

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Andrei Ruppenthal Siluk

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
APLICADOS À EDIFICAÇÃO

Santa Maria, RS, Brasil

2017

Andrei Ruppenthal Siluk

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS APLICADOS À
EDIFICAÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Área de Concentração em Construção Civil e Preservação Ambiental, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Civil**.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Isis Portolan dos Santos

Santa Maria, RS, Brasil

2017

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Siluk, Andrei Ruppenthal
Análise de desempenho de um sistema fotovoltaico e suas relações com a arquitetura / Andrei Ruppenthal
Siluk.- 2017.
134 p.; 30 cm

Orientadora: Ísis Portolan dos Santos
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, RS, 2017

1. Engenharia Civil 2. Arquitetura 3. Sistemas fotovoltaicos I. dos Santos, Ísis Portolan II. Título.

©2017

Todos os direitos autorais reservados a Andrei Ruppenthal Siluk. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua Conde de Porto Alegre, 940, Bairro Fátima, Santa Maria - RS. CEP: 97.015-110.

E-mail: andreirsiluk@gmail.com

Andrei Ruppenthal Siluk

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS APLICADOS À
EDIFICAÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Área de Concentração em Construção Civil e Preservação Ambiental, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Civil**.

Aprovado em 25 de agosto de 2017:

Isis Portolan dos Santos, Dr^a (UFSM)
(Presidente/Orientadora)

Leandro Michels, Dr. (UFSM)

Isabel Tourinho Salamoni, Dr^a. (UFPEL)

Santa Maria, RS, Brasil

2017

A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê.

(Arthur Schopenhauer)

RESUMO

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS APLICADOS À EDIFICAÇÃO

AUTOR: Andrei Ruppenthal Siluk

ORIENTADORA: Ísis Portolan dos Santos

O emprego de energias renováveis impulsiona o crescimento da economia aliada ao desenvolvimento sustentável. A energia solar fotovoltaica gerada a partir da radiação solar é uma fonte renovável que contribui para isso. Os sistemas fotovoltaicos aplicados à edificação e integrados à rede representam uma vantagem em relação a geração em usinas, visto que evitam perdas no sistema de transmissão e distribuição. Além disso não exigem área livre adicional, visto que são aplicadas às coberturas das edificações existentes, muitas vezes como reforma. Em relação a essa tecnologia, diversos fatores influenciam no seu desempenho, tais como localização geográfica, orientação solar, temperatura de operação do módulo fotovoltaico, entre outros. Estudos realizados em outros países apontam que o afastamento do módulo fotovoltaico em relação a cobertura da edificação influencia na eficiência operacional. Isso porque, quanto maior a temperatura, menor o seu desempenho. Nesse contexto, o objetivo dessa pesquisa foi analisar o desempenho de um sistema fotovoltaico aplicado à edificação localizado em Santa Maria – RS instalado sobre uma cobertura de edificação. Foram coletadas informações no período entre janeiro de 2015 a dezembro de 2016 visando a análise da capacidade de geração de energia elétrica nas condições climáticas desse período. Essas informações permitiram analisar os principais índices de mérito do sistema e sua comparação com outros sistemas localizados em outras regiões do país. Também foram analisadas faixas específicas de temperatura e irradiação visando encontrar uma relação com a performance do sistema. Como resultado, observou-se que o aumento da temperatura ambiente, e consequente aumento da temperatura do módulo, provavelmente devido a altas faixas de irradiação, tende a diminuir a performance do sistema fotovoltaico em consonância com os resultados de outros trabalhos. Ressalta-se também que outros fatores, além da temperatura, como por exemplo a sujidade observada nos módulos do sistema fotovoltaico estudado, podem influenciar a performance. Foram calculados os indicadores de mérito do sistema estudado e realizada a comparação com outros sistemas instalados em outras regiões do Brasil. Constatou-se que o sistema estudado, apesar das condições arquitetônicas e operacionais em que se encontra, apresentou bons indicadores de mérito.

Palavras chave: Sistemas fotovoltaicos; integração à arquitetura; desempenho.

ABSTRACT

PERFORMANCE ASSESSMENT OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM AND ITS RELATIONS TO ARCHITECTURE

AUTHOR: Andrei Ruppenthal Siluk

ADVISER: Ísis Portolan dos Santos

The use of renewable energy boosts economic growth combined with sustainable development. Photovoltaic solar energy generated from solar radiation is a renewable source that contributes to this. The building applied photovoltaic systems that are integrated to the network represent an advantage in relation to the generation at a powerplant, since they avoid losses in the transmission and distribution system. to the building and integrated to the network represent an advantage in relation to the generation in plants, since they avoid losses in the transmission and distribution system. Furthermore, they do not require additional free area, as they are applied to the roofs of existing buildings, often as renovation. Regarding this technology, several factors are of influence on its performance, such as geographic location, solar orientation, operating temperature of the photovoltaic module, among others. Studies carried out in other countries indicate that the distance of the photovoltaic module in relation to the roof of the building influences its operational efficiency. This is because, the photovoltaic system located at the city of Santa Maria - RS. Information was collected in the period between January 2015 and December 2016 aiming at the analysis of the capacity for electric power generation in the weather conditions of this period. This information allowed a performance assessment of the system and its comparison with other systems located in other regions of the country. Specific ranges of temperature and irradiation data were also analyzed to find a relation with the performance of the system. As a result, it was observed that the increase in the ambient temperature, and the consequent increase of the module temperature, probably due to high irradiation ranges, tend to decrease the performance of the photovoltaic system in consonance with the results of other works. It is emphasized that also factors other than temperature, such as dirt observed in the studied PV modules can influence the performance ratio. The existing quantities of the studied system were calculated and compared with other systems installed in other regions of Brazil. It was verified that the studied system, despite the architectural and operational conditions in which it is, reflected a proper operation.

Key words: Photovoltaic array; building-applied; performance

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Percentagem estimada de energia renovável do consumo final total de energia no mundo, 2015.....	20
Figura 2 – Estimativa da contribuição da energia renovável no final de 2016.....	20
Figura 3 – Expansão das energias renováveis no período 2010 – 2015.....	21
Figura 4 – Oferta interna (Brasil) de energia elétrica por fonte	21
Figura 5 – Participação de energias renováveis na matriz elétrica Brasileira.....	22
Figura 6 – Componentes da radiação solar	25
Figura 7 – Piranômetro termoeletrico	26
Figura 8 – Piranômetro fotovoltaico	27
Figura 9 – Célula de referência	28
Figura 10 - Mapas de irradiação solar média anual horizontal e no plano inclinado para o território brasileiro	29
Figura 11 - Mapa da variação da radiação solar no Brasil.....	30
Figura 12 - Camadas de uma célula solar de silício	32
Figura 13 - Classificação dos módulos FV	34
Figura 14 – Eficiência dos diferentes tipos de células em laboratório	35
Figura 15 – Participação das diferentes tecnologias de células FV	36
Figura 16 - BAPV com módulos na cobertura em Zaytouna University na Jordânia	39
Figura 17 - BIPV com módulos na fachada na Biblioteca Pompeo Fabra em Barcelona	40
Figura 18 - Formas de integração dos módulos FV nas edificações	41
Figura 19 - BIPV na fachada edifício Schott Ibérica em Barcelona	42
Figura 20 – Aplicação das telhas solares camufladas Tesla.....	45
Figura 21 - BIPV em Mont-Cenis Academy	46
Figura 22 – BIPV na sede central Telefónica em Madrid	46
Figura 23 – BIPV no edifício CIS	47
Figura 24 - BIPV no parque de inovação tecnológica La Salle em Barcelona	48
Figura 25 - BIPV na sede Caltrans em Los Angeles	49
Figura 26 - Modelo de ENCE para módulo FV	50
Figura 27 – Estimativa da fração de energia solar média anual captada sob diversas orientações em Natal, São Paulo e Porto Alegre	52
Figura 28 - Ábacos para Belo Horizonte, Goiânia, Porto Alegre, Curitiba e Florianópolis	54
Figura 29 – Mapa das capitais e suas características de posicionamento dos módulos para os maiores ganhos de radiação	56
Figura 30 – Sombreamento parcial com módulos na horizontal e na vertical	58
Figura 31 – Representatividade da degradação em células FV de silício	59
Figura 32 – Impacto da sujeira no módulo	61
Figura 33 - Influência da temperatura ambiente na tensão da placa	63
Figura 34 – Variação da perda de potência em relação a temperatura	64
Figura 35 - Aumento da temperatura e redução no índice <i>Yield</i> de acordo com o modo de instalação do módulo FV	65
Figura 36 – FC para sistemas de geração de eletricidade no Brasil	67
Figura 37 - Capacidade Instalada e Fator de Capacidade no Mundo	67
Figura 38 – Vista frontal e lateral da experiência	70
Figura 39 – Relação da produtividade anual ou <i>Yield</i> com o afastamento	71

Figura 40 – Efeito sazonal do afastamento na produtividade	72
Figura 41 – Configuração de SFV com e sem ventilação na Holanda	73
Figura 42 – Esquema de SFV com ventilação natural e ventilação mecânica na Holanda	74
Figura 43 - Gráfico da geração de energia por segmento	75
Figura 44 - Sistema FV/térmico híbrido refrigerado por pulverização de água	77
Figura 45 - Sistema FV/térmico híbrido resfriado pela circulação forçada de água	78
Figura 46 - Sistema FV/térmico híbrido arrefecido pela circulação forçada de ar	79
Figura 47 - SFVCR do Colégio Politécnico – UFSM.....	83
Figura 48 – Célula de Referência	84
Figura 49 – Painel de dados do inversor	84
Figura 50 – Estrutura do banco de dados no Microsoft Excel	85
Figura 51 – Tela inicial do Radiasol 2 para Santa Maria	86
Figura 52 - Relação entre geração do sistema FV e irradiância	93
Figura 53 – Radiação incidente estimada no plano inclinado em kWh/m ² /dia	94
Figura 54 – Média diária anual da irradiação real versus estimada no plano inclinado	95
Figura 55 – Gráfico do FC mensal do CPRS	97
Figura 56 – <i>Yield</i> mensal e anual para o FV do CP (kWh/kWp)	98
Figura 57 – PR mensal e anual para o sistema FV do CP	100
Figura 58 – Mapa de localização dos SFVCR.....	101
Figura 59 – Comparação dos FC de 9 SFVCR	102
Figura 60 – Comparação do Yield entre C1PR, C3PR e CPRS	103
Figura 61 - <i>Yield</i> mensal para os sistemas A e B de Itumbiara – GO	104
Figura 62 – Comparação da PR em % entre C1PR, C3PR e CPRS	105
Figura 63 – Comparação da PR entre I1GO e I2GO em %	106
Figura 64 – Relação entre a temperatura do módulo FV com a PR	107
Figura 65 – Relação da temperatura do módulo FV versus PR para irradiação > 500 W/m ²	108
Figura 66 – Relação da temperatura do módulo FV versus PR para irradiação = 1000 W/m ²	109
Figura 67 – Relação da temperatura do módulo FV versus o PR para a faixa de 900 W/m ² < Irradiação > 1100 W/m ²	112
Figura 68 – Relação da PR versus faixas de irradiação para temperatura módulo = 25 °C	114
Figura 69 – Relação da PR versus faixa irradiação para intervalo de 20 °C < Temperatura módulo < 30 °C	115
Figura 70 – Relação da PR versus faixas de irradiação para temperatura ambiente = 25 °C	118
Figura 71 – Relação da PR versus faixa irradiação para intervalo de 20 °C < Temperatura ambiente < 30 °C	119

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Comparação entre a eficiência de tecnologias FV	34
Tabela 2 -	Resumo da configuração da simulação	70
Tabela 3 -	Produtividade em 1 ano de sistemas FV	72
Tabela 4 -	Geração e irradiação no plano inclinado do sistema FV do CPRS entre janeiro de 2015 e dezembro de 2016.....	92
Tabela 5 -	Comparativo do FC anual do CPRS	96
Tabela 6 -	Yield mensal e anual do sistema FV CP (kWh/kWp).....	97
Tabela 7 -	PR para o sistema FV do CP (%).....	99
Tabela 8 -	Caracterização dos SFVCR utilizados na comparação	110
Tabela 9 -	Comparação entre os FC dos SFVCR utilizados	111
Tabela 10 -	Comparação da Produtividade dos SFVCR	113
Tabela 11 -	Comparação Yield mensal dos SFVCR C1PR, C3PR e CPRS	113
Tabela 12 -	Caracterização dos sistemas adicionais utilizados para comparação do Yield.....	116
Tabela 13 -	PR para o SFVCR	117
Tabela 14 -	Comparação do PR mensal em C1PR, C3PR e CPRS	118

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
BAPV	<i>Buiding-Applied Photovoltaic</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
BIPV	<i>Building-Integrated Photovoltaic</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cadmio
CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selênio
CIS	Cobre-Índio-Selênio
CPRS	Colégio Politécnico
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climático
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i>
DGS	<i>Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie</i>
ENCE	Etiqueta Nacional de Conservação de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa em Energia
FC	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaica
FV/T	Fotovoltaico térmico
GEF	<i>Global Environment Facility</i>
GLD	Gerenciamento do Lado da Demanda
GPOA	<i>Global Plane of Array</i>
$I \times V$	Curva corrente tensão
IEA-PVPS	International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programm
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	<i>Intergovernmental Panel of Climate Changes</i>
ISE	<i>Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme</i>
LABSOLAR	Laboratório de Energia Solar
MDAIPi	Média diária anual da irradiação no plano inclinado
MME	Ministério de Minas e Energia
m-Si	Silício monocristalino
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PCD	Plataformas de Coleta de Dados
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PR	<i>Performance Ratio</i>
p-Si	Silício multicristalino
REN21	<i>Renewable Energy Policy Networks for the 21st Century</i>
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
STC	<i>Standart Test Conditions</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
UV	Ultravioleta
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>

ZEB
ZNE

Zero Energy Building
Zero Net Energy

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	Objetivo Geral	15
1.1.2	Objetivos Específicos	15
1.2	JUSTIFICATIVA	15
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL E NACIONAL	19
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	24
2.2.1.	Instrumentos de Medição da Irradiação Solar	26
2.2.2	Bancos de dados sobre irradiação	28
2.3	PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO SISTEMAS FV	32
2.3.1	Tipos de sistemas FV	37
2.4	BAPV e BIPV	38
2.4.1	Integração em coberturas e claraboias	44
2.4.2	Integração em fachadas	47
2.4.3	Integração em aberturas e brises	48
2.5	DESEMPENHO DE UM SISTEMA FV	49
2.5.1	Localização, orientação e inclinação	51
2.5.2	Descasamento de Módulos ou <i>Mismatch</i>	57
2.5.3	Sombreamento parcial	57
2.5.4	Degradação do módulo	58
2.5.5	Sujidade	60
2.5.6	Inversores	61
2.5.7	Fiação elétrica, conectores e condutores	62
2.5.8	Temperatura do módulo	62
2.6	ÍNDICES DE MÉRITO DOS SISTEMAS FV	65
2.6.1	Fator de capacidade (FC)	66
2.6.2	Produtividade (<i>Yield</i>)	68
2.6.3	Taxa de Desempenho ou <i>Performance Ratio (PR)</i>	68
2.7	SOLUÇÕES ARQUITETÔNICAS PARA MELHORIA DO PR DO SISTEMA FV	68
2.7.1	Efeito de diferentes afastamentos na performance do SFVCR	69
2.7.2	Efeito da ventilação nos afastamentos sobre a performance do SFVCR	73
2.7.3	Sistema híbrido FV/térmico para melhoria da performance do SFVCR	75
2.7.3.1	<i>Sistema FV/térmico híbrido refrigerado por pulverização de água</i>	76
2.7.3.2	<i>Sistema FV/térmico híbrido resfriado pela circulação forçada de água</i>	77
2.7.3.3	<i>Sistema FV/térmico híbrido arrefecido pela circulação forçada de ar</i>	79
2.7.3.4	<i>Implicações das técnicas de resfriamento do módulo no projeto arquitetônico</i>	80
3	METODOLOGIA	82
3.1	COLETA, LEVANTAMENTO E ANÁLISE DE DADOS DO SISTEMA FV	82
3.2	ANÁLISE DOS PRINCIPAIS INDICADORES DE MÉRITO DO SISTEMA FV E SUA RELAÇÃO COM OUTROS SISTEMAS	85
3.2.1	Comparação da irradiação medida com a irradiação estimada	85

3.2.2	Fator de Capacidade (FC)	87
3.2.3	Produtividade (Yield)	87
3.2.4.	Performance Ratio (PR)	88
3.3	ANÁLISE DE FAIXAS ESPECÍFICAS DE TEMPERATURA E IRRADIAÇÃO E RELAÇÃO COM O PR.....	88
3.4	COMPARAÇÃO COM OUTROS SISTEMAS FV NO BRASIL	89
4	RESULTADOS	91
4.1	CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA FV REAL	91
4.2	PRINCIPAIS INDICADORES DE MÉRITO DO SISTEMA FV	93
4.2.1	Comparação da irradiação medida com estimada	94
4.2.2	Cálculo do Fator de Capacidade	95
4.2.3	Produtividade ou Yield	97
4.2.4.	Performance Ratio (PR)	99
4.3	ANÁLISE DE FAIXAS ESPECÍFICAS DE TEMPERATURA E IRRADIAÇÃO E RELAÇÃO COM O PR.....	100
4.4	COMPARAÇÃO COM OUTROS SISTEMAS FV NO BRASIL	108
4.4.1	Comparação do FC	109
4.4.2	Comparação do Yield	112
4.4.3	Comparação da PR	116
5	CONCLUSÃO	121
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	123
	REFERÊNCIAS	124
	ANEXO A - INFORMAÇÕES TÉCNICAS DOS MÓDULOS FV INSTALADOS NO COLÉGIO POLITÉCNICO DA UFSM	133

1 INTRODUÇÃO

O setor da construção civil, tradicionalmente reconhecido pelo uso intensivo de recursos e gerador de impactos ambientais, tem muitos desafios à sua frente, tais como: o aumento da produtividade, a adequação às normas de desempenho, o planejamento e execução de obras, a sustentabilidade, entre outros.

De acordo com o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas – *Intergovernmental Panel of Climate Changes* (IPCC, 2014) as edificações são responsáveis por 32% do consumo da energia global, excedendo as emissões de carbono de todos os meios de transporte combinados (WBCDS, 2012). Conforme o Balanço Energético Nacional (BEN, 2017), em 2016 as edificações do segmento industrial, comercial, serviços, residencial e público, aparecem como a principal demanda de energia elétrica do país, responsável pelo consumo de cerca de 50% do total. Todavia existem mais oportunidades nesse setor do que em qualquer outro para redução do consumo de energia e redução de custos operacionais. No movimento de construção sustentável, a eficiência energética desponta como um dos principais temas, as edificações deixam de ser apresentadas como grandes consumidores de energia, tornando-se a principal solução do problema energético nacional. Em relação ao consumo total nas edificações, 80% acontece durante sua operação e 20% durante sua construção (WBCDS, 2012; CBCS, 2014). Esses fatos indicam a importância da implementação de medidas sustentáveis nas edificações tais como a eficiência energética e a geração de energia por meio de fontes renováveis.

A utilização de energias renováveis tem um importante papel no desenvolvimento sustentável, visto que tendem a contribuir para a mitigação dos gases do efeito estufa (IPCC, 2014). Os avanços tecnológicos possibilitam a instalação de geradores de energia na própria edificação, de forma que uma parcela ou a totalidade da energia consumida possa ser produzida no local, podendo resultar em uma diminuição do seu impacto ambiental (SANTOS, 2013).

A geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos (FV) tem crescido nos últimos anos. De acordo com os dados publicados por REN 21 (2017), a capacidade de produção total de energia FV mundial em 2016 foi estimada em 303 GW, representando um crescimento de 75 GW em relação ao ano anterior (2015), equivalente a mais de 31.000 módulos solares instalados a cada hora.

Os mercados emergentes em todos os continentes estão contribuindo significativamente para o crescimento global, e muitos vêem o sistema FV como uma fonte econômica para o aumento da produção de eletricidade e também para fornecer acesso à energia elétrica.

No entanto, os mercados na maioria dos locais continuam a ser impulsionados, em grande parte, pelas políticas governamentais. Apesar do grande crescimento da demanda, houve reduções de preços, particularmente para módulos (REN 2017). Outro fator que impulsionou o crescimento global dos sistemas FV nos últimos anos está relacionado ao desenvolvimento de novos materiais e novas tecnologias que tendem a diminuir o custo do KWp.

Devido ao projeto dos módulos FV atenderem especificações para operação em ambiente exposto a intempéries, eles podem ser integrados ao envelope das edificações atendendo a dupla função de constituir ou sobrepor um elemento de vedação das edificações e gerar energia. A indústria vem desenvolvendo uma série de materiais para os sistemas fotovoltaicos integrados a edificação ou *Building-Integrated Photovoltaics* (BIPV) que podem ser instalados diretamente como revestimento nas coberturas e fachadas, ou podem constituir o próprio material de construção do elemento arquitetônico, como vidros em fachadas (RÜTHER, 2004). Dessa forma, os BIPVs tem o sistema FV previsto na fase de projeto das edificações, e sua integração representa um novo desafio arquitetônico.

Os sistemas fotovoltaicos aplicados à edificação – *Building-Applied Photovoltaics* (BAPV) são adições posteriores a edificações já construídas e realizadas, normalmente, em fase de reforma ou *retrofit*. A maior parte dos sistemas BAPV é instalada em coberturas. Isso porque a utilização das coberturas para a instalação dos módulos, além de ser a área mais exposta a radiação solar, também reduz o custo da construção de novas estruturas para suporte, levando a uma economia de recursos.

A energia produzida em sistemas FV é proporcional à incidência de irradiação solar recebida, porém diferentes fatores contribuem para a sua performance resultando em perdas no total da energia gerada. Alguns dos fatores que influenciam no rendimento são a localização geográfica do sistema, a orientação solar, a velocidade do vento, a qualidade do cabeamento utilizado, as características do inversor, o sombreamento, a temperatura, a inclinação do módulo, entre outros. Alguns estudos indicam que um dos fatores essenciais que influenciam a performance

dos sistemas FV é a sua temperatura de operação (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009); (SEGADO; CARRETO; SIDRACH-DE-CARDONO, 2015). Logo, manter os módulos em temperaturas mais baixas poderia ser economicamente interessante para os proprietários visto que melhoraria a performance do sistema FV, gerando mais energia elétrica a partir do mesmo investimento financeiro inicial. Dessa forma, pretende-se analisar o comportamento de um sistema FV real a partir das condições de sua instalação arquitetônica para uma região de alta latitude no Brasil, instalado na cidade de Santa Maria – RS.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar o comportamento de um sistema FV instalado em Santa Maria - RS e a relação com as condições da instalação arquitetônica.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar os dados do sistema FV instalado no Colégio Politécnico da UFSM, verificando a geração de energia, irradiação recebida, temperatura ambiente e temperatura do módulo FV para essa localização e suas condições de integração arquitetônica;
- Analisar faixas específicas de temperatura e irradiação e relacionar com a PR, buscando identificar os elementos de maior influência;
- Analisar os principais indicadores de mérito (fator de capacidade, *Yield* e *performance ratio*) do sistema FV e sua relação com outros sistemas FV com diferentes configurações no Brasil;

1.2 JUSTIFICATIVA

A disponibilidade de energia pode ser considerada um fator estratégico e determinante para o desenvolvimento econômico dos países. Ao mesmo tempo, a vida na sociedade moderna é cada vez mais dependente de energia elétrica, levando a uma busca pelo aumento da geração desse insumo, essencial para o modo de vida atual. Porém, a geração de energia elétrica pode apresentar efeitos adversos sobre o

meio ambiente. Atualmente, a sociedade está atenta ao desenvolvimento sustentável que representa, em termos gerais, a preservação ambiental visando a qualidade de vida atual e das futuras gerações, e, portanto, reduzindo os efeitos ambientais adversos.

Dessa forma, tem se difundido, ao longo dos anos, uma preocupação ambiental a partir da qual se observa uma intensificação na busca por fontes alternativas de geração de energia que promovam o uso racional dos recursos energéticos. Essas fontes alternativas devem, concomitantemente, suprir as necessidades sociais e econômicas e gerar menos impactos ambientais.

O potencial brasileiro de aproveitamento solar, aliado a um risco de diminuição da oferta de energia elétrica, cuja matriz é baseada em grandes usinas hidrelétricas e termoelétricas, apresenta uma motivação para a busca de alternativas energéticas de fonte renovável. Nesse contexto insere-se a energia solar FV como alternativa para o desenvolvimento sustentável, visto que o Sol é um recurso renovável natural e inesgotável, considerando uma escala de tempo humana.

A energia renovável a partir do Sol pode ser utilizada diretamente na geração de energia elétrica por meio de sistemas FV. Em termos de eficiência energética, esses sistemas, quando integrados à edificação, são oportunos. Isso porque a geração e o consumo de energia são espacialmente correspondentes, minimizando as perdas de transmissão. Pode ainda haver coincidência temporal do consumo com a geração solar, como no caso da demanda da potência elétrica dos aparelhos de ar condicionado máxima que é muito próxima do momento em que a insolação também é máxima (RÜTHER, 2004; SUZUKI; REZENDE, 2013).

Regiões que apresentam condições favoráveis de insolação podem apresentar bons índices de conversão energética. Em contrapartida, essa boa insolação está diretamente relacionada ao aumento da temperatura ambiente, que por sua vez eleva a temperatura de operação dos módulos FV levando à diminuição da sua eficiência (MOSHFEGH; SANDBERG, 1998). Dessa forma, um ponto negativo relacionado ao sistema FV, é o aumento da temperatura de operação dos módulos, principalmente quando localizados na cobertura, devido a maior incidência da radiação solar, aliado ao fato da proximidade prejudicar a ventilação (GAN; 2009); (HRICA, 2010); (SCHAMS; TAMIZHMANI, 2011); (PENG; YANG, 2016).

Em determinadas condições climáticas a temperatura do módulo pode atingir até 95 °C. O aumento da temperatura dos módulos é inversamente proporcional a sua

performance (GAN; 2009); (HRICA, 2010); (SCHAMS; TAMIZHMANI, 2011). Os módulos de silício multicristalino, como os avaliados no estudo de Schams e Tamizhmani (2011), apresentam uma queda da eficiência dos módulos de até 0,5% por aumento de cada 1 °C levando assim a uma perda de performance do sistema

Os sistemas FV tem apresentado um crescente interesse por parte dos usuários nos anos recentes, por fatores como o aumento do preço da energia elétrica da concessionária e programas de incentivo governamentais. Com isso o preço da energia elétrica gerada a partir de sistemas FV começou a tornar-se competitivo. Para que essa competitividade possa se desenvolver e criar novos mercados, a indústria, os profissionais e os pesquisadores devem continuamente procurar meios de diminuir o custo do KWh desses sistemas.

Uma das maneiras de alcançar uma diminuição do custo da energia elétrica é maximizar o montante de energia que pode ser gerada por meio do aumento da performance dos módulos FV. Dessa forma, o projeto e a instalação do sistema FV são críticos para otimizar sua performance. Em climas quentes como no Brasil, desenvolver um projeto que limita os efeitos negativos causados pelo aumento da temperatura de operação dos módulos poderia diminuir o custo do KWh gerado pelo sistema e aumentar sua viabilidade econômica.

Nesse contexto essa pesquisa visa analisar o comportamento de um sistema FV instalado sobre uma edificação em Santa Maria - RS e a relação com as condições da instalação arquitetônica.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esse trabalho está estruturado em cinco capítulos. O primeiro capítulo contempla a introdução do trabalho, que contextualiza e caracteriza o problema, justificando sua relevância e apresenta o objetivo geral e os específicos.

O segundo capítulo apresenta o estado da arte sobre sistemas fotovoltaicos e suas relações com a arquitetura que será utilizado como base conceitual para o desenvolvimento da dissertação e a construção da metodologia proposta. Assim, o referencial teórico apresenta o contexto energético nacional e mundial, caracteriza os sistemas fotovoltaicos, apresenta seus princípios de funcionamento, mostrando também suas integrações com a arquitetura. Também inclui o desempenho dos sistemas e sua medição.

O capítulo três concentra-se na metodologia apresentando os instrumentos utilizados e a descrição dos procedimentos. Dessa forma, esse capítulo apresenta o caso estudado, sua temporalidade, assim como os procedimentos para a coleta e estruturação dos dados para as etapas de análise e comparação e identificação de soluções.

No capítulo quatro são apresentados os resultados dos procedimentos de pesquisa aplicados ao caso estudado. Também são expostas as análises do caso e as comparações realizadas com outros casos e a ainda a indicação de soluções arquitetônicas para a melhoria da performance de sistemas FV.

Para a finalização do estudo, no capítulo cinco, sistematizam-se as conclusões e as considerações finais da dissertação, visando o atendimento aos objetivos propostos e também são apresentadas sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

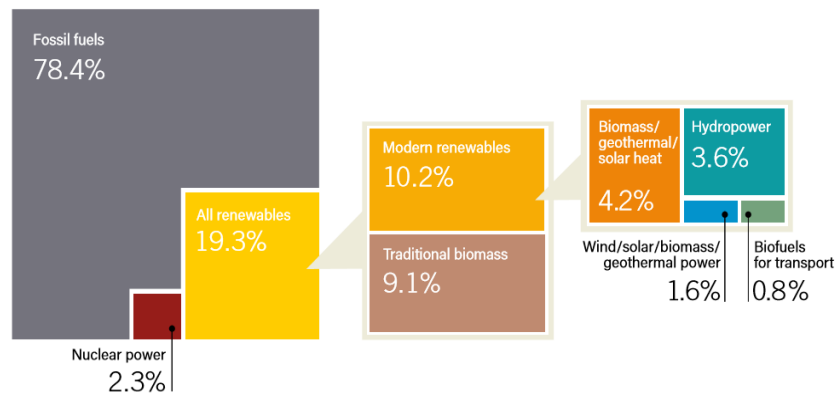
2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL E NACIONAL

O crescimento da economia mundial nas últimas décadas vem aumentando cada vez mais a necessidade por recursos como matéria prima, mão de obra e energia. Com a diminuição ao acesso e à quantidade dos recursos naturais disponíveis, os preços das diversas fontes de energia tendem a tornar-se mais altos. Ainda, a matriz energética mundial, é constituída em sua maioria por recursos naturais não renováveis de origem fóssil, como o petróleo e o carvão. Essas fontes são tratadas como convencionais, visto que já estão plenamente desenvolvidas. O gás natural, o óleo e a matriz nuclear representada, em sua maioria, pelo Urânio enriquecido, também são consideradas fontes convencionais. A maciça utilização desses recursos ao longo das décadas tem gerado subprodutos que causam degradação ao meio ambiente. As fontes convencionais possuem uma quantidade finita disponível para a exploração apresentando mínima possibilidade de renovação, reuso e reciclagem. Esse é um dos motivos que torna necessária a utilização de fontes renováveis para geração de energia (REN 21, 2016).

As fontes alternativas de energia são originadas a partir do desenvolvimento de novas fontes, podendo também ser de origem renovável, cujas formas de produção de energia tendem a causar menor impacto ambiental, sendo, geralmente, também menos poluentes. Possuem, portanto, uma tecnologia mais recente e em constante desenvolvimento, tais como a eólica, solar, geotérmica, hidráulica, biomassa e biocombustíveis (Figura 1).

No Brasil, a base da matriz energética é hidrotérmica. A maior contribuição é tradicionalmente da energia hidroelétrica. Dessa forma, diferente de outros países, a energia convencional ou tradicional no Brasil é de origem renovável. Apenas uma pequena parte é gerada por termoelétricas a partir do carvão mineral de fonte não renovável.

