possuem características diferentes de configuração e operam em locais distintos. Analisando os valores destes índices de mérito que são traduzidos respectivamente pelas equações (1), (2) e (3) do *yield* (produtividade), *performance ratio* (taxa de desempenho) e pelo fator de capacidade é possível determinar se o sistema FV está trabalhando de forma otimizada ou é possível extrair ainda mais potência (BENEDITO, 2009).

2.2.4.1 *Yield* ou produtividade

A produtividade é um dos três itens apresentados pelo índice de mérito que apresenta a menor incerteza no cálculo. A relação entre a energia gerada (kWh) e a potência FV instalada (kWp) apresentada na equação (1) costumam ser calculadas anualmente ou mensalmente (TONIN; URBANETZ, 2016).

$$Y = \left(\frac{EnergiaGerada}{PotFV} \right) \left(\frac{kWh}{kWp} \right) \quad (1)$$

2.2.4.2 *Performance Ratio* ou taxa de desempenho

A taxa de desempenho é calculada por meio da relação apresentada na equação (2) (TONIN; URBANETZ, 2016). Uma variável importante que a taxa de desempenho leva em consideração são as perdas acumuladas no processo de conversão de energia, pois contabiliza a energia solar disponível no plano do painel e a quantidade de energia convertida em CA (BENEDITO, 2009).

$$PR = \left(\frac{Yield.1000}{Irradiacao} \right) (\%) \quad (2)$$

2.2.4.3 Fator de capacidade

O fator de capacidade expresso pela equação (3) representa a capacidade de geração do sistema FV considerando que ele operasse todo o tempo em sua potência nominal (TONIN; URBANETZ, 2016).

$$FC = \left(\frac{EnergiaGerada}{PotFV.24.dias} \right) (\%) \quad (3)$$

2.3 DETALHAMENTO DOS PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM SFVCR

Conforme já mencionado anteriormente e exemplificado na figura 5, um SFVCR que está vinculado ao sistema de compensação de energia é composto essencialmente por painel fotovoltaico, inversor, sistema de proteção e medidor bidirecional. E são estes itens que serão descritos com um nível maior de aprofundamento.

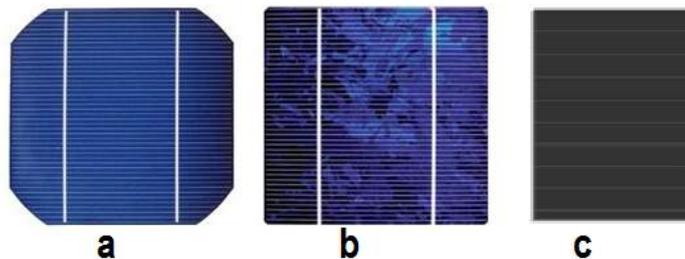
2.3.1 Paineis FV

Os painéis FV são compostos por associações série ou paralelo de módulos FV, que por sua vez são compostos por associação serie de células FV. Nesta dissertação, não será aprofundado os detalhes construtivos, químicos e físicos das células FV.

Os tipos mais comuns encontrados no mercado são os módulos monocristalino, policristalino e filme fino. O material base para a confecção das células solares são o quartzo ou areia e o carvão, estes materiais são fundidos em fornos especiais que podem alcançar temperaturas próximas aos 1780°C . Nesse processo se obtém o Si metalúrgico, que apresenta 99% de grau de pureza, porém para o uso em células FV é exigido um silício com índice de pureza bem mais elevado, o mínimo é de 99,9999% (6N). Pode-se fazer uso também do silício utilizado na indústria eletrônica que tem um índice de pureza próximo a 99,9999999% (9N), porém normalmente faz-se o uso do 6N por apresentar um custo mais baixo (PINHO; GALDINO, 2014).

Na figura 8 demonstra-se os três tipos mais comuns de células utilizadas na fabricação dos módulos FV, na figura 8 *a* é possível observar uma célula de silício monocristalina (mono-Si), a figura 8 *b* exibe uma célula de silício policristalino (poly-Si), enquanto que na figura 8 *c* observa-se a tecnologia do filme fino (a-Si).

Figura 8 – Tipos de células fotovoltaicas.

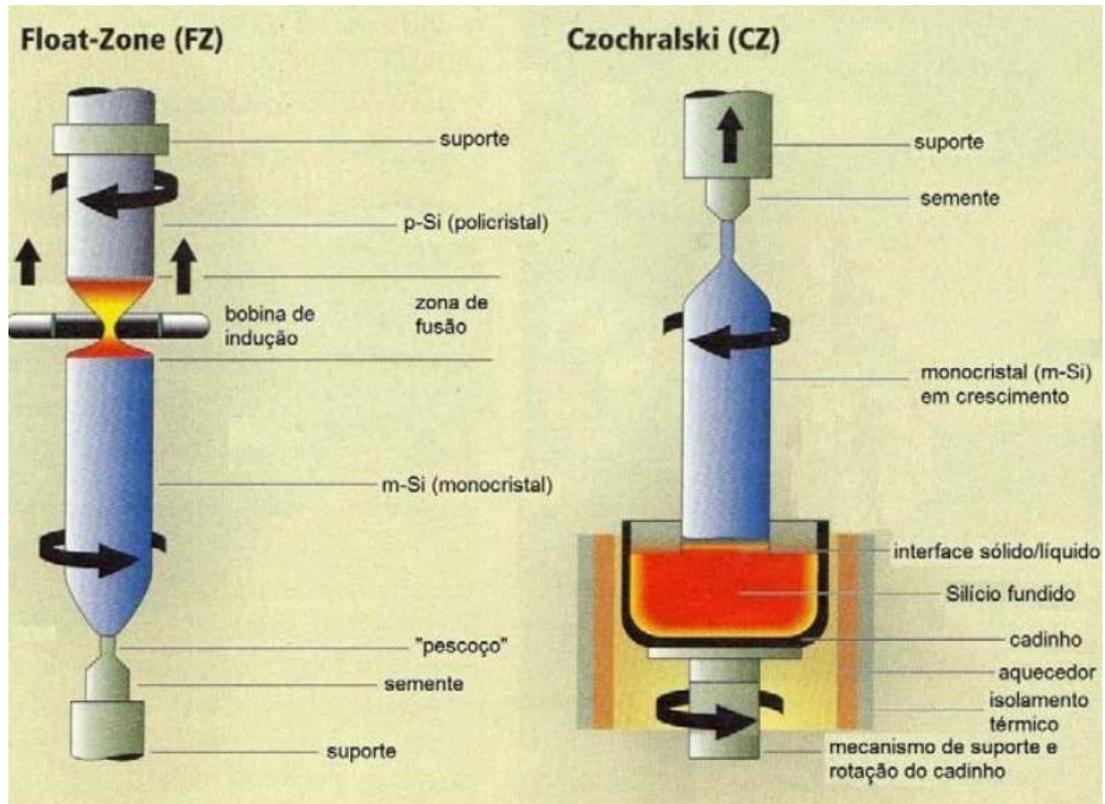


Fonte: Autoria própria

2.3.1.1 Monocristalino

O início do processo fabril dos lingotes monocristalinos se dá através do método de Czochralski (Si-Cz) ou pela técnica de fusão zonal flutuante (Si-Fz) (PINHO; GALDINO, 2014), este último processo faz a remoção de impurezas do metal fazendo repetidas vezes a fusão e solidificação. Os dois processos estão exemplificados na figura 9.

Figura 9 – Demonstração da fabricação de lingotes de monocristalino através do processo de Float-Zone e Czochralski.



Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

As células de silício monocristalino apresentam um rendimento entorno de 18%, é o melhor rendimento quando comparada com as outras duas tecnologias (policristalino, amorfo), mas também é a que apresenta o maior custo de fabricação (CRESESB, 2013).

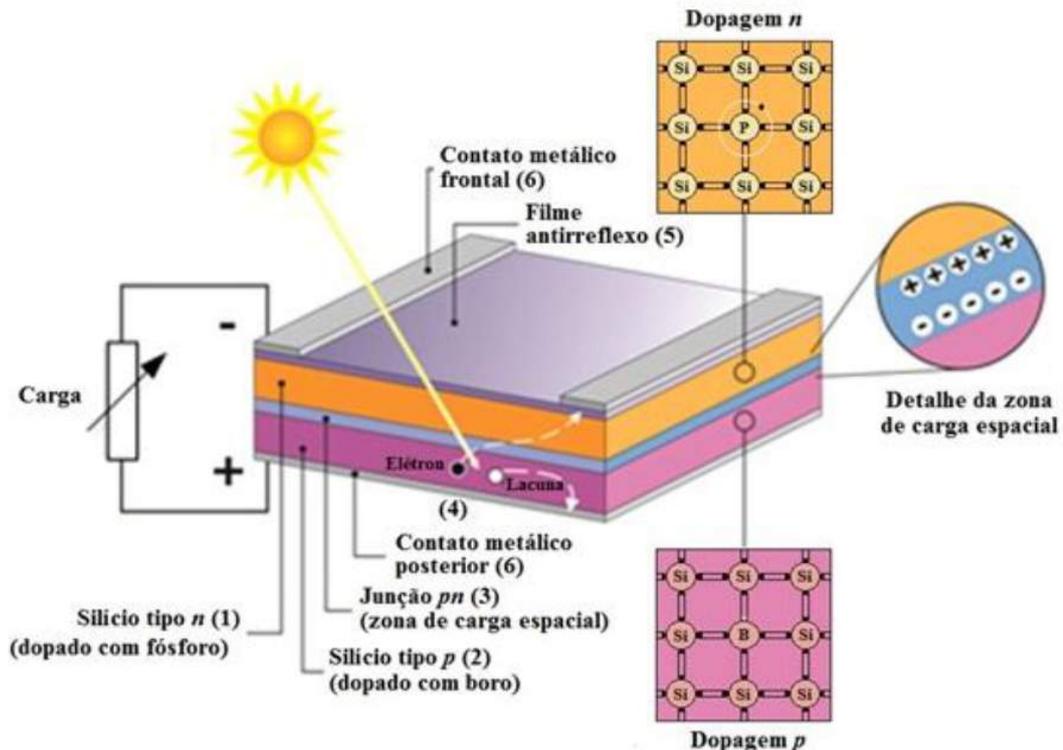
2.3.1.2 Policristalino

O silício policristalino exibe após a sua solidificação em moldes especiais um bloco composto por pequenos cristais, que por sua vez apresentam uma superfície de separação entre os cristais. Este bloco então é laminado com espessura próxima de 0,2mm, recebe a dopagem formando assim a junção pn , recebe os dedos coletores e por fim um tratamento anti-reflexo (MELO et al., 2014; PINHO; GALDINO, 2014). Na figura 10 é possível ver o que compõe basicamente uma célula fotovoltaica de silício:

1. Região tipo n ;
2. Região tipo p ;

3. Zona onde se formou a junção pn e o campo elétrico;
4. Geração de par elétron-lacuna;
5. Filme antirreflexo;
6. Contatos metálicos.

Figura 10 – Composição básica de uma célula FV de silício.



Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

As células de silício policristalino são mais comumente encontradas no comércio por apresentarem o melhor custo benefício, seu rendimento gira em torno de 16% e seu processo fabril é mais barato que as mono-Si por necessitar de menos energia e melhor aproveitamento do material (CRESESEB, 2013).

2.3.1.3 Filme Fino

Uma das vantagens do filme fino é o baixo custo, a alta absorção óptica dos materiais usados para a fabricação das células permite que sejam aplicadas finas camadas (μm) de diferentes materiais semicondutores. Outra vantagem que esta tecnologia apresenta é que estes materiais podem ser depositados em cima de superfícies rígidas ou

flexíveis que estão disponíveis em diferentes formatos, possibilitando uma maior integração e valorização em projetos arquitetônicos. Os materiais mais utilizados na fabricação destes módulos são o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), o disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e o telureto de cádmio (CdTe). Inicialmente as células de a-Si:H apresentavam sérios problemas de estabilidade devido ao efeito Staebler-Wronski, este efeito indesejado acelerava a degradação das células (KOŁODZIEJ, 2004). Atualmente este problema já se encontra sanado e alguns fabricantes fornecem garantias que se equiparam ao tempo dos módulos de silício. Os módulos de filme fino tem uma característica bem peculiar e que deve ser levada em conta na hora do dimensionamento dos demais equipamentos, dependendo do fabricante podem apresentar uma potência inicial entre 115 e 130% maior que a nominal. O valor nominal é atingido depois de um período de 6 a 12 meses de exposição a radiação solar (PINHO; GALDINO, 2014). O principal ponto fraco é justamente o baixo rendimento que fica próximo a 10%.

2.3.2 Sistema de aquisição da irradiação

O sistema básico de aquisição de dados de irradiação é composto por um piranômetro e por um data logger, estes itens serão melhor abordados respectivamente nas seções 2.3.5 e 2.3.6.

2.3.3 Inversor

Existe uma grande variedade de modelos de inversores no mercado, diferentes índices de rendimento, com e sem monitoramento, microinversores, instalações internas e externas, saída monofásica ou trifásica, conectados a rede ou autônomos. A escolha de um inversor confiável, de boa qualidade e que atenda a todas as exigências feitas pela concessionária local é de grande valia, pois assim garante-se segurança e um bom desempenho do sistema (ZILLES et al., 2016). Sabe-se que os inversores não apresentam um índice de eficiência constante ao longo de todo o range de tensão de entrada, este dado é apresentado no manual de cada fabricante e varia conforme marca/modelo e deve ser considerado no dimensionamento. Segue alguns itens que entre outros ajudam a caracterizar um inversor de qualidade:

- Alta eficiência de conversão em todo o range de tensão de entrada;
- Precisão na regulação de tensão e frequência de saída;

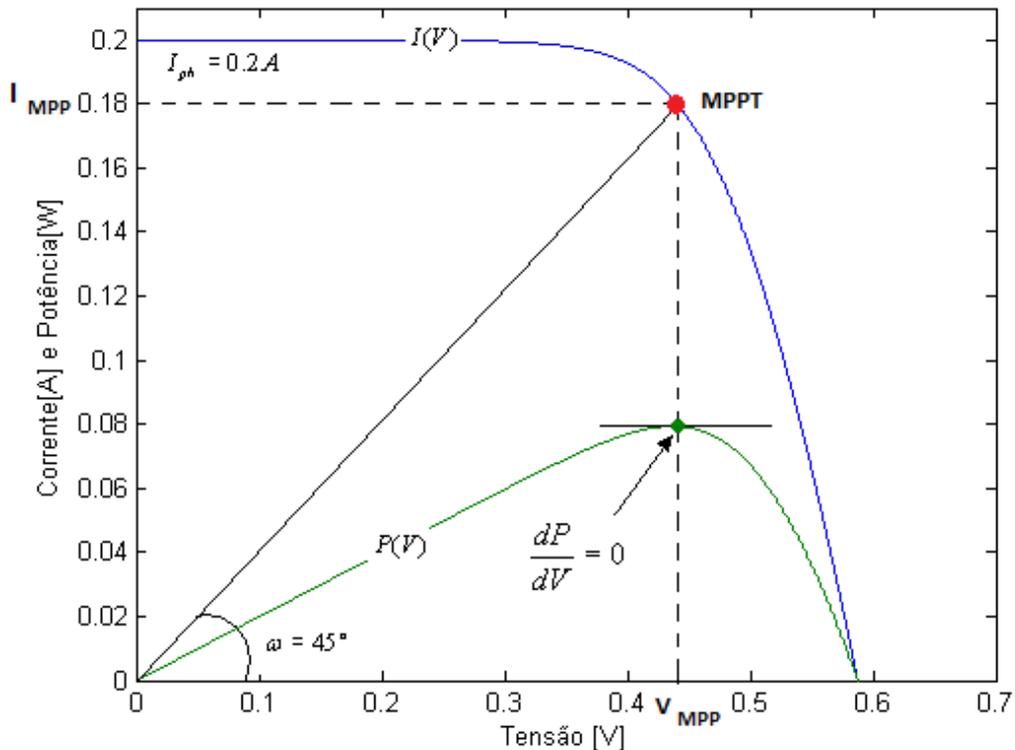
- Saída senoidal e com baixo conteúdo harmônico;
- Silencioso;
- Capacidade de absorver os surtos de partida das cargas alimentadas;
- Atender aos requisitos mínimos de segurança exigidos por norma;
- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Sistema de proteção eficiente contra sobre e sub tensão, anti-ilhamento, sobre corrente.

A falta de um padrão brasileiro de comparação de eficiência fez com que o Brasil adotasse o padrão europeu como referência, o que não reflete bem a situação do Brasil que é um país que recebe grande quantidade de radiação (PINTO et al., 2016).

2.3.3.1 Buscador de máxima potência

Uma outra característica é que os inversores tem pelo menos uma entrada com um buscador de máxima potência, o intuito é maximizar a produção de energia. Os módulos podem apresentar mudanças em função da variação da temperatura de célula e da irradiância solar. A temperatura afeta diretamente os níveis de tensão, enquanto que a variação de irradiância proporciona uma alteração nos níveis de corrente, ou seja, influencia a potência gerada (PINHO; GALDINO, 2014). O buscador de máxima potência, também conhecido como MPPT, apresenta um número variado de algoritmos, todos com a finalidade de maximizar a potência instantânea extraída do painel FV. Uma das técnicas utilizadas por estes algoritmos é tomar suas decisões baseando-se em cálculos de derivadas, o ponto em que a derivada primeira da curva da potência é igual a zero é o ponto de máxima potência, conforme demonstrado na figura 11 (SULLIVAN; POWERS, 1992) (KOUTROULIS et al., 2001). Ou ainda segundo ALTENER/GREENPRO (2004) também é possível se determinar o ponto de máxima potência através do cálculo do gradiente, a curva característica IV apresenta o gradiente igual a um no ponto de valor máximo. Também é possível associar o ângulo ao gradiente, assim o ângulo é igual a 45° conforme observa-se na Figura 11.

Figura 11 – MPPT pela curva IV e PV



Fonte: Bernardo (2008).

2.3.4 Sistema de proteção

O sistema de proteção pode ser composto por chave seccionadora sob carga, disjuntor AC, DPS AC e DC, fusível ou disjuntor DC. A finalidade de cada elemento dentro do sistema de proteção é apresentada nos itens a seguir:

- A chave seccionadora serve para interromper o fluxo de corrente enquanto o sistema está sob carga, esta interrupção pode ser concedida para uma manutenção ou em uma emergência.
- Disjuntor AC serve para proteger o sistema de uma sobre corrente, que pode eventualmente ter sido provocada por uma falha no inversor, sobrecarga ou falha no aterramento.
- DPS tem a finalidade de desviar com eficiência para o terra qualquer sobre tensão que possa ser ocasionada por uma descarga atmosférica, por exemplo. O dispositivo possui um sistema de aviso visual de seu funcionamento, quando essa sobretensão ultrapassa o limite de funcionamento, faz com que o DPS queime.

- Fusível ou disjuntor DC tem a mesma finalidade do AC, porém os disjuntores AC e DC apresentam características diferenciadas de funcionamento.