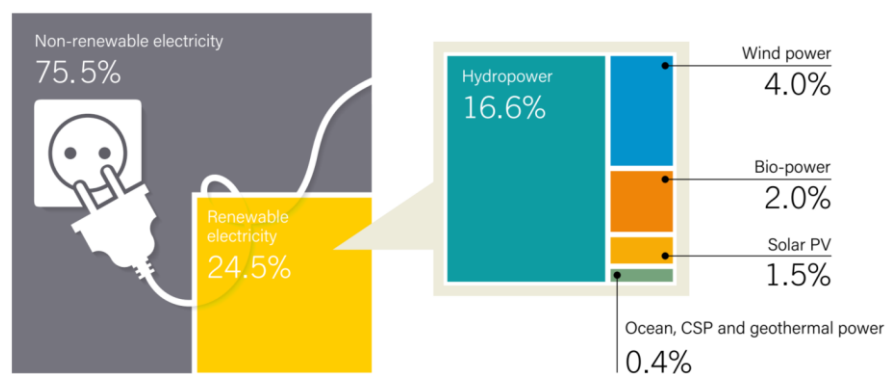
Figura 1 - Percentagem estimada de energia renovável do consumo final total de energia no mundo, 2015



Fonte: (REN21, 2017, p. 30)

Constatada a situação atual, diversos países já possuem políticas e objetivos de produção de energias renováveis. A organização REN21 - *Renewable Energy Policy Networks for the 21st Century*, tem como objetivo preconizar uma política de expansão do uso de energias renováveis em países em desenvolvimento e economias industriais (REN21, 2017). Essa organização, estimou que no final de 2016, 24,5% do total da energia elétrica mundial foi produzida a partir de fontes renováveis (Figura 2).

Figura 2 – Estimativa da contribuição das energias renováveis na produção de energia elétrica global no final de 2016

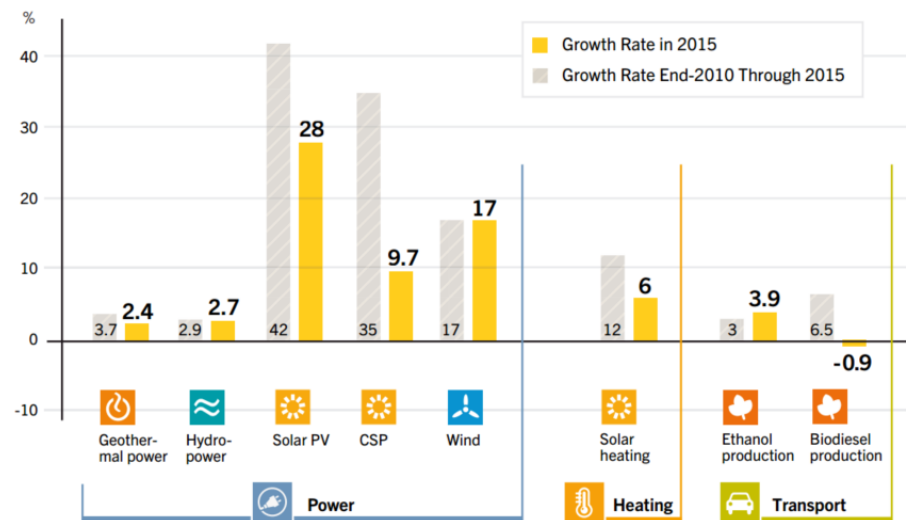


Fonte: (REN21, 2017, p. 33).

De acordo com REN21 (2016), dentre as energias de fontes renováveis, a energia solar FV foi a que apresentou o maior crescimento nos últimos anos, como pode ser visualizado na Figura 3. Isso pode ser atribuído aos avanços tecnológicos,

expansão para novos mercados com mais recursos e melhores condições de financiamento.

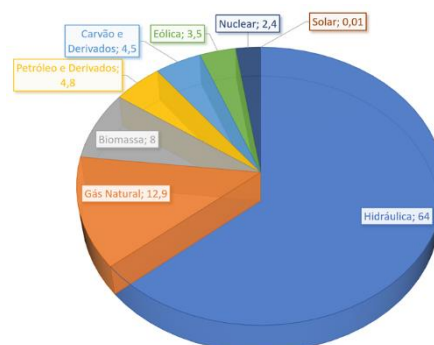
Figura 3 – Expansão das energias renováveis no período 2010 – 2015



Fonte: (REN21, 2016, p. 29).

A matriz energética brasileira é majoritariamente baseada em fontes renováveis como a hidráulica, biomassa e eólica, conforme o Balanço Energético Nacional (BEN, 2016). As fontes não renováveis utilizadas são o gás natural, derivados de petróleo, carvão e nuclear, conforme Figura 4.

Figura 4 - Oferta interna (Brasil) de energia elétrica por fonte

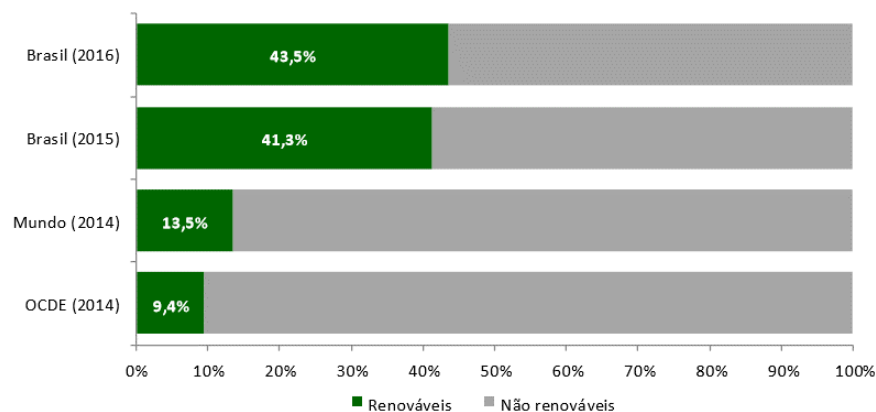


Fonte: (BEN, 2016, p. 16).

O sistema integrado de distribuição de energia elétrica no Brasil é um dos maiores e mais complexos do mundo, com uma capacidade instalada aproximada de 150 GW (BEN, 2017).

Devido à baixa diversidade da oferta de energia elétrica no Brasil, gera-se uma dependência das hidroelétricas. Essa dependência traz consequências para a matriz energética brasileira, já que esse tipo de sistema é dependente das condições climáticas em que está inserido. As mudanças no macro clima mundial são ocasionadas por ação antrópica ou por causas naturais do ciclo de vida terrestre e podem causar desequilíbrio aos ecossistemas. Em algumas regiões do Brasil há baixos índices pluviométricos, diminuindo os níveis das represas podendo colocar em risco o fornecimento energético do país e, conseqüentemente, o seu desenvolvimento. Em 2016, a participação de energias renováveis na matriz energética brasileira manteve-se entre as mais elevadas do mundo, conforme a Figura 5, com pequeno crescimento devido particularmente à queda da oferta interna de petróleo e derivados (BEN, 2017). Portanto, esse fato foi ocasionado devido à queda na contribuição das energias não renováveis.

Figura 5 – Participação de energias renováveis na matriz elétrica Brasileira



Fonte: (BEN, 2017, p. 13).

No contexto energético mundial, em que o petróleo, principal fornecedor de energia primária, torna-se uma *comodity* cada vez menos acessível, é necessária a criação de uma matriz energética mais flexível, renovável e melhor gerenciada. Dessa

forma, o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) também passou a ser um instrumento importante que permite essa flexibilização (EPE, 2014).

O GLD envolve planejamento, análise e implementação de atividades que influenciam o consumidor a mudar a configuração de sua curva de carga em benefício do sistema. Essas atividades englobam o gerenciamento de carga, a conservação energética, a substituição de equipamentos obsoletos por mais eficientes e a geração de energia pelo consumidor EPE (2014). Assim, no contexto da geração da energia pelo consumidor, as oportunidades de geração apontam para fontes alternativas e renováveis como a eólica e principalmente a FV.

No contexto da necessidade da diversificação da matriz energética uma rede inteligente ou *smart-grid* para distribuição e geração de energia elétrica é um dos fatores de maior importância na implantação de energias renováveis. O *smart-grid* é a aplicação da tecnologia da informação para um sistema elétrico de uma determinada região, permitindo-se assim uma comunicação entre o consumidor e as concessionárias de forma automatizada, melhorando a qualidade de distribuição e geração e utilização de energia elétrica (CGEE, 2012; PEREIRA, 2014; YUAN et al., 2014).

Outro exemplo do GLD, é o sistema de veículos conectados à rede ou *Vehicle to Grid* – V2G. Consiste na estratégia de conectar veículos elétricos à rede para transferir energia oferecendo suporte nos horários de maior demanda e ao mesmo tempo abrir uma nova oportunidade financeira para seus donos. Isso é especialmente interessante nos países em que é permitido aos microgeradores vender a energia excedente. Porém, no Brasil, esse ainda não é o sistema vigente, visto que a energia excedente somente pode ser convertida em créditos e compensada na conta de energia a pagar. A energia FV, por sua vez, pode ajudar na malha de distribuição urbana aliviando os horários de ponta nos períodos de maior radiação solar. Quando os V2G se tornarem uma tecnologia popular representarão novas alternativas para geração e distribuição de energia. No horário de ponta da demanda os V2G podem funcionar como baterias para a energia FV gerada anteriormente no período de alta radiação solar.

Um estudo realizado por Rüter et al (2015), em Florianópolis, demonstra que, em um ambiente de *smart grid*, seria possível combinar V2G e geração de energia FV ligada à rede, permitindo a recarga dos V2G e ao mesmo tempo fornecer suporte a rede pública nos horários de ponta. Também, é possível introduzir uma nova

alternativa de energia representada por uma frota V2G, sem comprometer a infraestrutura da rede elétrica existente de maneira geral, mas podendo apresentar impactos em alguns pontos específicos (RÜTHER et al, 2015).

O GLD permite um uso mais eficaz dos recursos existentes, incluindo os ambientais, tornando possível postergar ou até mesmo cancelar a construção de novas usinas geradoras e as correspondentes instalações de transmissão e distribuição para escoamento da energia elétrica, possibilitando assim uma significativa economia.

Como exemplo para a flexibilização da matriz energética, tem-se a implantação da energia solar FV em unidades consumidoras nos meios urbanos e rurais. É possível supor que a energia gerada por essa unidade poderia suprir o consumo da rede para a edificação em que está instalada ou até mesmo retornar a energia elétrica excedente para a rede. Para que isso aconteça, é necessária uma comunicação entre as diversas unidades instaladas e a rede de distribuição visando a um equilíbrio na equação da geração/consumo e possibilitando um uso mais eficiente dos recursos energéticos disponíveis no país.

Nesse contexto, a geração distribuída apresenta vantagem sobre a geração centralizada, visto que ela economiza na transmissão da energia elétrica, e melhora a estabilidade do sistema como um todo. Dessa forma, a geração distribuída pode aumentar a eficiência energética da rede (MIRANDA, 2013; SILVA, 2015).

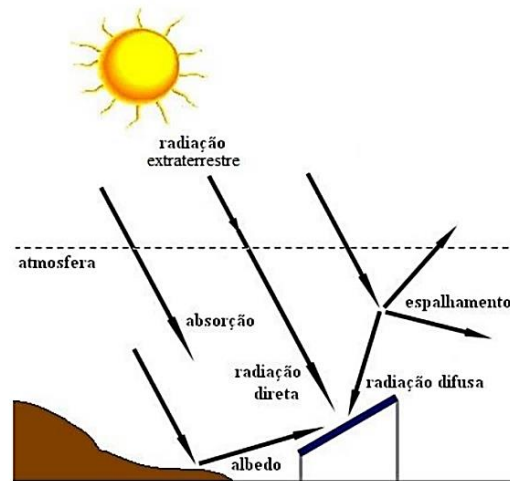
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O sol é uma fonte de energia renovável e radiação solar é a designação da sua energia radiante, em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação eletromagnética. A energia solar FV é obtida através da conversão da radiação solar incidente em uma superfície em eletricidade, por intermédio de módulos constituídos de materiais semicondutores. Esse fenômeno é chamado de efeito fotovoltaico (VILLALVA, 2015). De acordo Lopes (2012) e Pinho e Galdino (2014), essa radiação incidente possui três componentes básicas: radiação direta, radiação difusa e albedo.

A radiação direta é a fração da radiação solar que atravessa a atmosfera terrestre sem sofrer qualquer alteração em sua direção original, ou seja, tem trajetória linear entre o Sol e a superfície do módulo FV. A radiação difusa refere-se ao

componente da radiação solar que, ao atravessar a atmosfera, é espalhado pelos gases que a compõe, além da poeira e das nuvens, ou seja, tem trajetória não linear desde sua origem até a superfície do módulo FV. E albedo é a componente refletida pelo ambiente do entorno, que pode ser o solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, edificações entre outros. A Figura 6 apresenta os três componentes da radiação solar sobre uma superfície receptora, sendo que a quantidade resultante da soma das parcelas direta, difusa e devida ao albedo é denominada radiação global (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 6 – Componentes da radiação solar



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014, p. 78).

A soma da radiação direta e da difusa equivale à radiação solar instantânea global, incidente sobre um plano. O albedo é a parcela da luz solar que sofre reflexão pela superfície da terra. Logo, varia de acordo com a composição da superfície terrestre. Quanto maior o albedo, maior é a reflexão da radiação solar nas zonas adjacentes à instalação e, conseqüentemente, maior a radiação difusa incidente no local (DGS, 2008).

Os módulos FV podem ser instalados com qualquer inclinação em relação ao plano da superfície, porém para obter a melhor insolação possível é recomendado que sejam instalados no ângulo de inclinação igual a latitude do local. Caso o módulo seja instalado na horizontal, deve-se levar em consideração a radiação global horizontal, e

se for instalado inclinado deve-se calcular a média mensal do total diário da irradiação solar incidente no plano do arranjo FV ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) ou GPOA (*Global Plane of Array*).

2.2.1. Instrumentos de Medição da Irradiação Solar

A medição na superfície terrestre da radiação solar global, assim como de suas componentes direta e difusa, é de grande importância, segundo Pinho e Galdino (2014). Essas medições possibilitam uma melhor compreensão das influências climáticas nos sistemas FV, visando a melhorar seu projeto e instalação. O objetivo dessas medições é a obtenção experimental do valor instantâneo do fluxo energético solar ou integrado ao longo do tempo em minuto, hora, dia, ano.

Os instrumentos de medição do recurso solar utilizados com mais frequência atualmente são os piranômetros, utilizados para medidas de radiação global e os pireliômetros para medidas de irradiação direta. O piranômetro pode ser termoeletrico ou fotovoltaico.

O piranômetro termoeletrico para medir a irradiação global, normalmente no plano horizontal, utiliza como sensor uma termopilha (Figura 7).

Figura 7 – Piranômetro termoeletrico



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014, p. 86).

O piranômetro do tipo fotovoltaico (Figura 8) é composto por uma célula FV de pequenas dimensões e apresenta como vantagem, de acordo com Pinho e Galdino (2014), um custo baixo.

Figura 8 – Piranômetro fotovoltaico

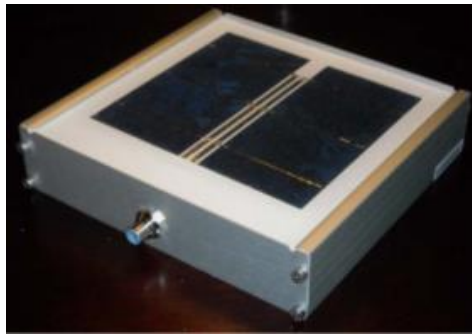


Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014, p. 86).

As células de referência FV também são utilizadas para medir a irradiância, Figura 9. Da mesma maneira que um módulo FV a célula de referência responde à luz de todos os ângulos, mas tipicamente mostra uma refletância aumentada e, portanto, uma diminuição da eficiência da luz que chega em ângulos obtusos. Se uma célula de referência solar é construída com o mesmo material das células FV, a resposta espectral e angular será próxima aos módulos FV que estão gerando energia na usina. Dessa forma, uma célula de referência é projetada para medir a irradiação que está disponível para conversão em eletricidade de um módulo FV. Quando a célula de referência está instalada nas mesmas condições do módulo FV, tais como inclinação e desvio azimutal do módulo FV, ambos absorvem a mesma faixa espectral de radiação e portanto, a aproximação dos dados é coerente. Os atributos que introduzem incerteza quando as células de referência são usadas para caracterizar o clima são os mesmos atributos que as tornam ideais para caracterizar o desempenho do sistema FV (MEYDBRAY; EMREY; KURTZ, 2012).

A Norma IEC 60904-2: 2015 fornece requisitos para a classificação, seleção, embalagem, marcação, calibração e cuidado de dispositivos de referência fotovoltaicos. Abrange dispositivos de referência fotovoltaicos usados para determinar o desempenho elétrico de células fotovoltaicas. Nela é definida a célula de referência como padrão para avaliação de SFV.

Figura 9 – Célula de referência



Fonte: (MEYDBRAY; EMREY; KURTZ, 2012)

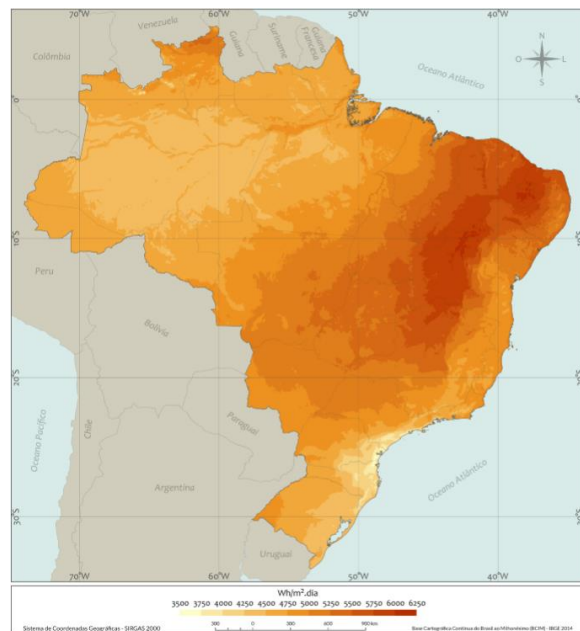
2.2.2 Bancos de dados sobre irradiação

Para o dimensionamento de sistemas FV deve-se usar valores históricos medidos em vários anos de irradiação referentes ao local onde será implantado o sistema. Como normalmente não existem dados medidos in loco, esses valores são estimados através de bancos de dados. Uma das principais ferramentas para esse dimensionamento é o banco de dados fornecido pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, desenvolvido pelo projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) financiado pelo PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) e cofinanciado pelo GEF (*Global Environment Facility*) que apresenta a disponibilidade de radiação solar para várias regiões do globo.

O Atlas Solarimétrico teve início em 2001, sob coordenação do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), e foi concebido através do levantamento de dados climatológicos de estações de medição e imagens de satélites, no período entre os anos de 1995 e 2005. O projeto SWERA tem como foco principal promover o levantamento de uma base de dados confiável e de alta qualidade, de forma a auxiliar no planejamento e desenvolvimento de políticas de incentivo a projetos nacionais de energia solar e eólica. Abrange mapas e dados digitais das diversas componentes da radiação solar, até dados socioeconômicos e de infraestrutura, permitindo sua utilização em estudos de viabilidade econômica no desenvolvimento de projetos. Os principais produtos na área de energia solar, gerados como consequência do projeto SWERA no Brasil, são: i) mapas impressos e digitais de irradiação solar em alta

resolução; ii) geração de séries temporais horárias; iii) construção de diferentes cenários de aproveitamento da energia solar, desenvolvidos com o uso de ferramentas de um sistema de informações geográficas (SWERA, 2016). Os valores de irradiação disponibilizados pelo projeto SWERA são referentes a irradiação incidente no plano horizontal e no plano com inclinação igual a latitude local, com sentido para o equador. A segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Figura 10) publicado em 2017, apresenta a média anual do total diário de irradiação solar global incidente no território brasileiro.

Figura 10 – Média anual do total diário da irradiação global horizontal



Fonte: Pereira et al. (2017)

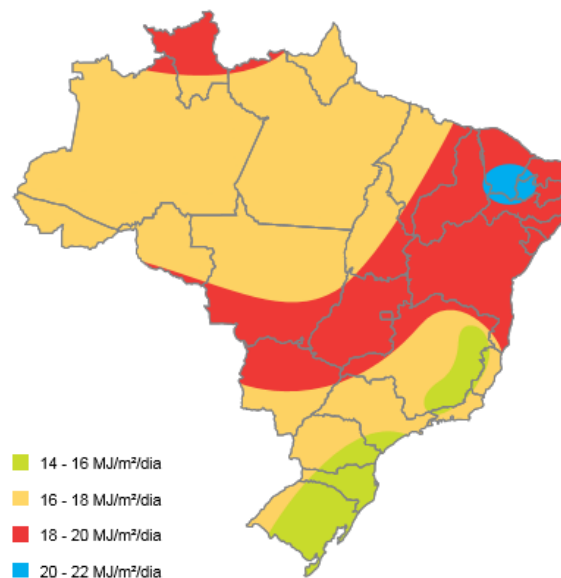
Para obtenção das estimativas de radiação solar incidente na superfície foi utilizado o modelo BRASIL-SR, que combina o uso de dados do índice de cobertura efetiva de nuvens obtidos com auxílio de imagens de satélites geoestacionários e dados de séries climatológicas com a adoção da aproximação de *two-stream* para solução da equação de transferência radiativa (MARTINS; PEREIRA; ECHER, 2004; PEREIRA et al, 2006).

Os mapas de irradiação gerados mostram faixas de valores da média anual e média sazonal da irradiação (em kWh/m².dia) na resolução espacial de 10 km x 10 km. A validação dos dados gerados pelo modelo foi realizada por meio de comparação

com os valores medidos em superfície em estações distribuídas pelo território brasileiro, através de estações da rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais), e dados medidos em plataformas de coleta de dados (PCD), gerenciadas pelo Centro de Previsão do Tempo e Estudos climáticos (CPTEC) (PEREIRA et al., 2006).

O Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2008) apresenta um mapa de radiação solar no Brasil (Figura 11).

Figura 11 – Mapa da variação da radiação solar no Brasil no plano horizontal



Fonte: (ANEEL, 2008, p. 85)

Uma questão importante analisada por Tiepolo (2015) é relativa aos diferentes padrões de escala e cores utilizados para elaboração dos mapas de irradiação, evidenciando as dificuldades encontradas pelos pesquisadores na área de energia FV na comparação dos mapas elaborados no Brasil com mapas de outros países ou regiões. Essa comparação nem sempre é visualmente fácil devido à diferença entre as escalas e cores utilizadas para representar os níveis de irradiação nos mapas existentes.

Tiepolo (2015) também chama a atenção de que além da utilização de cores diferentes para representar o potencial de irradiação em cada região, existe a questão de diferentes escalas e unidades. No Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006), os dados são apresentados em kWh/m².dia, no mapa apresentado no Atlas de Energia

Elétrica do Brasil (2008), os valores de irradiação são apresentados em MJ/m².dia. Em outras publicações como o Atlas de Irradiação Solar do Brasil (1998), a unidade utilizada foi em Wh/m².dia. E, também, diferentemente dos mapas da Alemanha em que os valores de irradiação apresentados estão numa escala com média anual, os valores apresentados pelos mapas no Brasil estão em uma escala com média diária anual.

No trabalho de Tiepolo (2015) também foi realizada uma comparação entre os mapas de irradiação no plano inclinado da Europa, publicado em 2006, com o mapa adaptado do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006) com o mesmo padrão de cores adotado pelo mapa europeu. Embora o mesmo padrão de cores utilizado na confecção dos mapas permita uma percepção do grande potencial existente no Brasil, ainda assim essa comparação não é completa, visto a diferença apresentada entre as escalas dos respectivos mapas, onde o mapa do Brasil apresenta valores diários de irradiação (kWh/m².dia), enquanto o mapa europeu apresenta valores totais anuais de irradiação (kWh/m².ano). O intervalo adotado entre um ponto e outro na escala do mapa de irradiação no Brasil é de 73 kWh/m².ano (convertido do valor médio diário para total anual), enquanto o intervalo utilizado no mapa europeu é de 100 kWh/m².ano.

Essa situação também ocorre ao se analisar mapas de irradiação no plano inclinado no Brasil. Os mapas gerados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2006) apresenta valores de irradiação média diária anual em kWh/m².dia. E, no livro Edifícios Solares Fotovoltaicos (Rüther, 2004), apresenta o Mapa Fotovoltaico do Brasil com valores de energia elétrica média diária anual estimada gerada para cada 1kWp instalado, desenvolvido para sistemas FV utilizando a tecnologia de filmes finos de silício amorfo (a-Si), e com módulos com inclinação igual a latitude local, orientados para o Norte Verdadeiro, e taxa de desempenho de 80%.

Esses diferentes padrões tendem a dificultar a análise por profissionais que não são da área de energia solar, podendo influenciar em decisões futuras quanto a investimentos na área ou em políticas públicas.

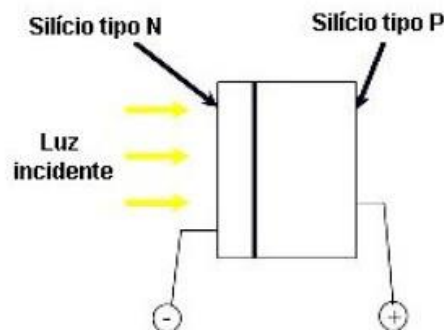
Dados obtidos do Atlas Solarimétrico são importantes para estimar a produção de um empreendimento com geradores FV. Porém para a verificação do desempenho de uma instalação em operação é conveniente utilizar dados reais do período considerado, visto que variações climáticas atípicas podem gerar diferenças nos indicadores. O uso de dados de irradiação obtidos de estações solarimétricas

próximas ao sistema FV instalado, como as do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET, permite a verificação de sua eficiência.

2.3 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO SISTEMAS FV

Atualmente existem vários materiais suscetíveis ao efeito FV, seu funcionamento básico está relacionado ao surgimento de uma tensão elétrica ou de uma corrente elétrica em um material semicondutor após a exposição à luz. Cada célula solar compõe-se de camada fina de material tipo N e outra com maior espessura de material tipo P, conforme Figura 12. Separadamente, ambas as partes são eletricamente neutras. Porém, ao serem unidas, na região P-N, forma-se um campo elétrico devido aos elétrons livres do silício tipo N que tendem a ocupar os vazios da estrutura do silício tipo P. Ao incidir luz sobre a célula FV, os fótons chocam-se com outros elétrons da estrutura do silício fornecendo-lhes energia e transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado pela junção P-N, os elétrons são orientados e fluem da camada “P” para a camada “N”. Por meio de um condutor externo, ligando a camada negativa à positiva, é gerado um fluxo de elétrons ou corrente elétrica que é mantido enquanto a luz incidir na célula. A intensidade da corrente elétrica gerada varia na mesma proporção da intensidade da luz incidente (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 12: Camadas de uma célula solar de silício



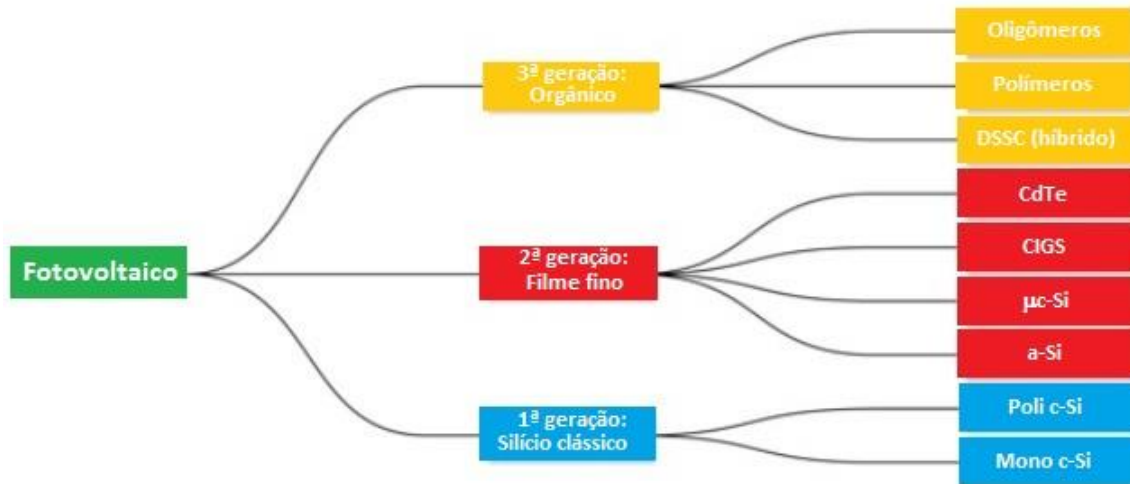
Fonte: NT-Solar, (2017).

A eficiência da geração de energia elétrica de um sistema FV está vinculada a alguns fatores como: sistemas óticos, tecnologia empregada, questões climáticas regionais e principalmente a irradiação disponível no local de instalação, além da temperatura, que também é um fator importante na geração FV de um módulo. Quanto maior a temperatura, menor será a quantidade de energia gerada, criando-se assim um paradoxo nesse tipo de geração de energia, já que os lugares que apresentam o maior potencial de geração, são justamente as regiões mais quentes do Brasil (PINHO; GALDINO, 2014).

A eficiência da geração de um sistema é equivalente a quantidade de energia elétrica gerada a partir de uma determinada quantidade de radiação solar recebida em uma área específica (GREEN et al, 2016; PINHO; GALDINO, 2014). A tecnologia do material da célula condiciona sua eficiência. Contudo a área disponível e a demanda de energia do projeto também possibilitam determinar a escolha por uma tecnologia específica. Ainda, em um projeto de um sistema FV deve-se levar em conta a qualidade da integração arquitetônica, compondo com ela e com a tecnologia escolhida.

Os módulos FV podem ser classificados da seguinte maneira: i) 1ª geração de módulos que pioneiramente foram desenvolvidos a partir do silício mono e multicristalino; ii) 2ª geração de módulos que foram desenvolvidos em tecnologia de filme fino, tornando-os flexíveis para aplicações em outros materiais e lugares, como na fachadas e coberturas curvas de edificações; iii) 3ª geração de módulos desenvolvidos com células orgânicas ou com corantes, possibilitando uma maior diversidade de produto para ampliar a sua versatilidade de aplicação em novas superfícies (CHIVELET; SOLLA, 2010; PINHO; GALDINO, 2014). Na 3ª geração também estão incluídas as chamadas células solares de multijunção que dispositivos compostos que incorporam vários tipos diferentes de material semicondutor em camadas, como um sanduíche, para absorver a maior quantidade de energia solar possível. Conforme a luz solar passa através de cada camada, a energia é extraída pela junção individual no comprimento de onda mais eficiente, enquanto a parte não utilizada da luz passa para a camada seguinte, e assim por diante. A Figura 13 apresenta um esquema das três gerações de tecnologia FV.

Figura 13: Classificação dos módulos FV



Fonte: Adaptação de Pinho e Galdino, (2014)

Ressalta-se que os custos e a eficiência são fatores relevantes na escolha do tipo de painel FV para um projeto, porém aspectos como o tipo de estrutura necessária para a fixação do painel, ou o local de instalação também são pertinentes. Conforme a Tabela 1, percebe-se que os módulos de silício mono e multicristalino são os que apresentam as maiores eficiências de conversão, tanto nas versões de laboratório obtidas a partir de processos de fabricação melhorados, como nos produtos comercialmente disponíveis, originados de processos de fabricação em larga escala (ISE, 2016).