Quando instalado em campo aberto (normalmente sistemas FV de maior porte) também faz parte do sistema de proteção o SPDA, e sua instalação deve seguir a ABNT (2005). Já o sistema de aterramento de sistemas elétricos de baixa tensão é regido pela ABNT (2004), a finalidade é proporcionar um caminho de menor resistência as correntes de surtos e de possíveis fugas de corrente, evitando assim possíveis danos aos equipamentos e as pessoas (PINHO; GALDINO, 2014). Em um SFVCR é tido como uma boa prática fazer o aterramento das partes metálicas dos módulos e estruturas de sustentação, assim como o inversor. Neste ponto vale ressaltar a importância do uso de materiais adequados para se fazer o aterramento, principalmente nas estruturas metálicas dos módulos, pois a utilização direta do cobre sobre o alumínio faz com que o alumínio oxide e o cobre reduza, provocando assim danos a estrutura do módulo.

2.3.5 Piranômetro

Os piranômetros são sensores que convertem a irradiância em tensão ou corrente que variam de acordo com a distância entre o sensor e a fonte, a intensidade da fonte e o comprimento de onda (FREIRE, 2008) e são divididos em três classes. Dentro destas classes é possível encontrar inúmeros modelos de piranômetros no mercado, porém, os tipos mais comuns são os de termopilha, os baseados em fotodiodo e os construídos a partir de uma célula fotovoltaica. Os piranômetros são utilizados para medir a radiação solar (W/m^2) que chega até o plano em que estão instalados, podendo ser instalados na horizontal para medir a radiação global horizontal, superfícies inclinadas para medir a radiação no plano da superfície inclinada ou mesmo direcionado para baixo para medir a radiação global refletida (GUIMARÃES et al., 1996).

2.3.5.1 Termopilha

Os piranômetros de termopilha são baseados no princípio de detecção termoelétrica, onde a radiação que entra pela redoma de vidro é quase que absorvida completamente por uma superfície horizontal escurecida, em uma faixa de comprimentos de onda muito ampla, que variam de aproximadamente 300nm a cerca de 3000nm. A variação de temperatura é medida então por termopares conectados em série ou paralelo afim de formarem uma termopilha (ZONEN, 2015).

2.3.5.2 Fotodiodo

Assim como os outros modelos de piranômetro, o de fotodiodo converte os níveis de irradiação que incidem sobre ele em sinal elétrico. O fotodiodo é o elemento fotossensível que altera as suas características possibilitando assim essa conversão em sinal elétrico. Os fotodiodos são constituídos por uma junção PN que é polarizada inversamente, circulando assim uma corrente por ele. O piranômetro de fotodiodo tem como característica apresentar respostas rápidas as variações de luminosidade sobre o sensor (SENTELHAS; ANGELOCCI, 2009).

2.3.5.3 Fotovoltaico

Os piranômetros fotovoltaicos são baseados em célula de silício e por isso possuem um custo menor que os de termopilha, outra característica importante é que eles são sensíveis a uma faixa menor do espectro solar, a resposta deste tipo de sensor está entre a faixa de 400nm e 1100nm (FREIRE, 2008).

2.3.5.4 Piranômetro utilizado na pesquisa

A figura 12 é a imagem real do equipamento instalado na planta estudada em Blumenau, o sensor é extremamente simples e não possui qualquer recurso para ajudar no nivelamento, o ajuste para garantir que ele seja instalado totalmente na horizontal foi feito a mão e com o auxílio de um nível.

Figura 12 – Piranômetro instalado juntamente com o SFVCR na cidade de Blumenau.



Fonte: Autoria própria

Os principais dados deste piranômetro de célula de silício da fabricante Rika Sensor estão descritos na tabela 3.

Tabela 3 – Principais especificações do piranômetro RK200-04.

Item	Especificação
Range Spectral	300~3000nm
Alimentação	12-24VDC
Range	0-1500W/m ²
Saída	4-20mA
Tempo de resposta	≤ 5s
Cosseno correção	≤ 10%
Não linearidade	≤ ± 3%
Efeito da temperatura	± 0,08%/°C
Estabilidade	≤ ± 2%/ano
Temperatura de operação	-40°C a 80°C

Fonte: Autoria própria.

2.3.6 Data Logger

Data Logger é um equipamento que faz a leitura de sensores e salva estes dados para leitura e análise posterior. Podem ser aplicados para se obter registros em várias áreas como: temperatura, umidade, pressão, distância, velocidade entre outros. A precisão e capacidade de armazenamento influenciam no seu preço final, portanto, ele precisa ser bem dimensionado.

2.3.6.1 Data Logger utilizado na pesquisa

Por se tratar de uma pesquisa com poucos recursos financeiros disponíveis, optou-se por projetar e desenvolver um data logger próprio. O equipamento desenvolvido conta com poucos materiais, o que gerou um custo aproximado de fabricação de apenas R\$ 92,00. A lista dos principais componentes utilizados encontra-se relacionado na tabela 4. E o *software* utilizado para programar o microcontrolador PIC 18F4620 foi o microC PRO for PIC com a versão de compilação 7.0.1.

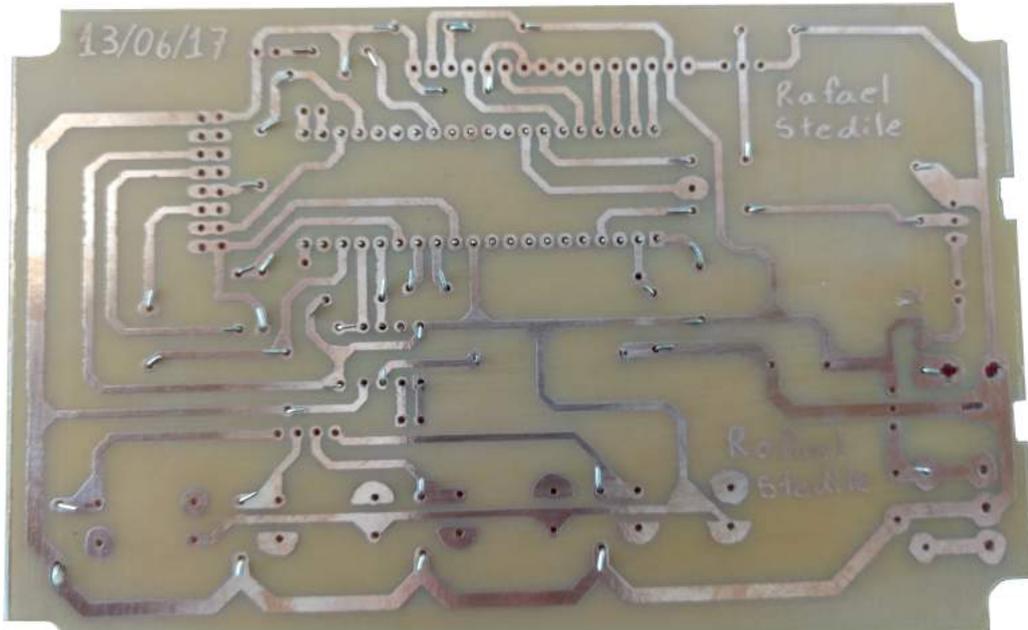
Tabela 4 – Lista com os principais componentes

Componentes
PIC 18F4620
DS1307
LCD 16X2
Módulo SD card para PCI

Fonte: Autoria própria.

A *PCI* foi feita por meio do processo térmico e é mostrada na figura 13

Figura 13 – PCI do data logger feita através do processo térmico.



Fonte: Autoria própria

Quando o equipamento é ligado, ele faz uma verificação se o cartão SD está inserido, caso contrário ele emite uma mensagem de erro via display, ele verifica também se o cartão SD está formatado em FAT16, caso contrário ele identifica e acusa com mensagem de texto via display. Se o problema for apenas na formatação com formato impróprio, o próprio data logger oferece a opção de formatá-lo adequadamente, afim de garantir que o processo possa se inicializar de forma segura. Outra característica que vale a pena ressaltar, é possível durante o momento de inicialização pressionar o botão de configuração e ter acesso ao menu de configurações do equipamento. Por meio desse menu o usuário pode acessar as configurações de data, hora e o período em segundos que o equipamento fará a aquisição dos dados. Há um LED que pisca sempre que o equipamento salva alguma informação no cartão SD, sinalizando assim para o usuário que a operação foi concluída. Esse data logger foi desenvolvido para atender as necessidades específicas deste projeto e suas características de funcionamento estão descritas na tabela 5.

Tabela 5 – Principais características do data logger desenvolvido

Tempo de aquisição	1 a 255 seg
Resolução	10 bits
Entrada	4 a 20 mA
Alimentação	12V
Armazenamento	SD card
Tipo de arquivo gerado	CSV
Máximo de arquivos salvos	100

Fonte: Autoria própria.

Os arquivos são salvos no formato CSV no cartão SD, facilitando a interface com o computador e o posterior tratamento dos dados salvos. O arquivo salvo é identificado com o nome "Data00", "Data01" e assim por diante até "Data99", os arquivos também são identificados com a data e hora que foram criados. Ao abrir um dos arquivos salvos, observa-se duas colunas, a primeira contendo a hora que o dado foi salvo e a segunda coluna com o valor da irradiância (W/m^2) lida do piranômetro.

2.3.6.2 Teste de aquisição de dados Data Logger

Vale ressaltar que apesar do data logger ser de baixo custo, no teste laboratorial de linearidade ele demonstrou ter uma ótima resposta linear dentro da faixa de entrada de 4 a 19mA, que foi o range da corrente de teste. Para tal, foi utilizada uma fonte com ajuste da corrente de saída e tensão constante. A tabela 6 apresenta os valores de corrente na entrada do data logger e a respectiva potência em W/m^2 apresentada no display de saída.

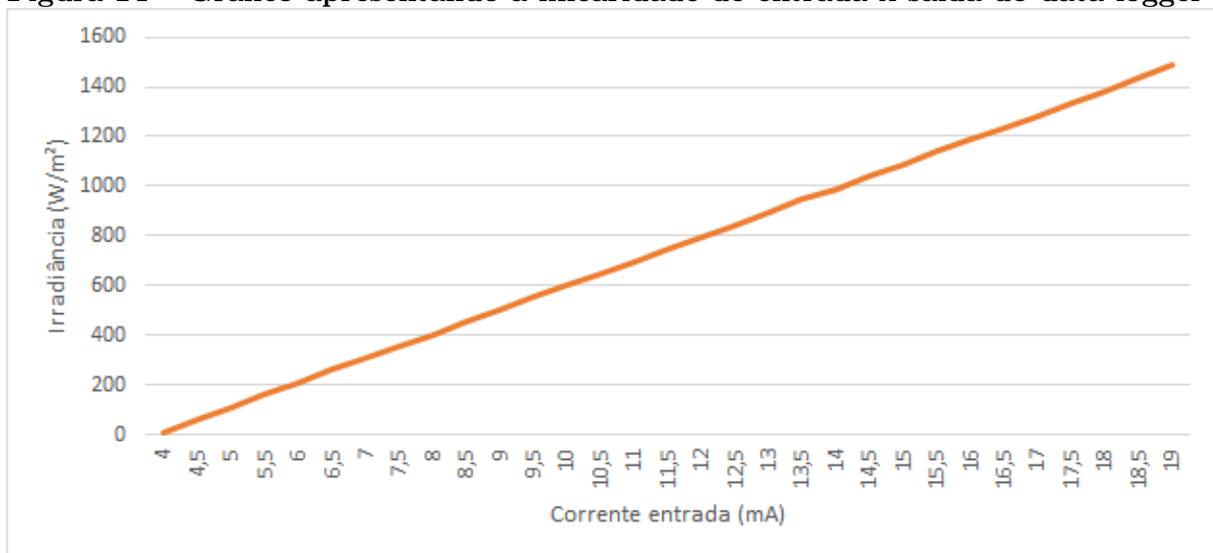
Tabela 6 – tabela com os valores de corrente e respectiva potência no teste de linearidade

Corrente (mA)	Irradiância (W/m^2)	Corrente (mA)	Irradiância (W/m^2)
4	11	12	795
4,5	62	12,5	845
5	110	13	894
5,5	161	13,5	946
6	212	14	986
6,5	260	14,5	1039
7	308	15	1091
7,5	357	15,5	1138
8	403	16	1191
8,5	454	16,5	1235
9	504	17	1283
9,5	555	17,5	1338
10	599	18	1382
10,5	647	18,5	1435
11	698	19	1485
11,5	748		

Fonte: Autoria própria.

A figura 14 expressa de forma gráfica os dados contidos na tabela 6.

Figura 14 – Gráfico apresentando a linearidade de entrada x saída do data logger



Fonte: Autoria própria

2.4 CRITÉRIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DE UM SFVCR

O projeto de um SFVCR envolve muitas variáveis, é preciso escolher uma área adequada, livre de sombreamento tanto quanto possível, saber a área disponível para dispor os módulos fotovoltaicos, atender alguns requisitos mínimos de inclinação e orientação dos módulos, harmonizar com o local escolhido, demanda a ser atendida entre outros fatores. O dimensionamento do sistema deve considerar a energia que o painel fotovoltaico recebe do sol e a necessidade da demanda energética que o SFVCR deve suprir, ou seja, é através do dimensionamento que se adequa o projeto do gerador fotovoltaico a fim de atender a demanda (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.1 A escolha do local

Como dito anteriormente, a escolha do local de instalação é de grande relevância, pois é preciso buscar um lugar livre de sombreamentos. Porém, em situações de instalações urbanas essas áreas são mais difíceis de serem encontradas, restringindo assim a liberdade na hora de fazer o projeto. No caso de montagens sobre telhados pré existentes é preciso observar o ângulo de inclinação, o desvio azimutal e se a infraestrutura disponível de telhado suporta o peso adicional dos módulos a serem instalados.

2.4.2 Levantamento dos índices de radiação solar

É preciso fazer o levantamento dos índices de radiação solar global para o local escolhido, e assim descobrir a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Aqui vale uma ressalva, deve-se ficar atento a unidade que vem dessa informação, pois ela está disponível em diferentes unidades. Para o dimensionamento será utilizada a irradiação global horizontal que é apresentada em kWh/m².dia.

2.4.3 Levantamento dos dados de consumo

Esta é uma etapa importante e que não depende exclusivamente do projetista, é possível fazer este levantamento de consumo através do histórico dos últimos 12 meses apresentado na conta de luz, este método é o mais comum para SFVCR residenciais. Normalmente neste caso é feito uma aplicação dos módulos fotovoltaicos a construção já existente, caracterizando assim um BAPV. Caso a edificação seja nova e ainda não

haja um histórico de consumo é possível fazer um levantamento através de um quadro de previsão de cargas.

2.4.4 Etapas para viabilização do acesso junto a CELESC

A CELESC atualizou o sistema de encaminhamento dos documentos, anteriormente era preciso encaminhar todos os documentos para a central regional que posteriormente encaminhava para avaliação na central de Florianópolis, agora com o sistema PEP, o processo é feito todo online. Após um breve cadastro do profissional que fará a solicitação e do cliente, a documentação é toda encaminhada por anexo a solicitação feita. A documentação completa exigida para o processo de regularização da micro e mini geração está disponível no (CELESC, 2016), porém a seguir serão apresentados de forma resumida os passos para a solicitação de acesso retirados do próprio CELESC (2016).

2.4.4.1 Solicitação de acesso

Após acessar o sistema PEP e entrar no menu "Solicitação", deverá ser selecionado o item "Microgeração". Na sequência aparecerá o formulário da figura 15 para preenchimento conforme as informações solicitadas nos campos. Deverá ser anexada a ART com a assinatura do profissional responsável pelo projeto elétrico e do titular da unidade consumidora. No campo de atividade técnica da ART deverá constar as atribuições de Projeto, Instalação e Execução de um sistema de geração solar de energia elétrica, a potência do sistema também deve estar descrito na ART. A alínea *c* do item 5.1.1 descreve os documentos exigidos pela concessionária quando são utilizados inversores que não estão de acordo com a Portaria INMETRO nº004/2011 e sem registro no INMETRO, caso contrário a documentação necessária está descrita no item 4 da ficha de Requerimento de Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída com Potência Igual ou Inferior a 10kW, conforme Anexo A. Após o recebimento da solicitação de acesso a CELESC tem 15 dias para analisar a documentação e dar um parecer, caso tenha inconsistência na documentação do acessante, há um prazo de 15 dias para regularização, caso contrário o processo é suspenso. Não havendo nenhum problema com a documentação ou assim que regularizada a situação, a CELESC emite o Parecer Técnico de Acesso dentro de 15 dias para os casos de microgeração sem a necessidade de melhorias no sistema de distribuição com as características técnicas da conexão, as condições de acesso e demais características do empreendimento. Assim que a solicitação de acesso tenha sido aceita e o parecer técnico tenha sido emitido, o acessante terá um prazo máximo 120 dias para dar

entrada com o pedido de vistoria. O formulário de vistoria é preenchido e entregue via sistema PEP, se a primeira ART já contemplar a execução do projeto não há a necessidade de uma segunda ART. Com prazo máximo de 7 dias a CELESC fará a vistoria no sistema, se aprovado, a CELESC fará gratuitamente a troca do medidor e o acessante já está apto a se conectar a rede da concessionária e participando do sistema de créditos. Caso a instalação não seja aprovada, as correções deverão ser feitas e uma nova solicitação de vistoria encaminha via sistema a CELESC.

Figura 15 – Imagem do formulário de solicitação de acesso no sistema PEP

The figure displays two screenshots of the PEP system's 'OUTROS - Microgeração' form. The top screenshot shows the main data entry fields, and the bottom screenshot shows the search and address sections.

Top Screenshot: 'OUTROS - Microgeração' Form

Navigation: Seleção do Tipo | **Dados Técnicos** | Dados do Cliente | Anexos

Form Fields:

- Nome do Titular:
- UC:
- Classe:
- CPF / CNPJ do Titular:
- E-mail:
- Telefone:
- Fonte de Geração:
- Outra Fonte Geradora:
- Potência Instalada (kW):
- Nr. de Registro do Inversor:
- Endereço da Obra:
 - Logradouro:
 - Número:
 - Complemento:
 - Bairro:
 - Cidade:
 - Estado:
 - CEP: (Somente Números)

Buttons: Gravar Solicitação, Retornar

Bottom Screenshot: Search and Address Section

Navigation: Seleção do Tipo | Dados Técnicos | **Dados do Cliente** | Anexos

Form Fields:

- CPF/CNPJ:
- (Só Números com dígito verificador) CPF CNPJ
- CPF/CNPJ:
- Nome Completo:
- E-mail:
- Endereço:
- Endereço para Correspondências via Correio:
 - Logradouro:
 - Número:
 - Complemento:
 - Bairro:
 - Cidade:
 - Estado:
 - CEP:

Buttons: Gravar Solicitação, Retornar

Fonte: Sistema PEP

2.4.5 Comissionamento

O comissionamento de SFVCR está amparado na ABNT NBR 16274:2014, e tem a finalidade de garantir a segurança e o funcionamento do sistema como um todo. É esperado uma vida útil de aproximadamente 25 anos, principalmente para os módulos FV que compõem o sistema. Durante esse período de funcionamento o sistema não está isento de manutenções, tão pouco de falhas, por isso uma inspeção periódica visa garantir tanto quanto possível, se os equipamentos e a instalação apresentam-se em condições propícias de uso, e com isso, estender a vida útil do sistema como um todo. Os intervalos de verificações segundo a norma não podem ser mais longos que o intervalo requerido para a instalação elétrica CA ao qual o sistema FV está conectado. De forma abreviada, serão aplicados alguns itens listados na norma de comissionamento no SFVCR implantado em Blumenau. O primeiro ponto a ser verificado é a instalação mecânica, e as orientações dessa conferência estão descritos na seção 5, subseção 5.2.6, alíneas *a, b, c* e *d*. De início faz-se a verificação se há um espaçamento adequado para ventilação na parte traseira dos módulos, evitando assim o risco de superaquecimento e até um possível incêndio. O passo seguinte é verificar se os materiais que compõem a armação de sustentação dos módulos são a prova de corrosão, isso feito, faz-se a conferência da fixação e estabilidade da armação e se tudo ficou bem vedado, inclusive as entradas dos cabos no telhado.