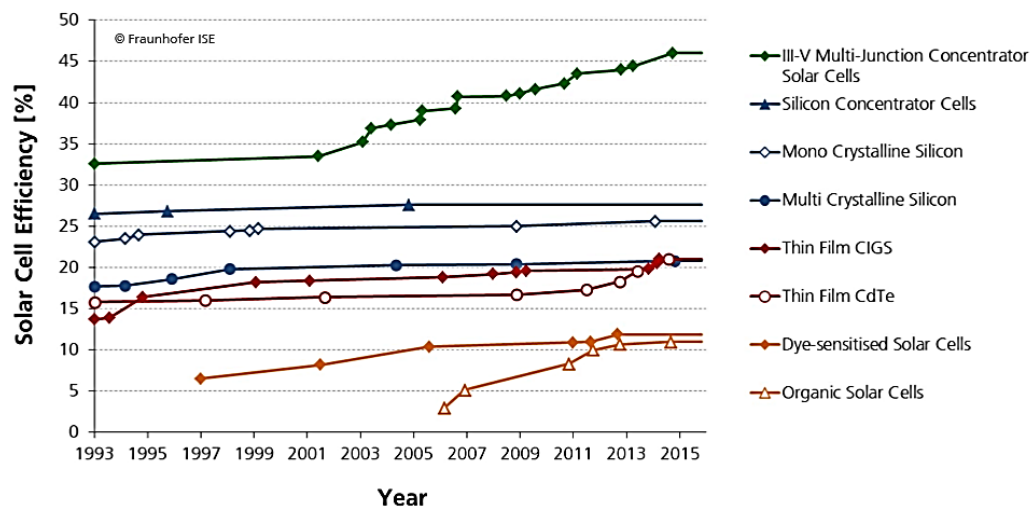
Tabela 1 – Comparação entre a eficiência de tecnologias FV

Tecnologia FV		Eficiência em laboratório	Eficiência em campo
Silício cristalino	Monocristalino	28%	20 – 25%
	Multicristalino	21,3%	14 – 16%
Filme Fino	Silício Amorfo	13,6%	6% - 9%
	Telureto de Cadmio	22,1%	9% - 12%
	CIS/CIGS	22,3%	8% - 14%

Fonte: Adaptado de Green et al (2016) e NREL (2016)

A Figura 14 mostra a eficiência obtida em laboratório de diferentes células. Nota-se que as células de filmes finos (CIGS e CdTe) obtiveram valores muito próximos aos valores de eficiência das células de silício multicristalino. Além disso, evidencia-se a diferença de eficiência existente entre as células de silício monocristalino e as células de silício multicristalino (ISE, 2016).

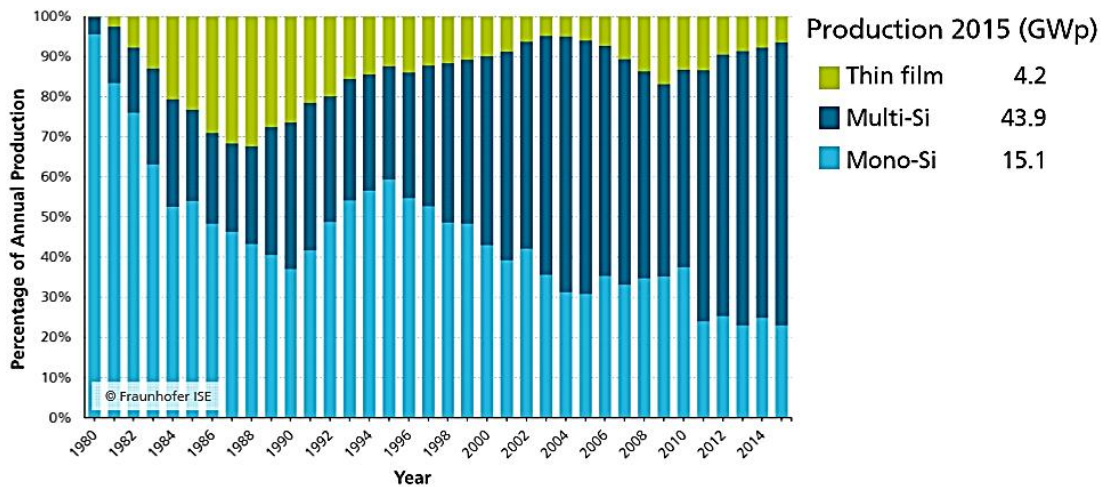
Figura 14 – Eficiência dos diferentes tipos de células em laboratório



Fonte: (ISE, 2016)

Um gráfico comparativo entre as tecnologias das células FV de silício monocristalino, silício multicristalino e filmes finos é apresentado na Figura 15. A utilização de silício monocristalino vem diminuindo ao longo dos anos, em detrimento da tecnologia de silício multicristalino que vem aumentando a sua participação no mercado FV. Esse fato pode ser explicado devido ao custo menos elevado do multicristalino em relação ao monocristalino e também, pelos bons resultados de eficiência dessas células, ou seja, o custo benefício do multicristalino mostra-se satisfatório quando comparado com o monocristalino (PINHO; GALDINO, 2014). E, dessa forma, a tendência do mercado é utilizar as tecnologias que sejam vantajosas no que diz respeito à eficiência, mas que também tragam vantagens financeiras (TONIN, 2017).

Figura 15 – Participação das diferentes tecnologias de células FV



Fonte: (ISE, 2016).

De acordo com Nascimento (2013), as taxas de desempenho apresentadas e os índices de degradação encontrados no estudo de longo prazo realizado em um sistema FV em Florianópolis, demonstram que a tecnologia de a-Si é bem adequada para instalações integradas no ambiente urbano no Brasil. Provavelmente, porque o a-Si apresenta as menores perdas de eficiência na célula FV devido as altas temperaturas que incidem sobre algumas regiões brasileiras.

Os sistemas FV são normalmente compostos por três componentes, de acordo com Pinho e Galdino (2014): i) bloco gerador; ii) bloco de processamento de energia elétrica; iii) bloco de armazenamento. O bloco gerador contém os arranjos dos módulos FV, bem como o cabeamento e estrutura de suporte necessários. Os arranjos dos módulos podem ser feitos em série ou em paralelo. Os arranjos em série culminam na soma das tensões e equilíbrio das correntes. Já os arranjos em paralelo culminam na soma das correntes e no equilíbrio das tensões. Deve-se planejar os arranjos de forma que a configuração elétrica seja suportada pelo inversor que receberá as cargas. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores, inversores, controladores de carga e outros dispositivos de proteção. Nessa etapa é convertida a energia gerada pelo bloco gerador, de forma que possa ser utilizada no meio doméstico ou industrial. O bloco de armazenamento é constituído por acumuladores elétricos, ou seja, baterias. Esse elemento nem sempre é necessário já que o sistema poderá estar conectado à rede local de energia.

2.3.1 Tipos de sistemas FV

A conexão dos sistemas FV pode ser realizada de duas maneiras: os sistemas isolados ou autônomos e os sistemas conectados à rede elétrica de distribuição local. Ambos os sistemas têm a capacidade de trabalhar em conjunto com outros processos de geração de energia, como por exemplo, a energia eólica ou geotermal, formando sistemas híbridos (CHIVELET; SOLLA, 2010; LOPES, 2012; VILLALVA, 2015).

Os sistemas isolados são subclassificados em duas topologias, que são os sistemas isolados individuais para a geração de uma única unidade consumidora e os sistemas isolados em mini rede para atender um pequeno grupo de unidades consumidoras. Para esses sistemas é necessário ter-se um acumulador (baterias) para armazenar a energia elétrica gerada durante o dia, para que a unidade consumidora tenha disponível energia durante os períodos de falta de radiação solar, como por exemplo, a noite e nos dias de alta pluviometricidade (CHIVELET; SOLLA, 2010; PINHO; GALDINO, 2014).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFVCR) dispensam os acumuladores de energia (baterias), já que nos períodos em que não está sendo gerada energia elétrica, é possível adquiri-la da rede de distribuição da concessionária local. Os sistemas conectados funcionam normalmente como um complemento a demanda total de energia elétrica da edificação, reduzindo-se assim a quantidade de energia necessária a ser adquirida da rede (CHIVELET; SOLLA, 2010; LOPES, 2012; VILLALVA, 2015).

Quando se tem uma grande quantidade de sistemas geradores de energia elétrica que estão retornando com energia para a rede de distribuição, bem como para fins de monitoramento e gestão da rede, torna-se interessante a implantação de *smart grids*. A rede inteligente tem um papel fundamental no sistema de distribuição de energia pelas concessionárias, pois aumenta a eficiência energética na distribuição, facilita a integração da geração de energias renováveis e promove a eficiência na demanda, impulsionando novas inovações e aplicações (CHIVELET; SOLLA, 2010; LOPES, 2012; VILLALVA, 2015).

A implantação desse sistema de redes inteligentes é pertinente para as várias camadas de atuação da rede. Para a concessionária, isso representa uma das soluções para economia de energia, e para o consumidor, um fornecimento estável

da rede, bem como poderia melhorar o custo financeiro da energia (CHIVELET; SOLLA, 2010; ZILLES et al, 2012).

Em tempos de crise energética de alguns países, como por exemplo o Brasil, o *smart grid* torna-se uma solução atraente, visto que as possibilidades de geração a partir de novas termo e hidroelétricas estão ficando mais caras e ambientalmente preocupantes. No país e no mundo, as redes elétricas inteligentes encontram-se em um estágio de evolução embrionário, semelhante ao da internet no começo dos anos 1990, havendo ainda grandes oportunidades para as empresas, concessionárias de energia, fornecedores de tecnologia, governos, consumidores e desenvolvimento de novas capacitações na economia sustentável. De fato, os planos de substituição para medidores inteligentes dos Estados Unidos, da Europa e do Japão apontam para conclusão entre 2022 e 2030, não necessariamente significando a implantação do conceito integral de redes elétricas inteligentes (RIVERA; ESPOSITO, TEIXEIRA, 2013).

2.4 BAPV e BIPV

Os módulos FV são projetados e fabricados para a utilização em ambientes externos, por um longo período de tempo, sob sol, chuva e outros agentes climáticos, devendo operar satisfatoriamente nessas condições por períodos de até 30 anos. Dessa forma, os sistemas FV integrados na edificação, podem ter a dupla função de gerar eletricidade e funcionar como elemento arquitetônico na cobertura de telhados, paredes, janelas e fachadas (RÜTHER, 2004).

A indústria FV vem desenvolvendo uma série de produtos dirigidos à aplicação ao entorno construído, como módulos FV de vidro sem moldura, que podem ser instalados diretamente como material de revestimento de telhados ou fachadas (RÜTHER, 2004).

Além de buscar a posição de máxima irradiação, há outras medidas que contribuem para a melhoria do rendimento elétrico, como evitar a conexão em série de módulos com diferentes características ou situados em diferentes planos, reduzir a distância entre os painéis e o inversor, ou usar cabos e sistemas de conexão adequados.

Também, destaca-se, no projeto da instalação, a importância da acessibilidade aos módulos, para sua limpeza, tanto em fachadas como em coberturas, e a

importância de evitar que fiquem na sombra. Por outro lado, do ponto de vista construtivo, os elementos FV devem cumprir uma série de exigências, tais como o aspecto desejado como cor, imagem, tamanho, transparência, entre outros. Ainda, a impermeabilização, a resistência a cargas de vento, a durabilidade e a manutenção, a segurança durante a construção e o uso, e, por fim, o custo.

Os sistemas FV para geração de energia elétrica podem ser classificados em duas tipologias: Os FV aplicados às edificações - BAPV (*Building Applied Photo Voltaics*) e os integrados às edificações - BIPV (*Building Integrated PhotoVoltaics*), substituindo os elementos de vedação.

Os sistemas BAPV constituem-se de módulos FV instalados sobre a edificação, com características diferentes da superfície em que estão instalados, como por exemplo, em relação a orientação e inclinação, conforme Figura 16. São comumente utilizados no *retrofit* e em coberturas dos edifícios. Os módulos FV normalmente não substituem o material de vedação.

Figura 16 - BAPV com módulos na cobertura em Zaytouna University na Jordânia



Fonte: (PV MAGAZINE; 2016)

Os sistemas BIPV são módulos FV instalados na edificação, normalmente com as mesmas características da edificação como orientação e inclinação, conforme Figura 17. Os BIPV's devem ser previstos ainda na fase de projeto da edificação e

podem substituir os materiais de vedação, desde que a sua vida útil seja compatível com a vida útil da edificação onde será instalada, ou com o material que substituem.

Figura 17 - BIPV com módulos na fachada na Biblioteca Pompeo Fabra em Barcelona



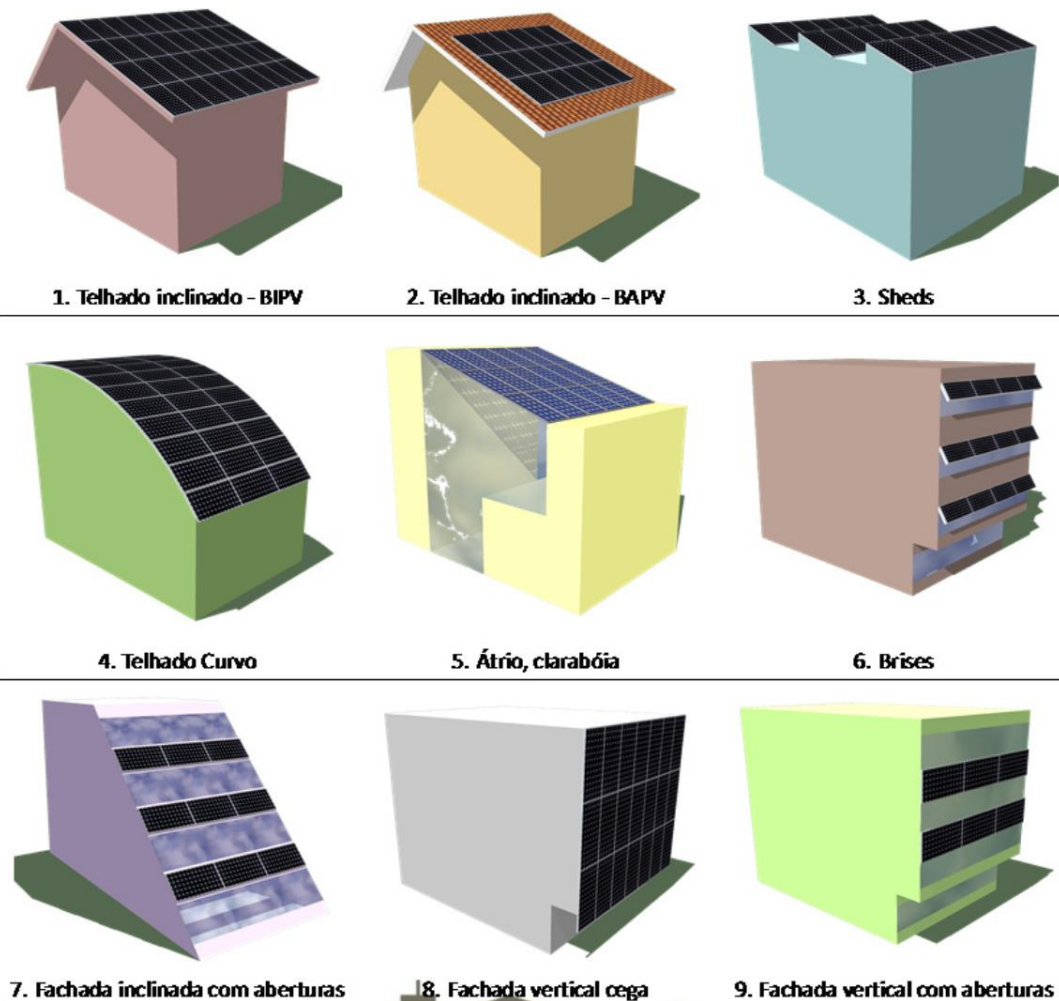
Fonte: (ARCHDAILY; 2016)

Os BIPV são integrações entre o projeto arquitetônico e o sistema FV durante a fase de projeto da edificação, considerando assim os módulos como parte do todo e não somente uma adição posterior, como é o caso dos BAPV (CHIVELET; SOLLA, 2010; LOPES, 2012; VILLALVA, 2015).

O fato de que o sistema FV seja integrado não significa que tenha que alterar a composição estética da edificação. Dessa forma, os painéis podem ser posicionados em local não visível, por exemplo na cobertura escondidos pela platibanda. Os painéis também podem ser sobrepostos às fachadas. O sistema FV pode ser utilizado para agregar valor à imagem arquitetônica ou determinar a própria imagem arquitetônica. No que diz respeito ao desenho da integração de FV no edifício, é importante orientar os módulos na direção de luz natural direta. Um equilíbrio entre a capacidade de sombreamento de sistemas semitransparentes e da capacidade de fornecer um espaço interior com luz natural é fundamental para conforto visual. A Figura 18

apresenta as possibilidades de integração arquitetônica dos módulos FV em diferentes configurações.

Figura 18 - Formas de integração dos módulos FV nas edificações

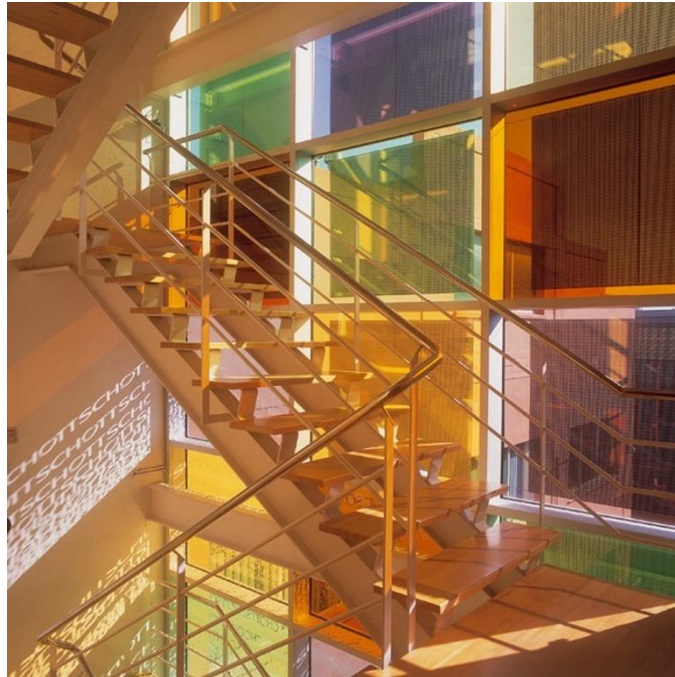


Fonte: (ZOMMER, 2014)

A inserção dessa tecnologia propicia a geração energética e pode servir também como revestimento e vedação de fachadas. Dos módulos utilizados na fachada, os mais comuns são os retangulares de silício mono ou multicristalino. Para o caso de edificações curvas ou detalhes arquitetônicos complexos, pode-se também considerar módulos de filme fino que tenham flexibilidade para se acomodar nesses elementos, ou posicionar os módulos rígidos acompanhando a curva segmentada em várias retas. Existem também várias cores de módulos que possibilitam que o

projetista atenda aos critérios estéticos da edificação, como visualizado na Figura 19 (SCHUETZE, 2013).

Figura 19 – BIPV na fachada edifício Schott Ibérica em Barcelona



Fonte: (CISOL; 2016).

Os critérios básicos que os módulos devem atender para que possam ser utilizados como vedação de edifícios no lugar de outros materiais são principalmente: vida útil do módulo compatível com a vida útil da edificação e estudo do conforto térmico e acústico do ambiente proporcionado pelo módulo e o cumprimento das normas relacionadas (HAGEMANN, 2004; SCHUETZ, 2013).

O dimensionamento da potência a ser instalada em uma integração BIPV também influencia nas decisões arquitetônicas, podendo ser realizado de acordo com as necessidades da edificação. Alguns dos objetivos do projeto do BIPV podem ser a busca do balanço energético positivo ou zero pela instalação em porções maiores da fachada para permitir uma continuidade da linguagem arquitetônica (SCHUETZ, 2013).

As edificações de balanço energético zero (*Zero Net Energy*) são aquelas cuja produção de energia é igual ou maior do que seu consumo. Elas podem ser

viabilizadas economicamente a partir do estímulo dado pelo marco regulatório estabelecido em 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa regulamentação transforma a rede de distribuição de eletricidade, que até então era uma via de mão única, em um sistema bidirecional, que permite a troca de energia entre a concessionária e o usuário (DIDONÉ; WAGNER; PEREIRA, 2014).

A Resolução nº 482/2012 da ANEEL criou a figura dos microgeradores e dos minigeradores de energia. A Resolução complementar nº 687/2015 estabelece que no primeiro grupo, estão as unidades com menor potência instalada, de até 75 kW, caso da maioria das residências, condomínios e edificações comerciais. Os minigeradores são as unidades com potência instalada maior do que 75kW até 5 MW, representadas por estabelecimentos públicos ou privados de grande porte. A regulamentação vale para qualquer fonte renovável de geração. Isso significa que qualquer um pode instalar um sistema gerador e usar sua própria energia. A energia não utilizada pode ser exportada para a rede elétrica e, assim, reduzir a fatura energética. Para a microgeração, a distribuidora tem o prazo de 34 dias para conectar a instalação à rede, a contar do dia da solicitação (DIDONÉ; WAGNER; PEREIRA, 2014; MME, 2016).

Para os arquitetos o desafio é como integrar adequadamente os painéis FV nas edificações. Essa integração deveria incentivar projetos inovadores, porém para isso é necessário ter o conhecimento adequado sobre as implicações tanto na geração de energia como dos elementos de vedação. Logo, visando uma solução conjunta às necessidades de produção energética e da integração construtiva é fundamental que a opção FV seja discutida desde o começo do projeto de arquitetura da edificação. Dessa forma, o arquiteto decidirá se o sistema FV deve se converter em um elemento característico da fachada ou da cobertura, ou se deve desempenhar um papel secundário.

De acordo com Farias et al (2014), na disposição física dos sistemas instalados, está o principal elemento de variação de desempenho energético entre sistemas BIPV e BAPV. Essa variação se torna mais acentuada à medida que os locais de instalação se aproximam da latitude zero, caso de 15 das 27 capitais brasileiras, que encontram-se em latitudes entre 11º Sul e 3º Norte. 4 delas, Macapá, Belém, São Luís e Boa Vista, encontram-se em latitudes bastante próximas a zero, entre 3º Sul e 3º Norte. Farias et al (2014), estudaram o caso de Belém, situada em latitude 1º 27', concluindo que para qualquer orientação, com inclinações de até 40 °,

uma superfície coletora em Belém captará valores próximos a 90% da irradiância ótima, sendo as orientações para leste e oeste mais favorecidas à medida que a inclinação aumenta. Observam ainda que as instalações em fachadas são menos favorecidas. As fachadas leste e oeste, as mais indicadas para este tipo de instalação, apresentam irradiância anual equivalente a aproximadamente 55 % do valor ótimo. A partir das análises, concluem que em Belém a utilização de sistemas FV em fachadas pode ser muito melhor aproveitada em elementos de sombreamento, por exemplo, com inclinações de até 40°, do que na vertical. Ainda assim, a disponibilidade energética das fachadas leste e oeste em Belém é proporcional à disponibilidade verificada em fachadas sul de cidades de latitudes mais altas e onde as instalações do tipo BIPV são bem mais disseminadas do que no Brasil, casos de Madrid (disponibilidade 13 % superior a Belém nas condições citadas) e Munique (14 % inferior a Belém). A variação dos resultados para outras localidades de latitudes baixas é pequena.

2.4.1 Integração em coberturas e claraboias

As coberturas são as zonas de uma edificação onde a integração FV é mais usual. Essa integração é a melhor opção quando não se quer alterar a imagem do edifício e também é melhor do ponto de vista da insolação, pois facilita a questão de manter os módulos livres de sombras. E, ainda facilita a busca do melhor ângulo para a orientação solar e apresenta facilidade de ventilação. Visto que é conveniente permitir a ventilação da face posterior dos módulos, especialmente nos de silício cristalino.

As coberturas inclinadas podem incorporar módulos FV ou telhas FV como as *Tesla Solar Glass* que são iguais as telhas normais, ou seja, os módulos permitem uma melhor integração com a linguagem da edificação, visto que tem a mesma aparência do elemento que estão substituindo, conforme Figura 20. As coberturas planas podem receber painéis inclinados, com uma integração mínima, ou claraboias translúcidas e quase planas incorporadas em painéis envidraçados. Para as coberturas planas, os fabricantes de sistemas FV apresentam soluções-padrão, geralmente de baixo custo, visto que empregam dimensões e sistemas de fixação normalizados.

Figura 20 – Aplicação das telhas solares camufladas Tesla



Fonte: SOLAR ROOF TESLA, (2017)

Na integração FV a claraboias e átrios envidraçados combinam-se a geração elétrica, a transparência e a estanqueidade. A integração é feita tanto nos vidros transparentes como nos opacos. Os vidros duplos das claraboias podem ser substituídos por painéis FV com alguma transparência, montados, por sua vez, em um vidro também duplo, para não perder as características de transmissividade térmica. A fixação dos módulos é similar a dos vidros que foram substituídos (FONTÁN, 2016). Como exemplo desse tipo de solução, Fontán, (2016), destaca a Academia e Centro Municipal de Mont-Cenis, localizada na região do Ruhr, na Alemanha, Figura 21. Os módulos FV na cobertura contribuem para o controle solar no verão projetando uma imagem de um céu parcialmente nublado. No interior experimenta-se a sensação de que a cobertura é plana, mas na verdade, todos os vidros, tanto os FV como os transparentes, estão inclinados.

Figura 21 – BIPV em Mont-Cenis Academy



Fonte: (SONTASUN, 2017).

Outra solução de cobertura plana FV revestida de painéis de silício monocristalino pode ser observada na nova sede central de Telefónica de Madrid, Figura 22. São mais de 1600 painéis FV que geram toda a energia consumida pelo distrito. Trata-se de uma falsa cobertura visto que não apresenta estanqueidade e as juntas entre os módulos estão abertas.

Figura 22 – BIPV na sede central Telefónica em Madrid



Fonte: (ARCHDAILY, 2017).

2.4.2 Integração em fachadas

Algumas edificações apresentam tipos de fachadas que podem ser usadas para proteção e aproveitadas para a instalação de sistemas FV. Nos países Europeus muitas construções apresentam esses tipos de fachada. Existem fachadas com a tecnologia apropriada para a inserção de módulos FV, aproveitando a estrutura disponível e mantendo sua funcionalidade. Esse tipo de fachadas vem substituindo as fachadas de vidros, alumínios e cerâmicas (CHIVELET; SOLLA, 2010).

Define-se fachadas ventiladas como um sistema formado por placas ou painéis fixados externamente à base suporte do edifício através de fixadores metálicos ou por uma subestrutura auxiliar metálica, constituindo-se na vedação vertical exterior de uma edificação. Essa estrutura promove a remoção do ar aquecido no interior da câmara pelo efeito chaminé. Dessa forma, as fachadas ventiladas são adequadas para a integração FV em regiões de clima quente, e sua câmara de ar posterior tem como função reduzir temperaturas, contribuindo para manter um bom rendimento FV, além de proporcionar espaço para os cabos e conexões.

A Figura 23 apresenta um exemplo dessa solução arquitetônica na remodelação da Torre CIS em Manchester, Reino Unido. Esse edifício foi construído em 1960 e sua fachada foi remodelada em 2005 com mais de 7500 módulos FV de vidro de silício multicristalino.

Figura 23 – BIPV no edifício CIS



Fonte: (ARCHDAILY, 2017).

Nas fachadas verticais ou inclinadas, as paredes-cortina são uma opção de revestimento conhecida e confiável. Os módulos FV podem ser integrados a duas modalidades de parede-cortina: i) o sistema de montantes e travessa, montado in-loco; e ii) o sistema modulado, completamente pré-fabricado em uma indústria. Do ponto de vista construtivo, esse último apresenta uma melhor integração dos módulos FV, porque a instalação e a conexão elétrica deles são realizadas sob condições de qualidade mais controladas. Na figura 24, pode-se observar esse tipo de fachada no Parque de Inovação Tecnológica La Salle em Barcelona. Apresenta na fachada externa 30% de células FV de silício multicristalino aplicadas sobre o vidro transparente.

Figura 24 – BIPV no parque de inovação tecnológica La Salle em Barcelona



Fonte: La Salle / Technova, (2017).

2.4.3 Integração em aberturas e brises

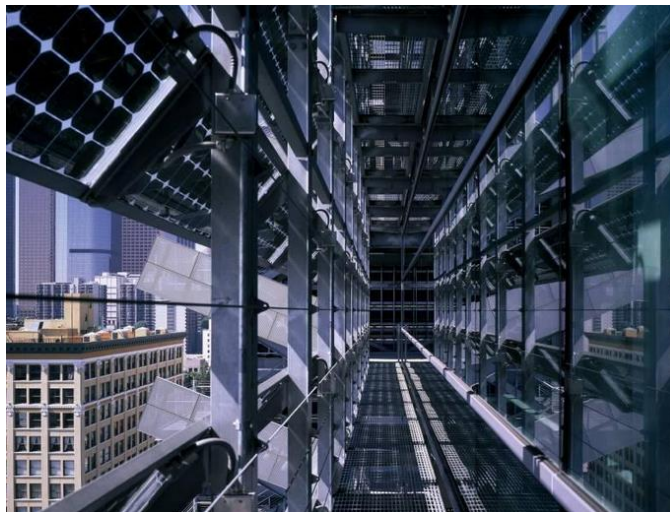
Também, nas janelas existe a possibilidade de se abrigar módulos FV, que podem ocupar as partes fixas e deixar livres as folhas com vidros transparentes. Outra possibilidade é empregar módulos semitransparentes de película delgada que cubram toda a superfície.

Os elementos em balanço ou agregados às fachadas são uma boa opção para a integração FV, por sua inclinação voltada para o sol e porque suas faces são ventiladas. Os brises representam uma grande oportunidade de se converter no suporte ideal para integrar os módulos FV e combinar duas funções ao mesmo

elemento: o controle da radiação solar por meio do sombreamento e a produção de energia elétrica.

Nos brises fixos que protegem do sol por cima da linha de janelas e que podem ser orientados da forma mais adequada para assegurar a máxima captação solar, os painéis FV podem estar inseridos em panos de vidro laminado fixados em perfis de alumínio em balanço, através dos quais são feitas as conexões elétricas que levam ao interior do edifício. Uma variante são os brises metálicos revestidos com painéis solares de película delgada. Um exemplo dessa solução pode ser visto na Figura 25, que mostra a sede da Caltrans District 7 em Los Angeles. O conjunto apresenta uma fachada muro cortina de vidro e com brises cobertos de vidro FV monocristalino.

Figura 25 – BIPV na sede Caltrans em Los Angeles



Fonte: (ARCHDAILY, 2017)

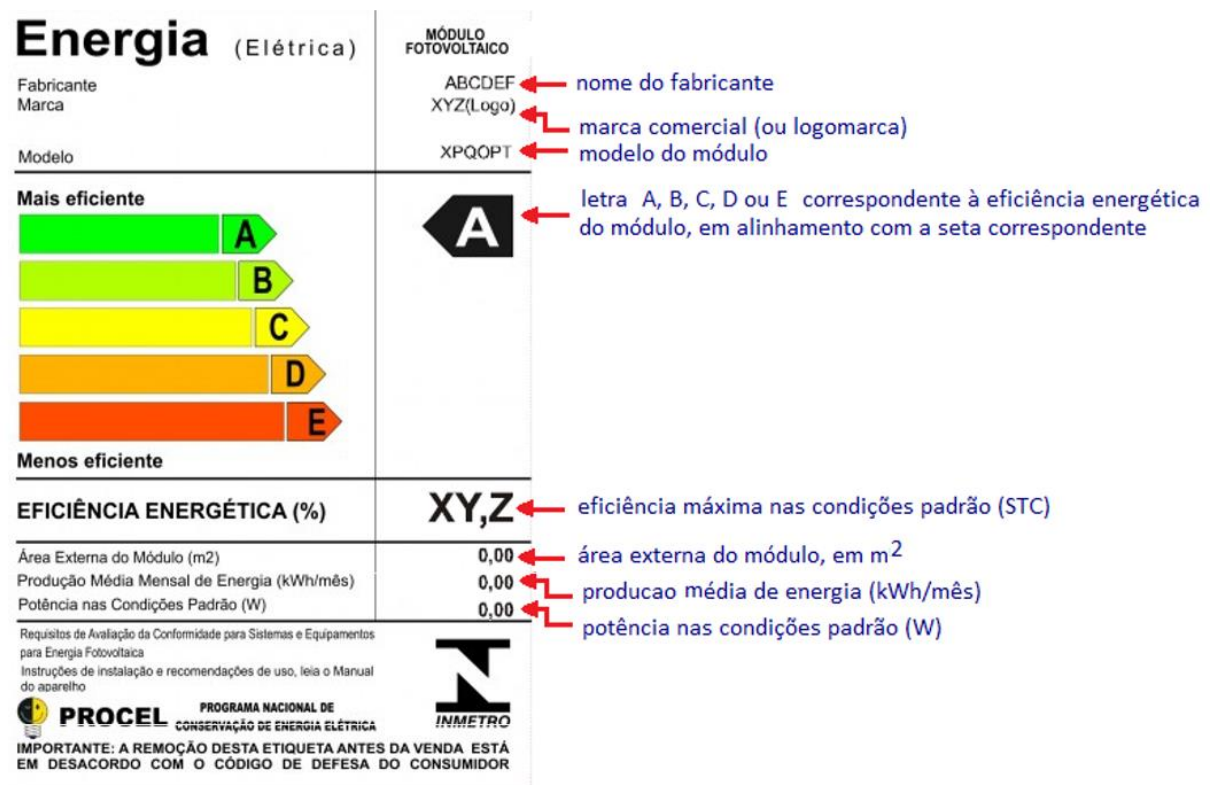
2.5 DESEMPENHO E AVALIAÇÃO DE UM SISTEMA FV

É fundamental que os sistemas FV sejam estudados e avaliados com relação ao seu desempenho pois esses resultados possibilitam o contínuo desenvolvimento de sua tecnologia assim como da indústria, funcionando também como referenciais de qualidade dos produtos existentes. Para o setor de pesquisa e desenvolvimento de produtos, são medidas importantes para ajudar a identificar necessidades futuras. E para o investidor, são essenciais para definição das expectativas do retorno econômico que será alcançado.

Como a indústria de sistemas FV tem apresentado um contínuo crescimento, surgiu a necessidade da criação e divulgação de parâmetros adequados de desempenho dos sistemas, permitindo a detecção de problemas operacionais ou de projeto, e a comparação de sistemas diferentes em relação ao projeto, tipo de tecnologia utilizada e localização geográfica. Dessa forma, a adoção de métodos padronizados de avaliação e classificação reflete na maior credibilidade para tecnologia FV, contribuindo com o seu desenvolvimento.

No Brasil, o Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), através da Portaria número 004/2011, e Portaria 357/2014 estabelece os critérios para a avaliação da conformidade de sistemas e equipamentos para a energia FV. Através do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), os produtos avaliados e aprovados exibem uma Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE), que tem por objetivo informar a eficiência energética e o desempenho dos sistemas e equipamentos para energia FV. A Figura 26 mostra o modelo de ENCE para módulo.

Figura 26 - Modelo de ENCE para módulo FV



Portanto, os equipamentos disponíveis no mercado nacional devem ser submetidos a testes padronizados no Brasil, já que o INMETRO não aceita relatórios emitidos no exterior. Após os ensaios do módulo FV ou de outros equipamentos nas condições padrão, é emitida a ENCE com a letra correspondente à eficiência conforme a classificação indicada em tabela.

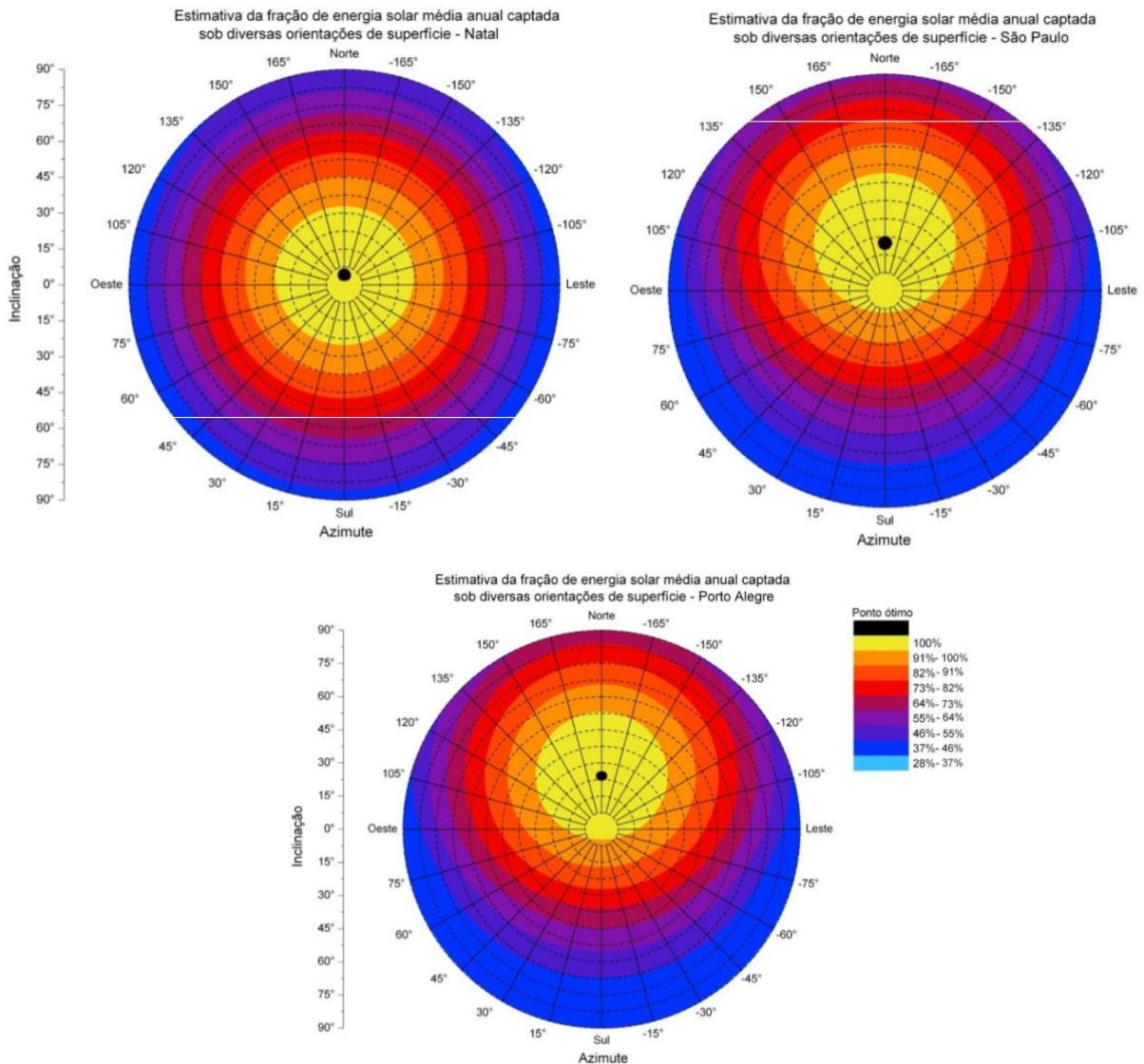
A geração anual de energia de sistema FV depende da quantidade total de radiação solar disponível na posição geográfica em que é instalado. Esse número pode ser estimado através de dados meteorológicos, que informam a irradiação, em kWh/m², em uma superfície horizontal, das estações meteorológicas mais próximas ao sistema. Alguns dos fatores que podem influenciar na geração de um SFVCR e causar perdas são: i) localização, orientação e inclinação do painel FV; ii) clima local; iii) potência de pico dos módulos FV; iv) eficiência de conversão dos módulos FV; v) variação de eficiência dos módulos em função da temperatura; vi) distribuição espectral da radiação que atinge o painel e a resposta aos diferentes comprimentos de onda; vii) eficiência do inversor utilizado; viii) perdas entre as conexões do SFVCR e o consumidor (RÜTHER, 2004; PINHO E GALDINO, 2014). A seguir, as influências desses fatores serão detalhadas.

2.5.1 Localização, orientação e inclinação

O posicionamento afeta o sistema FV. Devido as características das edificações os sistemas FV podem ficar posicionados com inclinação e orientação diferente da ótima para a posição geográfica do local. A localização geográfica, a inclinação e a orientação do painel afetam o rendimento do sistema, pois desses fatores vai depender a radiação direta e difusa e o albedo que é característica do ambiente que circunda a instalação.

Silva e Oliveira (2011) analisaram a influência que a orientação dos módulos tem no nível de radiação captada anualmente e elaboraram um modelo para estimativa da radiação captada em diversas orientações. Realizaram um estudo de caso para três capitais do país, Natal, São Paulo e Porto Alegre, com a finalidade de notar a variação da energia solar captada com a orientação da superfície (Figura 27).

Figura 27 – Estimativa da fração de energia solar média anual captada sob diversas orientações em Natal, São Paulo e Porto Alegre



Fonte: Adaptado de Silva e Oliveira (2011)

Ao observar o deslocamento da mancha amarela nos gráficos, Silva e Oliveira (2011) perceberam que sistemas FV instalados ao norte do país possuem seu ponto de máxima captação anual de energia deslocado para a região de menor inclinação, oposto do que ocorre mais ao sul. Em todos os casos, a orientação ótima é, em relação ao azimute, a que garante o alinhamento da superfície com o meridiano local. A cidade de Natal apresenta uma distribuição quase simétrica e a maior limitante para

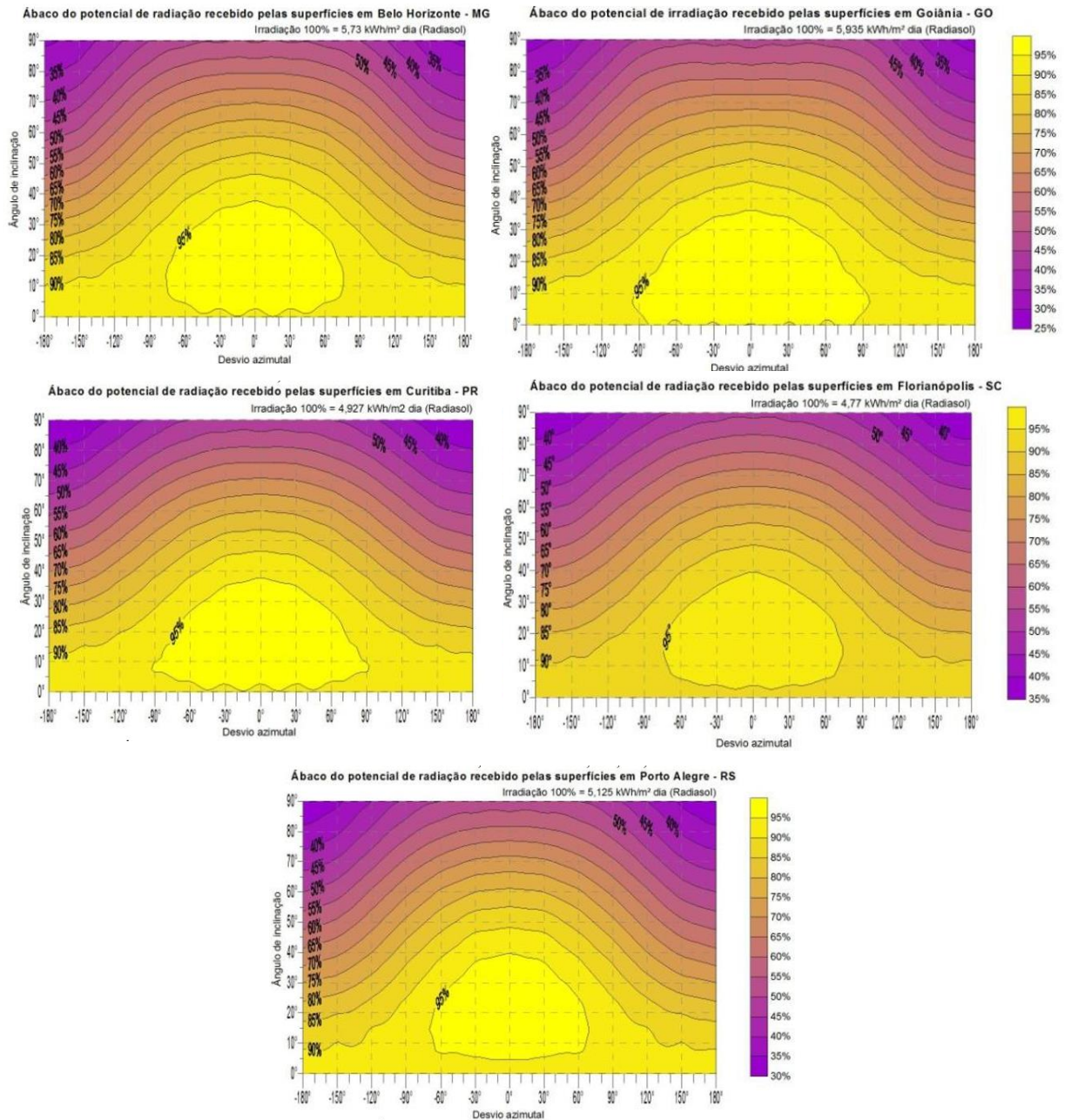
a maximização da energia é a inclinação, sendo que nesse local há relativa liberdade de orientação dos módulos e em relação ao azimute. Em São Paulo e Porto Alegre, as perdas são mais significativas ao se desviar do ponto ótimo em relação ao azimute. Sua comparação com valores experimentais indicou que as estimativas apresentaram boa concordância quando a orientação escolhida correspondia à máxima captação anual, com o maior desvio na ordem de 20%. Silva e Oliveira (2011) concluem que os gráficos referentes à fração de energia solar captada em função da orientação do painel corresponderam ao esperado em relação ao comportamento da radiação no hemisfério sul e servem como indicativo das perdas ao se desviar do ponto de máxima captação anual de energia solar. Logo, a inclinação de um módulo em ângulo igual à latitude local e orientado ao norte possibilita o maior aproveitamento da energia solar. Isso é ocasionado pela inclinação do eixo terrestre em relação a órbita solar.

Outro estudo realizado por Santos (2013) também demonstra a variação que ocorre no aproveitamento da energia solar conforme o ângulo de inclinação e a orientação do módulo. Nesse estudo foram desenvolvidos ábacos com os potenciais de geração de diferentes orientações e inclinações dos geradores FV para todas as capitais brasileiras para facilitar a análise dos projetistas sobre as diferentes posições (inclinação e orientação). São apresentados na Figura 28, os ábacos para Belo Horizonte, Goiânia, Curitiba, Florianópolis e Porto Alegre. Essas cidades foram selecionadas pois serão realizadas comparações com SFVCR localizadas nelas ou nas suas proximidades.

Os ábacos demonstram o potencial de irradiação média recebida por dia para cada posição de instalação. Os ábacos mostram nas cores mais claras as orientações e inclinações de índices mais altos de irradiação solar ao longo do ano, e nas cores mais escuras as menores incidências de irradiação. No eixo horizontal encontram-se as variações de orientação (0° indicando o Norte, com variações de $+180^\circ$ e -180°), e o eixo vertical apresenta as variações de inclinações da superfície (de 0° indicando uma superfície horizontal e 90° indicando uma parede vertical).

Santos (2013) conclui que, para as cidades localizadas na região central do país, para atingir um máximo de 95% de radiação recebida a inclinação dos módulos deve ser mantida até 35° e a orientação também deve ser observada para que se limite a desvios de no máximo 60° para Leste ou Oeste. Se a inclinação for menor, até 15° ou 20° , pode-se manter as perdas em até 10%. O pior cenário nessas cidades são as fachadas Sul, com perdas que chegam a 55-60%.

Figura 28 – Ábacos para Belo Horizonte, Goiânia, Porto Alegre, Curitiba e Florianópolis



Fonte: Santos, (2013)

Nas cidades mais ao Sul do país, de acordo com Santos (2013), os ábacos apresentam uma mancha central mais clara, indicando que nesses locais a integração deve ser realizada com restrições para manter os maiores níveis de radiação. Nessas cidades o máximo de 95% só é atingido quando o desvio azimutal se limita a 60° para Leste ou Oeste e a inclinação está entre 5° e 25°. Para integrações com orientação

Norte, é possível uma inclinação de até 35°. Para fachadas as perdas chegam a 60-65% quando orientadas a Sul e 50% quando orientadas ao Norte.

Assim, de acordo com Santos (2013), analisando-se a Figura 27, observa-se a partir do ábaco de Goiânia – GO, que os maiores níveis de irradiação são obtidos na orientação entre Leste e Oeste (passando pelo Norte) e inclinadas até 15°. Também é possível ganhos similares com orientações mais próximas ao Norte e inclinação até 30°. As fachadas orientadas entre o Leste, Norte e Oeste têm desempenho equivalente. Nesse local 100% de radiação = 5,9 kWh/m²/dia; 2.166 kWh/m²/ano, situado em 16,6° S, 49,2° O (SANTOS, 2013).

O ábaco de Curitiba – PR indica que os melhores aproveitamentos da irradiação ocorrem quando as superfícies estão orientadas entre os azimutes +60° e -60° e inclinadas entre 5° e 30°. As fachadas solares possuem melhor aproveitamento quando orientadas entre + 60° e - 60°. Nesse local 100% de radiação = 4,9 kWh/m²/dia; 1.798 kWh/m²/ano, situado em 25,4°S, 49,2°O (SANTOS, 2013).

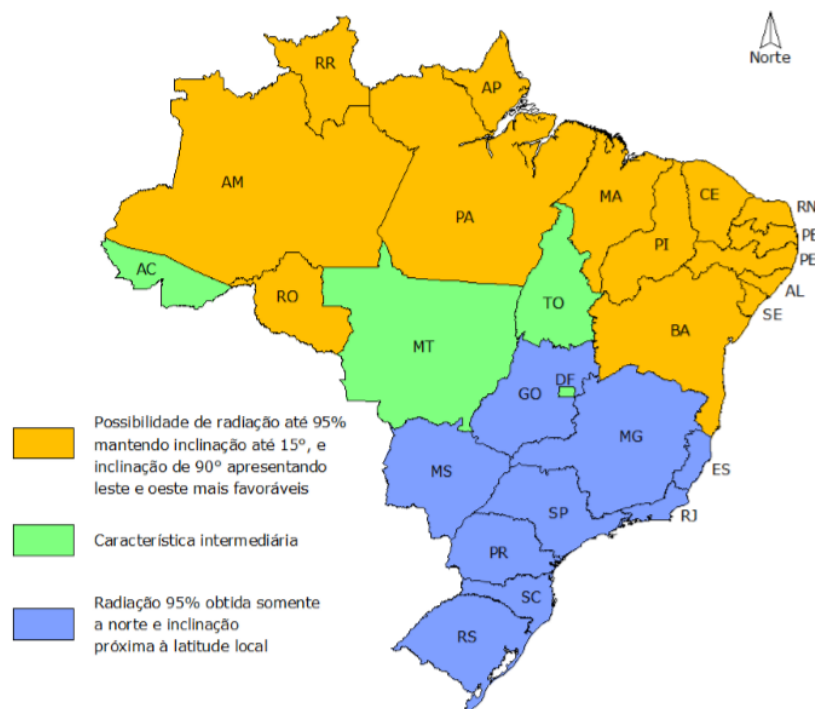
O ábaco de Florianópolis – SC apresenta que os maiores ganhos de irradiação ocorrem em superfícies orientadas entre os azimutes +60° e -60° e com inclinação entre 5° e 30°. As fachadas solares têm melhores desempenhos quando orientadas entre + 60° e - 60°. Nesse local 100% de radiação = 4,8 kWh/m²/dia; 1.741 kWh/m²/ano, situado em 27,5° S, 48,5° O (SANTOS, 2013).

Já no ábaco de Porto Alegre – RS, observa-se, segundo Santos (2013) que é necessária a orientação entre + 60° e - 60° de azimute e uma inclinação entre 10 e 30° para a obtenção dos maiores níveis de irradiação. Para fachadas, os maiores níveis de irradiação são encontrados na fachada Norte, com variação de + 60° ou - 60°. Nesse local 100% de radiação = 5,1 kWh/m²/dia; 1.870 kWh/m²/ano, situado em 30° S, 51,2° O.

Santos (2013) conclui que integrações FV em inclinações que vão da horizontal até a latitude ou até 10° tem pouca variação na radiação recebida, independentemente da variação de azimute (nas latitudes acima de 15° o azimute só deve variar até 90°). Nas cidades com latitude maior que 15°, pequenas variações de inclinação (10° acima ou abaixo) mantêm altos ganhos de radiação (95%) quando a orientação também é mantida com desvios máximo de 60° (para Leste ou Oeste). Para cidades com latitude até 10°, inclinações de até 20° levam a perdas anuais de radiação de somente 5% para qualquer orientação. Nessas latitudes as perdas decorrentes de alta inclinação (em especial instalações na vertical) independem da orientação, inclusive deve-se

evitar a orientação a Norte, que possui perdas até 5 - 10% maiores que as perdas das fachadas a Leste ou Oeste. Algumas cidades não apresentam nenhuma das características de forma clara, resultando em ábacos com manchas mais sutis e intermediárias às características citadas. As cidades não marcadas são Brasília, Cuiabá, Palmas e Rio Branco, que têm ábacos que indicam: em altas inclinações pouca variação, mas não chegando a ter a orientação Leste e Oeste com recebimento de irradiação superior ao Norte; e uma característica intermediária em baixas inclinações mantendo 95% de irradiação com cerca de 5 a 10° de inclinação, não chegando aos 15° que expressam maior possibilidade de projetos, mas também não restringindo tanto a orientação ao Norte e à latitude local. Na Figura 29 pode-se observar a localização das capitais e as características observadas nesses locais.

Figura 29 – Mapa das capitais e suas características de posicionamento dos módulos para os maiores ganhos de radiação



Fonte: Santos, (2013)

Ainda, Santos (2013) conclui que as características apresentadas ocorreram de forma similar em cidades geograficamente próximas, indicando que essas características parecem comuns a determinadas regiões.

Assim diferentes posicionamentos dos módulos, sejam por questões técnicas ou estéticas, acarretam em perdas no potencial de geração. Cabe ao projetista selecionar uma posição para o módulo que considere as questões arquitetônicas e também de potencial de geração.

2.5.2 Descasamento de Módulos ou *Mismatch*

O Sistema FV é composto por conjuntos de módulos ou geradores FV que podem ser combinados de várias formas, levando-se em consideração as duas configurações que os interligam: série ou paralelo. A configuração escolhida irá depender das condições requisitadas de tensão e potência e também da disponibilidade de espaço na estrutura. Os geradores FV possuem características próprias devido às diferenças entre as células FV que os compõem, mesmo que sejam provenientes da mesma linha de produção (PINHO, GALDINO, 2014).

Em virtude dessas diferenças, os parâmetros são peculiares para cada módulo e, portanto, sua seleção para compor um conjunto deve ser bem analisada, pois a incompatibilidade entre características de módulos acarreta a perda por descasamento dos módulos ou de parâmetros (*mismatch*), em que as células de menor fotocorrente limitam a eficiência global do módulo, afetando o desempenho global do sistema FV (PINHO, GALDINO, 2014).

Esse fator de perda por *mismatch* também pode ocorrer devido a sombreamentos parciais, acúmulo de resíduos ou degradação dos painéis do arranjo série, e podem acarretar diminuição da energia total gerada (WURSTER; SCHUBERT, 2014; POTNURO et al, 2015; APPELBAUM, 2016).

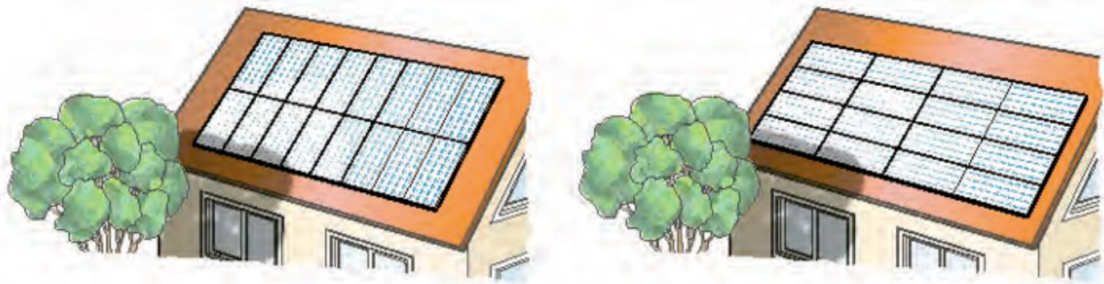
2.5.3 Sombreamento parcial

Sombreamento parcial é um fator de perda significativo num sistema FV. O sombreamento pode ser previsível, causado por árvores, postes e construções no entorno ou causado pela própria arquitetura do sistema, ou, ainda, por um módulo sombreando o módulo adjacente. O sombreamento também pode acontecer com quedas de folhas de árvores, dejetos de pássaros e outros na superfície do módulo.

A queda de uma folha na superfície de uma célula no módulo prejudica o recebimento da radiação solar ocasionando uma perda de potência, e ainda há risco

de danos ao módulo. Pois a potência será dissipada no local, podendo ocasionar pontos quentes no módulo FV (PINHO e GALDINO, 2014; REITER, 2016). Outro ponto a ser considerado na análise é a orientação (horizontal ou vertical) do painel FV, pois diferentes perdas podem ocorrer com a mesma sombra. Pinho e Galdino, (2014) ressaltam esse fator na realização do projeto da instalação do sistema FV. Na Figura 30 pode-se observar que se os módulos forem instalados na horizontal somente dois deles receberão sombra, porém se estiver na vertical, 4 módulos serão sombreados (DGS, 2008).

Figura 30 – Sombreamento parcial com módulos na horizontal e na vertical



Fonte: (DGS, 2008).

2.5.4 Degradação do módulo

Degradação é a deterioração gradual das características de um componente ou de um sistema que pode afetar sua capacidade de operar dentro dos limites dos critérios de aceitabilidade e que é causada pelas condições de operação. Um módulo FV degradado pode continuar executando sua função principal, que é gerar eletricidade a partir da luz solar, mesmo que não esteja operando na sua capacidade máxima. No entanto, existe um limite crítico para o qual o estado de degradação do módulo passa a ser problemático. De acordo com Ndiaye et al (2013), os fabricantes consideram que um módulo FV está degradado quando sua potência atinge um nível abaixo de 80% de sua potência inicial.

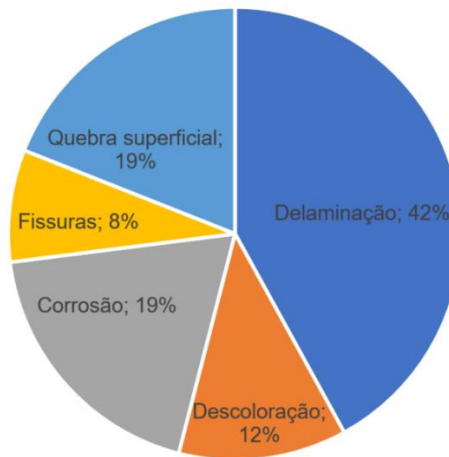
As causas mais frequentes da degradação das células são, em primeiro lugar a radiação ultravioleta, seguidas da temperatura, umidade, irradiação, choques mecânicos, entre outros (MUNOZ et al, 2011). Cada um isoladamente ou o somatório

das causas citadas pode causar degradação nas células FV devido a corrosão, descoloração, delaminação e fissuras dos materiais utilizados no revestimento dos módulos FV de silício.

A umidade provoca a corrosão que ataca as conexões metálicas das células FV, aumentando a condutividade elétrica do material e causando perda de desempenho (MUNOZ et al., 2011).

As fissuras nas células podem aparecer durante o processo de fabricação, mas também durante o processo de laminação ou mesmo durante o armazenamento ou instalação do módulo. As fissuras podem se tornar um problema no futuro, pois podem causar uma derivação ou deixar uma parte da célula bloqueada. O problema também pode ser devido a um design ruim do arranjo do módulo FV (MUNOZ et al, 2011; FERRARA, C.; PHILIPP, 2012). A Figura 31, representa, segundo Ndiaye et al (2013), uma revisão sobre a representatividade dos principais modos de degradação em células FV de silício.

Figura 31 – Representatividade da degradação em células FV de silício



Fonte: Adaptação de Ndiaye et al (2013).

De acordo com Kumar e Kumar, (2017), testes realizados em ambientes internos são insuficientes para prever o desempenho de sistemas FV devido à natureza intermitente do meio ambiente. Portanto, a análise de degradação e confiabilidade em diferentes localizações geográficas ajudam a identificar os diferentes fatores de estresse experimentados pelo painel FV, como temperatura,

exposição à luz ultravioleta (UV), umidade, ciclo térmico, entre outros que causam degradação.

2.5.5 Sujidade

Outro fator que também afeta o funcionamento dos sistemas FV é a sujidade ou efeito *soiling* (*soiling effect*) que reduzem com o tempo, a transparência dos módulos FV e, conseqüentemente, seu desempenho. A sujeira é um residual de compostos inorgânicos presentes em poeira, pólen de plantas, carbono amorfo resultante de queima de combustíveis e vegetação, resíduos oleosos oriundos de processos produtivos e tráfego de veículos.

Define-se poeira como para qualquer partícula menor que 500 μm de diâmetro, que representa 10 vezes o diâmetro de um cabelo humano. Pode incluir pequenas quantidades de pólen, vegetação, fungos, bactérias, dejetos humanos ou animais, células, fibras de cabelo, microfibras de têxteis e tapetes e minerais como areia, argila ou calcário (LEMOS, 2016).

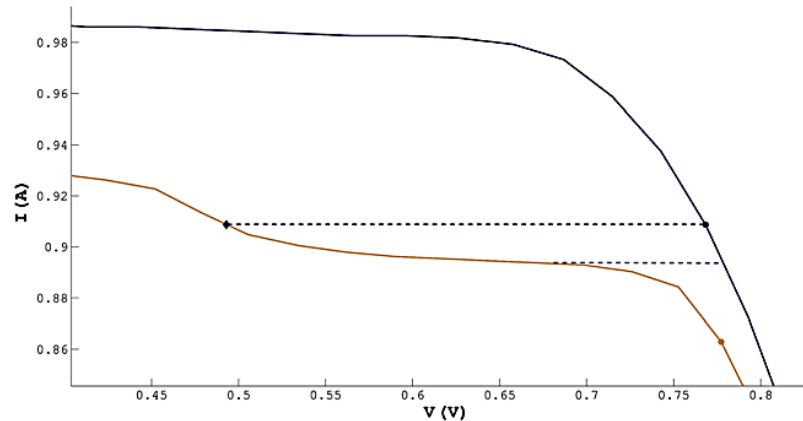
A sujidade atmosférica representada por aerossóis é atribuída a fontes variadas, tais como elementos de solo levantadas pelo vento chamada de poeira eólica, erupções vulcânicas, movimento de veículos e poluição. O tamanho de partícula, sua constituição e a forma da sujidade variam entre as regiões do planeta.

Em áreas industriais, com grande tráfego de automóveis, ou com clima seco, por exemplo, ocorre maior acúmulo de sujeira nos painéis FV. O efeito do acúmulo de sujeira é menor quando ocorre a ação de limpeza pela água da chuva, possibilitada por uma angulação de pelo menos 10° . A maior inclinação do módulo facilita a autolimpeza. As bordas elevadas no projeto do painel podem também ajudar a promover um maior acúmulo de sujeira. Se o sistema estiver localizado em áreas com muito acúmulo de poeira, uma limpeza regular vai aumentar significativamente o desempenho do sistema (DGS, 2008). A Figura 32 mostra o impacto da não uniformidade da sujeira na curva corrente tensão ($I \times V$) de um módulo FV limpo (curva azul) e de um módulo FV sujo (curva laranja), ambos conectados na mesma linha (LORENZO; MORETÓN; LUQUE, 2013).

No entanto, de acordo com Lemos, (2016), os microrganismos, incluídos nessa poeira, cujo tamanho de partículas varia de 0,5 a 10 μm , tendem a reduzir a intensidade da irradiação solar, e a precipitação tem pouco ou nenhum efeito de

limpeza sobre elas. Logo, células microbianas que formam os biofilmes subaéreos são susceptíveis de desempenhar um papel relevante na redução da produtividade dos sistemas FV por espalhamento de luz ou efeitos de absorção.

Figura 32 – Impacto da sujeira no módulo



Fonte: (LORENZO; MORETÓN; LUQUE, 2013)

Lemos (2016), realizou um estudo para caracterizar a sujidade e seus efeitos sobre o sistema FV. Os resultados de caracterização da poeira mostraram que além de partículas minerais, como quartzo, caulinita, calcita e hematita, foi identificada uma quantidade significativa de material orgânico derivado do crescimento de filme biológico, que foi confirmado através de ensaios microbiológicos. Esse biofilme dificulta a limpeza dos módulos pela ação do vento e chuva, contribuindo de forma significativa para redução da transmitância da cobertura dos módulos FV.