Na seção 6 da ABNT NBR 16274 são listados os procedimentos de ensaios, na subseção 6.2 é tratado do ensaio de polaridade, que deve ser feito em todos os cabos CC. A norma frisa a importância desse ensaio ser realizado antes mesmo de qualquer outro, pois este ensaio visa prevenir danos aos equipamentos conectados. Após a verificação de que todos os cabos estão identificados e com a polaridade correta, parte-se para o ensaio seguinte. A norma prevê na subseção 6.3 o ensaio da caixa de junção, porém, isso se aplica para sistemas de maior porte, onde estão presentes várias séries FV. Como não se aplica no sistema em estudo, o próximo ensaio a ser feito é o da subseção 6.4.2 que trata do ensaio de curto-circuito em séries FV, quando há a existência de múltiplas séries FV idênticas, com condições estáveis de irradiação, deve-se comparar os valores medidos com os valores esperados e com os valores obtidos entre as séries, que não podem variar mais que 5%. Vale ressaltar que a formação/interrupção de curto-circuito em séries FV é potencialmente perigoso. Por isso deve-se seguir os procedimentos listados na subseção 6.4.3, que orienta isolar todas as séries FV uma das outras, abrindo previamente o contato dos dispositivos de seccionamento e meios de desconexão. Dando sequência faz-se uso de uma caixa de ensaio de curto-circuito capaz de suportar a corrente de curto-

circuito introduzida temporariamente e de seccionar com segurança, também é preciso um instrumento com capacidade de medir a corrente de curto-circuito do arranjo. Este instrumento pode ser um amperímetro ligado em série com a caixa de ensaio, uma alicate amperímetro ou ainda um instrumento de ensaio com função específica de medição de corrente de curto-circuito.

Ainda na seção 6, porém na subseção 6.5 é tratado do ensaio de medição da tensão de circuito aberto. Este ensaio visa identificar se há falhas na conexão, se foi esquecido de conectar algum módulo ou se há faltas devido a mau isolamento. O procedimento descrito propõe que a medição da tensão de circuito aberto deve ser feita por série FV, desconectada de qualquer chave ou circuito de proteção e por um voltímetro capaz de medir a tensão máxima esperada na série medida. Os valores obtidos devem ser comparados aos valores esperados obtidos na folha de dados técnicos, podendo ter uma variação máxima de 5%. Outra forma é utilizar um único módulo de referência, medir seu V_{OC} e multiplicar esse valor pela quantidade de módulos da série. Também é possível quando houver múltiplas séries idênticas e condições estáveis de irradiação, comparar os valores de tensão entre as séries.

A última subseção da seção 6 trata do ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico e está sub dividida em outras três. A subseção 6.7.1 contém algumas medidas básicas de segurança, afim de minimizar o risco de um choque elétrico, é recomendável limitar o acesso a área de trabalho durante o teste. Outra precaução é evitar tocar toda e qualquer superfície metálica, seja ela a carcaça do módulo ou o sistema de sustentação do arranjo FV com qualquer parte do corpo. Também é prudente evitar tocar na parte traseira ou nos terminais do módulo. Quanto aos equipamentos para realizar o teste, o megôhmetro deve ter capacidade de autodescarga automática, deve-se utilizar roupas e demais equipamentos de proteção adequados aos níveis de tensão e correntes aplicados no teste.

A subseção 6.7.2 trata dos métodos de ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico, o método um sugere que o ensaio seja feito entre o negativo do arranjo FV e a terra, da mesma forma deve-se proceder com o positivo do arranjo. Já o método dois recomenda que seja feito um curto-circuito entre os dois polos do arranjo FV e então seja medido do ponto de curto ao terra. Quando opta-se pelo segundo método é aconselhável que o curto-circuito seja feito e interrompido de forma segura, através de uma caixa de ensaio de curto-circuito por exemplo, afim de minimizar os riscos de choque elétrico.

Os procedimentos de ensaio estão descritos na subseção 6.7.3, é preciso chamar a atenção para o fato que o ensaio deve ser projetado para que os picos de tensão não ultrapassem os limites dos módulos e dos demais componentes do sistema. Os níveis de tensão e os valores mínimos de resistência de isolamento estão descritos na tabela 7, é preciso se atentar para que os valores mostrados no dispositivo estejam de acordo com a tabela 7.

Tabela 7 – Valores de tensão aplicados e os níveis mínimos de resistência de isolamento esperados.

Método de ensaio	Tensão do sistema ($V_{OC\ STC} \times 1,25$)	Tensão de ensaio	Resistência de isolamento mínima
Método de ensaio 1	<120V	250V	0,5 M Ω
Ensaio separado no positivo e no negativo	120-500V	500V	1 M Ω
	>500V	1000V	1 M Ω
Método de ensaio 2	<120V	250V	0,5 M Ω
Positivo e negativo do arranjo FV em curto-circuito	120-500V	500V	1 M Ω
	>500V	1000V	1 M Ω

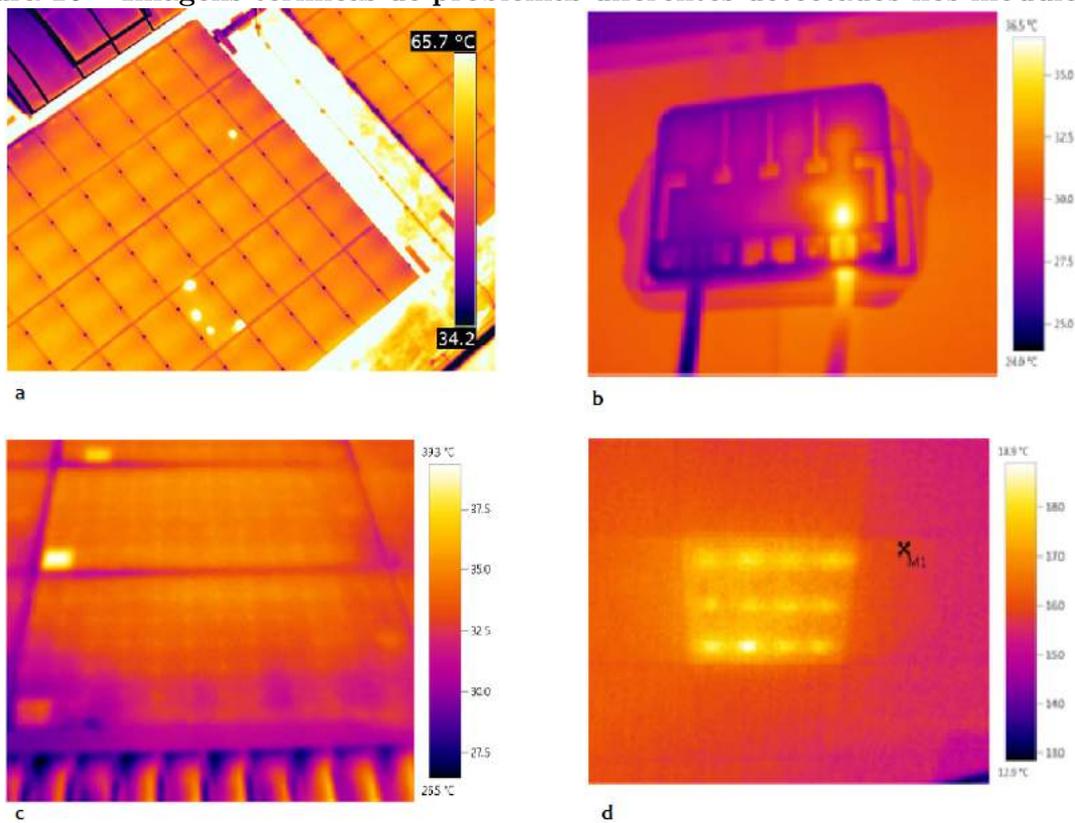
Fonte: ABNT NBR 16274:2014.

A seção 7.2 é inteiramente dedicada ao procedimento de inspeção do arranjo fotovoltaico com câmera térmica. O objetivo de uma inspeção com câmera térmica é identificação de pontos quentes, que podem indicar problemas em alguma célula do módulo, no diodo de *by-pass*, problema na solda da fita que faz a interconexão entre as células dos módulos ou ainda falha por alguma conexão ruim entre os conectores. Este teste deve ser feito não só no início da vida útil do sistema, mas também ao longo dos anos para prevenção de problemas que possam surgir. Para o teste ser válido é preciso que o sistema esteja em modo normal de operação, um mínimo de 600 W/m², céu preferencialmente livre de nuvens. Estas condições garantem que haverá corrente suficiente circulando e caso haja algum problema será evidenciado pela diferença de temperatura. A imagem térmica pode ser capturada tanto da parte da frontal quanto da parte de traseira do módulo, deve-se levar em conta a imagem térmica mais nítida, existe a possibilidade de que seja preciso fazer a imagem térmica em ambos os lados. Deve-se dar ênfase para os diodos de bloqueio, caixas de junção, conectores e conexões elétricas ou qualquer outro ponto que possa apresentar algum problema. Tão importante quanto obter uma imagem de boa qualidade é saber interpretar os resultados obtidos. De forma geral é possível afirmar que a temperatura de um arranjo FV tem variações consideráveis

ao longo do dia, isso porque a temperatura do módulo é influenciada pela velocidade do vento, irradiância e pela própria temperatura ambiente que variam durante as horas do dia. Uma maneira de proceder o teste é inicialmente fazer uma inspeção visual, buscando algum trincado no vidro ou nas células, pontos de sujeira sobre os módulos, descoloração ou cor amarronzada. Depois disso feito deve-se documentar as áreas que apresentaram grandes diferenças de temperatura, estas áreas devem ser investigadas afim de determinar as causas desses pontos quentes, outra ferramenta útil é o equipamento que mede a curva IV do módulo. Com esse equipamento é possível comparar um módulo que apresenta funcionamento normal com um defeituoso, assim é possível determinar o impacto sobre o arranjo.

A figura 16 se subdivide em quatro imagens, cada uma delas exemplifica um problema diferente que pode ser facilmente visualizado através da imagem térmica. A Fig 16 *a* remete a um problema de pontos quentes por acúmulo de sujeira naqueles pontos do vidro. A figura 16 *b* apresenta um problema de conexão na caixa de junção do módulo, a figura 16 *c* deixa evidente um problema de super aquecimento em apenas uma célula do módulo, enquanto que a figura 16 *d* retrata um problema de solda fria em uma célula do módulo.

Figura 16 – Imagens térmicas de problemas diferentes detectados nos módulos FV.



Fonte: (KITAWA, 2016) e (EXPERT, 2017).

É normal a região da caixa de conexão apresentar uma temperatura mais elevada quando comparada ao restante do módulo, isso se deve a dificuldade de condução de calor para o ambiente. Porém, pontos quentes em outras partes do módulo podem indicar um problema elétrico, tal como resistência série ou paralelo. Diodos de *by-pass* podem se tornar pontos quentes quando o módulo apresenta uma parte sombreada, sujeira sobre uma parte ou simplesmente mau funcionamento, havendo assim a necessidade da substituição total do módulo. Outro ponto suscetível a apresentar uma elevada variação de temperatura comparado ao restante do módulo são os pontos de conexão, a figura 16b exemplifica essa situação. Possíveis causas são conexões frouxas, corroídas ou até mesmo oxidadas.

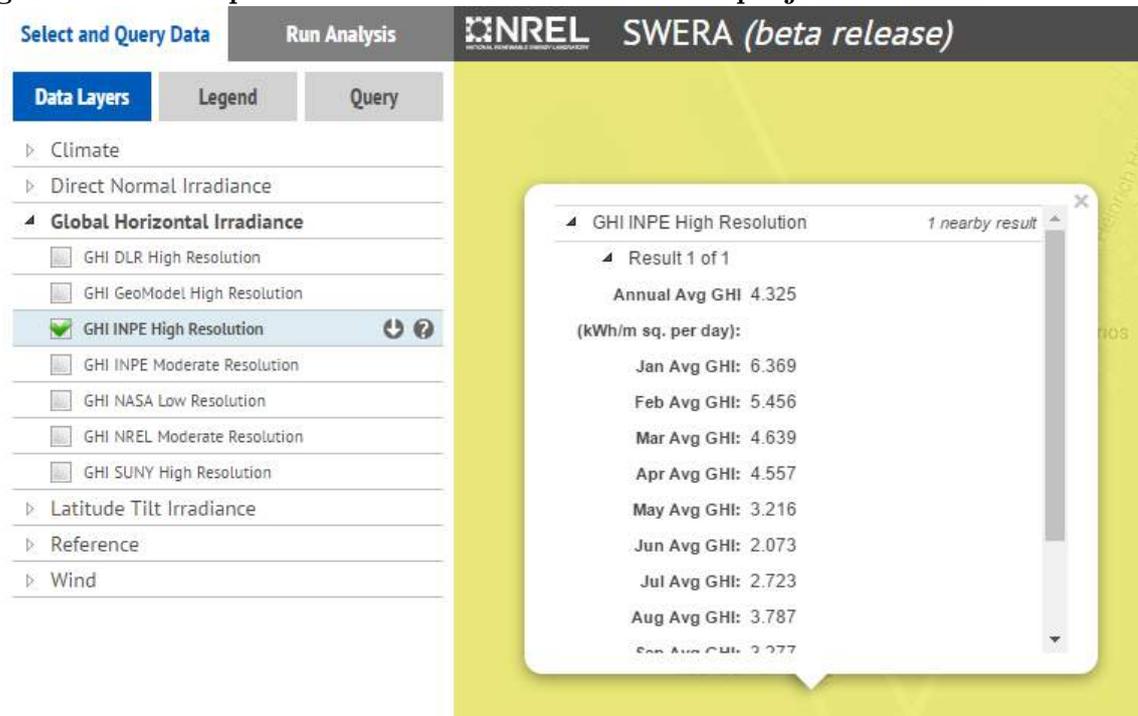
3 PROJETO, IMPLANTAÇÃO E REGULARIZAÇÃO DE UM SFCVR

3.1 PROJETO DO SFVCR

3.1.1 Dimensionamento do SFVCR

Levando-se em conta que dificilmente um sistema fotovoltaico instalado em área urbana atenderá as condições ótimas de instalação, que são desvio azimutal zero, módulos inclinados no mesmo ângulo da latitude do local da instalação e nenhuma incidência de sombra sobre o painel. Dessa forma, é preciso usar a informação da irradiação no plano global horizontal disponibilizada pelo projeto SWERA em seu site eletrônico (SWERA, 2017). Para isso basta escolher o modo *Global Horizontal Irradiance*, dentro deste modo selecione *GHI IMPE High Resolution* e clique no mapa sobre o endereço desejado conforme a figura 17 .

Figura 17 – Exemplos de coleta de dados no site do projeto SWERA



Fonte: (SWERA, 2017)

Neste momento é preciso criar uma nova estação no RADIASOL. Para isso, basta seguir a seguinte sequência: clique no botão "editar" na tela que aparece na figura 19 e depois no botão "adicionar" conforme mostra a figura 18, agora é só inserir os dados obtidos

no plano horizontal mês a mês, inserir a latitude e longitude do local escolhido, completar com S e W respectivamente os espaços e clicar em gravar. Caso seja a primeira utilização do programa é preciso configurá-lo no modo Perez, pois este modo é o que melhor se adéqua para as situações que existe um desvio azimutal em relação ao norte, isso considerando os sistemas instalados abaixo da linha do equador, caso contrária desvio azimutal com relação ao sul (PEREZ et al., 1986 apud MELO, 2012).

Figura 18 – Exemplo de como inserir os dados para uma nova estação no RADIUSOL Banco de Dados

The screenshot shows a software window with the following elements:

- País:** Brazil
- Estação:** (empty field)
- Latitude:** (empty field)
- N/S:** (empty field)
- Longitude:** (empty field)
- E/W:** (empty field)
- Month Selection:** A row of buttons for JAN, FEV, MAR, ABR, MAI, JUN, JUL, AGO, SET, OUT, NOV, and DEZ.
- Action Buttons:** Adicionar, Gravar, Excluir, Limpar, Cancelar (with a red X), and a refresh icon.

Fonte: RADIUSOL 1

A título de dimensionamento será utilizado uma localidade com latitude -26,88 e de longitude -49,12 situada em Blumenau-SC. Após criada a estação com as informações obtidas na figura 17 tem-se a imagem conforme a figura 19.

Figura 19 – Exemplo da estação criada no RADIASOL 1

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
6,37	5,45	4,64	4,58	3,22	2,07	2,72	3,79	3,28	4,48	4,80	6,31

Radiação em kWh/m²

Fonte: RADIASOL 1

Próximo passo é setar o desvio azimutal e a inclinação do telhado onde será instalado o SFVCR, esta é a hora de dimensionar as perdas por não estar na condição ótima de instalação e mensurar se vale a pena ou não fazer uma estrutura de fixação que possibilite a correção. É preciso respeitar a inclinação mínima recomendada pelo fabricante do módulo, pois isso beneficia a auto limpeza nos dias de chuva.

3.1.2 Equacionamento aplicado no dimensionamento do SFVCR

A Equação (4) é utilizada para dimensionar a potência do painel fotovoltaico necessária para atender a demanda anteriormente levantada.

- P_{fv} : é a potência do painel fotovoltaico (kWp)
- E: é a energia diária a ser gerada (Wh)
- G: é a irradiância na condição STC ($1000\text{W}/\text{m}^2$)
- H_{tot} : é a irradiação diária no plano do painel, este valor será fornecido pelo RADIASOL 1 (Wh/m^2)
- PR: é a *performance ratio* do SFVCR, normalmente é utilizado um valor de 0,7 a 0,8 para representar todas as perdas acumuladas do sistema.

$$P_{fv} = \frac{E.G}{H_{tot}.PR} \quad (4)$$

A Equação (5) é utilizada para estimar a área aproximada do painel fotovoltaico, nesta aproximação não estão inclusos os espaços que os fixadores deixam entre um módulo e outro.

- A: é a área aproximada (m^2).
- P_{fv} : é a potência do painel fotovoltaico (kWp).
- E_{efi} : é a eficiência do módulo utilizado (%).

$$A = \left(\frac{P_{fv}}{E_{efi}} \right) .100 \quad (5)$$

A área da seção transversal dos condutores é dada pela Equação (6), que pode ser usada para dimensionar tanto os condutores do lado CC quanto os condutores do lado CA. Vale a pena ressaltar que os cabos que ficam expostos na instalação necessariamente precisam ser cabos com uma proteção especial contra raios UV, para assim garantir uma maior vida útil da instalação.