2.5.6 Inversores

O inversor é um equipamento eletroeletrônico responsável pela conversão da energia de corrente contínua (CC) dos módulos FV em energia de corrente alternada (CA) a ser disponibilizado para as cargas a serem alimentadas. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequado às cargas a serem alimentadas e, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede, no caso de SFVCR. De acordo com tipo do sistema FV, conectado à rede elétrica ou isolado, escolhe-se o inversor a ser usado, pois os inversores para SFVCR

possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade de energia a ser injetada na rede (URBANETZ, 2010).

Em dias com pouca disponibilidade de recurso solar, a potência em corrente contínua na entrada do inversor é pequena, fazendo com que ele opere quase sempre na faixa de baixo rendimento. Além disso, há a possibilidade de os inversores não injetarem energia na rede, pois necessitam de uma tensão em corrente contínua mínima para operarem, e essa tensão corresponde a uma irradiância mínima que pode não ser atingida em alguns momentos, devido as condições climáticas (DGS, 2008).

2.5.7 Fiação elétrica, conectores e condutores

Também podem ocorrer perdas na fiação elétrica, conectores e condutores. Pois de acordo com Rütther (2004), as perdas ôhmicas em sistemas CC de baixa tensão são minimizadas pelo menor comprimento possível de cabos elétricos que conectam os módulos FV ao sistema inversor e por contatos elétricos de qualidade. Assim também deve ser levado em consideração um processo de dimensionamento de qualidade das secções dos cabos para reduzir ao máximo as perdas ôhmicas. É importante que a instalação seja realizada de forma que todos os circuitos permaneçam abertos até que a totalidade das conexões sejam completadas, evitando assim o fluxo de corrente e a possível abertura de um arco elétrico ao interromper o circuito CC. É de grande importância a manutenção e verificação da canalização e ligações elétricas, pois alguns defeitos podem levar à criação de arcos voltaicos que danificam o sistema. Exemplos de falhas são: ligações fracas entre os cabos ou com deterioração, correntes de fuga em razão de defeitos na isolação, assim como curto-circuito. Danos mecânicos ou térmicos também devem ser previstos. As normas IEC 62109-1, e IEC 62109-2 definem os requisitos de segurança para os componentes dos SFV.

2.5.8 Temperatura do módulo

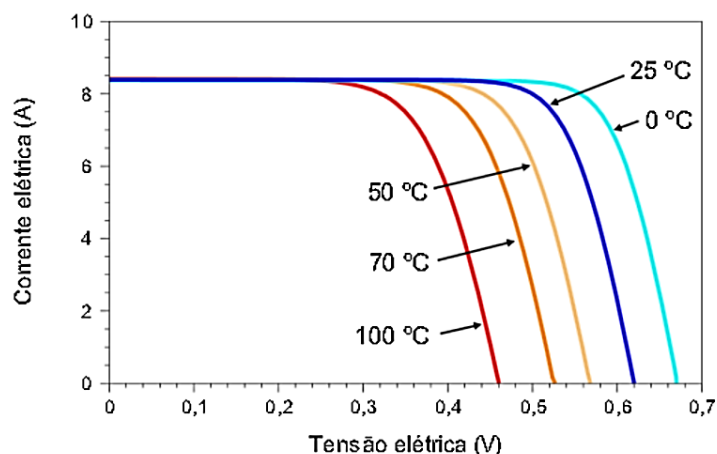
Muitos fatores podem comprometer a performance dos sistemas BAPV e BIPV, porém uma parte das perdas de energia, que pode ser alterada pelo projeto de

integração FV à arquitetura, estão relacionadas às altas temperaturas de operação dos módulos. Os testes de eficiência com os módulos FV são realizados de acordo com a norma internacional IEC 61215 que determina que o *Standard Test Conditions* – STC utilize a temperatura de 25 °C entre outras condições. No entanto, as condições reais de operação dos módulos FV diferem consideravelmente das condições do teste em laboratório visto que em dias de sol claro a temperatura do painel é de 20 a 40 °C maior do que a ambiente, logo a eficiência real é normalmente menor do que a prevista pelo fabricante (SHRESTHA, PALOMINO; TAMIZHMANI, 2009; SCHAMS; TAMIZHMANI, 2011).

Conforme a temperatura dos módulos FV aumenta, o rendimento da energia diminui em 0,5% / °C, dependendo da tecnologia empregada. Os módulos FV podem facilmente atingir temperaturas de 45 a 65 °C durante sua operação normal, o que pode corresponder a uma perda de 10 a 20% em relação a potência especificada pelo fabricante (HRICA; CHATTERJEE; TAMIZHMANI, 2011). De acordo com Hrica (2010), que realizou estudos na cidade de Mesa no Arizona – EUA, os módulos BAPV atingem temperaturas de até 90°C, dependendo do afastamento do módulo em relação a cobertura e condições de instalação.

De acordo com a Figura 33 pode-se observar que com o aumento da temperatura ambiente, a tensão diminui e como a potência elétrica é diretamente proporcional ao produto da tensão e da corrente, logo haverá diminuição da geração de energia elétrica.

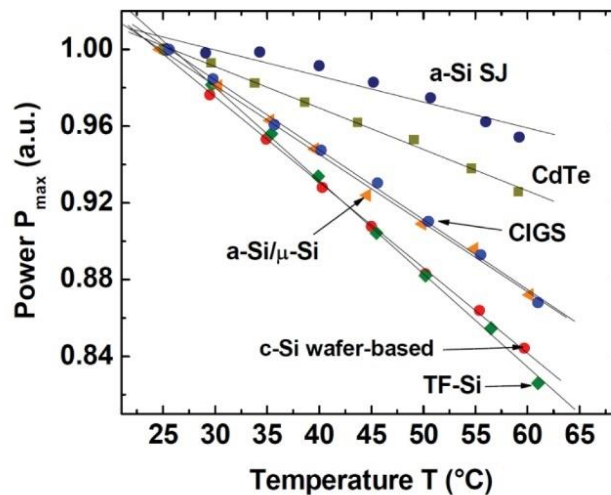
Figura 33 - Influência da temperatura ambiente na tensão da placa



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

De acordo com Chivellet e Solla (2010), um módulo FV de silício cristalino perde, em média, aproximadamente 0,4% de potência para cada 1 °C de elevação da sua temperatura. No caso dos módulos de silício amorfo, esse fator se reduz à metade (0,2%), conforme a Figura 34, representando um comportamento melhor que torna sua utilização vantajosa para a integração em edificações em países de baixa latitude e clima tropical como o Brasil.

Figura 34 – Variação da perda de potência em relação a temperatura



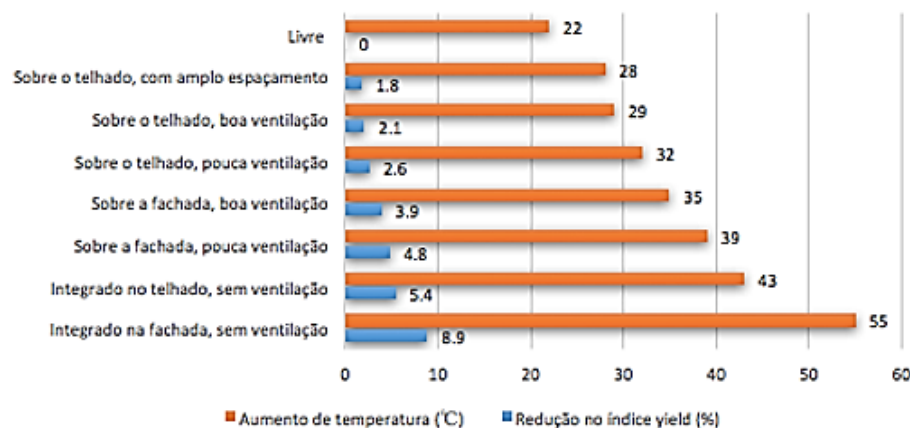
Fonte: (RYCROFT, 2016).

De acordo com Chivelet e Solla, (2010), o controle de temperatura, ainda que secundário em relação à irradiância constitui um fator importante nos sistemas integrados às edificações. A temperatura de operação do sistema FV é diretamente influenciada pelo seu modo de instalação. Em um sistema instalado em um telhado, observa-se uma maior temperatura no módulo FV do que num sistema instalado com uma boa ventilação. A ventilação da face posterior dos módulos representa uma vantagem que deve ser atendida, sempre que possível, nos projetos dos elementos FV de vedação. Uma ventilação adequada por meio da inserção de uma camada de ar entre o módulo e a superfície em que estão instalados poderia reduzir a temperatura de trabalho e melhorar seu rendimento (CHIVELET E SOLLA, 2010).

Na Figura 35 pode-se observar o aumento da temperatura do sistema FV indicado pela barra vermelha em relação a temperatura ambiente, em diferentes

modos de instalação, quando se tem uma irradiância de 1000W/m² sobre o painel. A temperatura também afeta a produtividade do módulo FV. A redução no índice *Yield* (produtividade) devido ao aquecimento do módulo é mostrada nas barras azuis. Os valores mostrados na Figura 34 podem variar em $\pm 10\%$ com relação a temperatura e em $\pm 30\%$ com relação a produtividade (DGS 2013).

Figura 35: Aumento da temperatura e redução no índice yield de acordo com o modo de instalação do módulo FV



Fonte: DGS, (2013)

Dessa forma, a construção de modelos térmicos e a investigação dos métodos de extração de calor dos sistemas BAPV torna-se importante para os projetos de sistemas FV, principalmente BAPV, que irão se adaptar as edificações existentes. Esse estudo também é válido para os consumidores que tem interesse de instalação tendo em vista a maximização da eletricidade produzida por esse tipo de sistema. Nesse contexto essa pesquisa pretende verificar as condições nas quais a temperatura influencia na perda do rendimento.

2.6 ÍNDICES DE MÉRITO DOS SISTEMAS FV

Índices de mérito, figuras de mérito ou índices de desempenho, são fórmulas algébricas que combinam parâmetros de materiais ou equipamentos e que, quando maximizadas, aperfeiçoam algum aspecto de desempenho. Sua fórmula algébrica geralmente expressa uma relação entre duas características e/ou propriedades.

Os índices de mérito de desempenho de sistemas FV foram propostos pela *International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programm* (IEA-PVPS), visando a padronização do monitoramento de sistemas FV. O monitoramento por meio da utilização dos índices de mérito de desempenho permite avaliar o desempenho dos sistemas FV. Possibilita, também, determinar e entender as perdas do sistema FV que não podem ser caracterizadas por uma avaliação direta do equipamento. Essa padronização dos métodos de avaliação dos sistemas surgiu pelo aumento da utilização dos sistemas FV e pela necessidade de atribuir maior credibilidade para as tecnologias aplicadas a esses sistemas, contribuindo para o seu desenvolvimento.

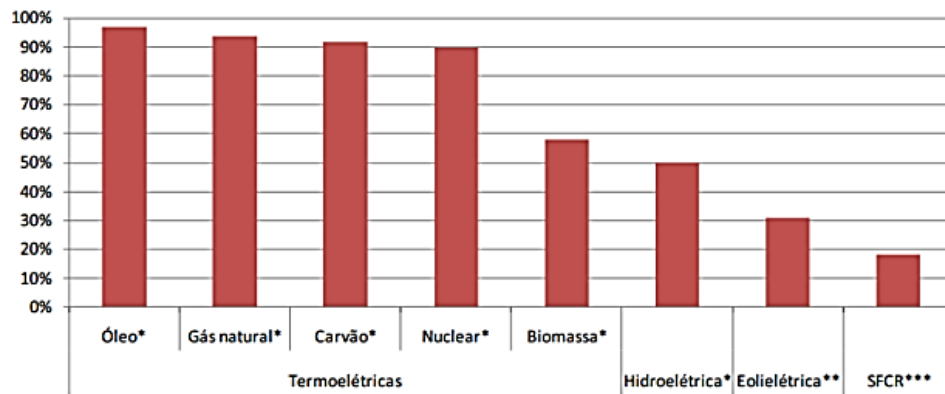
Os métodos propostos pela IEA- PVPS são aplicáveis em todas as tecnologias de sistemas FV (IEA-PVPS, 2014). Os índices de mérito são parâmetros que caracterizam equipamentos, sistemas ou tecnologias de acordo com a sua performance de conversão de energia. Nessa pesquisa os índices de mérito utilizados são Fator de Capacidade, *Yield* e *Performance Ratio*, que serão apresentados a seguir.

2.6.1 Fator de capacidade

O fator de capacidade (FC) representa a razão entre a energia real produzida pelo sistema e a energia que seria produzida caso se operasse na potência nominal, ou seja 1000 w/m^2 de radiação, de forma contínua, 24 horas por dia durante o ano inteiro. Esse índice geralmente é apresentado em percentual sendo muito utilizado para comparar a capacidade de geração de diferentes tipos de fontes de energia.

Sistemas FV possuem fatores de capacidade relativamente baixos se comparados com outros sistemas de geração de energia elétrica (Figura 36). Isso ocorre devido a intermitência do recurso solar, devido ao movimento da Terra em relação ao Sol e, também, às variações climáticas. Dessa forma, um sistema FV opera em sua potência nominal apenas algumas horas por dia.

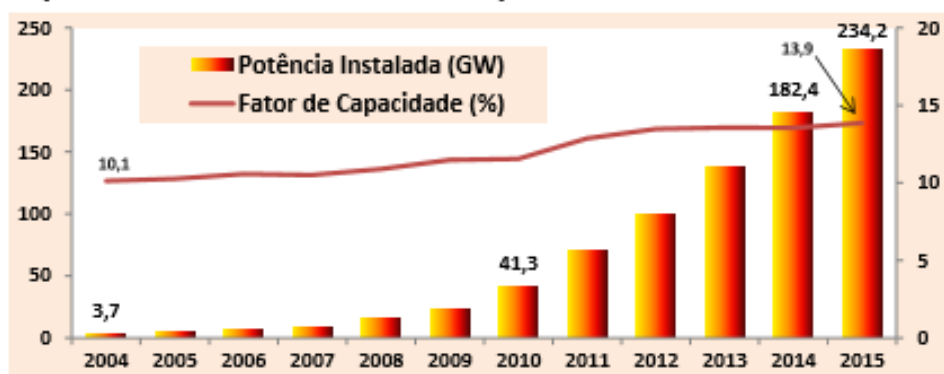
Figura 36 – FC para sistemas de geração de eletricidade no Brasil



Fonte: Almeida, (2012)

O FC médio mundial, em 2015, foi de 13,9% (MME, 2016). O desenvolvimento tecnológico, o aumento do porte das instalações, e a expansão do aproveitamento da luz solar por concentração (CSP – *Concentrating Solar Power*) nos últimos anos, vêm proporcionando aumentos no fator de capacidade médio da geração solar mundial, atualmente chegando perto de 14% (Figura 37). No caso dos sistemas FV brasileiros, o FC normalmente encontra-se entre 13% e 18%, variando de acordo com a disponibilidade do recurso solar e com a eficiência dos módulos FV (ALMEIDA, 2012).

Figura 37 - Capacidade Instalada e Fator de Capacidade no Mundo



Fonte: MME, 2016

2.6.2 Produtividade ou *Yield*

A produtividade de um sistema, também chamada de *yield*, reflete o desempenho de cada sistema FV normalizado em relação à potência instalada, ou seja, representa o quanto de energia elétrica um sistema produz (kWh) por unidade de potência nominal instalada (kWp), na base anual.

A produtividade final é uma figura de mérito que permite comparar sistemas FV de diferentes tamanhos, pois normaliza a produção de energia em relação a potência nominal. Tem forte dependência do tipo de montagem, da inclinação, da orientação do gerador FV e da disponibilidade natural do recurso solar. Dessa forma, apresenta bastante variação entre sistemas FV diferentes nesses aspectos. Apresenta uma variação pequena de um ano para outro sendo característica de uma determinada região (ALMEIDA, 2012).

2.6.3 Taxa de Desempenho ou *Performance Ratio (PR)*

Conhecido também como desempenho global de um SFVCR, é expressa em porcentagem, sendo a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e irradiação incidente medida por um período anual de operação. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado sistema FV, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e fiação, sujeira, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, resposta espectral, temperatura operacional, entre outras.

Para sistemas FV conectados à rede (SFVCR) residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma PR entre 70 e 80% pode ser esperada no Brasil. Contudo, o desempenho do sistema FV é fortemente influenciado pela temperatura ambiente e pela tecnologia FV utilizada.

2.7 PROPOSTAS ARQUITETÔNICAS PARA AUXILIAR A PR DO SISTEMA FV

O projeto de instalação e os diferentes fatores, variáveis ou não, além de outras questões técnicas influenciam a performance dos sistemas FV. Como já apresentado

anteriormente, um dos principais parâmetros que influencia o desempenho de sistemas FV é a temperatura de operação dos módulos. À medida que a temperatura aumenta, o desempenho dos módulos FV diminui a uma taxa típica de 0,5% / °C para as tecnologias de silício cristalino e 0,2% / °C para as tecnologias de filme fino.

A regulação da temperatura dos módulos FV pode ser possibilitada através de vários métodos, tais como refrigeração a ar, refrigeração por água, uso de tubos de calor, materiais de mudança de fase e resfriamento termoelétrico. A seguir são apresentados os resultados de trabalhos que estudaram a influência da ventilação natural em diferentes afastamentos entre os módulos e a superfície em que estão instalados, assim como também o efeito dos telhados e fachadas ventiladas natural ou forçadas. Também serão apresentados os sistemas híbridos para aquecimento de água e geração de energia elétrica em que a água é utilizada para o arrefecimento dos módulos.

2.7.1 Efeito de diferentes afastamentos na performance do SFVCR

A maioria dos sistemas FV residenciais são instalados nos telhados. A utilização do telhado economiza espaço no solo e evita a despesa de criar estruturas de montagem no solo. Uma desvantagem para o BAPV é o aumento das temperaturas de operação do módulo. De acordo com Schams; TamizhMani (2011), nas condições climáticas quentes, como o Arizona, as temperaturas dos módulos BAPV podem atingir até 95 °C. Esse fato também pode ser observado no sistema do CPRS em que a temperatura do módulo atingiu em torno de 75 °C no dia 10 de janeiro de 2015. Uma queda de desempenho acompanha o aumento da temperatura operacional, devido à relação inversa entre a temperatura e o desempenho. Os módulos de silício cristalino mostram uma queda de desempenho de aproximadamente 0.5% por °C de temperatura do módulo.

Um efeito adverso adicional de temperaturas de operação FV mais elevadas é o aumento da taxa de degradação dos componentes e, portanto, uma queda do desempenho. A maior parte das falhas dos módulos é causada por falhas de circuitos, das quais a mais comum é a corrosão da metalização (Schams; TamizhMani, 2011).

Oh, TamizhMani, Palomino (2010) e Schams; TamizhMani (2011) realizaram uma experiência no Laboratório de Confiabilidade Fotovoltaica da Universidade Estadual do Arizona, em Mesa no Arizona, em que simularam uma estrutura de

telhado com módulos dispostos com diferentes afastamentos visando avaliar seus efeitos no resfriamento dos módulos. As características da estrutura estão apresentadas na Tabela 2.

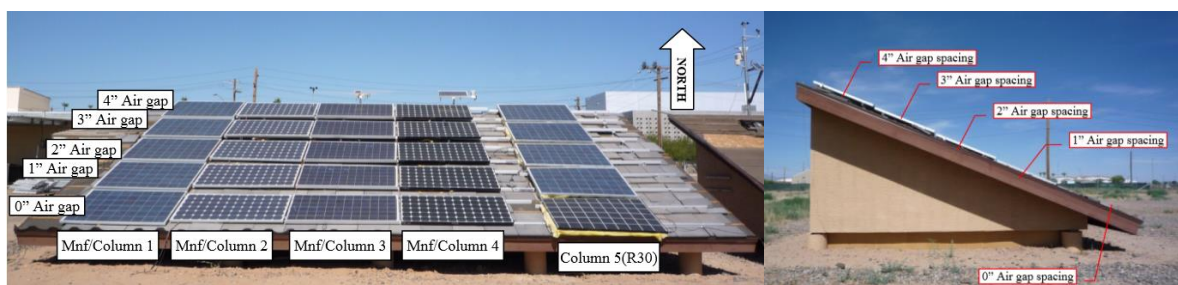
Tabela 2 – Resumo da configuração da simulação

Configuração da Simulação	
Dimensão do telhado	9,8 m x 5,3 m
Inclinação do telhado	23 °
Orientação do telhado	Face sul
Material do telhado	Telha plana de concreto
Sombreamento	Não
Tipos de módulos	Silício cristalino
Medição da temperatura	Termopares
Distância entre colunas	1" – 2,54 cm
Distância entre linhas	2" (5,08 cm) – 6" (15,54 cm)

Fonte: Adaptado de Oh, TamizhMani, Palomino (2010) e Schams; TamizhMani, (2011)

A Figura 38 mostra uma visão frontal e lateral da experiência composta por 20 módulos mono-Si e poli-Si. Foram instaladas quatro colunas de diferentes tipos de módulos, sendo 5 de cada tipo de módulo e 5 linhas de diferentes afastamentos do telhado. Os afastamentos variaram de 0" (0 cm) na linha inferior e subiram sequencialmente por uma polegada para cada linha, resultando a linha superior em 4" (10,16 cm). O espaço livre refere-se à distância entre a parte inferior da estrutura do módulo e a parte superior da telha. O método de fixação do termopar seguiu o procedimento de teste NOCT da IEC 61215. O monitoramento dos dados do tempo e irradiação também foi realizado e relatado em sincronia com as temperaturas do módulo.

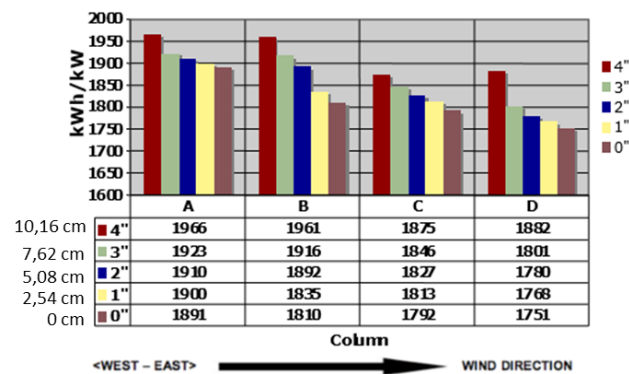
Figura 38 – Vista frontal e lateral da experiência



Fonte: Adaptado de Oh, TamizhMani, Palomino (2010) e Schams; TamizhMani, (2011)

A Figura 39 mostra uma queda produtividade por módulo à medida que o afastamento diminui. As letras A, B, C e D representam as colunas (column) 1, 2, 3 e 4. Cada coluna apresenta um diferente fabricante do módulo (Mnf), sendo que as colunas A e C apresentam módulos de silício multicristalino e B e D de silício monocristalino. O efeito do vento também é evidente, pois a produção de energia geralmente diminui na direção do vento ao comparar os módulos com o afastamento.

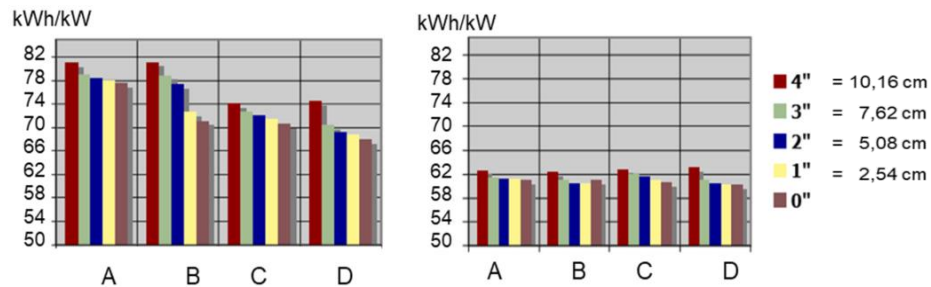
Figura 39 – Relação da produtividade anual ou Yield com o afastamento



Fonte: Schams; TamizhMani (2011)

Schams e TamizhMani (2011), também observaram a influência sazonal, apresentada na Figura 40. A estação de inverno tem significativamente menos insolação e temperaturas ambiente menores do que as estações de verão. Isso se traduz em um efeito da diferença de afastamento pouco significativo para as estações de outono e inverno. Logo, concluem que devido a esses resultados, as diferenças de afastamento não tem conseqüências significativas em climas mais frios.

Figura 40 – Efeito do afastamento na produtividade no verão e no inverno, respectivamente



Fonte: Adaptado de Schams; TamizhMani (2011)

A Tabela 3 mostra o efeito do afastamento na produtividade do 1º ano para sistemas FV de diferentes escalas. A diferença de produtividade para os sistemas de escala maior é particularmente significativa.

Tabela 3 – Produtividade em 1 ano de sistemas FV com diferentes potências

Potência do SFVCR	3 kW	50 kW	200 kW	Ganho em %
Produtividade CC	kWh	kWh	kWh	
Air gap 4" (10,16 cm)	5.613	93.548	374.195	3,9
Air gap 3" (7,62 cm)	5.403	90.048	360.194	1,2
Air gap 2" (5,08 cm)	5.339	88.984	355.939	0,7
Air gap 1" (2,54 cm)	5.302	88.372	353.491	0,9
Air gap 0"	5.253	87.548	350.195	

Fonte: Adaptação de Schams; TamizhMani (2011).

Manter os módulos a uma temperatura mais baixa é do interesse econômico do proprietário do sistema porque a temperatura dos módulos FV influencia tanto a produção de energia quanto a durabilidade.

Com base nas estimativas derivadas de um ano de dados coletados da experiência nas condições climáticas de Phoenix, Arizona, Schams e TamizhMani (2011) observa-se que: i) a instalação de um BAPV com air gap 0 ou seja, sem espaço para convecção, pode resultar em mais de 6% de perda de desempenho anual quando comparado a 4 " (10,16 cm) de espaço convectivo entre a estrutura do módulo e a superfície do telhado; ii) o efeito do *air gap* nas temperaturas operacionais do módulo varia muito de acordo com a estação e pode não ser tão significativo nos climas

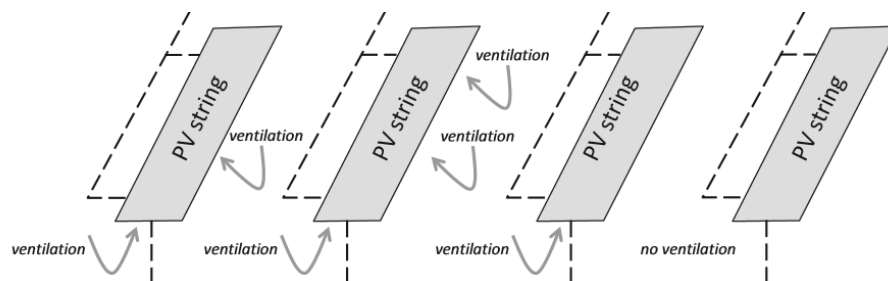
temperados; iii) a diferença na renda de recompra entre os métodos de montagem do intervalo de air gap de 0 "e 4" é significativa para instalações em grande escala.

Chivelet e Solla (2010) observam que um afastamento que promova uma câmara de ar ventilada de aproximadamente 10 cm de espessura é suficiente. Esse valor é condizente com os resultados apresentados anteriormente por Schams; TamizhMani (2011). O SFVCR CPRS está instalado com afastamento (*air gap*) de 15 cm, logo a condição de ventilação natural para melhoria da performance do sistema já estaria atendida. Entretanto, ainda é possível obter mais melhorias utilizando outros artifícios com a ventilação forçada.

2.7.2 Efeito da ventilação nos afastamentos sobre a performance do SFVCR

Ritzen et al (2017) investigou o efeito a curto e longo prazo dos afastamentos ventilados e não ventilados no desempenho e na vida útil de um SFVCR na Holanda, (Figura 41). Nesse estudo, 24 módulos de primeira geração produzidos em 2010 foram aplicados em 4 diferentes configurações de ventilação e foram estudados durante três anos. Esse estudo informa que os módulos FV que são produzidos atualmente sofreram melhorias técnicas resultando em módulos menos vulneráveis para aplicação BIPV com menor ou nenhuma ventilação, e os resultados desse estudo devem, portanto, ser interpretados no contexto do desenvolvimento tecnológico em andamento.

Figura 41 – Configuração da experiência de SFV ventilados e não ventilados na Holanda

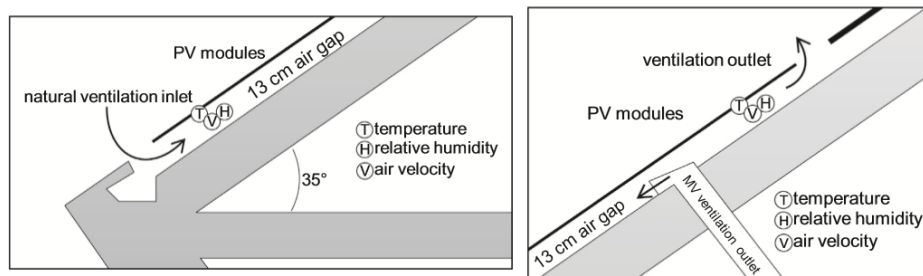


Fonte: Adaptação de Ritzen et al, (2017)

O arrefecimento do ar com um fluxo natural representa um método de resfriamento FV inexpensivo e simples, visto que não é necessária nenhuma

disposição extra para o resfriamento dos módulos FV. No entanto, os sistemas com extração de calor pela circulação de natural de ar são limitados em seu desempenho térmico e medidas para o aumento da transferência de calor são necessárias. A natureza irregular e sem controle do método de resfriamento por circulação natural de ar pode ser retificada utilizando a circulação forçada de ar. Esses arranjos podem ser visualizados na Figura 41, em que o segmento 1 apresenta ventilação natural e ventilação forçada ou mecânica intermediária. O segmento 2 apresenta ventilação natural e ventilação forçada em dois pontos. No segmento 3 foi utilizada apenas ventilação natural e o segmento 4 não apresenta ventilação. Nessa experiência foi utilizado o mesmo afastamento com ventilação natural e com ventilação mecânica, conforme Figura 42.

Figura 42 – Esquema da experiência na Holanda com ventilação natural e ventilação mecânica nos afastamentos

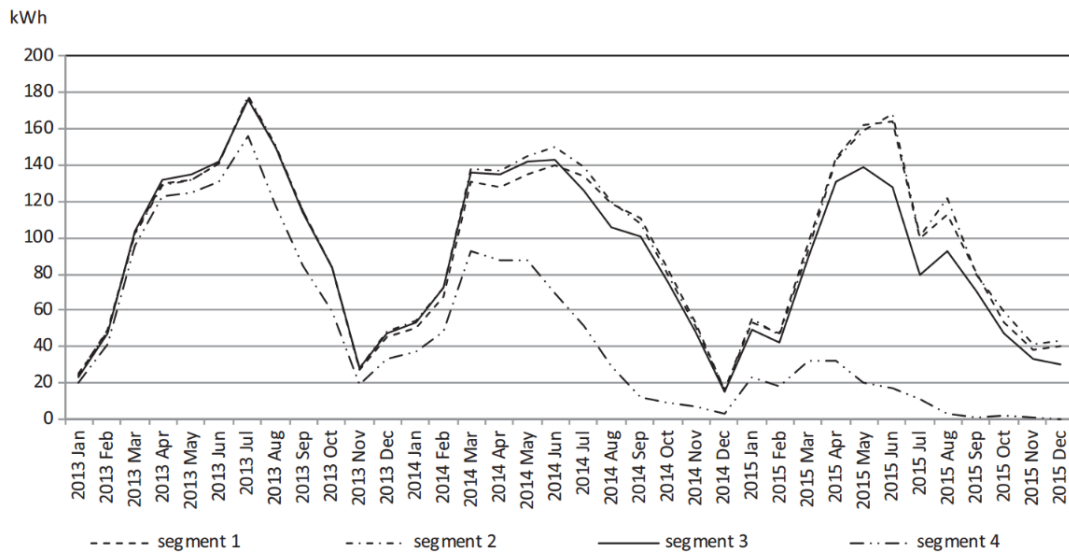


Fonte: Adaptação de Ritzen et al, (2017)

A produção de energia FV, a temperatura do módulo, a umidade relativa do espaço livre e a velocidade do ar no afastamento foram monitorados durante três anos no período de janeiro de 2013 a dezembro de 2015. A diferença na geração de energia pode ser visualizada na Figura 43.