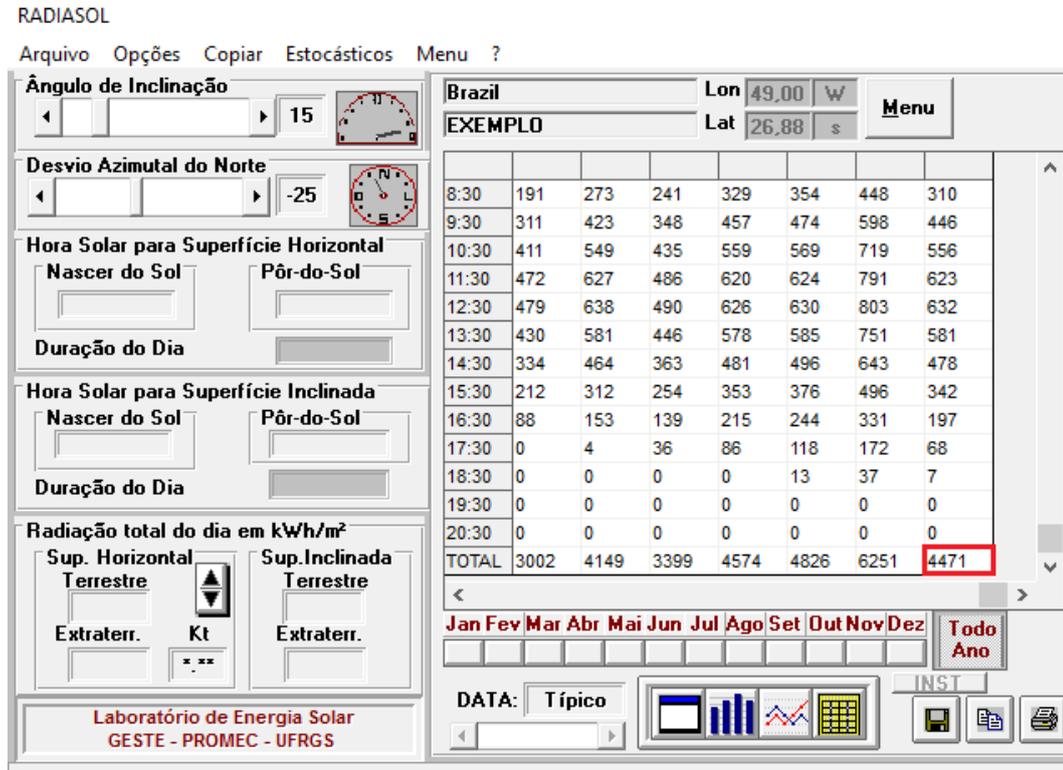
- S_{cond} : é a área da seção transversal do condutor (mm^2).
- l: é o comprimento do condutor (m).
- P: é a potência do circuito (W).
- I: é a corrente do circuito (A).
- V: é a tensão de operação do circuito (V).
- ΔV : é a queda de tensão admissível, exemplo 2%.

$$S_{cond} = \left(\frac{2.l.P.0,0178}{V^2.\Delta V} \right) .100 \quad (6)$$

3.2 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA REAL

A residência escolhida para a instalação do sistema está localizada na cidade de Blumenau-SC, a casa possui uma boa área de telhado, porém existem alguns obstáculos naturais e da própria edificação que acabam gerando áreas de sombreamento durante alguns períodos do dia. Após um prévio estudo, foram determinados os dois telhados a serem utilizados, cada um recebeu um conjunto de módulos, formando assim dois painéis. A edificação possui um desvio azimutal de 25° oeste, a direção da queda do telhado e o ângulo de apenas 8° não favoreciam para um bom aproveitamento, por isso optou-se pela fabricação de uma estrutura galvanizada que possibilitasse aumentar o ângulo de inclinação do painel. Através de simulações com o software RADIASOL, verificou-se que com o desvio azimutal presente na edificação de 25° oeste a inclinação que apresentava a melhor produtividade é de 21° . Continuando com o mesmo exemplo da criação de uma nova estação no RADIASOL 1 mostrado na figura 19, clica-se no botão OK e tem-se a tela mostrada na figura 20, assim que ajustar os parâmetros de inclinação e desvio azimutal é mostrado o valor de 4471 Wh/m^2 destacado em vermelho que é o H_{tot} . Utilizando-se da média de consumo apresentada nas últimas doze faturas chegou-se a uma média de $377,75 \text{ kWh/mês}$, para ter a real dimensão da potência do painel é preciso descontar desta média anual o custo de disponibilidade. A cobrança do custo de disponibilidade é prevista por lei conforme o art. 98 da Resolução 414/2011 da ANEEL e depende do tipo de ligação que a unidade consumidora possui, os valores cobrados e o tipo de ligação são apresentados na tabela 8.

Figura 20 – Imagem da tela que mostra o H_{tot} .



Fonte: RADIASOL 1

Tabela 8 – Relaciona o tipo de ligação e a taxa de disponibilidade equivalente cobrada

Tipo de ligação	Taxa equivalente (kWh/mês)
Monofásica	30
Bifásica	50
Trifásica	100

Fonte: Autoria própria.

3.2.1 Dimensionamento do painel fotovoltaico

A unidade consumidora utilizada no exemplo possui uma ligação trifásica, portanto, é preciso descontar 100 kWh/mês dos 377,75 kWh/mês para o cálculo da potência do painel fotovoltaico para suprir a demanda e reduzir ao máximo possível a cobrança na conta de energia. O próximo passo é calcular a potência do painel fotovoltaico

utilizando a equação (4), para o PR será adotado um valor médio de 0,75.

$$P_{fv} = \frac{\left(\frac{277,75}{30}\right) \cdot 1000}{4471,0,75} \Rightarrow P_{fv} = 2,762kWp \quad (7)$$

Após a obtenção da potência do painel deve-se escolher qual tecnologia é a mais apropriada para o projeto, deve ser levado em conta os custos do kWp, qualidade, confiabilidade, compatibilidade arquitetônica, parceria comercial, disponibilidade no mercado nacional entre outros itens. A tecnologia adotada para a instalação foi a de silício policristalino (p-Si), os módulos escolhidos são os CS6P-260 de 260 Wp da marca CanadianSolar, as principais características deste módulo são apresentadas na tabela 9 (SOLAR, 2016).

Tabela 9 – Características elétricas do módulo CS6P-260P em condições padrão de teste

Modelo	CS6P-260P
Max. Potência (Pmax)	260W
Tensão de operação (Vmp)	30,4V
Corrente de operação (Imp)	8,56A
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,5V
Corrente de curto circuito (Isc)	9,12A
Eficiência	16,16%

Fonte: Autoria própria.

3.2.1.1 Escolha do arranjo fotovoltaico

Normalmente se aconselha pegar um número par e que tenha uma boa quantidade de divisores. Isso facilita a montagem de diferentes arranjos série/paralelo. Por exemplo, o número 12, ele pode ser dividido por 2,3,4 e 6, isso aumenta as possibilidades na hora da escolha de um inversor compatível. Nesse caso, foram adquiridos 16 módulos de 260Wp e foi feito duas *strings*, uma delas possui 7 módulos em série e a outra 9 módulos também em série. Não é comum este desbalanço, normalmente opta-se por uma divisão igualitária de módulos por *string*. Porém, essa divisão desigual fez-se necessária em função da capacidade de acomodação dos telhados escolhidos, outro motivo que justifica tal escolha foi a preocupação para que os módulos não ficassem visíveis da rua, preservando assim a estética da casa.

3.2.2 Escolha do Inversor

A escolha do inversor deverá obedecer as características elétricas mostradas na tabela 10.

Tabela 10 – Características elétricas de cada *string*

Qtd de módulos	Tensão de trabalho	Máx. tensão	Máx. corrente
7	212,8V	262,5V	9,12A
9	273,6V	337,5V	9,12A

Fonte: Autoria própria.

Após o levantamento do perfil de tensão e corrente de cada *string*, buscou-se nos fornecedores de inversor um que atendesse todas as exigências elétricas, chegando assim no modelo PVI-4.2-TL-OUTD da marca ABB. O referido inversor tem as principais características apresentadas na tabela 11 e de forma mais abrangente na página do fabricante (ABB, 2016).

Tabela 11 – Características elétricas do inversor PVI-4.2-TL-OUTD

Entrada		Saída	
Tensão máx. de entrada	600V	Range de tensão de saída	180...264V
Range de tensão de partida	120...350V	Tipo de saída	Monofásica
Potência máx. de entrada	4375W	Potência máx. de saída	4200W
Intervalo de tensão MPPT	140...530V	Range de frequência de saída	57...63Hz
Número de MPPT independentes	2	Máx. corrente de saída	20A
Corrente máx. de entrada por canal	16A		

Fonte: Autoria própria.

3.2.3 Estimativa de área ocupada pelos módulos

Utilizando a equação (8) será estimada uma área aproximada utilizada pelos módulos sobre o telhado.

$$A = \left(\frac{4,160}{16,16} \right) \cdot 100 \Rightarrow A = 25,74m^2 \quad (8)$$

3.2.4 Cálculo da bitola dos condutores

De posse da informação de onde serão instalados os painéis e o inversor, é possível calcular o comprimento dos condutores. Fazendo-se uso da equação 6 é possível calcular a bitola dos condutores CA e CC. Normalmente opta-se por deixar com o maior comprimento os cabos que conduzirão os maiores níveis de tensão, no caso da residência de Blumenau os níveis de tensão CC e CA estão bem próximos. De qualquer forma foi escolhido deixar o lado CC com o maior comprimento, medindo de uma *string* até o inversor 14 m e da outra *string* até o inversor 9 m, enquanto que o cabo do lado CA tem 1 m. Os valores mínimos das bitolas dos cabos nas instalações elétricas são normatizadas pela NBR 5410.

$$S_{cond} = \left(\frac{2.14.2340.0,0178}{(273,6)^2 \cdot 2} \right) \cdot 100 \Rightarrow S_{cond} = 0,8mm^2 \quad (9)$$

Com a equação 9 obtém-se o resultado da bitola do cabo do lado CC que tem 14 m de comprimento, porém os módulos vem com cabo de 4 mm^2 e não faz sentido utilizar uma bitola menor do que a disponibiliza pelo fabricante. Juntamente com o kit adquirido veio um par de cabos com proteção UV de 6 mm^2 , por consequência tem-se uma queda de tensão bem menor do que os 2% estipulados.

$$S_{cond} = \left(\frac{2.9.1820.0,0178}{(212,8)^2 \cdot 2} \right) \cdot 100 \Rightarrow S_{cond} = 0,6mm^2 \quad (10)$$

De forma análoga ao cabo de 14 m, o cabo de 9 m também será usado uma bitola de 6 mm^2

$$S_{cond} = \left(\frac{2.1.4160.0,0178}{(220)^2 \cdot 2} \right) \cdot 100 \Rightarrow S_{cond} = 0,2mm^2 \quad (11)$$

Para que fosse mantido um padrão na bitola dos cabos, o lado CA de 1m também foi utilizado um cabo de 6 mm^2 .

3.2.5 Sistema de fixação

Apesar da área de cobertura da residência ter aproximadamente 177 m^2 , não é possível aproveitar integralmente. Como não estava previsto inicialmente no projeto da casa um SFVCR, acabou-se inviabilizando uma grande área pela sombra ocasionada da torre dos reservatórios de água e pela diferença dos volumes da casa, pois a casa é do estilo contemporâneo. Por isso, optou-se por sobrepor ao telhado uma estrutura galvanizada, possibilitando assim uma maior flexibilidade no ângulo de instalação dos painéis. A estrutura montada é demonstrada em duas partes, a figura 21 *A* demonstra a fixação da base do suporte na laje que se dá através de quatro parabolts, e a figura 21 *B* é a parte que transpassa a telha para posterior fixação do restante do suporte.

Figura 21 – Exemplo de fixação da base na laje.



Fonte: Autoria própria

A figura 22 está subdividida em 4 partes, a figura 22 *A* dá uma prévia da montagem dos cavaletes para posterior complemento da parte triangular que dará a inclinação desejada ao painel, a figura 22 *B* mostra o sistema de fixação completo, enquanto as figura 22 *C* e *D* trazem em detalhes como se dá a fixação dos módulos ao trilho. Esse sistema de trilho e presilha é da marca K2 Systems.

Figura 22 – Exemplo da estrutura de fixação.



Fonte: Autoria própria

3.2.6 Instalação

Optou-se fazer a instalação do inversor na área de serviço próximo ao quadro de distribuição geral (QDG) tal qual mostra a figura 23, além de ser uma área protegida contra intempéries proporciona uma boa ventilação ao equipamento. Os conectores ligados ao inversor são do tipo MC4 da marca Multi Contact. O quadro de proteção é composto por disjuntores bipolares independentes de 10 A para cada *string*, DPS da marca Mersen que é próprio para aplicação em fotovoltaica, disjuntor bipolar de 25 A para proteção do lado CA e DPS da marca WEG para o lado CA.

Figura 23 – Inversor instalado juntamente com o sistema de proteção e QDG



Fonte: Autoria própria

A figura 24 demonstra o posicionamento da residência em relação ao norte geográfico.

Figura 24 – Desvio azimutal em relação ao norte geográfico.



Fonte: Google Earth.

A figura 25 mostra o posicionamento dos painéis sobre o telhado da residência, é possível também observar a esquerda as placas de aquecimento de água e a torre de armazenamento do boiler e da caixa da água, a imagem foi feita do fundo para a frente da casa.

Figura 25 – Posicionamento dos painéis sobre o telhado.



Fonte: Autoria própria

3.2.7 Regularização junto a concessionária

A CELESC atualizou o sistema de encaminhamento dos documentos, anteriormente era preciso encaminhar todos os documentos para a central regional que posteriormente encaminhava para avaliação na central de Florianópolis, agora com o sistema PEP, o processo é feito todo online. Após um breve cadastro do profissional que fará a solicitação e do cliente, a documentação é toda encaminhada por anexo a solicitação feita. A documentação exigida para o processo de regularização da micro e mini geração está disponível no (CELESC, 2016), para este caso específico em que o inversor possui registro no INMETRO (ABB,) os documentos exigidos foram:

- Formulário de solicitação de acesso conforme modelo fornecido.
- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART).
- Formulário com os dados do sistema gerador, tais como, quantidade de módulos e inversor, marca dos módulos e inversor, potência total do painel e do inversor.

Esse benefício da redução da documentação exigida entrou em vigor a partir do 01/03/2016.

4 COMPARATIVO ENTRE OS DADOS DO INMET-INDAIAL E O PIRANÔMETRO INSTALADO EM BLUMENAU

Neste capítulo serão analisados os dados coletados ao longo de um ano de geração a contar da data de 01 de Janeiro de 2018. Serão tratados os dados do INMET coletados no período compatível ao período de geração analisado e com a localização do sistema, estes dados serão a base para os cálculos de índices de mérito para o SFVCR de 4,2kWp instalado em Blumenau-SC, que na tabela 12 está representado pelo sistema número 5. Nesta mesma data entrou em operação junto ao sistema 5 o piranômetro RK200-04 mostrado na figura 12 na página 35.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS ANALISADOS

As tabelas 12 e 13 trazem as principais informações a respeito dos 10 sistemas analisados na cidade de Blumenau. Este dados foram fornecidos por uma empresa que instala SFV na cidade de Blumenau e região, portanto, os endereços foram ocultados afim de proteger a identidade dos clientes, sendo assim, os sistemas serão identificados de 1 a 10.

Tabela 12 – Caracterização dos sistemas 1 ao 5

Sistema	1	2	3	4	5
Potência do Sistema (kWp)	4,8	38,4	37,05	11,7	4,16
Data de instalação	09/12/2016	05/05/2017	23/11/2017	03/12/2017	15/12/2016
Marca do módulo fotovoltaico	Canadian Solar	Jinko Solar	Trina Solar	Trina Solar	Canadian Solar
Modelo do módulo fotovoltaico	CS6X-315P	EAGLE HC 72P-V 320W	TSM-325PEG14	TSM-325PEG14	CS6P-260P
Marca do inversor	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB
Modelo do inversor	PVI-5000-TL-OUTD-S	PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400	PVI-10.0-TL-OUTD-FS	UNO-4.2-TL-OUTD
Fator de sobrecarregamento	0,96	1,16	1,34	1,17	0,99
Inclinação dos painéis (graus)	15	18	10	5	18
Desvio Azimutal (graus)	0	90	0	30	25

Fonte: Autoria própria.

Os sistemas 2 e 3 enquadram-se como sistemas comerciais, os demais enquadram-

se em sistemas residenciais.

Tabela 13 – Caracterização dos sistemas 6 ao 10

Sistema	6	7	8	9	10
Potência do Sistema (kWp)	8,32	4,5	7,42	7,95	4,8
Data de instalação	29/12/2017	01/08/2017	27/06/2017	05/05/2017	30/05/2017
Marca do módulo fotovoltaico	Trina Solar	Canadian Solar	Canadian Solar	Canadian Solar	Jinko Solar
Modelo do módulo fotovoltaico	TSM-325PEG14	CS6P-265P	CS6P-265P	CS6P-265P	EAGLE HC 72P-V 320W
Marca do inversor	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB
Modelo do inversor	TRIO-8.5-TL-OUTD-S	UNO 3600-TL-OUTD-S	TRIO 7.5-TL-OUTD-S	PVI-6000-TL-OUTD-S	UNO-3.6-TL-OUTD-S
Fator de sobrecarregamento	0,98	1,25	0,99	1,33	1,33
Inclinação dos painéis (graus)	25	5	25	13	18
Desvio Azimutal (graus)	90	150	90	10	95

Fonte: Autoria própria.

4.1.1 Levantamento dos dados de energia gerada mensalmente

A tabela 14 contém os dados de geração dos 10 sistemas analisados no período 01/01/2018 a 31/12/2018. Estes dados foram coletados diretamente de cada inversor, sendo que todos os sistemas tem em comum a mesma marca de inversor, facilitando assim a aquisição e padronização dos dados.

Tabela 14 – Produção mensal dos sistemas estudados

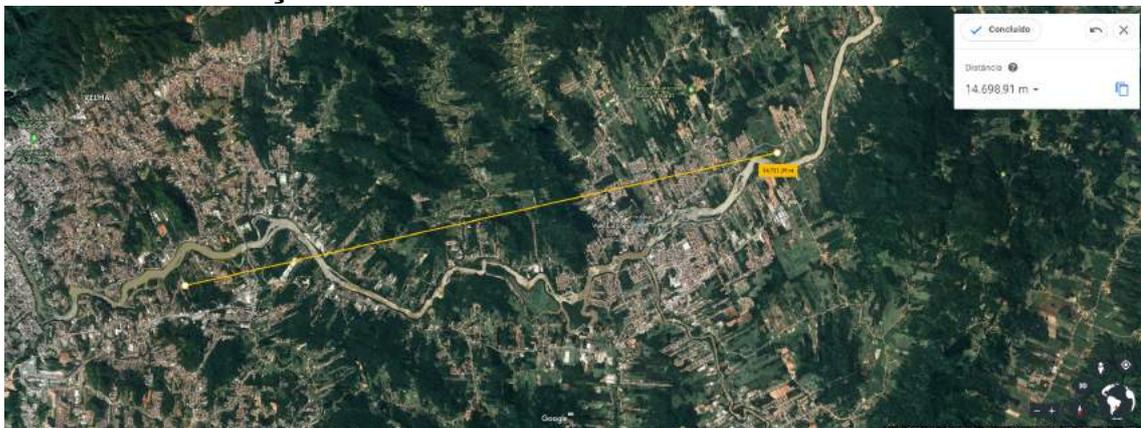
Sistema	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Produção Mensal (kWh)	Jan	597,88	3997	4691,33	1494,84	489,5	950,75	561,75	914,99	1001,02	587,48
	Fev	553,28	3938,00	4301,43	1325,12	459,94	951,99	499,83	800,68	915,7	560,43
	Mar	479,79	3281,00	3612,91	1165,41	391,8	783,78	431,24	688,5	792,83	459,92
	Abr	544,13	3436,00	3821,67	1290,21	456,32	846,49	416,9	751,03	925,33	496,3
	Mai	407,33	2176,00	2544,76	903,65	349,11	594,13	312,09	540,13	642,29	368,75
	Jun	316,23	1575,00	2055,32	725,96	275,82	438,97	233,47	409,08	497,8	264,07
	Jul	386,4	1996,00	2278,84	882,19	328,6	543,68	292,85	490,79	609,7	330,72
	Ago	425,21	2722,00	2685,86	990,53	370,95	675,5	362,83	581,09	696,84	418,95
	Set	387,98	2753,00	2938,24	967,12	340,76	687,6	356,28	557,65	663,67	430,11
	Out	374,73	2644,00	2861,63	914,01	315,08	654,56	345,34	413,2	602,13	406,36
	Nov	505,76	3529,00	3879,67	1229,82	420,67	997,93	464,03	292,36	831,15	598,72
	Dez	676,43	4979,00	5414,07	1624,39	586,72	1209,44	628,83	1018,86	1230,15	707,8
Médias Mensais	471,26	3085,50	3423,81	1126,10	398,77	777,90	408,79	621,53	784,05	469,13	
Total Anual	5655,15	37026,00	41085,73	13513,25	4785,27	9334,82	4905,44	7458,36	9408,61	5629,61	

Fonte: Autoria própria.