No primeiro ano de monitoramento, a diferença medida é de 15%. A diferença aumenta para 82% no terceiro ano, indicando falhas na configuração não ventilada que aumentam ao longo do tempo. Na configuração não ventilada, a temperatura máxima de operação foi de 80 °C, com amplitudes diárias de 60 °C (RITZEN et al, 2017).

Figura 43 – Gráfico da geração de energia por segmento



Fonte: Ritzen et al (2017)

O estudo de Ritzen et al (2017) indica uma correlação possível entre fachadas pouco ventiladas e altas temperaturas de operação do SFVCR. A ventilação pode ser uma solução efetiva para prevenir que os módulos FV acumulem calor diminuindo assim a energia gerada e sua vida útil. Da perspectiva da edificação esse estudo indica que combinar ventilação mecânica da edificação com a instalação do módulo FV é um método efetivo para combinar essas duas instalações, isso porque nesse caso, ventilação mecânica resfria os módulos FV no verão.

O sistema de Ritzen et al (2017) instalado com 13 cm e ventilação mecânica apresentou um incremento de 12 % na geração de energia no primeiro ano de operação. Ressalta-se que nesse trabalho não foram apresentadas considerações econômicas quanto ao custo da ventilação forçada.

2.7.3 Sistema híbrido FV/térmico para melhoria da performance do SFVCR

Siecker; Kusakana; Numbi (2017) realizaram uma extensa revisão sobre as tecnologias de refrigeração de sistemas FV. Para isso utilizaram diferentes ferramentas, como equações, diagramas esquemáticos e imagens, para ilustrar, analisar e comparar essas tecnologias para abordar a influência indesejável da temperatura na eficiência em termos de vantagens, desvantagens e seus aspectos tecnoeconômicos e implicações ambientais.

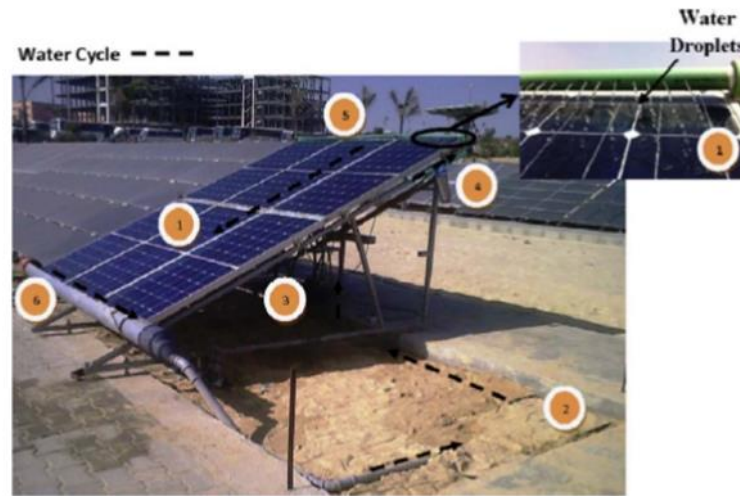
Apresentaram vários métodos que podem ser usados para minimizar os impactos negativos do aumento de temperatura ao fazer uma tentativa de melhorar a eficiência dos módulos FV que funcionam além da temperatura recomendada das Condições de Teste Padrão (STC). As diferentes tecnologias de refrigeração foram revistas: i) sistema flutuante com módulo concentrador e rastreamento solar; ii) sistema FV/térmico híbrido refrigerado por pulverização de água; iii) sistema FV termelétrico híbrido refrigerado por dissipador de calor; iv) sistema FV/térmico híbrido resfriado pela circulação forçada de água; v) melhoramento do desempenho dos módulos FV através do uso de materiais de mudança de fase; vi) módulos FV com técnica de refrigeração por imersão em água; vii) módulos FV resfriados por revestimento transparente (cristal fotônico); viii) sistema FV/térmico híbrido arrefecido pela circulação forçada de ar, e; ix) módulo FV com resfriamento termelétrico.

Nesse trabalho serão detalhados, com base em Siecker; Kusakana; Numbi (2017), a seguir, os sistemas de refrigeração dos módulos por ar e por água que são viabilizados por meio de sistemas híbridos de produção de energia e aquecimento de água.

2.7.3.1 Sistema FV/térmico híbrido refrigerado por pulverização de água

Nesse sistema, é utilizada uma bomba centrífuga para forçar o fluxo de água através dos bicos de pulverização do tanque por um tubo de sucção. O tubo de sucção consiste em uma válvula de retenção e filtro para evitar a sucção de partículas grandes e para proteger a bomba centrífuga. Para além do filtro, a água é transferida para os bicos de pulverização com a intenção de arrefecer o módulo FV através de um filtro industrial transparente de água. Um sistema híbrido FV/térmico (FV/T), conforme observado na Figura 44, consiste em módulos FV e um sistema de refrigeração. O agente de arrefecimento é a água que é pulverizada na superfície do módulo FV usando um ventilador. Ao pulverizar água na superfície do módulo FV, a temperatura diminui e a eficiência elétrica aumenta (SIECKER; KUSAKANA; NUMBI, 2017).

Figura 44 - Sistema FV/térmico híbrido refrigerado por pulverização de água



Fonte: Siecker; Kusakana; Numbi, (2017).

Os números na Figura 44 representam os seguintes componentes: (1) Módulos FV; (2) Tanque de água de alumínio; (3) Bomba centrífuga; (4) Filtro de água transparente industrial; (5) Bocais de pulverização de água; (6) Tubo de drenagem para coleta de água.

Sieckera; Kusakana; Numbi (2017) baseados em vários autores indicam como vantagens desse sistema: i) operação altamente eficiente; ii) aumento do Yield; iii) apresenta mais eficiência que a refrigeração por ar. Como desvantagens são citadas: i) refrigeração parcial do módulo FV; ii) desperdício de água e de calor. Logo, os resultados experimentais mostram a eficiência aumentada. No entanto, a água é desperdiçada e o calor poderia ser utilizado para captar mais radiação solar.

2.7.3.2 Sistema FV/térmico híbrido resfriado pela circulação forçada de água

Com o objetivo de aumentar a eficiência do sistema FV, um sistema híbrido FV/T gera energia elétrica e energia térmica simultaneamente. O sistema consiste em um módulo FV e tubos coletores térmicos, que são montados na parte traseira do módulo FV, conforme observado na Figura 45. Os tubos coletores retangulares são usados para melhorar a área de contato entre o módulo FV e os tubos de coleta térmica. A água é usada como fluido de circulação, que flui através dos tubos de coleta térmica paralelos através de uma bomba CC, que pode ser alimentada pelo módulo

FV ou outras fontes. Quando o sistema híbrido é exposto à radiação solar, o calor residual é transferido para a água circulante que flui através dos tubos coletores térmicos. A água aquecida retorna ao aquecedor de água quente para aplicações domésticas ou outras (SIECKER; KUSAKANA; NUMBI, 2017). Os números na Figura 45 representam os seguintes componentes: (1) Módulos FV (2) Bomba de circulação (3) Tanque de armazenamento de água.

Figura 45 - Sistema FV/térmico híbrido resfriado pela circulação forçada de água



Fonte: Siecker; Kusakana; Numbi, (2017).

As vantagens e desvantagens desse sistema são observadas por Siecker; Kusakana; Numbi (2017) baseados em vários autores. Vantagens: i) incremento da eficiência elétrica; ii) suprimento de água quente para aplicações domésticas; iii) o sistema combinando PV/T apresenta mais eficiência do que cada um separadamente. As desvantagens apresentadas são: i) não é possível atingir a eficiência ótima devido à taxa de fluxo constante; ii) custo inicial elevado; iii) são necessários subsídios para esse sistema. Assim, esse sistema apresenta um efetivo aumento da eficiência elétrica. No entanto, não é possível alcançar uma eficiência ótima, pois a taxa de fluxo é mantida constante. Ajustando a taxa de fluxo, a eficiência ideal pode ser alcançada.

2.7.3.3 Sistema FV/térmico híbrido arrefecido pela circulação forçada de ar

Outra técnica que pode ser utilizada para reduzir a temperatura de operação da superfície de um painel FV para alcançar uma maior eficiência elétrica faz uso da circulação forçada de ar. Esse sistema consiste em um módulo FV, que é colocado no topo de uma chapa de aço com um canal de ar embaixo, conforme observado na Figura 46. O ar é usado como o fluido de trabalho, que é forçado pelos canais por um ventilador com um bico. O ventilador é alimentado pelo módulo FV, e o seu consumo de energia aumenta quando a velocidade da cavidade aumenta, e também quando a largura do canal e a superfície de troca de calor aumentam. O calor do módulo FV é transferido para o ar nos canais por meio de convecção, reduzindo assim a temperatura de operação da superfície para atingir uma maior eficiência elétrica.

Figura 46 - Sistema FV/térmico híbrido arrefecido pela circulação forçada de ar



Fonte: Siecker; Kusakana; Numbi, (2017).

Os números na Figura 46 representam os seguintes componentes: (1) Módulo FV (2) Ventilador de circulação forçada (3) Canal de ar

Siecker; Kusakana; Numbi (2017) indicam como vantagens desse sistema, baseados em vários autores: i) aumento da eficiência geral; ii) viabilidade econômica; iii) o calor pode ser utilizado para aquecer a edificação. Como desvantagens são citadas: i) a eficiência de refrigeração do módulo FV com ar é menor do que com água; ii) a refrigeração com água é mais eficiente em climas quentes do que a refrigeração com ar. Dessa forma, o sistema usa eficientemente o calor residual para uma maior eficiência, mas tem baixa taxa de eficiência de conversão e a progressão da tecnologia é lenta.

Siecker; Kusakana; Numbi (2017) concluem que qualquer disposição de refrigeração selecionada pode ser utilizada para manter a temperatura da célula FV baixa e estável com o objetivo de aumentar a eficiência elétrica. E, deverá, se possível, permitir o uso de calor térmico extraído para outros fins significativos.

2.7.3.4 Implicações das técnicas de resfriamento do módulo no projeto arquitetônico

Dentre os diversos setores econômicos, a construção civil é uma atividade que consome energia tanto na fase de construção, quanto ao longo da vida útil das edificações. Agir no ambiente construído, durante seu processo de criação, integrando medidas e incentivos para o uso eficiente de energia elétrica pode contribuir para a diminuição dos impactos ambientais inerentes à construção civil, colaborando com a promoção do desenvolvimento sustentável.

A partir do conceito de desenvolvimento sustentável analisa-se as formas de intervenção do projeto do arquiteto no consumo energético das edificações, através de medidas que minimizem os impactos ambientais. Nesse contexto os sistemas híbridos FV/T podem ser uma solução potencial para melhoria da eficiência energética e redução do custo operacional no ambiente construído contemporâneo.

Dessa forma os arquitetos em seus projetos podem utilizar o conceito de fachada de energia multifuncional que difere dos módulos FV convencionais na medida em que oferece uma ampla gama de soluções em características de design arquitetônico como cor, textura e forma, aplicabilidade na construção. Pode apresentar funções flexíveis que além de gerar energia elétrica, podem aquecer ou refrigerar as edificações, prover abastecimento de água quente, e ainda,

simultaneamente melhorar o isolamento e a aparência do envelope. Essa fachada com base nessas tecnologias aumentaria a eficiência energética da edificação, levando-a em direção ao balanço energético zero (*Zero Net Energy*) cuja produção de energia é igual ou maior do que seu consumo.

Acredita-se que a revisão detalhada apresentada pode ser utilizada por projetistas na aplicação de sistemas FV em edificações visando uma melhoria da performance e um melhor aproveitamento do sistema FV.

3 METODOLOGIA

O trabalho iniciou-se com uma pesquisa bibliográfica sobre energia solar FV, BAPV, desempenho e fatores de perdas nos módulos FV. Foram pesquisados artigos disponíveis nas principais bases, tais como SCOPUS, ISI, IEEE, SCIELO, Google acadêmico, entre outras. Também foram buscadas informações em livros e manuais técnicos disponíveis em bibliotecas físicas e virtuais. O suporte teórico apresentado na revisão bibliográfica foi consultado sempre que necessário durante toda a realização do trabalho.

3.1 COLETA, LEVANTAMENTO E ANÁLISE DE DADOS DO SISTEMA FV

A partir do SFVCR instalado no Colégio Politécnico (CP) da UFSM foram coletadas as informações visando compreender a sua capacidade de geração de energia elétrica nas condições climáticas e de instalação. O SFVCR do Colégio Politécnico da UFSM (Figura 47), instalado em Santa Maria na latitude de 29° Sul, está em operação ininterrupta desde agosto de 2014, ano em que foi implantado. Possui 14 módulos de tecnologia de silício multicristalino, com uma potência instalada de 3,5 kWp e uma área de 23 m². Estão conectados à rede através de um inversor monofásico em 220 V de 3,1 kW. Os módulos FV estão instalados com afastamento de 15 cm do telhado e seguindo sua estrutura e inclinação que é de 10°, e com o desvio azimutal de 7° para o leste. A coleta de dados no SFVCR do CP foi realizada no período entre janeiro de 2015 a dezembro de 2016, totalizando dois anos de coleta. Também foi realizada visita *in loco* para a verificação das condições de integração arquitetônica do sistema FV.

Os dados referentes a geração de energia elétrica foram fornecidos pelo equipamento inversor do sistema e representam a saída disponibilizada na rede em kWh de corrente alternada, já descontadas as perdas de eficiência devido a qualidade do cabeamento, potência do inversor, entre outras.

Figura 47 – SFVCR do Colégio Politécnico – UFSM



Fonte: (Sonnen, 2014)

Foram coletados dados referentes à temperatura ambiente e temperatura do módulo em °C, com a frequência de 5 minutos, fornecidos pelo equipamento inversor. Os dados da temperatura foram utilizados para estabelecer sua relação com a performance. A partir do contato com a empresa que realizou a instalação do sistema FV, foram obtidos o modelo e fabricante dos módulos FV e do equipamento Inversor. No caso, os módulos FV são fabricados pela Rysen modelo SYP – 250P e o inversor é do fabricante Fronius modelo Galvo 3.1.1. A partir do modelo e fabricante dos equipamentos do sistema obteve-se as suas informações técnicas que constam no Anexo 01. Também foi identificada a área de cobertura ocupada pelos módulos visando calcular-se os indicadores de mérito FC, PR e *Yield*.

Tratando-se dos dados referentes à irradiação solar coletados na região em que se encontra instalado o sistema FV, esses foram coletados a partir de uma célula de referência (Figura 46) que informa os dados para o inversor e transmite para o usuário as informações em W/m² na frequência de 5 minutos.

Figura 48 – Célula de Referência



Fonte: Fronius International GmbH

Os dados coletados do sistema FV, conforme Figura 47, no período referido foram tabulados no Microsoft Excel. Em seguida foram pesquisados no catálogo do fabricante a eficiência e a área do módulo para realizar o cálculo do PR em intervalos de 5 minutos.

Figura 49 – Painel de dados do inversor

FRONIUS					
Energie - politécnico					
	Einstrahlung	Temperatur 1	Temperatur 2	Leistung	
	Sensor Card/Box_0	Sensor Card/Box_0	Sensor Card/Box_0	Inverter_1	
Datum					
2016-1-1 06:15	0	24	26		0
2016-1-1 06:20	0	24	26		0
2016-1-1 06:25	0	24	26		0
2016-1-1 06:30	1	24	26		10,6589
2016-1-1 06:35	6	23	26		18,6414
2016-1-1 06:40	13	23	27		32,8863
2016-1-1 06:45	20	23	26		49,896
2016-1-1 06:50	28	24	26		73,8289
2016-1-1 06:55	42	24	26		115,7692
2016-1-1 07:00	52	24	27		145,0669
2016-1-1 07:05	50	25	26		141,2336
2016-1-1 07:10	50	25	27		142,4295
2016-1-1 07:15	43	25	26		119,6656
2016-1-1 07:20	48	25	27		137,4047
2016-1-1 07:25	53	26	27		152,4548
2016-1-1 07:30	59	26	27		168,4013
2016-1-1 07:35	56	26	27		159,1875

Data Irradiação W/m² Temperatura Ambiente °C Temperatura Módulo °C Geração W

Fonte: Elaborado pelo autor

3.2 ANÁLISE DOS PRINCIPAIS INDICADORES DE MÉRITO DO SISTEMA FV E SUA RELAÇÃO COM OUTROS SISTEMAS

A partir da irradiação coletada pela célula de referência e a potência nominal do sistema, que é de 3500 Wp, foi obtida a produção teórica de energia elétrica que é comparada com a produção real. O resultado é o desempenho do sistema FV.

A estrutura dos dados no programa Microsoft Excel® é apresentada na Figura 50. A irradiação é demonstrada pela unidade kW/m², a geração em kWh, o *Yield* em kWh/kWp e o PR em porcentagem.

Figura 50 – Estrutura do banco de dados no Microsoft Excel®

	A	B	C	D	E
1	Mês\Ano	Irradiação	Geração	Yield	Performance Ratio
2	jan/15				
3	fev/15				

Fonte: Elaborado pelo autor

O resultado dessa estruturação é um banco de dados que permite a análise dos principais indicadores de mérito e do funcionamento do sistema FV do CP.

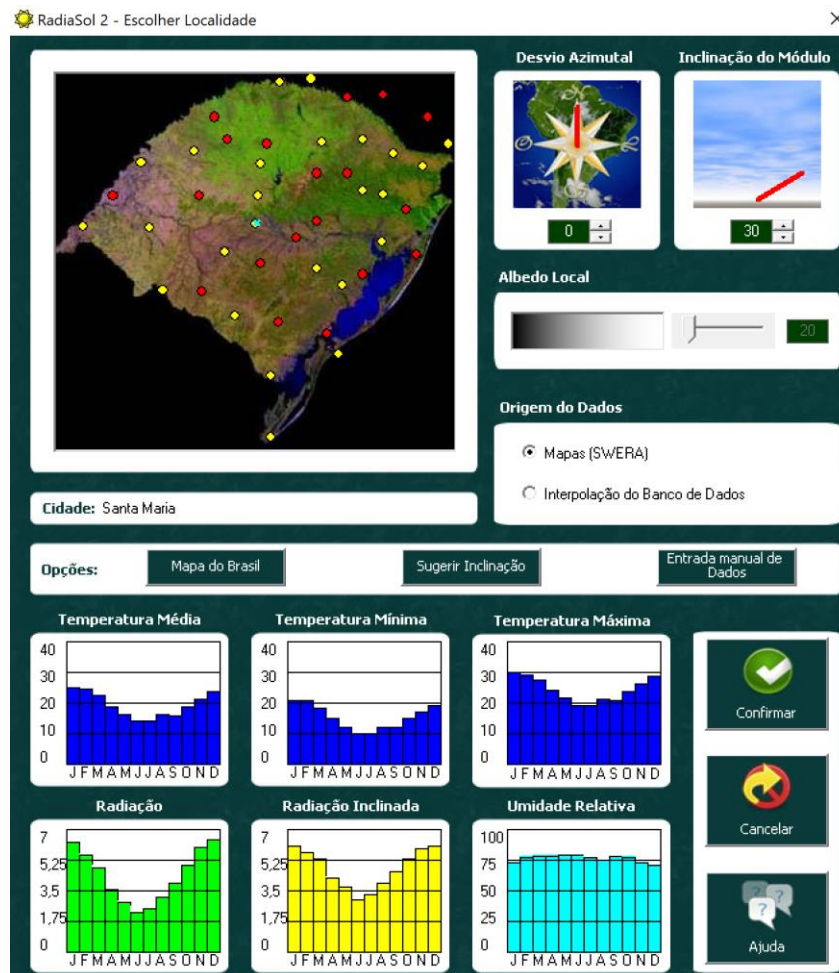
3.2.1 Comparação da irradiação medida com a irradiação estimada

Primeiramente foi comparada a irradiação medida no sistema real com o banco de dados SWERA (2015). Essa comparação pretendeu indicar se os dados obtidos no período de estudo desse trabalho condizem com os dados estimados. Para realizar essa comparação foi necessário converter os dados do SWERA que são medidos no plano horizontal para o plano inclinado em que está instalado o sistema FV do CP. Para tanto foi utilizado RADIASOL 2, um programa que foi desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, para atender a projeto de sistemas de energia solar e seus componentes, abrangendo tanto sistemas térmicos quanto FV. O programa desenvolve cálculos da intensidade da radiação solar em superfícies inclinadas como o telhado. Esses cálculos são realizados através de rotinas que determinam o efeito da inclinação da superfície

receptora e da anisotropia da radiação solar em suas componentes direta e difusa. Com isso foi selecionado o modelo de distribuição da radiação, sendo obtido um conjunto de dados adicionais na forma de tabela ou gráficos (LABSOL, 2016).

O programa RADIASOL 2 está alimentado com dados do território brasileiro, havendo três opções de entrada de dados iniciais: i) digitação dos dados obtidos de uma fonte confiável; ii) obtenção dos dados por interpolação a partir do banco de dados embarcados no programa; iii) obtenção dos dados a partir dos mapas disponibilizados pelo projeto SWERA. A Figura 51 apresenta a tela inicial do programa RADIASOL 2 em que foi selecionada a localização da cidade.

Figura 51 – Tela inicial do Radiasol 2 para a localização de Santa Maria



Fonte: LABSOL, (2016)

Visando identificar a variabilidade interanual e também as diferenças mensais e anuais entre valores de irradiação que derivam de bancos de dados e valores medidos, foram comparados os dados coletados no sistema FV CP no período analisado com os estimados pelo Radasol. Dessa forma, um diagnóstico dos recursos disponíveis foi relevante, visto a necessidade de dimensionar corretamente os sistemas FV, para que não sejam superdimensionados ou apresentem um nível de geração inferior ao inicialmente estimado.

3.2.2 Fator de Capacidade - FC

Após, foram calculados os indicadores de mérito que consistem em indicadores universais que permitem realizar comparações entre sistemas FV. Eles estão relacionados à produção de energia, à eficiência do sistema, à produtividade, ao desempenho ou às perdas do sistema.

O fator de capacidade (FC) é definido pela razão entre a produção de energia elétrica real e a produção de energia teórica se o sistema operasse 24h por dia em sua potência nominal nas condições padrão (STD - 1000W/m² e 25°C). A Equação 5 apresenta a fórmula para o cálculo em bases anuais (BRITISH STANDARD, 1998).

$$FC = \frac{E}{P \cdot t} = \frac{E_{anual}}{P_{instalada} \cdot 8760} \quad (5)$$

3.2.3 Produtividade ou Yield

A produtividade do sistema *Yield* é a relação entre a energia elétrica produzida pela capacidade instalada do sistema, conforme a Equação 6 (BRITISH STANDARD, 1998):

$$Y = \frac{\text{Energia Gerada (kWh)}}{\text{Potência FV (kWp)}} \quad (6)$$

3.2.4. Performance Ratio - PR

O rendimento global ou a razão de performance, ou *performance ratio* (PR), que representa a relação entre a produtividade do sistema e a quantidade de horas de sol a 1.000W/m² incidentes no painel FV, irradiação normalmente vinculada a um período anual de operação, conforme Equação 7 (BRITISH STANDARD, 1998). De acordo com Allouhi et al (2016), o PR fornece uma ideia sobre o efeito geral das perdas (perdas de captura dos módulos e perdas de sistema) na produtividade do sistema FV.

$$PR = \frac{Yield}{Irradiação/1000} (\%) \quad (7)$$

Nesse trabalho a PR e o *Yield* foram obtidos a cada 5 minutos, porém para a comparação com outros sistemas FV do Brasil foram utilizados os índices mensais e anuais, devido a disponibilidade de dados.

Os índices de mérito (*FC*, *Y* e *PR*) foram empregados para caracterizar o desempenho de um SFVCR, no que diz respeito ao aproveitamento da radiação solar, a produção de energia e os efeitos das perdas do sistema. Estudos mostram que o monitoramento de tais índices pode auxiliar na identificação de problemas operacionais dos SFVCR. Uma variação significativa do índice *PR* em intervalos curtos de tempo (como dias) pode estar relacionada a uma falha de algum componente do sistema. Já a variação gradual da *PR* pode estar relacionada ao surgimento de sombreamentos, neve ou sujeira e/ou degradação do sistema FV. Os valores de *PR* também tendem a ser maiores no inverno do que no verão devido a influência da temperatura.

3.3 ANÁLISE DE FAIXAS ESPECÍFICAS DE TEMPERATURA E IRRADIAÇÃO E RELAÇÃO COM O PR

A partir do banco de dados obtido conforme modelo da Figura 31, e devido ao grande número de dados obtidos, foi elaborado um gráfico de dispersão representando PR versus temperatura do módulo. Nesse gráfico de dispersão, em que objetivou-se observar a possível influência da temperatura na PR, foram

identificados vários dados inconsistentes ou *outliers* que dificultaram essa observação. Para normalizar essa questão os dados foram selecionados para irradiação acima de 500 W/m^2 e PR acima de 60%. O gráfico continuou com dados inconsistentes, apesar de mostrar já uma tendência.

Esses dados inconsistentes são explicados pelo sombreamento de uma nuvem sobre o SFV que causa a perda da produção em poucos segundos, porém a temperatura dos módulos continua semelhante, podendo levar as falhas de gravação de dados pelo sensor. Também as rajadas de vento tendem a diminuir a temperatura do módulo e levar a erros de medição causando inconsistência.

Para estudar melhor o funcionamento do sistema foram selecionadas faixas específicas de acordo com a STC. Primeiramente foram analisados todos os dados acima de 1000 W/m^2 . Devido ao número limitado de dados resultantes, a irradiação foi ampliada para uma margem de 10 %, portanto de 900 W/m^2 a 1100 W/m^2 . Após, foram filtrados todos os dados que registraram temperatura do módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e todos os dados que registraram temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Devido ao número limitado de dados resultantes, ampliou-se a filtragem da temperatura do módulo e da temperatura ambiente com uma margem de +/- 20% em relação a STC visando aumentar o número de dados. Portanto a faixa de temperatura ficou entre $20 \text{ }^\circ\text{C}$ e $30 \text{ }^\circ\text{C}$.

3.4 COMPARAÇÃO COM OUTROS SISTEMAS FV NO BRASIL

Ressalta-se que por mais que os SFVCR venham superando a barreira econômica, eles ainda necessitam de estudos técnicos que explorem o real desempenho dessa aplicação em diversas condições de operação. No mercado brasileiro estão homologadas pelo INMETRO três tipos de tecnologia: silício monocristalino, silício multicristalino e filmes finos (EPE, 2012). As diferentes tecnologias de células disponíveis no mercado possuem custos e eficiências diferentes.

Nesse contexto, procura-se contribuir com a comunidade científica ao realizar uma análise comparativa entre sistemas FV instalados em vários locais do Brasil. Os SFVCR foram selecionados a partir de publicações acadêmicas e científicas em função da disponibilidade de dados de geração com o objetivo de comparar o seu desempenho real com o estimado pelo Radasol.

Para realizar os estudos comparativos foram necessárias informações sobre cada SFVCR como potência instalada, coordenadas, orientação e inclinação dos módulos FV, geração FV e níveis de irradiação no plano dos módulos FV, assim como os índices de mérito FC, *Yield*, e PR. A partir dessas informações foram então realizadas análises comparativas nos SFVCR cujos dados coincidiam temporalmente.

Na busca pelos SFVCR foram encontrados diversos obstáculos até se conseguir uma amostra que apresentasse localizações diferentes. Por exemplo, muitas publicações apresentam dados anteriores a 2015, outras demonstram que SFVCR já em operação apresentaram falhas técnicas e humanas que acarretaram faltas de dados ou valores discrepantes na geração.

Em função dessas restrições, foram identificados SFVCR localizados nos estados de Minas Gerais, Goiás, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Para realizar a comparação entre os SFVCR, cujas características são apresentadas no item 4.3.

4 RESULTADOS

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA FV

O SFVCR do Colégio Politécnico da UFSM, Figura 42, entrou em operação em agosto de 2014 e opera de forma ininterrupta desde então. Seu módulo FV, marca Rysen modelo SYP – 250P, de tecnologia de silício multicristalino, possui 14 módulos com uma potência instalada de 3,5 kWp, com uma área de 23 m². Estão conectados à rede através de um inversor marca Fronius modelo Galvo 3.1.1, monofásico em 220 V de 3,1 kW. Os módulos FV estão instalados com afastamento de 15 cm do telhado e seguindo sua estrutura e inclinação que é de 10°, e com o desvio azimutal de 7° para o leste. Para essa localização talvez fosse interessante instalar os módulos FV com inclinação semelhante a latitude de Santa Maria e sem desvio azimutal.

A média da irradiação diária anual para a situação ideal é de 4,76 kWh/m².dia, enquanto que a média diária anual para a situação real em que o SFVCR está instalado é de 4,60 kWh/m².dia. A diferença de irradiação que o SFVCR apresentaria se instalado na condição de irradiação máxima é de 3,4 %. Esse resultado está de acordo com as estimativas de perdas de irradiação do ábaco de Santos (2013).

A Tabela 4 informa os dados coletados e tabulados a partir da geração de energia elétrica do sistema FV instalado no Colégio Politécnico da UFSM. Os dados foram coletados entre os meses de janeiro de 2015 a dezembro de 2016. A geração do sistema totalizou 8.799,65 kW.h nos dois anos, sendo 4.424,44 kW.h no ano de 2015 e 4.374,21 kW.h no ano de 2016, indicando uma média mensal no período de 370 kW.h. A irradiação total no período foi de 3,23 kWh/m², sendo no ano de 2015 de 1,57 kWh/m² e no ano de 2016 foi de 1,66 kWh/m², com média mensal no período de 0,13 kWh/m².

Tabela 4 - Geração e irradiação no plano inclinado do sistema FV do CPRS entre janeiro de 2015 e dezembro de 2016

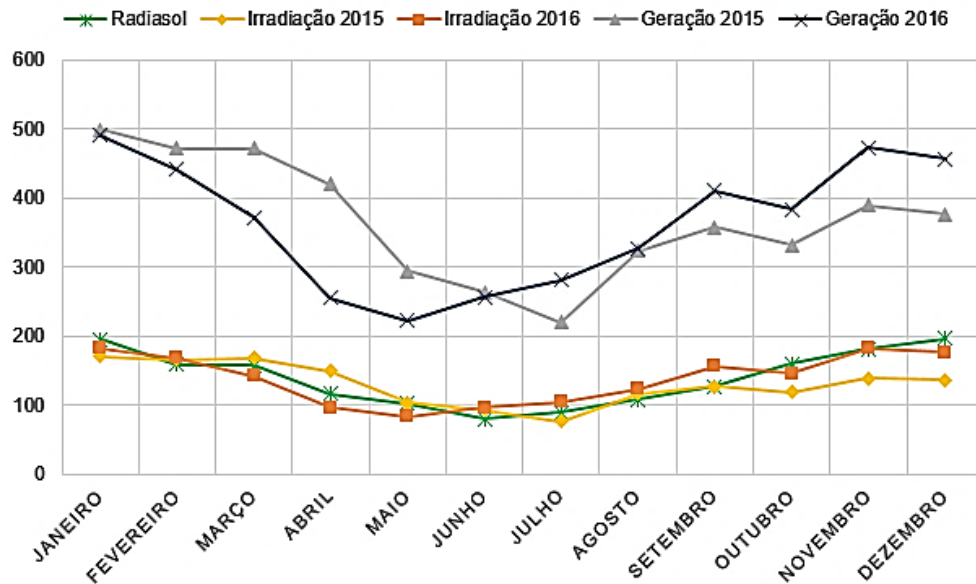
Mês	Irradiação kWh/m ²	Geração kW.h	Mês	Irradiação kWh/m ²	Geração kW.h	Irradiação Radiasol kWh/m ²
jan/15	171,53	499,00	jan/16	182,99	490,68	195,92
fev/15	165,86	472,58	fev/16	169,26	441,82	159,04
mar/15	169,18	472,36	mar/16	142,91	371,95	158,10
abr/15	150,36	420,04	abr/16	96,67	255,48	117,00
mai/15	104,21	294,08	mai/16	84,05	222,52	102,92
jun/15	93,87	263,83	jun/16	96,42	256,66	80,10
jul/15	77,30	219,93	jul/16	105,76	281,76	89,90
ago/15	116,60	323,78	ago/16	124,18	327,62	109,12
set/15	128,05	358,46	set/16	156,44	411,55	128,10
out/15	118,99	332,72	out/16	146,51	384,22	160,27
nov/15	138,90	390,28	nov/16	182,90	473,51	181,50
dez/15	137,09	377,35	dez/16	177,29	456,45	197,47
Total	1.571,95	4.424,44		1.665,39	4.374,21	1.679,44

Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando-se a contribuição mensal do sistema constatou-se que o mês de julho de 2015 representou a menor geração e o mês de janeiro de 2015 a maior geração no período observado. A Figura 52 apresenta a relação entre a geração de energia elétrica do sistema FV instalado no CP e a irradiância recebida no local.