4.1.2 Levantamento de dados do INMET e do piranômetro

A tabela 15 apresenta os dados coletados da estação do INMET A817 localizada na cidade de Indaial. Esta é a estação do INMET mais próxima do local do sistema 5 onde se encontra o piranômetro instalado, a distância é aproximadamente de 14,7km em linha reta como é possível visualizar na figura 26.

Figura 26 – Distância aproximada entre o sistema 5 onde está instalado o piranômetro e a estação A817 do INMET



Fonte: Google Earth

Infelizmente durante o período escolhido para análise, o sistema do INMET não operou continuamente, afetando assim a média mensal. Registrou-se 4 meses com erros de leitura, março, junho, agosto e outubro, em cada um destes meses citados faltou coletar 4 dias de medidas, gerando assim um erro aproximado de 13% nas aquisições de cada um destes meses.

Tabela 15 – Dados de irradiação coletados pela estação A817 do INMET para o ano de 2018.

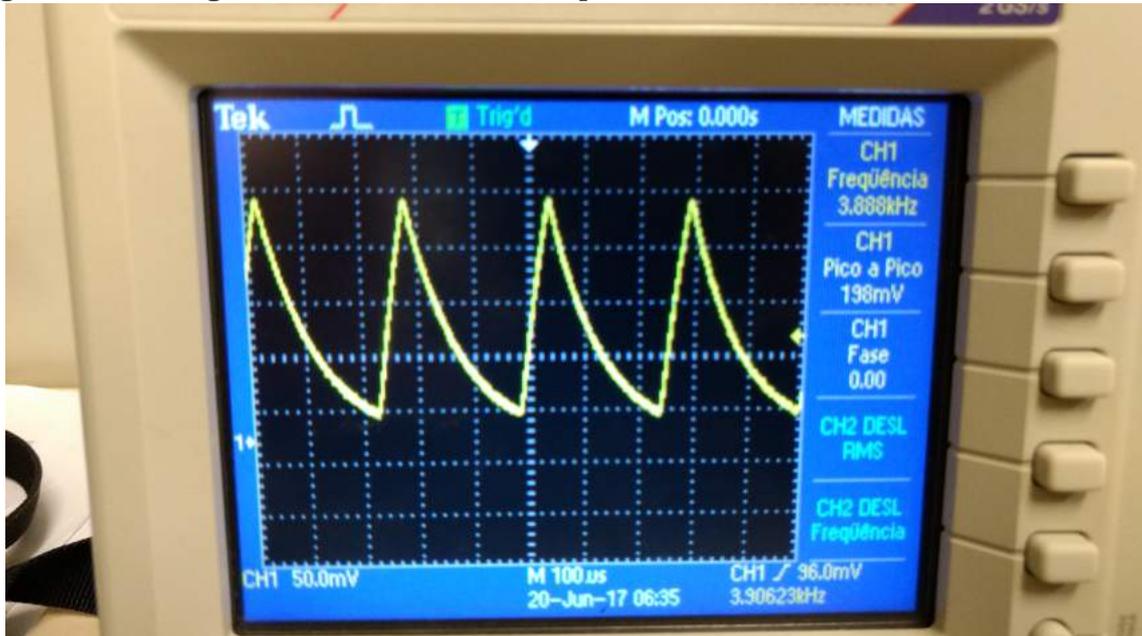
Ano 2018	Dados Inmet (Indaial-A817)
Janeiro	4,9828
Fevereiro	5,0571
Março	3,2405
Abril	4,2195
Maiο	2,8891
Junho	2,0413
Julho	2,6757
Agosto	2,9562
Setembro	3,2657
Outubro	2,8126
Novembro	4,4335
Dezembro	6,2407
Média Anual	3,7345

Fonte: Autoria própria.

4.1.2.1 Dados coletados pelo piranômetro

As medidas apresentadas pelo piranômetro possuem erros, e um ponto que poderia ter elevado o erro em aproximadamente 5% é o fato da saída apresentar um sinal dente de serra conforme mostra a figura 27 e não um sinal linear como era esperado.

Figura 27 – Imagem do sinal de saída do piranômetro



Fonte: Autoria própria.

Explicando melhor como esse problema no sinal de saída pode interferir no resultado final, o microcontrolador é de 10 bits, possuindo assim uma resolução na porta AD de 1024 inteiros. Quando o sinal de corrente que vem do piranômetro é transformado em tensão, é limitado este sinal de 1 a 5 V na porta de entrada do microcontrolador, pois o sinal de corrente é de 4 a 20 mA. Como a porta do microcontrolador faz a leitura de 0 a 5 V, dividiu-se $5/1024 = 4,88$ mV para cada inteiro, como a diferença pico a pico do sinal de saída do piranômetro é de 198 mV, se dividir $198/4,88 = 40$, ou seja, em cada medição pode-se ter uma diferença de 40 inteiros. A equação (12) é a mesma que foi desenvolvida e utilizada no *firmware* do *datalogger* para converter o sinal de corrente enviado do piranômetro em W/m^2 .

$$ad = \left(\frac{(adc - 205) * 1500}{818} \right) \quad (12)$$

Assumindo que a variável "ad" é a variável que recebe o valor que será salvo no cartão SD e que a variável "adc" é a variável que recebe o valor lido pela porta analógica do microcontrolador, através da equação (13) é possível simular quanto 40 inteiros refletem em W/m^2 .

$$ad = \left(\frac{(245 - 205) * 1500}{818} \right) = 73W/m^2 \quad (13)$$

Por este motivo foi projetado um filtro passa baixa na entrada no datalogger, afim de reduzir esta oscilação na leitura do sinal.

Como mostrado anteriormente na tabela 3 onde foi apresentado as principais características do piranômetro instalado, ele não possui um fator de correção, logo, este fator de correção foi adquirido empiricamente. A tabela 16 traz os valores aquisitados pelo piranômetro sem qualquer tipo de correção. Percebe-se quando comparado a tabela 15 que os dados salvos pelo equipamento instalado junto ao sistema 5 tem médias mensais mais altas que os dados disponibilizados pela estação A817 do INMET. Isso não faz sentido, pois o sensor do RK200 faz a leitura de uma faixa espectral menor do que o equipamento instalado na estação do INMET, reforçando assim a necessidade de se determinar um fator de correção.

Tabela 16 – Dados de irradiação coletados pelo piranômetro instalado sem correção no ano de 2018

Ano 2018	Piranômetro
Janeiro	5,5938
Fevereiro	5,6880
Março	4,3156
Abril	4,7878
Maiο	3,3250
Junho	2,6680
Julho	3,0534
Agosto	3,6057
Setembro	3,7943
Outubro	3,6367
Novembro	4,7972
Dezembro	6,8583
média anual	4,3437

Fonte: Autoria própria.

A metodologia escolhida para determinar o fator de correção foi separar estes dados em várias tabelas mês a mês, pondo lado a lado os dados tratados coletados da estação do INMET A817 e os dados coletados através do piranômetro. Dividindo um pelo outro e eliminando os valores superiores a 0,96 e os inferiores a 0,65 para cada mês chegou-se a um fator de correção mensal, que somados e divididos por 12 obtive-se o valor

médio de 0,8722. Para fins de comparação a tabela 17 nos mostra os dados do INMET, do piranômetro e do piranômetro corrigido.

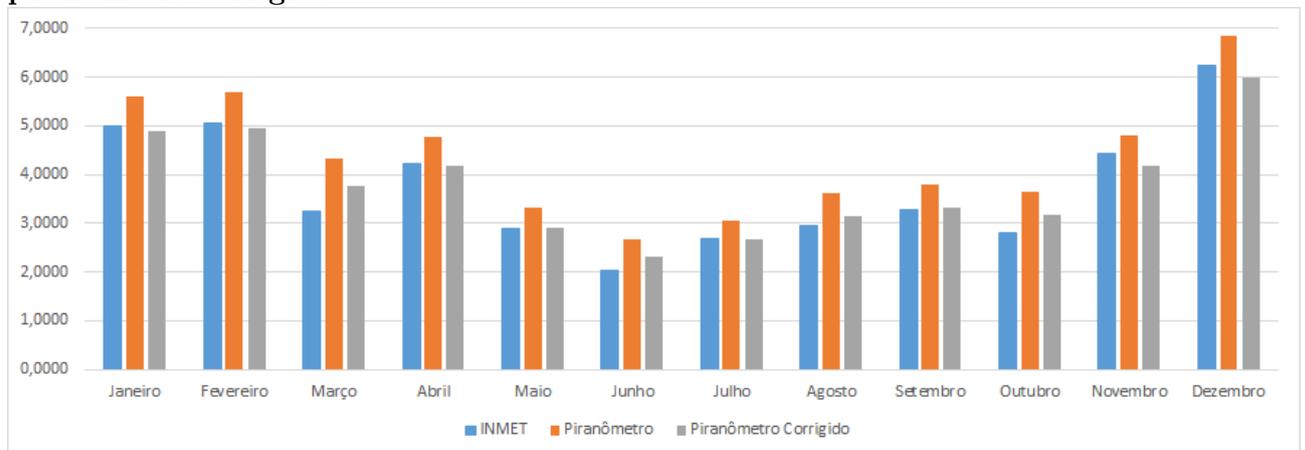
Tabela 17 – Comparação entre os dados de irradiação do INMET, piranômetro e piranômetro corrigido

Ano 2018	Inmet	Piranômetro	Fator de Correção	Piranômetro Corrigido
Janeiro	4,9828	5,5938	0,8783	4,8787
Fevereiro	5,0571	5,6880	0,8897	4,9608
Março	3,2405	4,3156	0,8684	3,7639
Abril	4,2195	4,7878	0,8751	4,1757
Maiο	2,8891	3,3250	0,8746	2,8999
Junho	2,0413	2,6680	0,8669	2,3269
Julho	2,6757	3,0534	0,8805	2,6631
Agosto	2,9562	3,6057	0,8758	3,1448
Setembro	3,2657	3,7943	0,8667	3,3092
Outubro	2,8126	3,6367	0,8581	3,1718
Novembro	4,4335	4,7972	0,8453	4,1839
Dezembro	6,2407	6,8583	0,8865	5,9816
Média anual	3,7345	4,3437	0,8722	3,7884

Fonte: Autoria própria.

A figura 28 apresenta de forma visual os dados contidos na tabela 17.

Figura 28 – Gráfico comparativo entre os dados do INMET, piranômetro e piranômetro corrigido



Fonte: Autoria própria

4.1.3 Apresentação dos Índices de mérito dos sistemas estudados

Como apresentado anteriormente os conceitos dos índices de mérito na seção 2.2.4, nesta seção apenas farei a aplicação das fórmulas apresentadas nas equações (1), (2) e (3).

4.1.3.1 YIELD ou produtividade dos sistemas estudados

A produtividade é a relação entre a energia gerada (kWh) e a potência FV instalada (kWp), neste caso faz-se o cálculo da produtividade mensal afim de obter a produtividade anual de cada sistema. A tabela 18 expõe os valores de produtividade calculados para os sistemas analisado do 1 ao 5, enquanto que a tabela 19 trás os valores da produtividade para os sistemas 6 ao 10.

Tabela 18 – Produtividade mensal e anual dos sistemas 1 ao 5

Sistema	1	2	3	4	5
Janeiro	124,56	104,09	126,62	127,76	117,67
Fevereiro	115,27	102,55	116,10	113,26	110,56
Março	99,96	85,44	97,51	99,61	94,18
Abril	113,36	89,48	103,15	110,27	109,69
Maiο	84,86	56,67	68,68	77,24	83,92
Junho	65,88	41,02	55,47	62,05	66,30
Julho	80,50	51,98	61,51	75,40	78,99
Agosto	88,59	70,89	72,49	84,66	89,17
Setembro	80,83	71,69	79,30	82,66	81,91
Outubro	78,07	68,85	77,24	78,12	75,74
Novembro	105,37	91,90	104,71	105,11	101,12
Dezembro	140,92	129,66	146,13	138,84	141,04
Média anual	98,18	80,35	92,41	96,25	95,86
Total anual	1178,16	964,22	1108,93	1154,98	1150,31

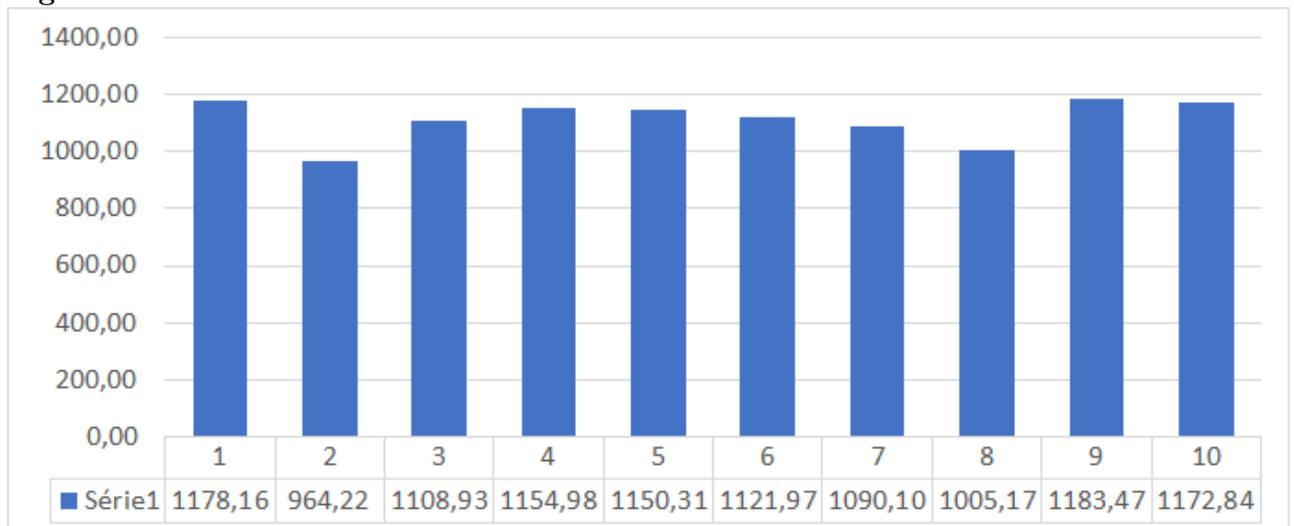
Fonte: Autoria própria.

Tabela 19 – Produtividade mensal e anual dos sistemas 6 ao 10

Sistema	6	7	8	9	10
Janeiro	114,27	124,83	123,31	125,91	122,39
Fevereiro	114,42	111,07	107,91	115,18	116,76
Março	94,20	95,83	92,79	99,73	95,82
Abril	101,74	92,64	101,22	116,39	103,40
Mai	71,41	69,35	72,79	80,79	76,82
Junho	52,76	51,88	55,13	62,62	55,01
Julho	65,35	65,08	66,14	76,69	68,90
Agosto	81,19	80,63	78,31	87,65	87,28
Setembro	82,64	79,17	75,15	83,48	89,61
Outubro	78,67	76,74	55,69	75,74	84,66
Novembro	119,94	103,12	39,40	104,55	124,73
Dezembro	145,37	139,74	137,31	154,74	147,46
Média anual	93,50	90,84	83,76	98,62	97,74
Total anual	1121,97	1090,10	1005,17	1183,47	1172,84

Fonte: Autoria própria.

A figura 29 resume as informações contidas nas tabelas 18 e 19, expondo apenas a produtividade anual de cada sistema.

Figura 29 – Produtividade anual dos sistemas analisados

Fonte: Autoria própria

4.1.3.2 Performance Ratio ou Taxa de desempenho dos sistemas estudados

Este índice quantiza as perdas globais incutidas no sistema, representando desta forma a capacidade real do sistema converter a radiação solar presente no mesmo plano inclinado dos painéis em eletricidade (BENEDITO, 2009). Importante lembrar que a irradiação presente do denominador da equação (2) tem que ser multiplicado pela quantidade de dias do mês para se obter a taxa de desempenho mensal.

As tabelas 20 e 21 apresentam os valores calculados referente a taxa de desempenho dos sistemas analisados. Os dados de irradiação usados como base de cálculo são os dados fornecido pela estação do INMET de Indaial.

Tabela 20 – Taxa de desempenho dos sistemas 1 ao 5

Sistema	1	2	3	4	5
Janeiro	80,49%	67,38%	81,50%	82,21%	76,34%
Fevereiro	80,28%	72,92%	80,95%	79,41%	77,29%
Março	84,63%	74,51%	83,13%	85,91%	79,87%
Abril	82,11%	71,27%	76,54%	84,70%	79,31%
Maiο	86,35%	63,47%	71,84%	83,63%	85,13%
Junho	85,32%	58,13%	73,79%	85,54%	85,60%
Julho	87,67%	62,82%	68,99%	87,94%	85,65%
Agosto	79,82%	69,71%	66,85%	80,63%	80,19%
Setembro	79,29%	72,81%	78,54%	82,97%	80,38%
Outubro	74,38%	66,54%	73,84%	75,22%	72,29%
Novembro	78,71%	69,07%	78,12%	78,59%	75,78%
Dezembro	73,61%	67,42%	75,66%	71,52%	74,12%
Média anual	81,05%	68,01%	75,81%	81,52%	79,33%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 21 – Taxa de desempenho dos sistemas 6 ao 10

Sistema	6	7	8	9	10
Janeiro	75,00%	80,28%	80,93%	81,19%	79,23%
Fevereiro	82,66%	78,63%	77,95%	80,20%	83,13%
Março	83,05%	84,00%	81,80%	84,70%	83,79%
Abril	82,24%	75,30%	81,81%	85,21%	83,19%
Maió	81,08%	79,56%	82,65%	83,18%	86,92%
Junho	75,68%	75,55%	79,08%	81,98%	78,81%
Julho	80,03%	80,83%	81,01%	84,52%	84,19%
Agosto	80,98%	80,82%	78,12%	79,78%	86,66%
Setembro	84,84%	81,08%	77,15%	82,18%	91,37%
Outubro	76,74%	74,39%	54,32%	72,24%	81,86%
Novembro	91,28%	77,24%	29,99%	78,03%	93,75%
Dezembro	76,92%	71,61%	72,66%	80,47%	76,61%
Média anual	80,87%	78,28%	73,12%	81,14%	84,13%

Fonte: Autoria própria.

As tabelas 22 e 23 apresentam os valores da taxa de desempenho dos sistemas analisados, no entanto, os dados de irradiação considerados para este cálculo da taxa de desempenho são os dados coletados pelo piranômetro aplicando-se um fator de correção.

Tabela 22 – Taxa de desempenho dos sistemas 1 ao 5 considerando os dados corrigidos do piranômetro

Sistema	1	2	3	4	5
Janeiro	81,57%	68,32%	82,62%	83,36%	77,39%
Fevereiro	80,28%	72,92%	80,95%	79,41%	77,29%
Março	83,27%	73,32%	81,75%	84,53%	78,53%
Abril	82,83%	71,75%	77,16%	85,33%	79,94%
Maiο	85,65%	63,01%	71,20%	83,05%	84,47%
Junho	86,59%	58,91%	74,86%	86,68%	86,84%
Julho	86,85%	62,36%	68,37%	87,24%	84,88%
Agosto	84,20%	72,89%	70,35%	84,66%	84,58%
Setembro	78,73%	72,35%	77,98%	82,49%	79,86%
Outubro	79,14%	70,74%	78,65%	80,05%	76,90%
Novembro	85,96%	75,36%	85,30%	85,90%	82,72%
Dezembro	75,44%	69,12%	77,61%	73,37%	75,97%
Média anual	82,54%	69,25%	77,23%	83,01%	80,78%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 23 – Taxa de desempenho dos sistemas 6 ao 10 considerando os dados corrigidos do piranômetro

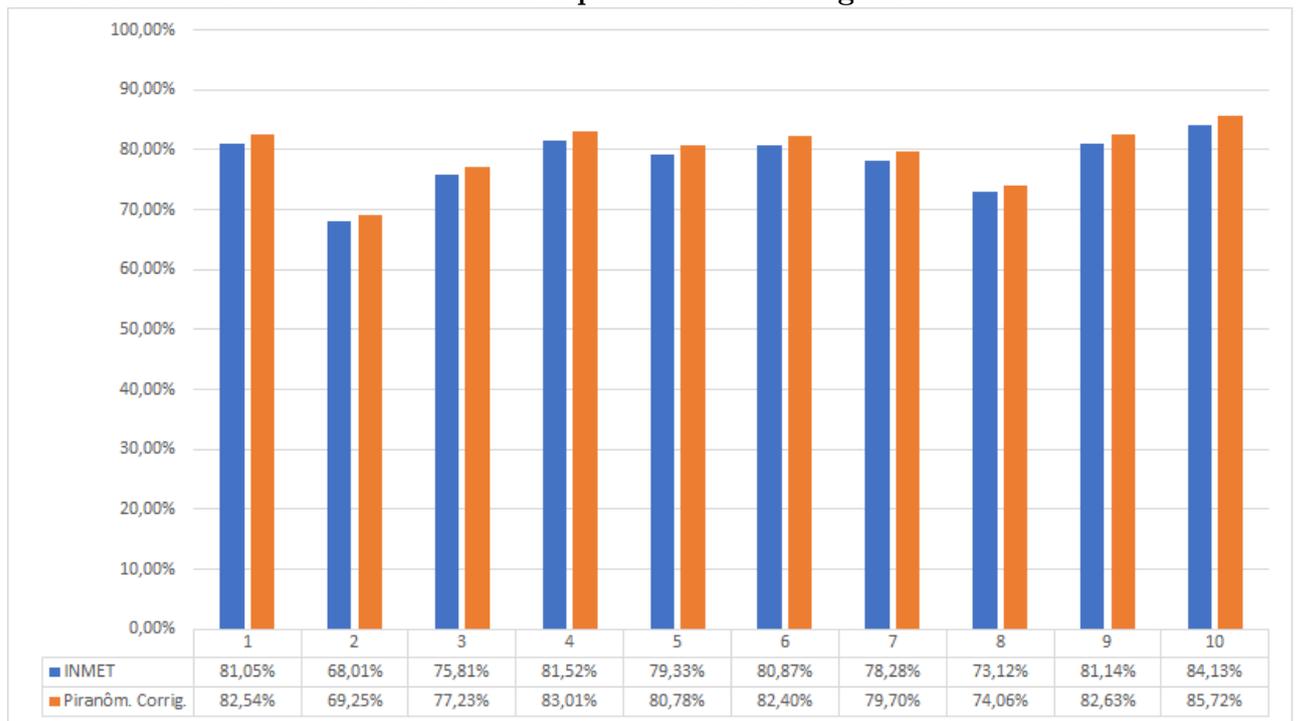
Sistema	6	7	8	9	10
Janeiro	76,00%	81,43%	82,02%	82,31%	80,33%
Fevereiro	82,66%	78,63%	77,95%	80,20%	83,13%
Março	81,84%	82,68%	80,61%	83,30%	82,49%
Abril	82,82%	75,84%	82,39%	85,89%	83,76%
Maiο	80,54%	79,03%	82,10%	82,53%	86,35%
Junho	76,66%	76,45%	80,11%	83,26%	79,77%
Julho	79,45%	80,31%	80,43%	83,75%	83,59%
Agosto	84,59%	84,42%	81,60%	84,00%	90,47%
Setembro	84,35%	80,61%	76,70%	81,68%	90,81%
Outubro	81,52%	79,14%	57,71%	76,90%	87,05%
Novembro	99,46%	84,43%	32,67%	85,21%	102,31%
Dezembro	78,84%	73,49%	74,47%	82,52%	78,58%
Média anual	82,40%	79,70%	74,06%	82,63%	85,72%

Fonte: Autoria própria.

É nítido que as médias anuais quando considerado para a base do cálculo os dados fornecidos pela estação do INMET Indaial e os dados corrigidos coletados pelo piranômetro se aproximam bastante, inclusive apresentam médias mais próximas as esperadas. De forma inconsistente com a realidade, em novembro o Sistema 10 apresentou um valor maior que 100%, como se o sistema tivesse gerado mais energia do que recebeu de irradiação. Uma explicação plausível é que na área onde se encontra o piranômetro poderia ter uma incidência maior de nuvens do que no local onde encontra-se instalado o Sistema 10. Este caso isolado não foi o suficiente para fazer com que a média anual destoasse do esperado.

Afim de facilitar a análise das informações contidas nas tabelas 20, 21, 22 e 23 a figura 30 unifica e resume os dados da taxa de desempenho dos sistemas analisados considerando os dados coletados na estação do INMET-Indaial e do piranômetro com correção.

Figura 30 – Gráfico comparativo entre as taxas de desempenho considerando na base de cálculo os dados do INMET e piranômetro corrigido



Fonte: Autoria própria

4.1.3.3 Fator de Capacidade

O fator de capacidade é calculado pela equação (3) e compara a capacidade de geração entre diferentes fontes de energia, isso porque este índice faz a consideração de

que o sistema operaria de forma contínua na potência nominal durante um período de um ano inteiro (TONIN; URBANETZ, 2016). As tabelas 24 e 25 apresenta o fator de capacidade dos sistemas 1 ao 5 e do 6 ao 10 respectivamente.

Tabela 24 – Fator de Capacidade dos sistemas analisados 1 ao 5.

Sistema	1	2	3	4	5
Janeiro	16,74%	13,99%	17,02%	17,17%	15,82%
Fevereiro	15,49%	13,78%	15,60%	15,22%	14,86%
Março	13,43%	11,48%	13,11%	13,39%	12,66%
Abril	15,24%	12,03%	13,86%	14,82%	14,74%
Maiο	11,41%	7,62%	9,23%	10,38%	11,28%
Junho	8,86%	5,51%	7,46%	8,34%	8,91%
Julho	10,82%	6,99%	8,27%	10,13%	10,62%
Agosto	11,91%	9,53%	9,74%	11,38%	11,99%
Setembro	10,86%	9,64%	10,66%	11,11%	11,01%
Outubro	10,49%	9,25%	10,38%	10,50%	10,18%
Novembro	14,16%	12,35%	14,07%	14,13%	13,59%
Dezembro	18,94%	17,43%	19,64%	18,66%	18,96%
Média anual	13,20%	10,80%	12,42%	12,94%	12,88%

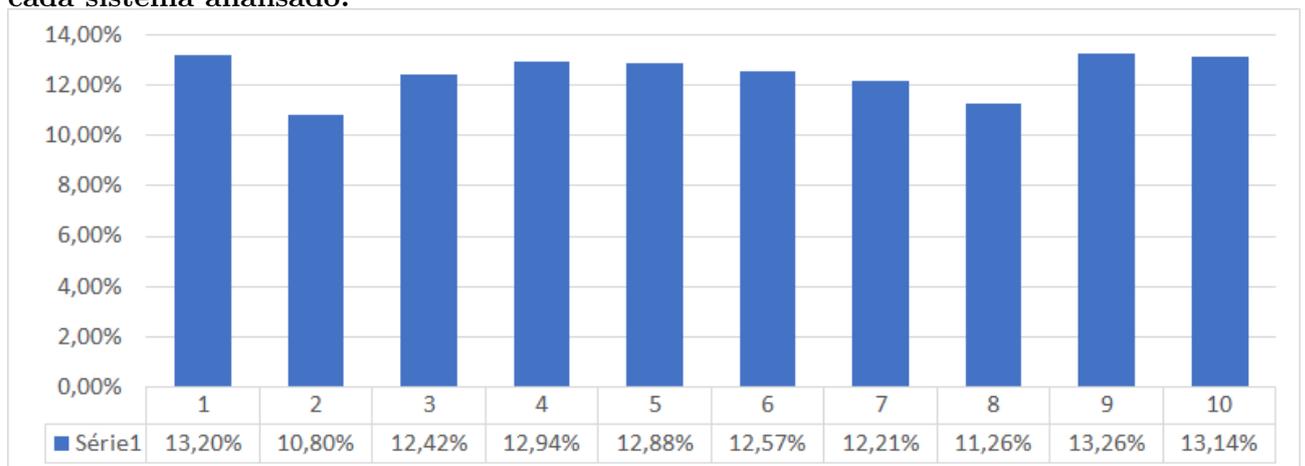
Fonte: Autoria própria.

Tabela 25 – Fator de Capacidade dos sistemas analisados 6 ao 10.

Sistema	6	7	8	9	10
Janeiro	15,36%	16,78%	16,57%	16,92%	16,45%
Fevereiro	15,38%	14,93%	14,50%	15,48%	15,69%
Março	12,66%	12,88%	12,47%	13,40%	12,88%
Abril	13,67%	12,45%	13,60%	15,64%	13,90%
Maiο	9,60%	9,32%	9,78%	10,86%	10,33%
Junho	7,09%	6,97%	7,41%	8,42%	7,39%
Julho	8,78%	8,75%	8,89%	10,31%	9,26%
Agosto	10,91%	10,84%	10,53%	11,78%	11,73%
Setembro	11,11%	10,64%	10,10%	11,22%	12,04%
Outubro	10,57%	10,31%	7,48%	10,18%	11,38%
Novembro	16,12%	13,86%	5,30%	14,05%	16,77%
Dezembro	19,54%	18,78%	18,46%	20,80%	19,82%
Média anual	12,57%	12,21%	11,26%	13,26%	13,14%

Fonte: Autoria própria.

A figura 31 apresenta de forma gráfica a média anual de cada sistema analisado, estas informações estão contidas nas tabelas 24 e 25.

Figura 31 – Gráfico comparativo entre as médias anuais do fator de capacidade de cada sistema analisado.

Fonte: Autoria própria

4.1.4 Estimativa de energia gerada

A estimativa de geração levará em conta a irradiação solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos, serão feitos dois cálculos distintos, um considerando os dados coletados pela estação do INMET-Indaial e outro com os dados coletados e corrigidos do piranômetro. Para esta estimativa de geração de energia será utilizada a equação (14), optou-se por manter o valor da taxa de desempenho fixa em 0,75 que é academicamente aceita como valor padrão para dimensionamentos de sistemas fotovoltaicos.

$$E = \left(\frac{Pot_{FV} \cdot H_{tot} \cdot PR}{G} \right) \quad (14)$$

Cada elemento da fórmula é descrito abaixo:

E = Energia Gerada

P_{FV} = Potência do painel fotovoltaico (kW)

H_{tot} = Irradiação solar incidente no plano com a mesma inclinação dos módulos FV (kWh/(m².dia))

PR = Taxa de desempenho

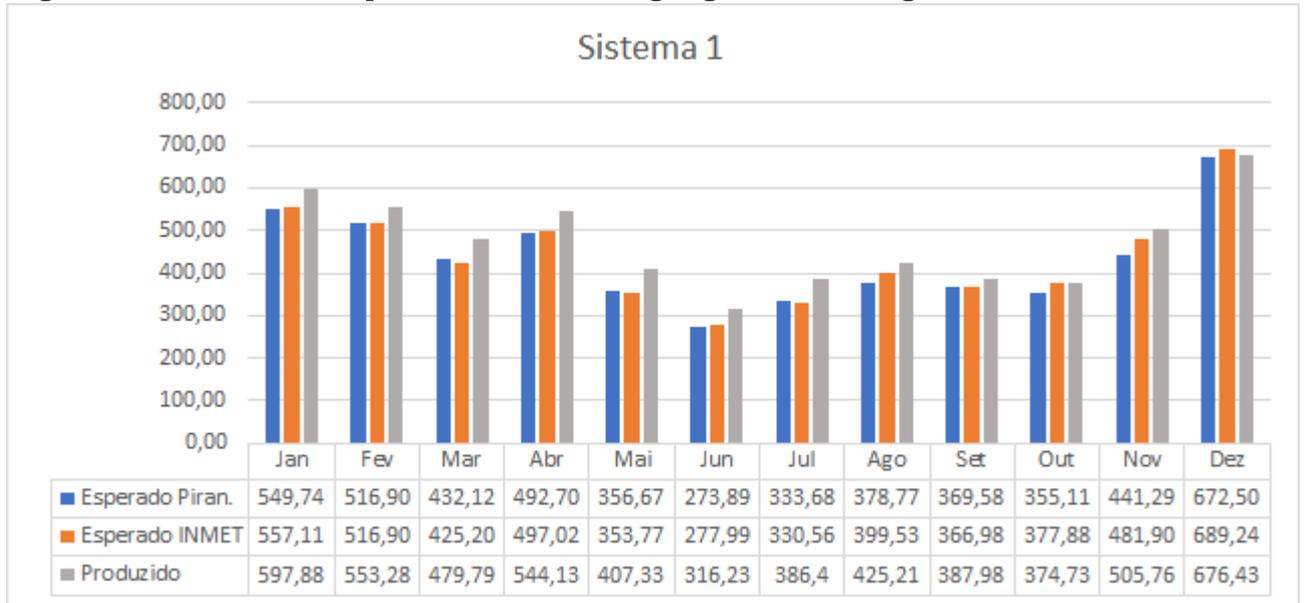
G = Fator de correção de unidades, que para este caso é 1.

Afim de obter o H_{tot} adequado para cada sistema, criou-se uma estação no RADIUSOL com o intuito de calcular a produção de energia estimada considerando os dados do INMET-Indaial, adequando na estação do RADIUSOL para a inclinação e desvio azimutal compatível para este sistema, a produção de energia estimada considerando os dados corrigidos do piranômetro, adequando na estação do RADIUSOL para a inclinação e desvio azimutal compatível para cada uma dos 10 sistemas estudados.

4.1.4.1 Sistema 1 - Comparação entre energia produzida e estimada

A figura 12 apresenta a energia estimada para os casos considerando a estação do INMET-Indaial, os dados corrigidos do piranômetro e propriamente a energia gerada pelo Sistema 1.

Figura 32 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.



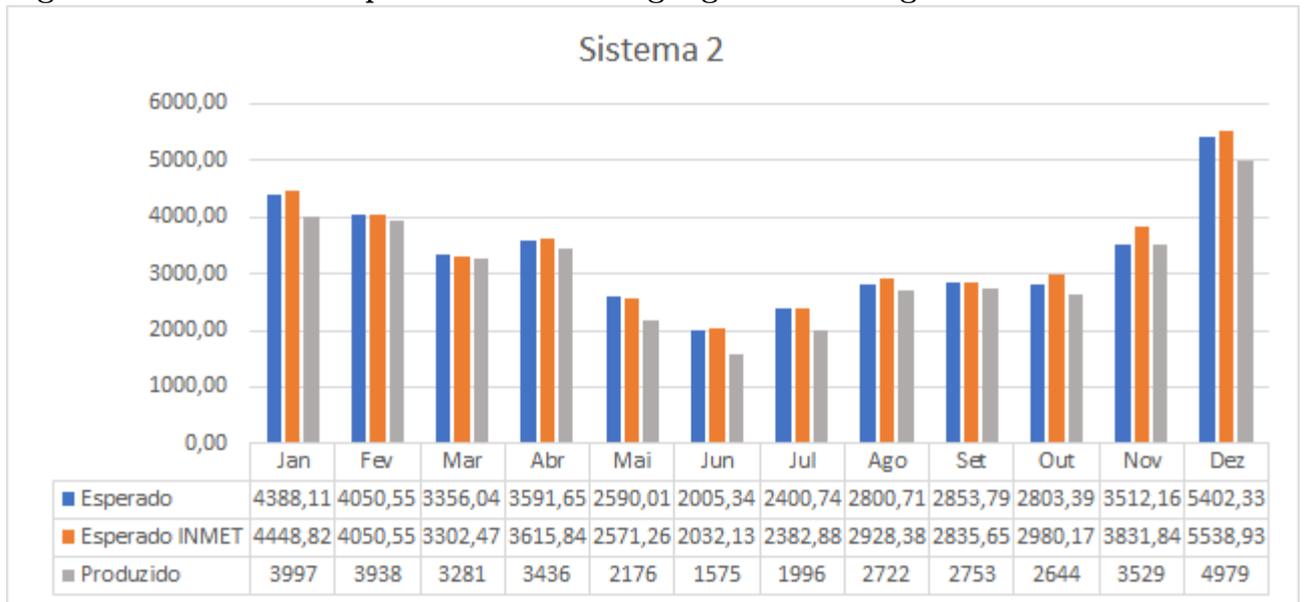
Fonte: Autoria própria

É possível verificar que a energia gerada foi maior do que a energia estimada para ambos os casos, com a ressalva para os meses de outubro e dezembro, que a energia esperada considerando os dados do INMET-Indaial superou a energia gerada.

4.1.4.2 Sistema 2 - Comparação entre energia produzida e estimada

A comparação entre a energia produzida e a estimada considerando as duas bases de dados, piranômetro corrigido e o INMET-Indaial, é representada graficamente pela figura 13.

Figura 33 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.