Conforme a Figura 52, pode-se observar que a linha que representa a geração acompanha a linha que representa a irradiação demonstrando que os meses que apresentam a maior irradiação também proporcionam a maior geração. Ainda, na Figura 52, pode-se observar que na estimativa do Radiasol a irradiação foi subestimada na maior parte do tempo, com exceção dos meses de janeiro, outubro e dezembro.

Figura 52: Relação entre geração do sistema FV e irradiância real e estimada



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da coleta e análise dos dados do sistema FV instalado no CPRS, no período entre janeiro de 2015 a dezembro de 2016, obteve-se a geração de energia elétrica e a irradiância recebida naquela localização. E a partir desses dados foram calculados os índices de mérito *Yield*, e o *performance ratio* (PR), do sistema. Além disso também foi obtida a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente no período. Esses dados contribuíram para a compreensão do funcionamento do sistema FV estudado.

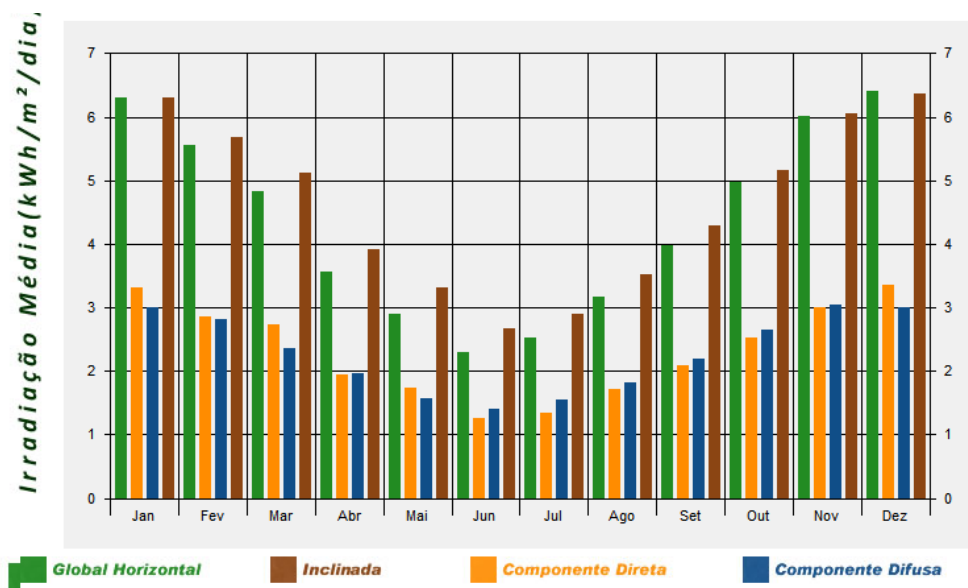
4.2 PRINCIPAIS INDICADORES DE MÉRITO DO SISTEMA FV

São apresentados, a seguir, os índices de mérito FC, *Yield* e PR para o sistema do CPRS, com o objetivo de definir e comparar a eficiência global de um sistema FV conectado à rede elétrica, com outros SFVCR localizados em lugares distintos e com diferentes potências nominais, em relação ao aproveitamento da radiação solar e a produção de energia elétrica.

4.2.1 Comparação da irradiação medida com estimada

Primeiramente foi comparada a irradiação medida no sistema FV real com a irradiação estimada apresentada no banco de dados SWERA. Essa comparação pretende indicar se os dados obtidos no período de estudo desse trabalho apresentam proximidade com os dados estimados. Os dados do SWERA apresentam a irradiação medida num plano horizontal. Para realizar a comparação foi necessário converter os dados para irradiação no plano inclinado de 10° que é a utilizada no SFV do CP. Para isso utilizou-se o programa Radiasol, obtendo-se na Figura 53 a irradiação incidente no plano inclinado.

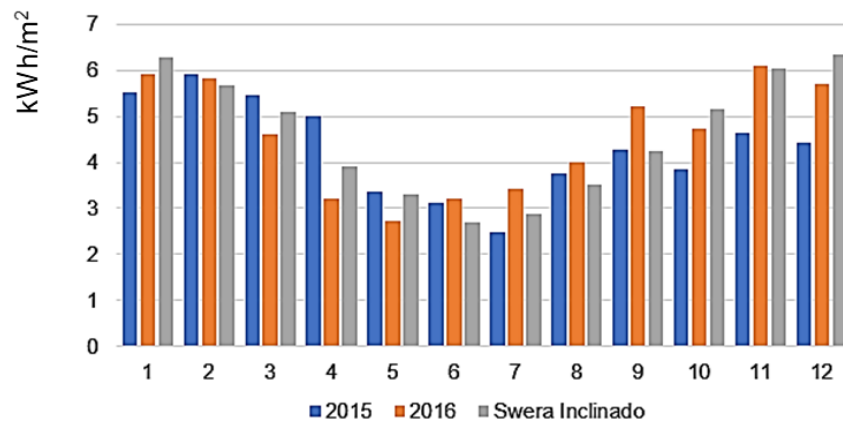
Figura 53 – Radiação incidente estimada no plano inclinado em kWh/m²/dia



Fonte: Radiasol 2

A Figura 54 apresenta a comparação entre a irradiação medida pelo SFV do CPRS e a estimada pelo SWERA.

Figura 54 – Média diária anual de irradiação real versus estimada no plano inclinado



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 54 observa-se que a irradiação medida entre fevereiro e junho de 2015 foi maior que a dos mesmos meses de 2016. Nos meses de junho a dezembro de 2015 a irradiação foi menor do que a dos mesmos meses de 2016. Esse fato apresenta relação direta com as condições meteorológicas particulares de cada ano. Relacionando-se os dados estimados pelo SWERA com os dados medidos, observa-se uma situação similar. A irradiação medida nos meses de janeiro a junho de 2015 é superior a irradiação estimada pelo SWERA, porém a irradiação medida nos mesmos meses no ano de 2016 é inferior. Nos meses de julho a dezembro de 2015 a irradiação medida passa a ser menor que a estimada, enquanto que nos meses de julho a setembro de 2016 a irradiação medida foi superior a estimada. No mês de dezembro de ambos os anos estudados a irradiação medida foi inferior a estimada pelo SWERA.

A média diária anual da irradiação em 2015 foi de 4,30 kWh/m² que é 6,5 % menor que a estimada pelo Radasol. Em 2016, a média diária anual da irradiação foi de 4,55 kWh/m² que corresponde a 1,2 % inferior a estimada pelo Radasol. Logo, através do comparativo apresentado na Figura 54, percebe-se que esses dois anos analisados apresentaram radiação inferior as estimativas do Radasol.

4.2.2 Cálculo do Fator de Capacidade

O Fator de Capacidade (FC) dos sistemas FV instalados no Brasil estão entre 13% e 18% para os novos sistemas, variando de acordo com a disponibilidade do

recurso solar e com a eficiência dos módulos FV referência (MME, 2016). FC é o índice expresso em porcentagem que representa a capacidade de um sistema gerar energia sobre a energia nominal em um intervalo de tempo. Esse índice geralmente é parâmetro muito utilizado na comparação da capacidade de geração de diferentes tipos de fontes energéticas. Para realizar o cálculo do FC do SFVCR do CPRS utilizou-se a Equação 1, cujos resultados podem ser visualizados na Tabela 5.

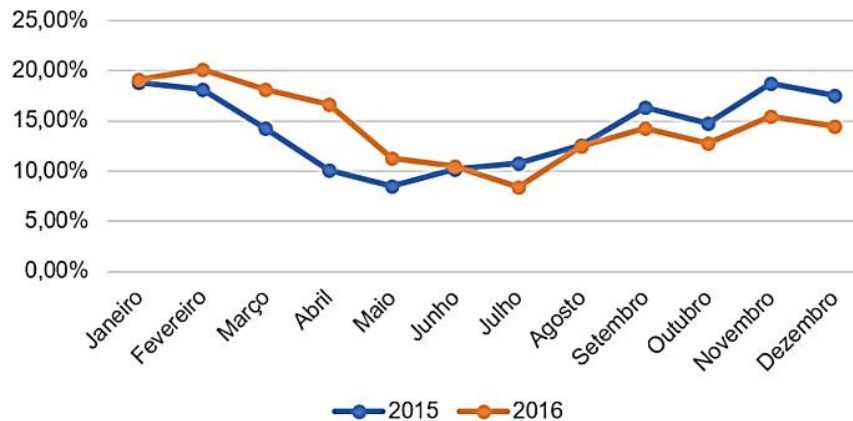
Tabela 5 – Comparativo do FC anual do CPRS

2015	FC (%)	FC (%)	2016
Janeiro	18,84	19,16	Janeiro
Fevereiro	18,14	20,09	Fevereiro
Março	14,28	18,14	Março
Abril	10,14	16,67	Abril
Maio	8,55	11,29	Maio
Junho	10,18	10,47	Junho
Julho	10,82	8,45	Julho
Agosto	12,58	12,43	Agosto
Setembro	16,33	14,22	Setembro
Outubro	14,75	12,78	Outubro
Novembro	18,79	15,49	Novembro
Dezembro	17,53	14,49	Dezembro

Fonte: Elaborado pelo autor

O FC de capacidade para o sistema estudado, em 2015 foi de 14,43 % e em 2016 foi de 14,26%, resultando em uma média de 14,35% para os dois anos. O comparativo do FC entre os dois anos (2015 e 2016) do CPRS pode ser visualizado no gráfico da Figura 55. Esse valor está na faixa entre 13% e 18% observada no Brasil em outros sistemas FV (BENEDITO, 2009). O FC é afetado por fatores que ocasionam perdas no sistema, como o acúmulo de sujeira nos painéis que diminuem a captação da radiação solar, assim como a própria irradiação solar que também é um fator que afeta esse índice (URBANETZ JR. et al., 2016).

Figura 55 – Gráfico do FC mensal do CPRS



Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.3 Produtividade ou *Yield*

A produtividade do sistema *Yield* é a relação entre a energia elétrica produzida pela capacidade instalada do sistema, conforme a Equação 3. Para o cálculo da produtividade (*Yield*) do SFVCR, foram utilizados dados de geração mensal (kWh/mês) e anual (kWh/ano) disponíveis para os anos de 2015 e 2016, conforme Tabela 6.

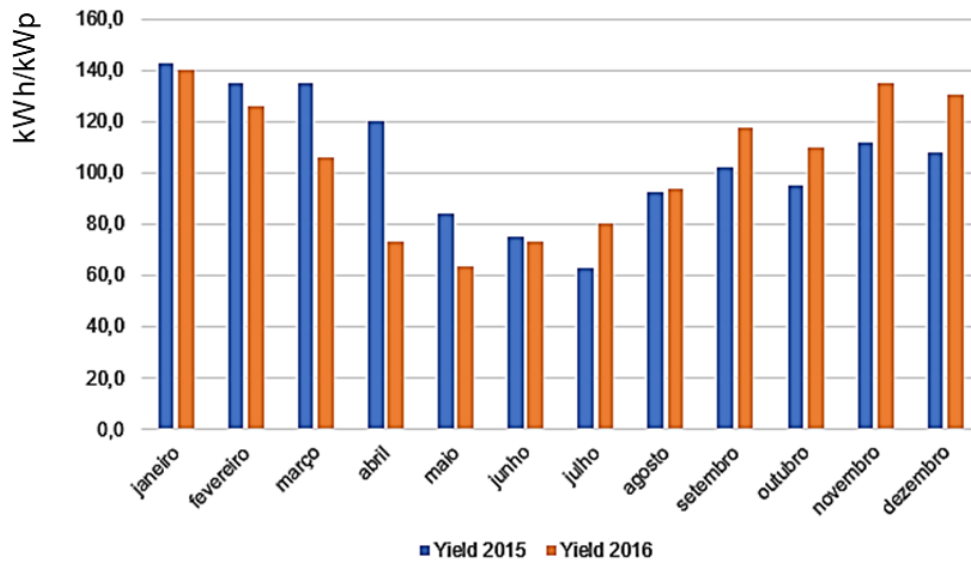
Tabela 6 – *Yield* mensal e anual do sistema FV CPRS (kWh/kWp)

2015	Yield (kWh/kWp)	Yield (kWh/kWp)	2016
Janeiro	142,57	140,19	Janeiro
Fevereiro	135,02	126,23	Fevereiro
Março	134,96	106,27	Março
Abril	120,01	72,99	Abril
Maio	84,02	63,58	Maio
Junho	75,38	73,33	Junho
Julho	62,84	80,50	Julho
Agosto	92,51	93,61	Agosto
Setembro	102,42	117,58	Setembro
Outubro	95,06	109,78	Outubro
Novembro	111,51	135,29	Novembro
Dezembro	107,81	130,41	Dezembro
Total	1.264,12	1.249,77	Total

Fonte: Elaborado pelo autor

Realizados os cálculos, os resultados são apresentados em um gráfico de barras (Figura 56) com os valores de *Yield* do sistema FV CPRS, podendo-se assim analisar a variabilidade interanual do sistema através da produtividade (*Yield*).

Figura 56 – *Yield* mensal e anual para o FV do CPRS (kWh/kWp)



Fonte: Elaborado pelo autor

Nesse trabalho o PR e o *Yield* foram obtidos a cada 5 minutos, porém para a comparação com outros sistemas FV do Brasil foram utilizados os índices mensais, devido a disponibilidade de dados de outros sistemas.

O *Yield* é um indicador de mérito que é explicado pela energia elétrica gerada, em corrente alternada, dividida pela potência nominal dos módulos FV. A Figura 56 mostra que nos meses de janeiro a junho de 2015 o SFVCR apresentou um *Yield* maior do que em relação ao mesmo período do ano seguinte (2016). Nos meses de julho a dezembro de 2015 o *Yield* do SFVCR foi menor do que no mesmo período do ano de 2016. A variabilidade interanual observada principalmente nos meses de março e abril 2016 deve-se ao fato de que a irradiação recebida foi menor, causando essa diferença no *Yield*.

4.2.4. Performance Ratio (PR)

O rendimento global ou a razão de performance, ou *performance ratio* (PR), que representa a relação entre a produtividade do sistema e a quantidade de horas de sol a $1.000\text{W}/\text{m}^2$ incidentes no painel FV, irradiação normalmente vinculada a um período anual de operação. De acordo com Allouhi et al (2016), o PR fornece uma ideia sobre o efeito geral das perdas (perdas de captura dos módulos e perdas de sistema) na produtividade do sistema FV. A tabela 7 mostra esses resultados.

Os índices de mérito (FC, Y e PR) são empregados para caracterizar o desempenho de um SFVR, no que diz respeito ao aproveitamento da radiação solar, a produção de energia e os efeitos das perdas do sistema. Estudos mostram que o monitoramento desses índices pode auxiliar na identificação de problemas operacionais dos SFVR. Uma variação significativa do índice PR em intervalos curtos de tempo, como dias, pode estar relacionada a uma falha de algum componente do sistema. Já a variação gradual do PR pode estar relacionada ao acúmulo de sujeira e/ou degradação do sistema FV.

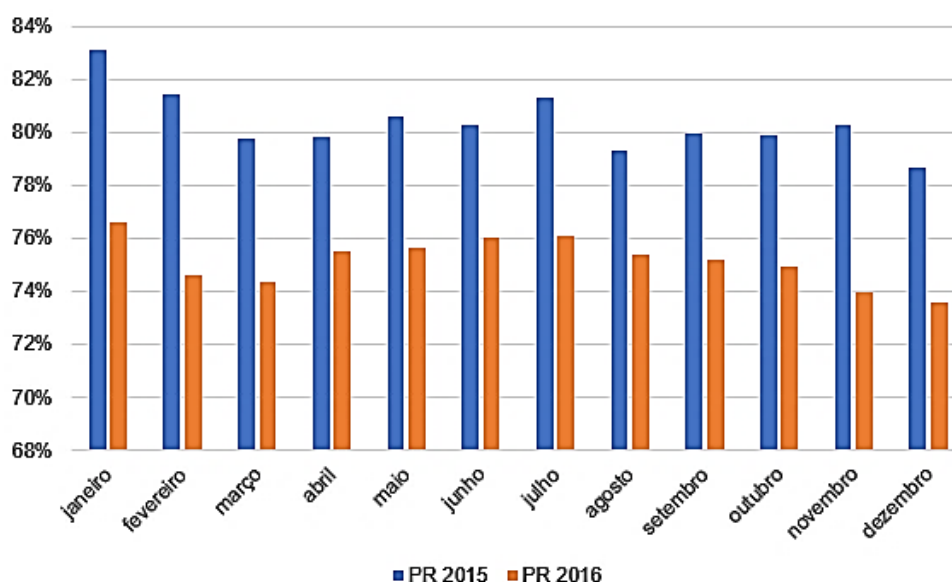
Tabela 7 – PR para o sistema FV do CP (%)

2015	PR (%)	PR (%)	2016
Janeiro	83,12	76,61	Janeiro
Fevereiro	81,41	74,58	Fevereiro
Março	79,77	74,36	Março
Abril	79,82	75,51	Abril
Mai	80,63	75,64	Mai
Junho	80,30	76,05	Junho
Julho	81,29	76,12	Julho
Agosto	79,34	75,38	Agosto
Setembro	79,98	75,16	Setembro
Outubro	79,89	74,93	Outubro
Novembro	80,28	73,97	Novembro
Dezembro	78,64	73,56	Dezembro

Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados são apresentados em um gráfico de barras (Figura 57) com os valores de *PR* em porcentagem do SFV CPRS. O fabricante do SFVCR prevê uma diminuição de 0,8% por ano na eficiência do módulo, no entanto é possível visualizar uma diminuição de 5% da *PR* no ano de 2016 em relação ao ano de 2015, no sistema como um todo, podendo haver outros fatores envolvidos além da degradação dos módulos. Esse fato pode estar relacionado ao acúmulo de sujeira, visto que não houve operações de limpeza nesse SFVCR.

Figura 57 – *PR* mensal e anual para o sistema FV do CPRS



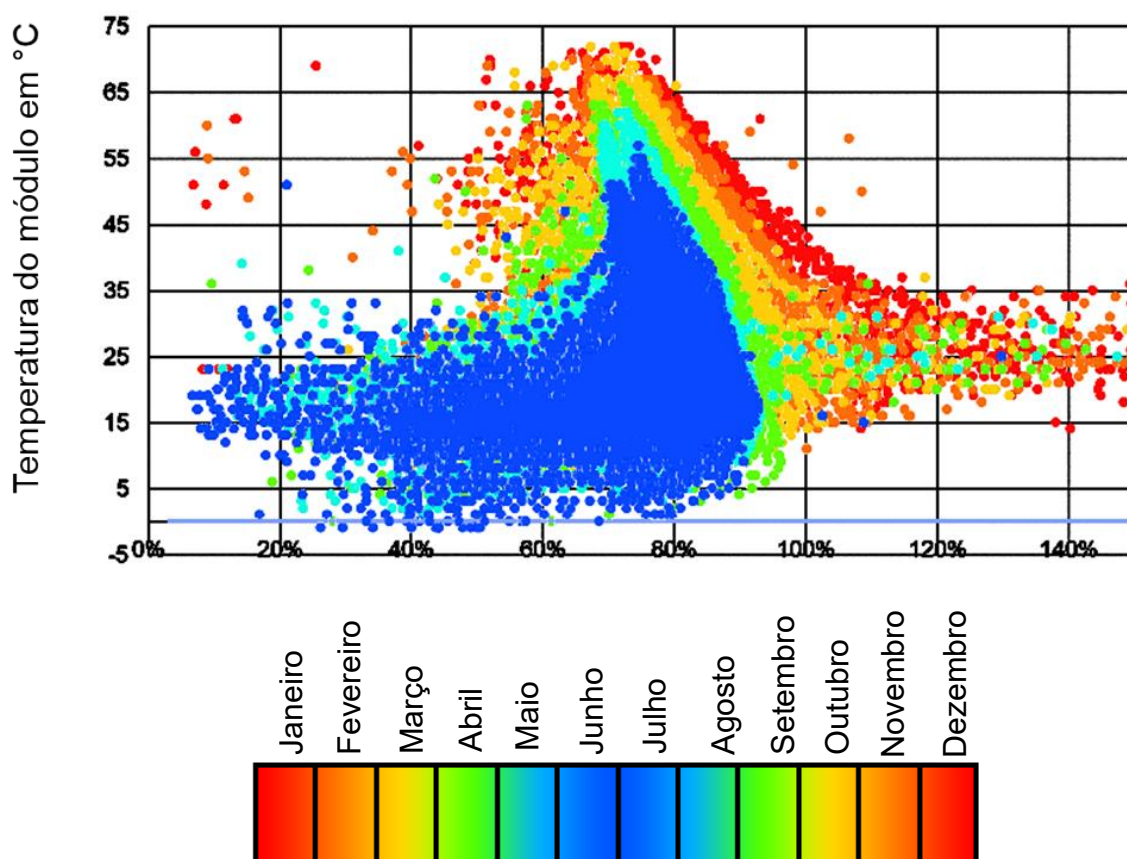
Fonte: Elaborado pelo autor

4.3 ANÁLISE DE FAIXAS ESPECÍFICAS DE TEMPERATURA E IRRADIAÇÃO E RELAÇÃO COM O PR

Os dados coletados que totalizaram 109.541 medições relacionadas a irradiação, geração, temperatura ambiente e temperatura do módulo FV possibilitaram o cálculo dos índices de mérito do SFVCR do CPRS, conforme demonstrado no item 4.2. A partir desses dados foram elaborados gráficos de dispersão que fornecem uma representação visual formando uma nuvem de pontos que possibilitando observar o relacionamento entre duas variáveis.

Primeiramente foi elaborado um gráfico de dispersão representando PR e a temperatura do módulo. Nesse gráfico de dispersão, Figura 58, foram identificados valores irrealistas e dados inconsistentes ou *outliers*.

Figura 58 – Relação entre a temperatura do módulo FV com a PR

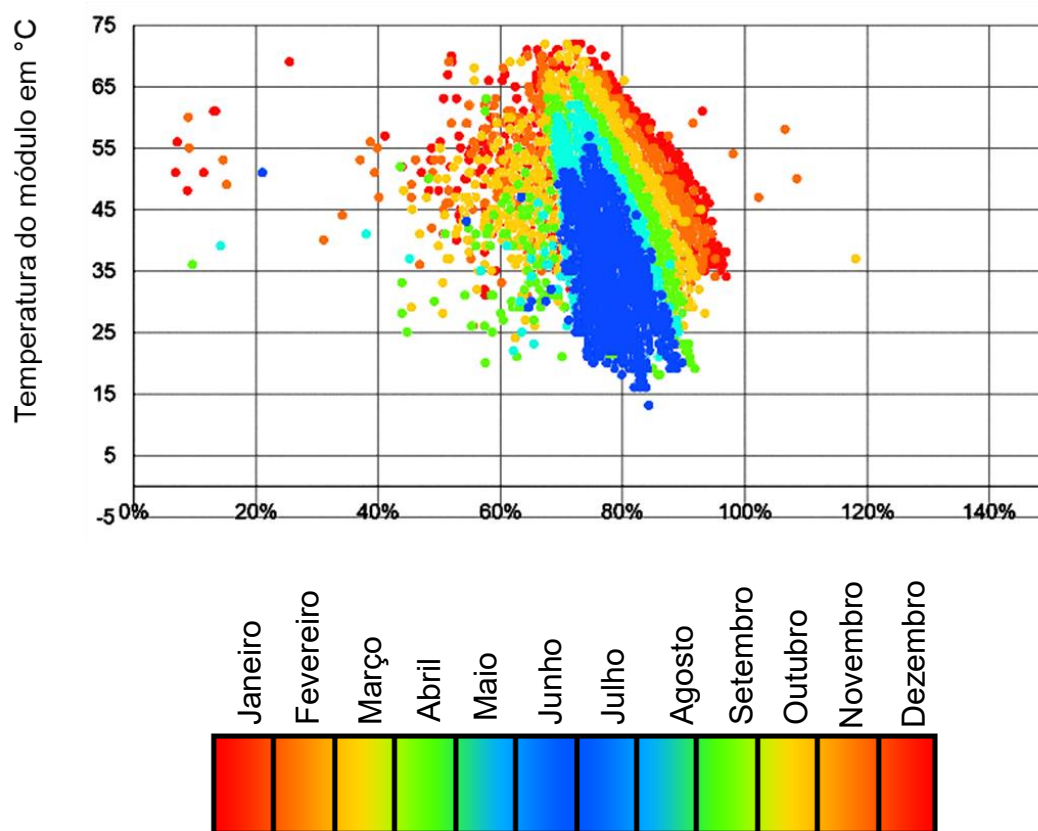


Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 58 apresenta uma dispersão relativamente grande dos pontos do gráfico indicando que a relação entre as duas variáveis é bastante complexa. Observa-se que a mudança de coloração dos pontos em direção ao vermelho indica a proximidade do verão, ou seja quanto mais vermelho o ponto maior a proximidade do início e final do ano. Da mesma forma, percebe-se que quanto maior a amplitude térmica (como no verão) maior a diferença de PR, evidenciando a relação entre

aumento da temperatura e diminuição da PR do sistema FV. Para tentar normalizar essa questão os dados foram filtrados para irradiação acima de 500 W/m^2 , e PR acima de 60 %, resultando na Figura 59.

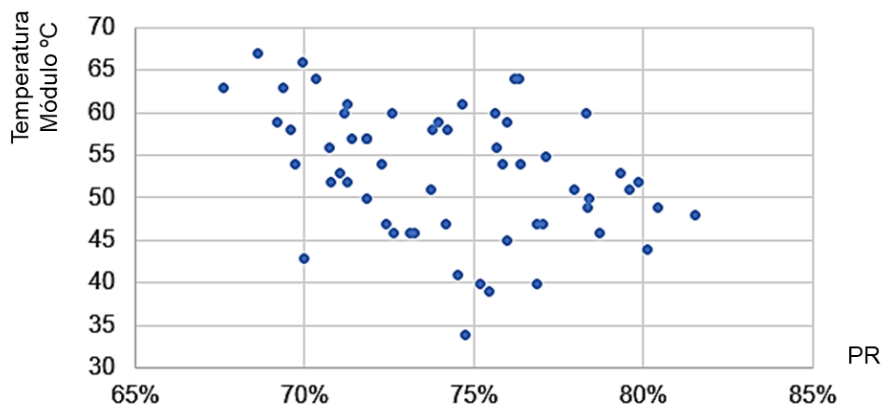
Figura 59 – Relação da temperatura do módulo FV com a PR para irradiação > 500 W/m^2



Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico continuou com dados inconsistentes, apesar de mostrar já uma tendência. A amplitude térmica é maior no verão ocasionando uma maior variação da PR. Para estudar melhor o funcionamento do sistema foram selecionadas faixas específicas de acordo com a STC. Primeiramente foram analisados todos os dados de irradiação com valor de 1000 W/m^2 , Figura 60.

Figura 60 – Relação da temperatura do módulo FV com o PR para irradiação = 1000 W/m²

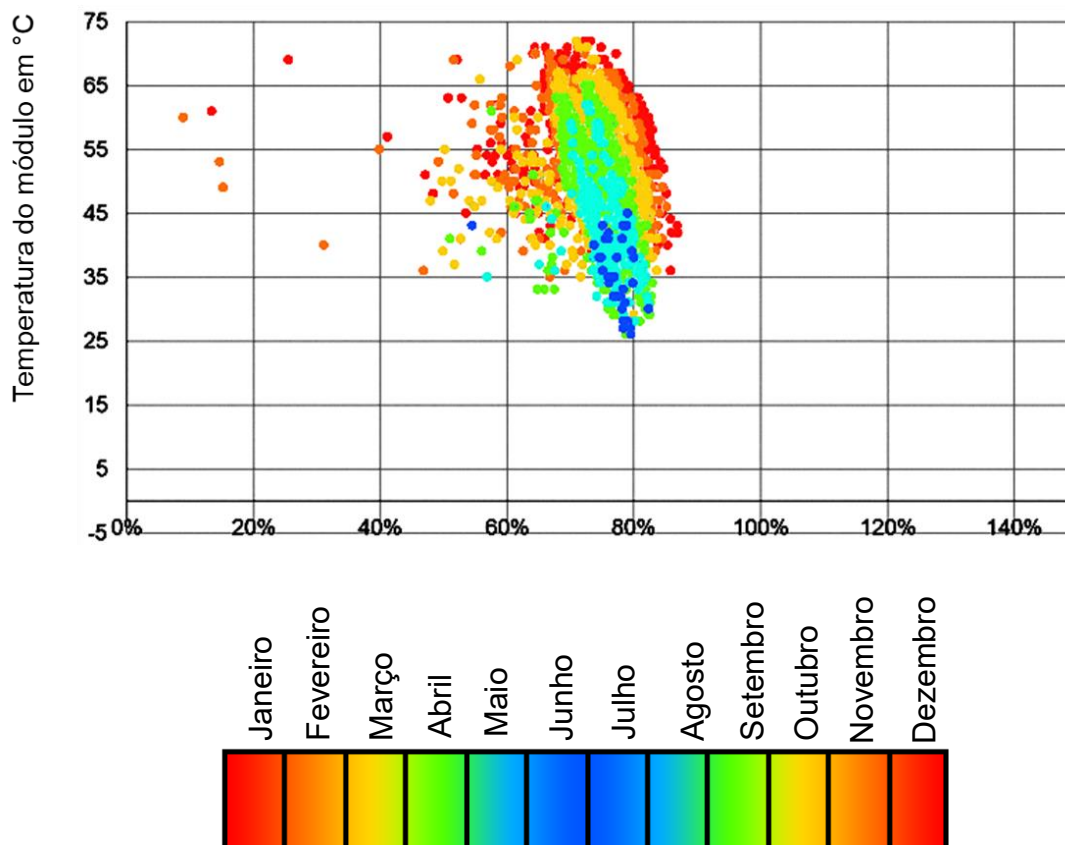


Fonte: Elaborado pelo autor

Devido ao número limitado de dados resultantes, a irradiação foi ampliada para uma margem de 10 %, portanto de 900 W/m² a 1100 W/m². O resultado pode ser visualizado na Figura 61.

Observando-se o gráfico da Figura 61 pode-se concluir que talvez exista uma relação de diminuição da PR em função do aumento da temperatura do módulo. No inverno devido a posição do Sol ser mais baixa a resposta espectral é diferente. Esse fato pode também influenciar a PR da célula FV visto que a irradiação recebida pela célula também depende dessa resposta espectral.