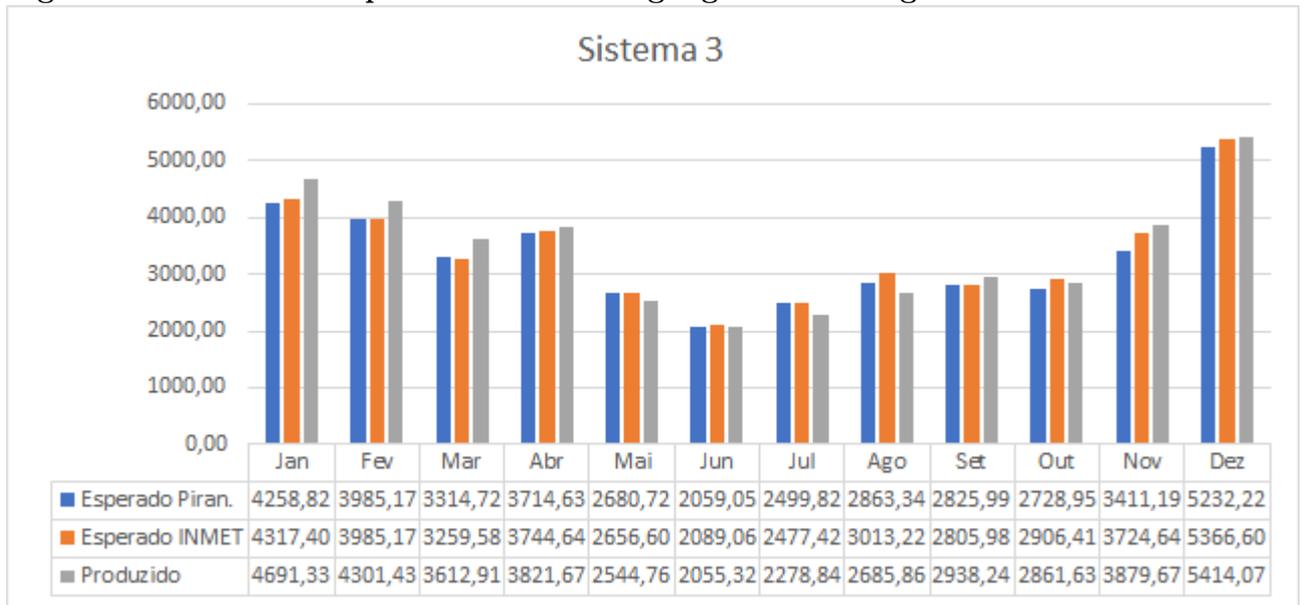
Fonte: Autoria própria

Nota-se facilmente que o Sistema 2 produz menos energia do que o estimado para ambas as situações, apresentando uma defasagem média anual de 9% considerando os dados do INMET-Indaial e uma defasagem média de 8% quando comparada a energia esperada com a base de dados do piranômetro.

4.1.4.3 Sistema 3 - Comparação entre energia produzida e estimada

A figura 34 apresenta a energia estimada para os casos considerando a estação do INMET-Indaial, os dados corrigidos do piranômetro e a energia gerada pelo Sistema 3.

Figura 34 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.



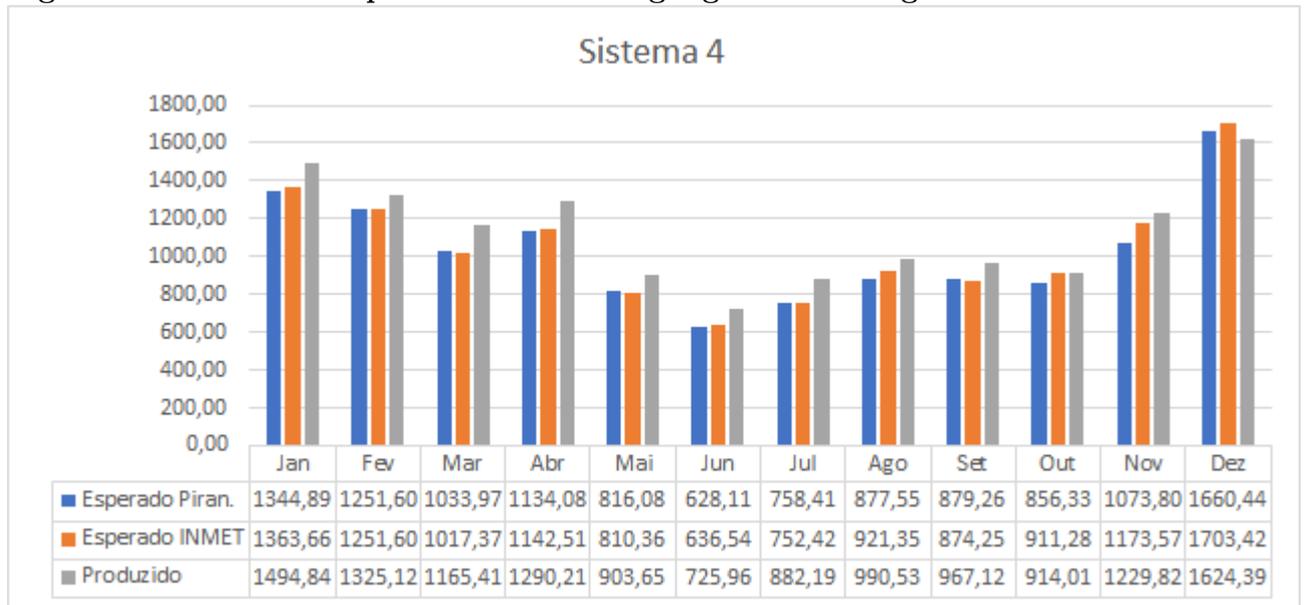
Fonte: Autoria própria

O sistema apresenta zero de desvio azimutal e uma inclinação de 10° , o fato do sistema ter sido instalado com uma inclinação bem menor do que a adequada para a região (27°), favorece a produção de energia nos meses com maior incidência de irradiação. Deste modo, os meses de maio, junho, julho, agosto e outubro produziu menos do que o esperado quando comparado aos dados oficiais do INMET-Indaial.

4.1.4.4 Sistema 4 - Comparação entre energia produzida e estimada

Para o Sistema 4 apenas no mês de dezembro de 2018 o sistema gerou menos do que o estimado para ambas as bases de cálculo, INMET e piranômetro. Mesmo assim, o Sistema 4 produziu na média anual 9% a mais do que era esperado considerando os dados do INMET como referencia conforme pode-se observar na figura 35.

Figura 35 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.

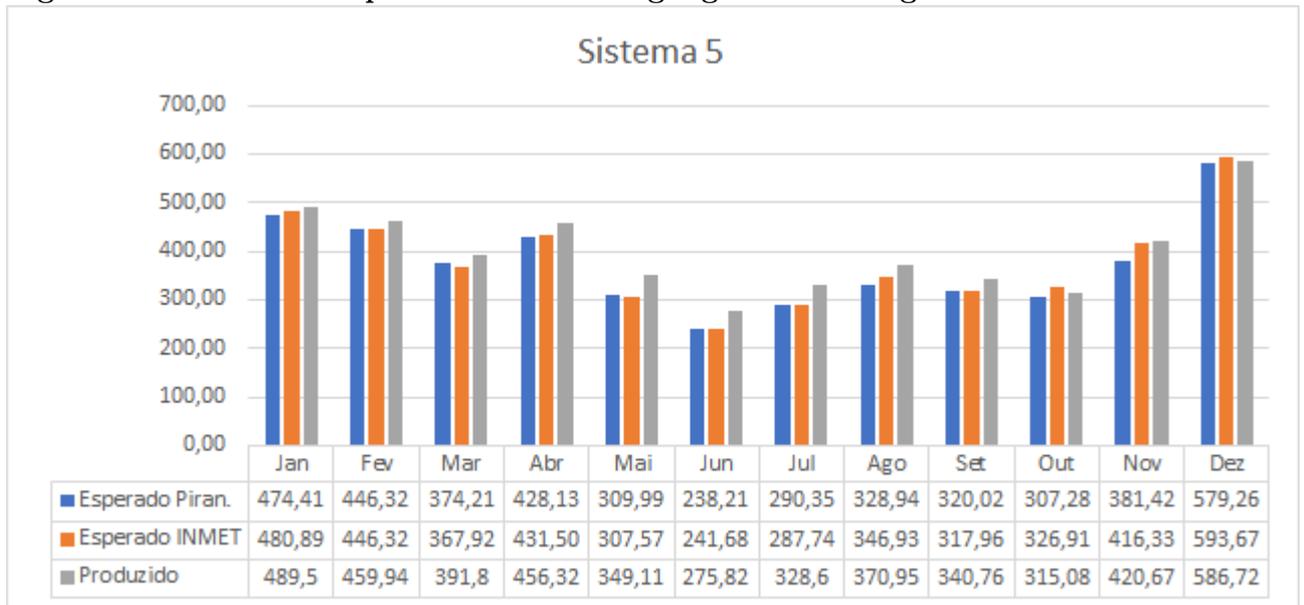


Fonte: Autoria própria

4.1.4.5 Sistema 5 - Comparação entre energia produzida e estimada

O Sistema 5 é o sistema base da pesquisa, junto a esta planta foi instalado o piranômetro. Para o local da instalação do piranômetro foi escolhido o ponto mais alto e conseqüentemente o ponto com o menor índice de sombreamento. A figura 36 trás de forma gráfica a comparação entre a energia gerada pela planta, a energia esperada considerando os dados do INMET-Indaial e os dados do piranômetro. A diferença média anual entre a energia esperada e a energia gerada para este caso foi de 6% a mais quando considerado os dados do INMET-Indaial e de 8% considerando os valores do piranômetro. Alguns dos motivos pelo qual o valor esperado considerando os dados coletados pelo piranômetro e a energia gerada não coincidem são, o fator de correção aplicado nos dados coletados pelo piranômetro foi concebido através de médias dos doze meses analisados, agregando assim um erro. Outro possível motivo é que o valor de desempenho PR utilizado para calcular a energia esperada foi de 0,75, que é um valor bem aceito academicamente, porém, pode não representar bem o verdadeiro valor de desempenho do sistema.

Figura 36 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.

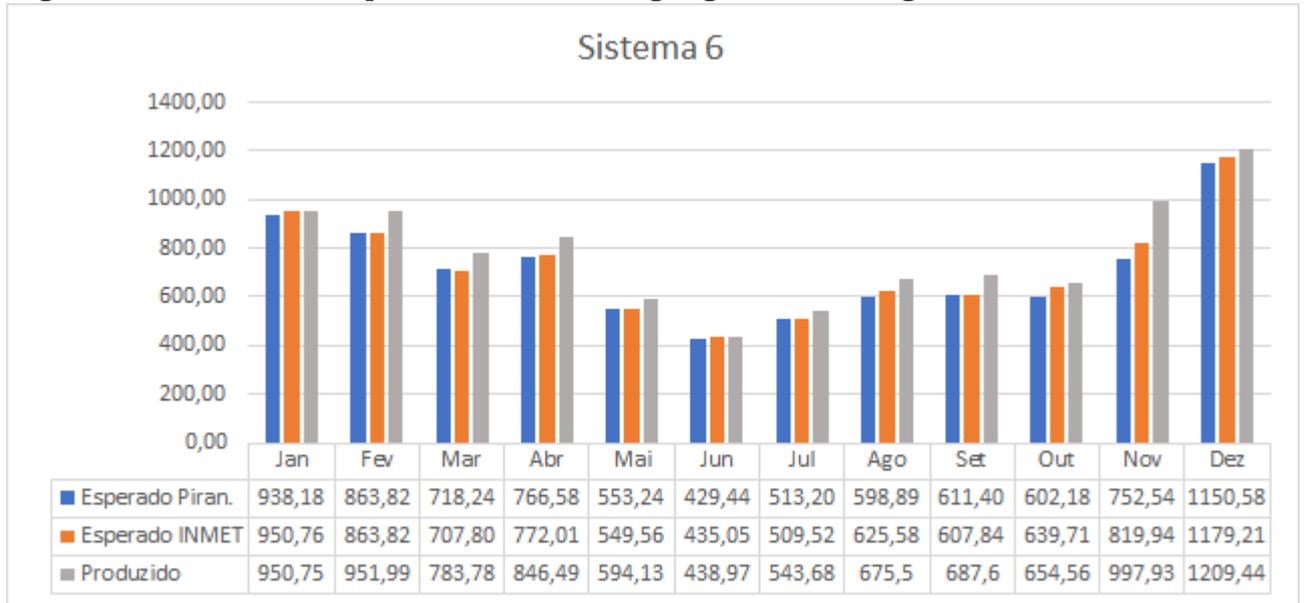


Fonte: Autoria própria

4.1.4.6 Sistema 6 - Comparação entre energia produzida e estimada

O Sistema 6 produziu a mais ou igual a produção estimada considerando os dados do INMET-Indaial, isto fica claro na figura 37, a maior discrepância foi no mês de novembro, gerando 22% a mais do que o esperado. Esta diferença tão acentuada em apenas um dos meses chama a atenção, e possivelmente foi ocasionada por ter ocorrido apenas uma incidência maior de nuvens sobre a estação do INMET-Indaial e não sobre o Sistema 6. Isto é perfeitamente possível, levando-se em conta que o Sistema 6 encontra-se a pouco mais de 24km de distância da estação do INMET.

Figura 37 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.

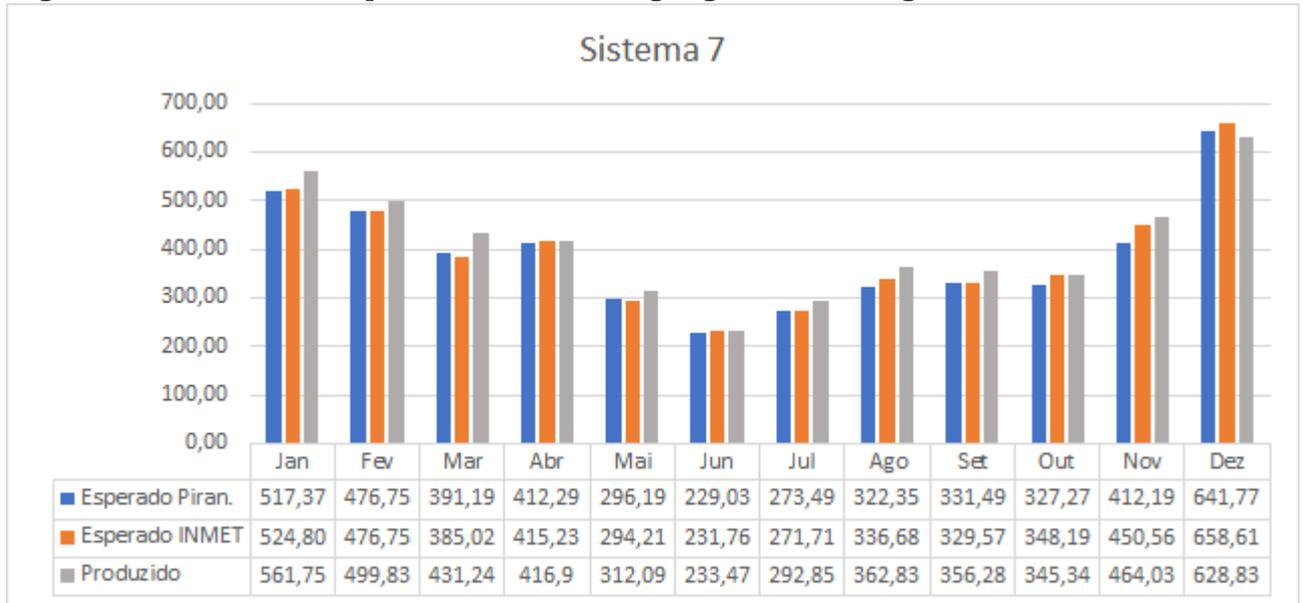


Fonte: Autoria própria

4.1.4.7 Sistema 7 - Comparação entre energia produzida e estimada

A figura 38 apresenta a energia estimada para os casos considerando a estação do INMET-Indaial, os dados corrigidos do piranômetro e a energia gerada pelo Sistema 7 que se mostrou bem próxima aos valores esperados. O mês de março foi o mês que apresentou a maior diferença positiva entre a energia gerada e a esperada, chegando a 12% a mais.

Figura 38 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.

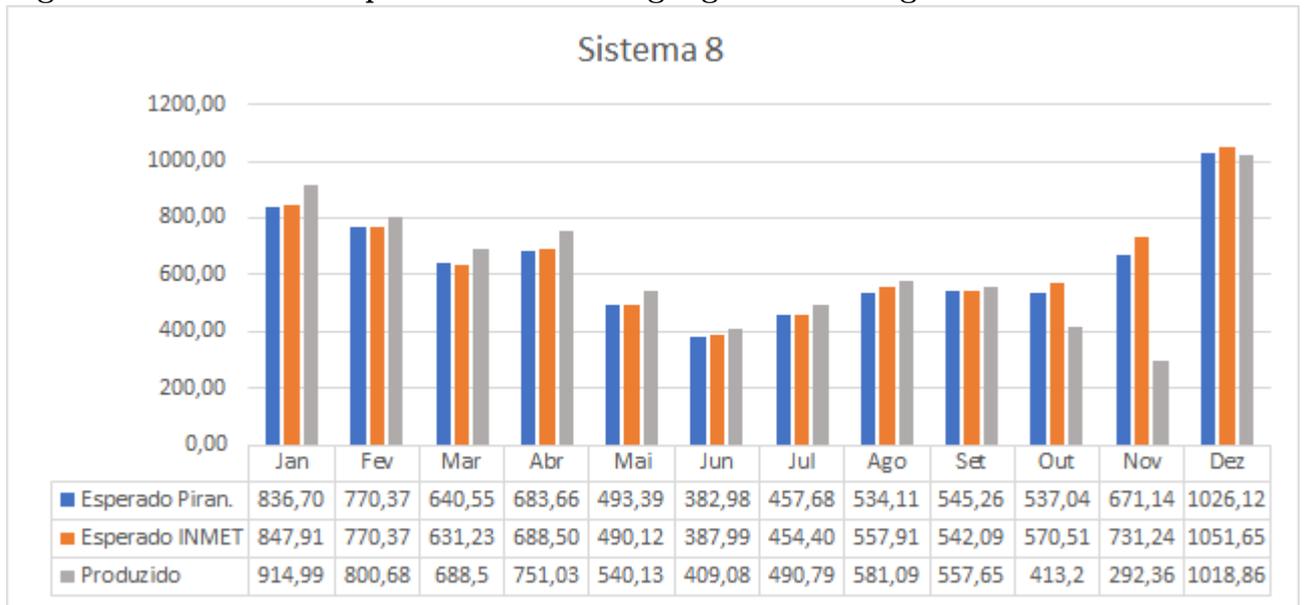


Fonte: Autoria própria

4.1.4.8 Sistema 8 - Comparação entre energia produzida e estimada

O Sistema 8 apresenta uma particularidade nos meses de outubro e novembro, houve um problema de comunicação e com isso deixou de armazenar os dados de geração entre os dias 25 de outubro a 19 de novembro de 2018. Gerando assim um impacto negativo nos índices de mérito calculados.

Figura 39 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.

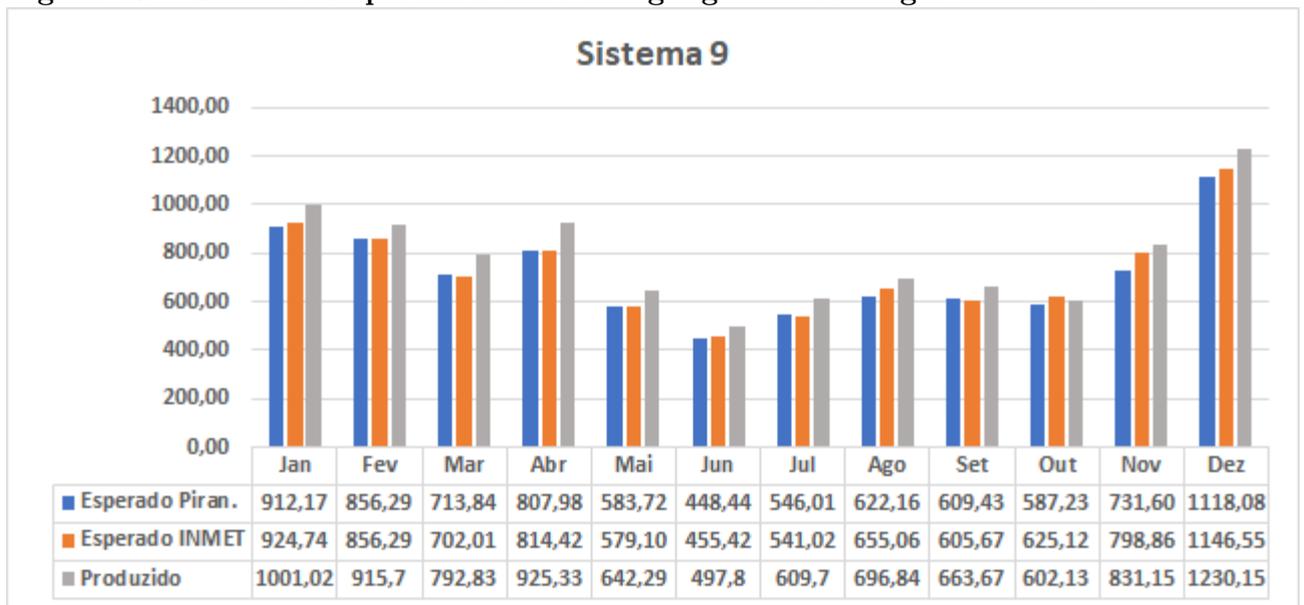


Fonte: Autoria própria

4.1.4.9 Sistema 9 - Comparação entre energia produzida e estimada

Conforme a figura 40 é possível observar que apenas no mês de outubro o Sistema 9 produziu menos do que o esperado considerando os dados do INMET-Indaial, porém, mais energia de quando considerado os dados salvos pelo piranômetro.

Figura 40 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.

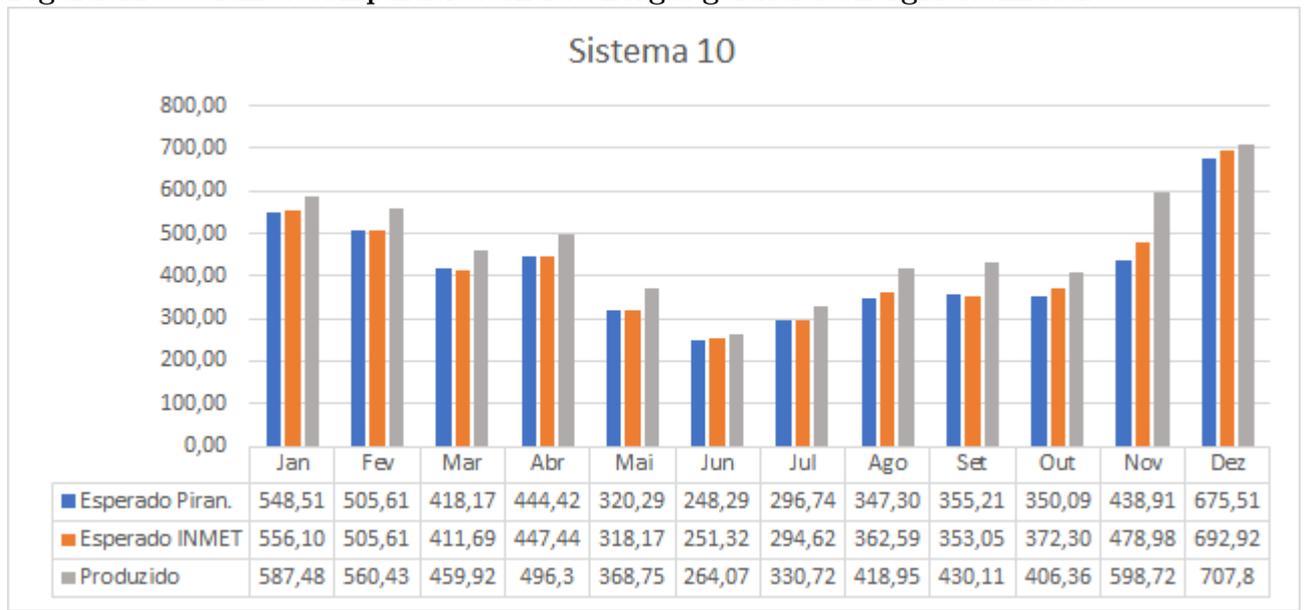


Fonte: Autoria própria

4.1.4.10 Sistema 10 - Comparação entre energia produzida e estimada

O Sistema 10 foi o que apresentou uma produtividade maior do que a esperada para todo o ano de 2018.

Figura 41 – Gráfico comparativo entre energia gerada e energia estimada.



Fonte: Autoria própria

Este sistema foi também o que apresentou o maior fator de desempenho entre os sistemas estudados, tendo uma média anual de 84,13%, mas foi também o que apresentou a maior diferença entre os sistemas, 1,59% quando considerado para fins de cálculo os dados do INMET e os dados coletados pelo piranômetro instalado junto ao Sistema 5.

5 CONCLUSÕES

Os SFVCR estudados estão concentrados na cidade de Blumenau, sendo que a maioria dos sistemas se encontram instalados em residências. Do total de dez sistemas analisados, oito são residenciais e dois comerciais. Nenhum dos sistemas estudados apresentavam as características ideais de instalação, reforçando assim a ideia de que é perfeitamente possível integrar os sistemas FV a estruturas já edificadas no meio urbano mesmo que não tenham sido pensadas e preparadas previamente para receber este tipo de sistema de geração. Apesar de serem sistemas distintos e instalados por diferentes empresas, todos os sistemas utilizam inversores da ABB de diferentes potências e módulos policristalinos.

Todos os sistemas acompanhados operaram ininterruptamente durante o ano de 2018 sem que houvesse a necessidade de reparos ou troca de equipamento, sendo assim, foram feitas apenas as limpezas programadas dos módulos. Já o mesmo não se pode dizer do sistema de coleta de dados da estação do INMET A817 localizada na cidade de Indaial, onde quatro meses apresentaram falhas de comunicação. Coincidentemente quatro dias em cada um dos quatro meses, gerando assim um erro de aproximadamente 13% na média mensal destes meses em questão.

O piranômetro instalado juntamente ao Sistema 5 vem registrando de segundo em segundo desde a sua instalação em meados de novembro de 2017. Os dados após aplicado um fator de correção, foram utilizados juntamente com os dados da estação do INMET para o cálculo dos índices de mérito de cada sistema. Comparando-se os índices de produtividade observa-se que o Sistema 9 obteve o melhor desempenho nesse quesito, seguido dos sistemas 1 e 10. O Sistema 8 apresentou um problema de comunicação entre os dias 25/10 ao dia 19/11, perdendo-se assim os dados de geração entre este período, isso também justifica os baixos índices de desempenho nestes dois meses. Já o Sistema 2 apresenta uma área de sombreamento ocasionada por árvores próximas ao sistema, segundo simulações feitas via software, este sombreamento tem um impacto de 15% sobre a área do painel ao longo do dia.

Quando analisada a taxa de desempenho dos sistemas, observa-se dois valores próximos, porém, distintos de taxa de desempenho. Isso se deve por ter sido calculado utilizando os dados oficiais do INMET Indaial e os dados coletados e corrigidos do piranômetro. O sistema que apresentou o melhor desempenho para ambas as situações foi o Sistema 10, considerando os dados do INMET ele obteve uma média anual de 84,13%,

e quando utilizado os dados do piranômetro corrigido a taxa de desempenho foi 1,59% superior quando comparada a média anual com os dados do INMET, totalizando assim uma média de 85,72%. Os outros dois sistemas que apresentaram a segunda e a terceira melhor taxa de desempenho são respectivamente os sistemas 4 e 9 para ambas as situações de cálculo. Tanto o Sistema 4 quanto o 9 apresentaram um uma diferença de 1,49% a mais quando comparado aos dados do INMET.

O fator de capacidade leva em consideração a energia gerada pelo sistema, portanto, faz sentido que os três sistemas que tenham mais destaque neste quesito sejam os mesmos que se destacaram no índice de produtividade. Dessa forma, o sistema que apresenta o maior índice de fator de capacidade é o 9 seguido dos sistemas 1 e 10.

Fazendo-se as médias da energia anual gerada e da energia calculada esperada considerando os dados do INMET percebe-se que justamente os sistemas 2 e 8 que apresentaram uma taxa de desempenho menor que 0,75 (usada para calcular a energia esperada) são os que apresentaram uma média de geração anual menor do que a esperada. O Sistema 8 foi prejudicado pela falha de comunicação com o sistema que armazena os dados de geração, considerando a média anual o sistema produziu 3,56% a menos do que o esperado. Mas, fazendo-se a média apenas dos dez meses onde o sistema armazenou 100% dos dados ele gerou 5,8% a mais. Já no caso do Sistema 2 a produção é afetada pela área de sombreamento que incide sobre o painel fotovoltaico, fazendo com que o sistema produza 9,43% menos do que o esperado. Os demais sistemas apresentam uma variação positiva entre 1,8% a 10,39%.

Mesmo que o piranometro utilizado na pesquisa não seja o mais adequado para este tipo de aplicação, após a correção dos dados coletados foi possível ter uma boa aproximação com os dados oficiais do INMET. Considerando a diferença de custo entre um piranometro profissional e o RK 200, pode-se afirmar que os dados coletados foram mais do que satisfatório. Mesmo o datalogger tendo apenas 10 bits de precisão na conversão do sinal de corrente disponibilizado pelo piranometro em sinal digital, afetando assim a conversão de um em um Watt, não apresentou um impacto tão significativo nos mais de 35mil dados coletados diariamente. O microcontrolador arredonda a segunda casa decimal após a vírgula, registrando apenas uma casa decimal após a virgula, por exemplo 89,2.

Este trabalho deixa como legado o estudo de dez sistemas espalhados por diversas regiões de Blumenau, abrangendo assim as regiões norte, sul, leste e oeste da cidade. Blumenau contempla 439 unidades consumidoras com SFVCR instalados, sendo que 429 pertencem ao subgrupo B, subdividindo-se em 402 unidades do subgrupo B1 e 27 unidades

do subgrupo B3. O somatório dos SFVCR instalados na cidade totaliza uma potência de 2302,21 kWp, os 10 sistemas instalados somam uma potência combinada de 129,1 kWp, ou seja, representam 6,55% do total instalado em Blumenau. Quando os estudos foram iniciados em janeiro de 2018 haviam apenas 237 unidades com SFVCR a rede na cidade, totalizando uma potência instalada de 940,69 kWp, ou seja, os dez sistemas estudados representavam 13,72% da potência instalada.

5.0.1 Sugestões para trabalhos futuros

Para uma maior assertividade do estudo dos índices de mérito seria apropriado: levar-se em conta além dos dados de irradiância, também os dados climáticos de vento e temperatura nos locais de instalação; ampliar o tempo de coleta de dados; abranger mais sistemas de outras regiões com o intuito de aumentar o número de sistemas em diferentes situações de instalação e condição climática.

REFERÊNCIAS

- ABB. **Registro INMETRO**. Disponível em: <http://www.sicesbrasil.com.br/images/doc/vari/RegistroINMETRO_Inversores_ABB.pdf>.
- ABB. Manual Inversor PVI-4.2-TL-OUTD. In: _____. [s.n.], 2016. Disponível em: <[https://library.e.abb.com/public/e57212c407344a16b4644cee73492b39/PVI-3.0_3.6_4.2-TL-OUTD-Product manual EN-RevB\(M000016BG\).pdf](https://library.e.abb.com/public/e57212c407344a16b4644cee73492b39/PVI-3.0_3.6_4.2-TL-OUTD-Product%20manual%20EN-RevB(M000016BG).pdf)>.
- ABNT, N. 5410, 2004, “**Instalações elétricas de baixa tensão**”, Norma Brasileira, 2004.
- ABNT, N. 5419-2005—proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. **Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT)**, 2005.
- AGENCY, I. E. **Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy**. 2014. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf>.
- ALTENER/GREENPRO. **Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias projeto e instalação**. [S.l.], 2004.
- ANEEL. **Nota Técnica DEA 22/12: Projeção da demanda de energia elétrica**. [S.l.], 2015.
- ANEEL. **Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída - 2 edição**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeracao+Distribuida+-+2+edicao>>.
- ANEEL. **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012 – atualizado em 1/03/2016**. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br>>.
- ANEEL. **REGISTRO DE MICRO E MINI GERADORES DISTRIBUÍDOS**. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>>.
- BENEDITO, R. d. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009.
- BERNARDO, P. César de M. **Análise e Aplicação da Técnica de Rastreamento de Máxima Potência em um Conversor Buck para Sistemas Fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado), 2008.
- CELESC. **Manual de procedimentos Celesc**. 2016. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas/i4320004.pdf>>.

- CRESESB. **Sistema de Geração Fotovoltaica**. 2013. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>.
- DIDONÉ, E. L.; WAGNER, A.; PEREIRA, F. O. R. Estratégias para edifícios de escritórios energia zero no brasil com ênfase em bipv. 2014.
- EPE. **NOTA TÉCNICA DEA 19 /14: Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. 2014.
- EPE. **Plano Decenal de Energia 2024**. 2015. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-311/DEA 19 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos VF \(Revisada\)\[1\].pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-311/DEA%2019%20-%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribuída%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20(Revisada)[1].pdf)>.
- EPE. **Web Map Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro**. 2016. Disponível em: <<https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/>>.
- EXPERT, P. **Solar Modules with hidden production defaults**. 2017. Disponível em: <<http://www.photovoltaicexpert.com/quality.php>>.
- FREIRE, L. A. D. **Desenvolvimento de um piranômetro fotovoltaico**. Dissertação (Mestrado), 2008.
- FRIEDOLF, M. S. History of Silicon Solar Cells. **IEEE Transactions on Electron Devices**, 1976.
- GALDINO, M. A. Um ano e meio de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede do cepel. 2004.
- GUEYMARD, C. **SMARTS2: a simple model of the atmospheric radiative transfer of sunshine: algorithms and performance assessment**. [S.l.: s.n.], 1995.
- GUIMARÃES, P. L. et al. Avaliação da utilização de um simulador solar para calibração indoor de piranômetros. In: **VI CONGRESSO BRASILEIRO DE METROLOGIA, Natal-RN**. [S.l.: s.n.], 1996. v. 27.
- HAAG, R.; KRENZINGER, A. Análise da influência de parâmetros atmosféricos e locais na distribuição espectral da radiação solar. 2008.
- HIROKANE, J. et al. History of contribution of photovoltaic cells to telecommunications. 2010.
- INMET. **Estação INMET Indaial**. 2016. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/sim/sonabra/dspDadosCodigo.php?ODM4NzI=>>.
- IRENA. **HOW SOLAR PHOTOVOLTAICS WILL REVOLUTIONISE THE ELECTRICITY SYSTEM**. 2016. Disponível em: <<http://www.irena.org/solar>>.
- KITAWA. **Infrared Camera Optris PI 450 Light Weight Kit**. 2016. Disponível em: <http://www.kitawa.de/en/25-partner/thermography_pv_systems>.
- KOŁODZIEJ, A. Staebler-wronski effect in amorphous silicon and its alloys. **Opto-electronics review**, 2004.

- KOUTROULIS, E.; KALAITZAKIS, K.; VOULGARIS, N. C. Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. **IEEE Transactions on Power Electronics**, 2001.
- LIMA, B. W.; GOMES, V.; JANNUZZI, G. d. M. Contribuição da geração fotovoltaica para viabilizar uma edificação energia zero em campinas-sp: análise por simulação computacional. 2012.
- LINDMAYER, J.; ALLISON, J. An improved silicon solar cell-the violet cell. 1972.
- MCEVOY, A. et al. **Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications**. [S.l.]: Elsevier, 2003.
- MELO, E. G. D. GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA : estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações. 2012.
- MELO, F. C. et al. Projeto e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a resolução normativa 482 da aneel. Universidade Federal de Uberlândia, 2014.
- MERSEN. **DPS Mersen**. Disponível em: <<https://www.mersen.com/en/products/safety-reliability-for-electrical-power/surge-protection.html>>.
- MME. **Energia solar fotovoltaica cresceu quase 30% no mundo em 2014**. 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/energia-solar-fotovoltaica-cresceu-quase-30-no-mundo-em-2014>.
- NASA. **Vanguard I**. 2015. Disponível em: <<https://www.nasa.gov/content/vanguard-satellite-1958>>.
- PEREIRA, E. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar–2ª Edição**. 2017. Disponível em: <<http://labren.ccst.inpe.br/atlas-2017.html>>.
- PEREZ, R. et al. An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation. 1986. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X86900137>>.
- PERLIN, J. **From space to earth: the story of solar electricity**. [S.l.]: Earthscan, 1999.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb**, 2014.
- PINTO, A.; ZILLES, R.; ALMEIDA, M. Eficiência brasileira de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2016.
- PRASAD, D.; SNOW, M. **Designing with solar power: a source book for building integrated photovoltaics (BiPV)**. [S.l.]: Routledge, 2014.
- SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. O Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede. 2007.

SENTELHAS, P. C.; ANGELOCCI, L. R. Radiação solar–balanço de energia. **Meteorologia Agrícola, aula**, v. 5, 2009.

SOLAR, C. **Datasheet CS6P CanadianSolar**. 2016. Disponível em: <http://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/v5.53/Canadian_Solar-Datasheet-CS6P-P-v5.53en.pdf>.

SULLIVAN, C.; POWERS, M. A high-efficiency maximum power point tracking for photovoltaic arrays in a solar-power race vehicle. In: . [S.l.: s.n.], 1992.

SWERA. 2017. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&lR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>>.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. [S.l.: s.n.], 2016.

TONIN, F. S.; URBANETZ, J. Caracterização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica-sfvr. **Induscon, Curitiba**, 2016.

TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T.; KIEHL, J. Earth’s global energy budget. 2009.

URBANETZ, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. Tese (Doutorado), 2010.

URBANETZ, J. Apostila dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. 2014.

URBANETZ, J.; ZOMER, C. D.; RÜTHER, R. Compromises between form and function in grid-connected, building-integrated photovoltaics (bipv) at low-latitude sites. 2011.

VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C. Meio Século De História Fotovoltaica. 2004.

WEG. **DPS WEG**. Disponível em: <<http://www.weg.net/br/Produtos-e-Servicos/Controls/Protecao-de-Circuitos-Eletricos/Dispositivos-de-protecao-contrasurtos-SPW>>.

WU, T.-F.; CHANG, C.-H.; WU, Y.-J. Single-stage converters for pv lighting systems with mppt and energy backup. **IEEE transactions on aerospace and electronic systems**, 1999.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. [S.l.: s.n.], 2016.

ZOMER, C. D. et al. **Compromissos Entre Forma e Função na Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas**. 2012.

ZONEN, K. . **The Working Principle of a Thermopile Pyranometer**. 2015. Disponível em: <<http://www.kippzonen.com/News/572/The-Working-Principle-of-a-Thermopile-Pyranometer>>.