Figura 61 – Relação da temperatura do módulo FV versus PR para a faixa de $900 \text{ W/m}^2 < \text{Irradiação} < 1100 \text{ W/m}^2$

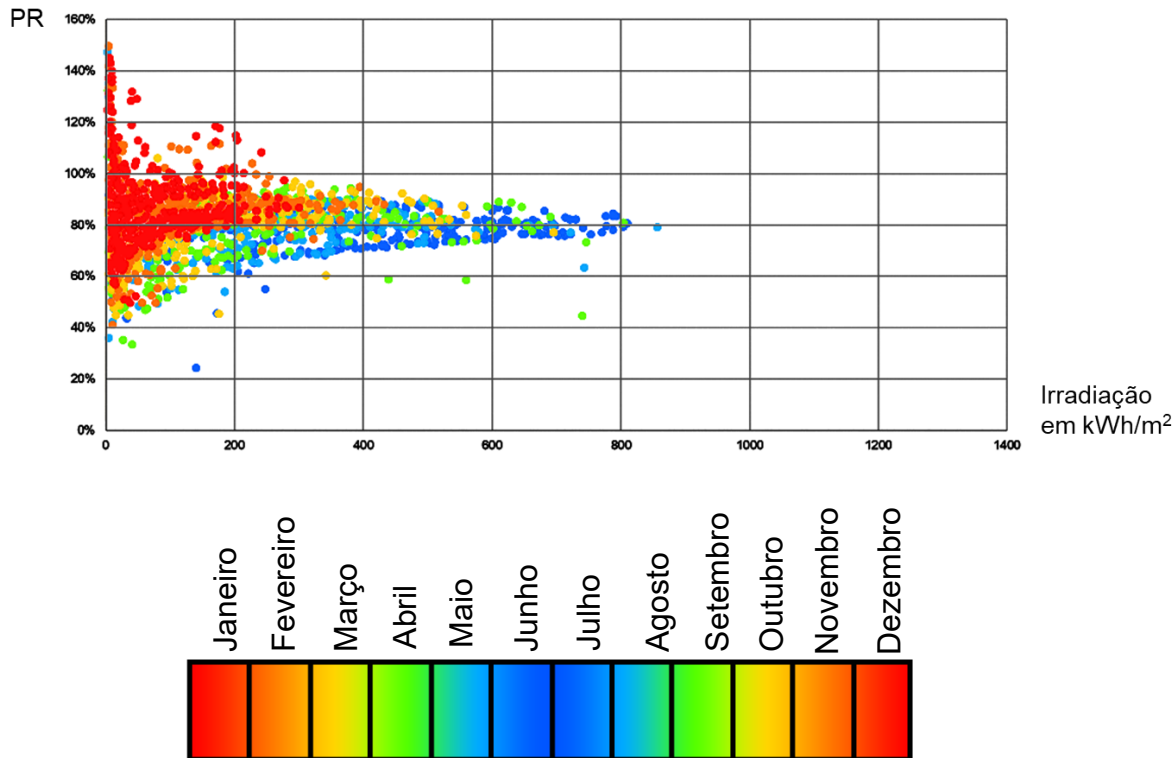


Fonte: Elaborado pelo autor

Após, foram filtrados todos os dados que registraram temperatura do módulo igual a $25 \text{ }^\circ\text{C}$. O gráfico é apresentado na Figura 62.

Pode-se observar pela Figura 62, que quando o módulo opera na $25 \text{ }^\circ\text{C}$ o sistema apresenta PR na faixa dos 80%, e portanto, isso indica que realmente a temperatura influencia o PR, como já foi demonstrado em vários outros trabalhos (SHRESTHA, PALOMINO; TAMIZHMANI, 2009; SCHAMS; TAMIZHMANI, 2011; HRICA; CHATTERJEE; TAMIZHMANIA, 2011).

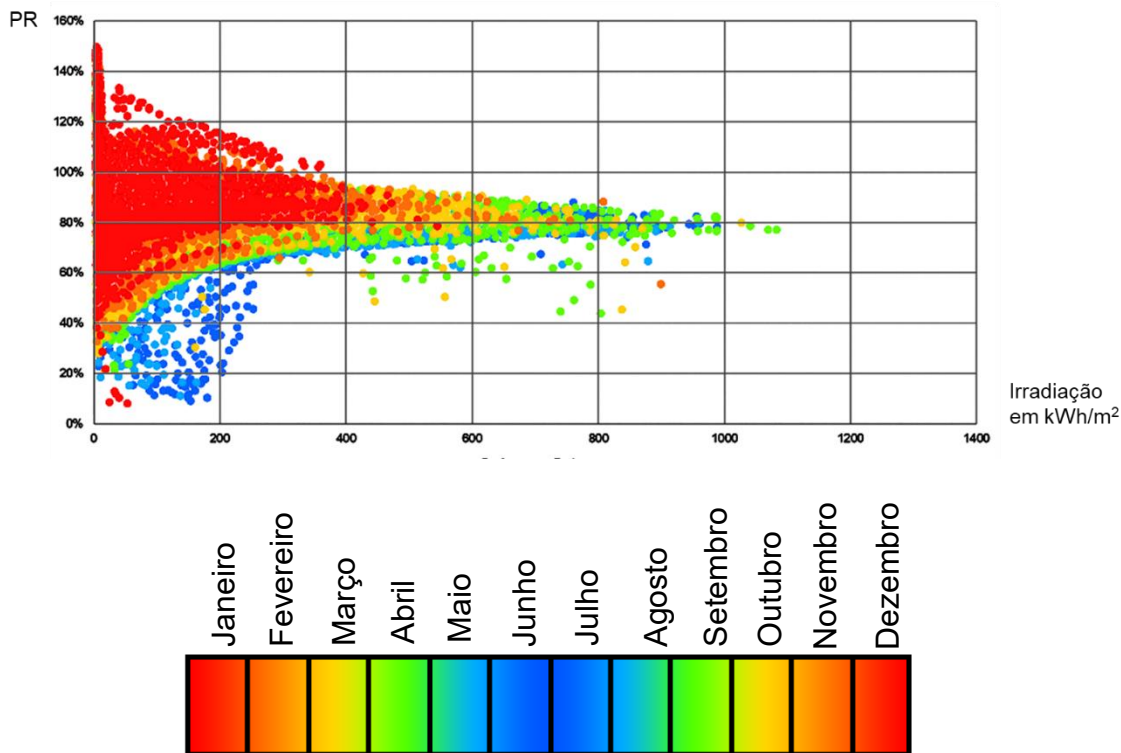
Figura 62 – Relação da PR versus faixas de irradiação para temperatura módulo = 25 °C



Fonte: Elaborado pelo autor

Devido ao número limitado de dados resultantes, ampliou-se a filtragem da temperatura do módulo com uma margem de +/- 20% em relação a STC visando aumentar o número de dados e sua confiabilidade. Portanto a faixa de temperatura ficou entre 20 °C e 30 °C. O resultado pode ser visualizado na Figura 63.

Figura 63 – Relação da PR versus faixa irradiação para intervalo de $20\text{ }^{\circ}\text{C} <$ Temperatura módulo $< 30\text{ }^{\circ}\text{C}$

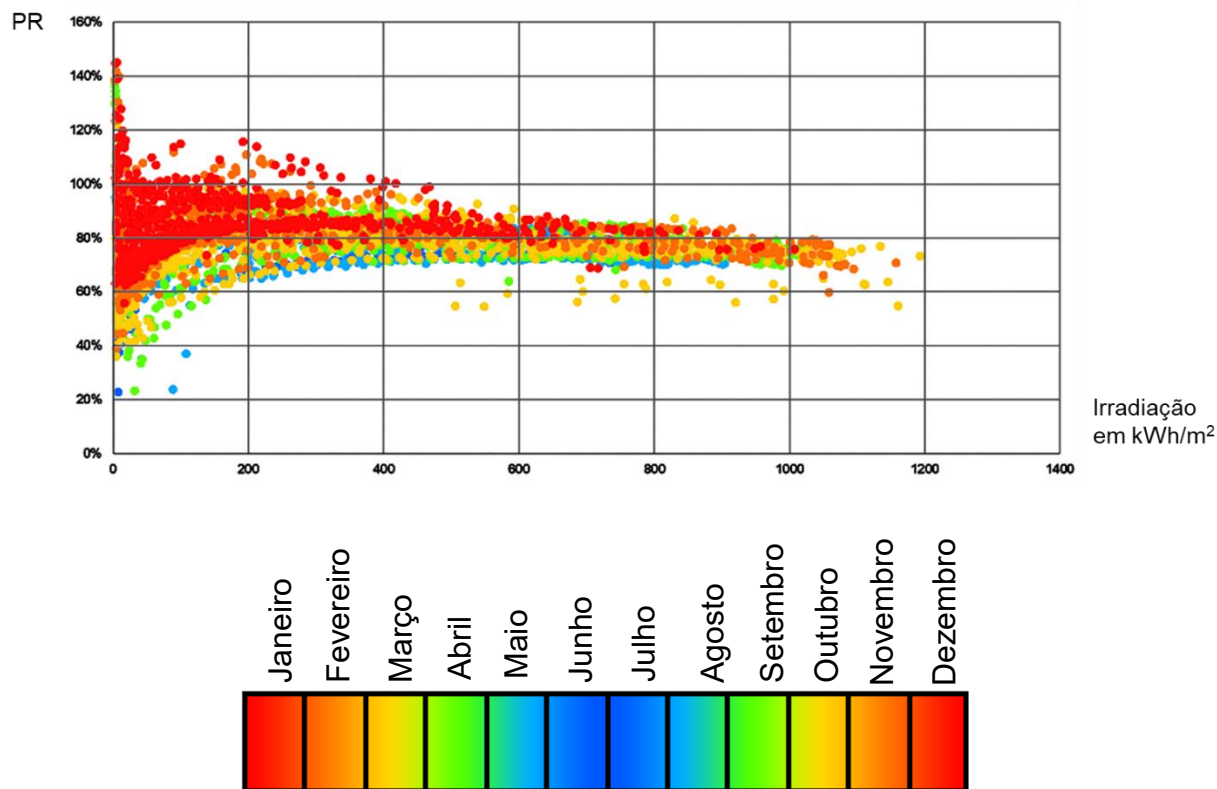


Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da análise das faixas específicas de irradiação pode-se observar que na mesma faixa de irradiação a PR apresenta comportamentos diferentes, indicando que há outros fatores que podem influenciar sua variação. Por exemplo, na faixa de 800 kWh/m^2 e temperatura do módulo entre $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ encontrou-se uma amplitude da PR entre 70 e 90%. Essa variação poderia ser explicada pela ação do vento que causa um resfriamento momentâneo no módulo, visto que para essa faixa de irradiação a temperatura, mesmo no inverno, deveria ser maior.

Também foram filtrados todos os dados que registraram temperatura ambiente de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, pois essa é a temperatura STC utilizada nos testes de laboratório. A Figura 64 demonstra esse resultado.

Figura 64 – Relação da PR versus faixas de irradiação para temperatura ambiente = 25 °C

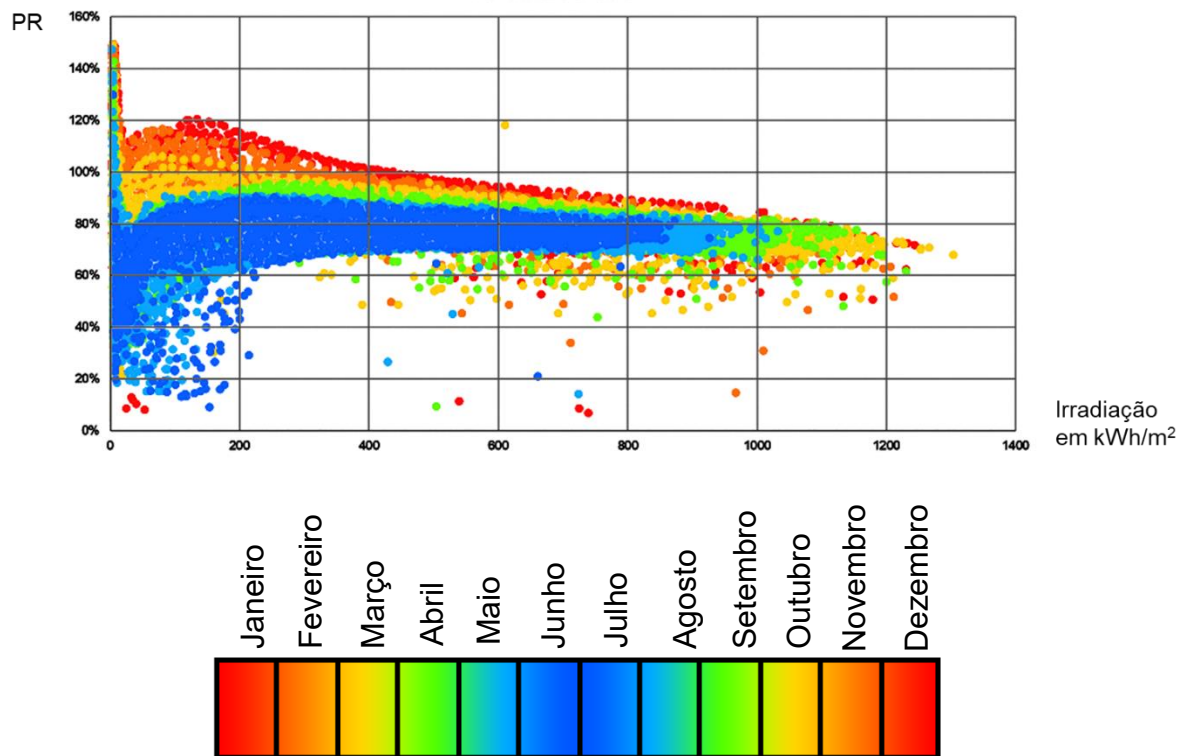


Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 64 pode-se observar que na temperatura ambiente de 25 °C, há uma tendência de diminuição da PR nas faixas de alta irradiação.

Devido ao número limitado de dados resultantes, ampliou-se a filtragem da temperatura ambiente com uma margem de +/- 20% em relação a STC visando aumentar o número de dados e sua confiabilidade. Portanto a faixa de temperatura ficou entre 20 °C e 30 °C. A Figura 65 demonstra esse resultado.

Figura 65 – Relação da PR versus faixa irradiação para intervalo de $20\text{ }^{\circ}\text{C} <$ Temperatura ambiente $< 30\text{ }^{\circ}\text{C}$



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 65 confirma o fato de que o aumento da temperatura ambiente, provavelmente devido a altas faixas de irradiação, tende a diminuir a PR do SFVCR. Esse fato já tem sido demonstrado desde os trabalhos de Moshfegha; Sandberg, (1998), até os trabalhos mais recentes de Shrestha, Palomino; Tamizhmani, (2009); Schams; Tamizhmani, (2011); Hrica; Chatterjee; Tamizhmaria, (2011), entre outros.

4.4 COMPARAÇÃO COM OUTROS SISTEMAS FV NO BRASIL

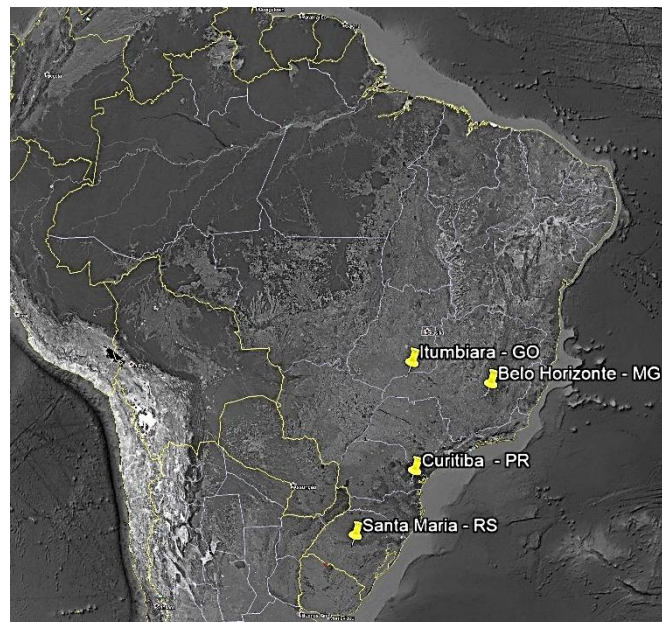
Para comparar a operação de sistemas FV localizados em lugares distintos e com diferentes potências nominais são utilizados os índices de mérito FC, *Yield*, e PR (BENEDITO, 2009). Para realizar essa comparação foram identificados artigos que analisam o desempenho de SFVCR em diferentes regiões do Brasil.

4.4.1 Comparação do FC

O FC para o SFVCR do CP resultou em 14,32% que está na faixa entre 13% e 18% observada no Brasil em outros SFVCR, de acordo com Benedito, (2009), que caracterizou e comparou sistemas FV instalados por universidades e centros de pesquisa e também com Sistemas FV instalados por concessionárias de energia. Para a comparação do índice de mérito FC foram utilizados os resultados dos trabalhos de Tonin (2017), Urbanetz Jr. et al (2016) e Paula et al (2016).

Tonin (2017) estudou 6 sistemas SFVCR em Curitiba - PR que estão identificados como C1PR, C2PR, C3PR, C4PR, C5PR e C6PR. Desses, 2 são SFVCR instalados em universidades, 2 em empresas e 2 em residências particulares, nessa ordem. Urbanetz Jr et al (2016), utilizou os 2 mesmos SFVCR instalados em universidades de Tonin (2017). Paula et al (2016), utilizou 2 sistemas instalados em residências na cidade de Itumbiara em Goiás. A Figura 66 mostra a localização dos SFVCR utilizados nas comparações.

Figura 66 – Mapa de localização dos SFVCR



Fonte: elaborado pelo autor a partir do google earth

A Tabela 8, mostra a caracterização desses sistemas. Os dados sobre potência, tecnologia dos módulos, inclinação e desvio azimutal foram retirados dos

trabalhos de Paula et al (2016) e Tonin (2017). Os resultados sobre a média diária anual da irradiação no plano inclinado (MDAIPi) foram estimados pelo Radiasol inserindo-se a latitude, inclinação e desvio azimutal de cada localização e instalação. O potencial de irradiação de cada SFVCR foi estimado, a partir das condições da instalação, latitude, inclinação e desvio azimutal, de acordo com os ábacos (Figura 28) de Santos (2013).

Tabela 8 – Caracterização dos SFVCR utilizados na comparação

SFVCR	Latitude	Potência (kWp)	Módulos	Inclinação	Desvio Azimutal	MDAIPi kWh/m ²	Potencial de Irradiação %
C1PR	25° S	2,1	p-Si	15°	22° oeste	4,49	95
C2PR	25° S	10,2	p-Si	25°	0°	4,57	95
C3PR	25° S	8,64	m-Si	18°	32° oeste	4,69	95
C4PR	25° S	50,4	p-Si	24°	25° oeste	4,52	95
C5PR	25° S	3,0	p-Si	22°	2° leste	4,56	95
C6PR	25° S	3,0	p-Si	18°	23° oeste	4,51	95
I1GO	18° S	5,5	p-Si	20°	0°	5,31	95
I2GO	18° S	3,43	p-Si	19°	73° leste	5,01	95
CPRS	29° S	3,5	p-Si	10°	7° leste	4,60	95

Fonte: Elaborado pelo autor

Tonin, (2017) e Urbanetz et al, (2016), encontraram um FC de 12,95% entre 2012 e 2016, no SFVCR da UTFPR instalado no Escritório Verde (EV) – C1PR. Para o C2PR, SFVCR Neville foi encontrado 14,06%. Ressalta-se que os módulos desse sistema foram instalados com inclinação de 25°, que é o mesmo valor da latitude da cidade de Curitiba, e orientados para o norte geográfico com desvio azimutal de 0°, alcançando assim, as condições ótimas de instalação. De acordo com Urbanetz et al, (2016), esse resultado comprova que a tecnologia de inversor utilizada e o modo de instalação afetam diretamente o desempenho do sistema. O C2PR utiliza um inversor trifásico sem transformador em 380V de alto rendimento, e o painel FV instalado nas condições ótimas, ou seja, fatores que maximizam o desempenho do sistema. A Tabela 9 apresenta a comparação desses SFVCR.

Tabela 9 – Comparação entre os FC dos SFVCR utilizados

FC em %						
SFVCR	2012	2013	2014	2015	2016	Média
C1PR	13,25	12,00	13,16	11,60	13,41	12,95
C2PR	-	-	-	-	14,06	14,06
C3PR	-	12,01	13,42	13,36	14,29	13,27
C4PR	-	-	-	10,96	12,96	11,94
C5PR	-	-	-	-	15,52	15,52
C6PR	-	-	-	-	14,43	14,43
I1GO					17,30	17,30
I2GO					16,70	16,70
CPRS				14,43	14,26	14,34

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com Tonin (2017), o FC médio dos SFVCR instalados em residências C5PR e C6PR foi de 14,97%. Entre os sistemas instalados em edificações empresariais C3PR e C4PR o FC médio foi 12,6 % e nos instalados nas universidades, C1PR e C2PR, a média foi de 13,5%.

Resultados semelhantes também foram encontrados por Paula et al (2015), em dois SFVCR que se encontram em funcionamento desde novembro de 2015 na cidade de Itumbiara-GO. Os dois sistemas, possuem características distintas, sendo inversores e placas de diferentes fabricantes.

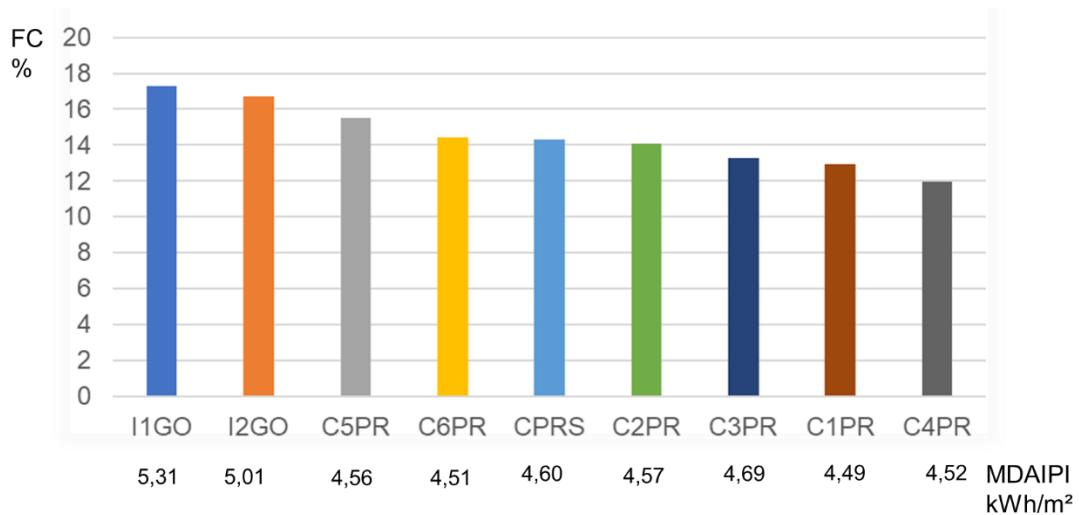
O sistema A é composto por um gerador FV formado por um arranjo de 22 módulos de 250Wp, totalizando 5,5 kWp de potência instalada. As condições físicas e estruturais do telhado onde se encontra esse arranjo resultou em uma inclinação de 20°, com orientação para o norte geográfico, portanto na direção de máxima irradiação solar (PAULA et al, 2016).

O sistema B é composto por um gerador FV formado por um arranjo de 14 módulos de 245 Wp. A potência instalada de placas FV é de 3,43 kWp. Em função da inclinação e orientação do telhado disponível para instalação do arranjo FV, a inclinação resultante foi de 19°, com um desvio azimutal de 73° a leste (PAULA et al, 2016).

A média do FC para os sistemas A e B foi de 17,3% e 16,7%, respectivamente, demonstrando que o sistema instalado em condições ótimas apresenta um melhor FC.

A Figura 67 apresenta um gráfico comparando os FC dos sistemas apresentados na Tabela 9.

Figura 67 – Comparação dos FC de 9 SFVCR



Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que o SFVCR C4PR apresenta o menor FC entre os sistemas de Curitiba e também entre os sistemas estudados. O SFVCR I1GO apresenta o maior FC entre todos os sistemas, o que pode ser por questões climáticas somadas ao fato do sistema estar instalado em condições ótimas, com a inclinação igual a latitude da localização e com desvio azimutal zero, ou mesmo a eficiência da configuração elétrica. Já o SFVCR CP, localizado em Santa Maria, apesar de ter apresentado uma queda em sua PR, apresentou o quinto melhor FC dos 9 sistemas comparados.

4.4.2 Comparação do Yield

Para a comparação da produtividade ou Yield também foram utilizados os resultados dos trabalhos de Tonin (2017) e Urbanetz et al (2016). As produtividades dos SFVCR estão apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 – Comparação da Produtividade dos SFVCR

Produtividade ou Yield kWh/kWp						
SFVCR	2012	2013	2014	2015	2016	Média
C1PR	1.163,81	1.050,48	1.150,00	1.015,24	1.176,67	1.111,23
C2PR	-	-	-	-	1.243,21	1.243,21
C3PR	-	1.053,40	1.174,68	1.170,54	1.254,29	1.163,22
C4PR	-	-	-	483,47*	1.136,58	
C5PR	-	-	-	-	1.359,24**	
C6PR	-	-	-	-	1.266,14**	
CPRS				1.264	1.249,8	1256,9

*Referente a 6 meses

** Referente a 11 meses

Fonte: Elaborado pelo autor

É possível fazer uma comparação dos dados mensais disponíveis do C1PR, C3PR e CPRS, já que esses 3 SFVCR apresentam dados completos em 2015 e 2016. Essa comparação é apresentada na Tabela 11.

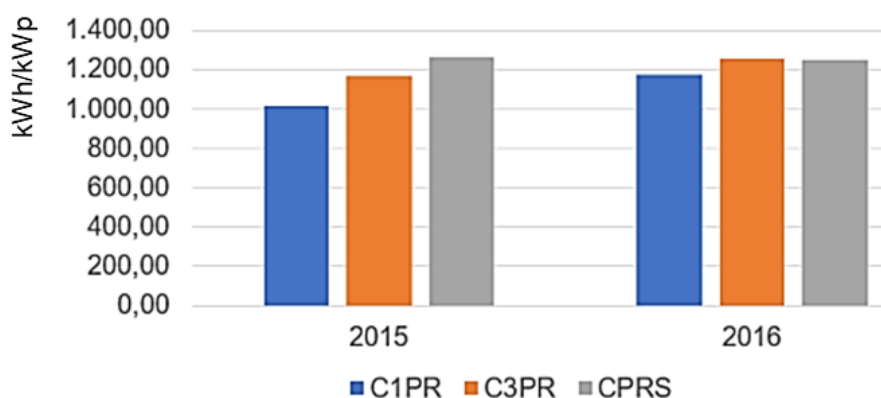
Tabela 11 – Comparação Yield mensal dos SFVCR C1PR, C3PR e CPRS

Produtividade ou Yield kWh/kWp						
Mês	C1PR		C3PR		CPRS	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Jan.	118,57	120,95	123,4	117,61	142,57	140,19
Fev.	90,48	96,67	94,93	98,29	135,02	126,23
Mar.	87,62	101,43	94,89	105,1	134,96	106,27
Abr.	80,95	106,19	91,85	124,49	120,01	72,99
Maio	64,29	62,38	84,46	62,05	84,02	63,58
Jun.	68,57	71,43	91,30	81,27	75,38	73,33
Jul.	61,90	85,24	83,99	103,4	62,84	80,50
Ago.	90,00	86,19	120,26	104,48	92,51	93,61
Set.	85,71	122,86	101,45	129,13	102,42	117,58
Out.	87,14	95,71	88,54	102,66	95,06	109,78
Nov.	78,57	116,19	77,63	115,63	111,51	135,29
Dez.	101,43	11,43	117,83	110,19	107,81	130,41
Média	1.015,24	1.176,67	1.170,54	1.254,29	1264,12	1249,77

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos dados da Tabela 11 foi elaborado um gráfico de barras apresentado na Figura 68 que permite analisar visualmente esses 3 SFVCR.

Figura 68 – Comparação do *Yield* entre C1PR, C3PR e CPRS



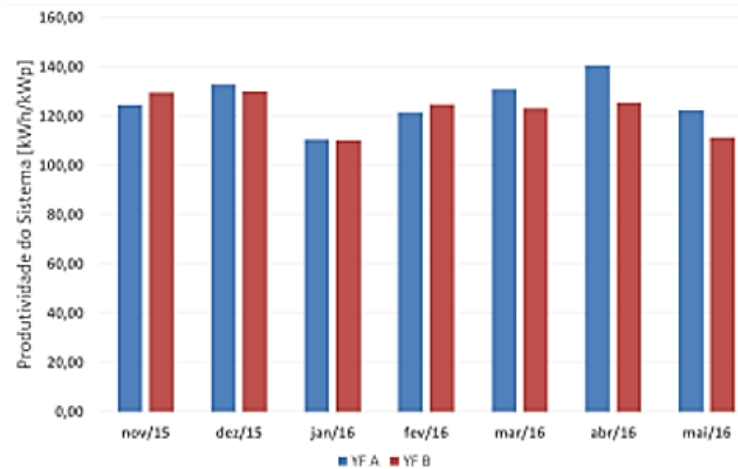
Fonte: Elaborado pelo autor

Comparando-se os três sistemas (C1PR, C3PR e CPRS) cujas medições coincidem temporalmente, observa-se que o CPRS foi o único que apresentou queda de *Yield*, fato que provavelmente se deve ao acúmulo de sujeira nos painéis FV, visto que a média diária anual da irradiação foi maior em 2016. C1PR e C3PR, de acordo com Tonin (2017), não sofreram outras intervenções, além da operação de limpeza, o que talvez tenha resultado no aumento do seu *Yield*. E, também, observou-se que a média diária anual da irradiação em C1PR e C3PR aumentou 3 % em 2016 em relação a 2015, contribuindo, provavelmente, também para o aumento do *Yield*.

Paula et al, (2016), apresentam os resultados de *Yield* para os SFVCR instalados em Itumbiara-GO, na Figura 69, representando os valores da produtividade específica mensal. A média mensal da produtividade específica para os sistemas A e B no período analisado foram de 126,1 kWh/kWp e 122,0 kWh/kWp, respectivamente.

A produtividade específica para os meses de novembro de 2015 a fevereiro de 2016 para ambos os sistemas teve pouca variação. Porém, para os meses de março a maio de 2016 a diferença chegou a 12,8% a mais para o sistema A em relação ao sistema B. Durante o período de análise, verificou-se ainda que as produtividades específicas totais para ambos os sistemas assumiram valores da ordem de 883 kWh/kWp e 854,5 kWh/kWp, respectivamente, para os sistemas A e B.

Figura 69 - *Yield* mensal para os sistemas A e B de Itumbiara - GO



Fonte: Paula et al (2016)

Nascimento (2013), realizou uma análise dos fatores de mérito no primeiro SFVCR integrado a uma edificação instalado no Brasil que foi colocado em operação em 1997 no Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR), localizado no prédio de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em Florianópolis. O sistema de 2 kWp é composto por módulos opacos e semitransparentes de filme fino de Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), com células de junção dupla depositadas em vidro (módulos vidro-vidro sem moldura), inversores e sensores de irradiância, global e total (horizontal e inclinada), e de temperatura ambiente e do módulo. O painel FV está orientado para o Norte verdadeiro, com inclinação igual à latitude local (27°).

Em seu estudo de longo prazo (15 anos), Nascimento (2013), calculou a produtividade (*Yield*), excluindo o primeiro ano calendário e os anos com falhas nos inversores, encontrando um valor mínimo de 1.072 kWh/kWp e um valor máximo de 1.205 kWh/kWp. A média dos 15 anos avaliados foi de 1.126 kWh/kWp. Um valor, portanto, inferior, ao encontrado nos anos de 2015 e 2016 para o sistema CPRS, que foi uma média de 1256,94 kWh/kWp.

Esse fato, provavelmente, deve-se a diferença de tecnologias utilizadas, silício multicristalino no caso estudado nesse trabalho e módulos opacos e semitransparentes de filme fino de Silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), com células de junção dupla depositadas em vidro (módulos vidro-vidro sem moldura) no caso da

UFSC. Além disso, deve ser considerada também a sujidade que pode ter efeito em ambos os sistemas.

4.4.3 Comparação da PR

A PR de um SFVCR indica quão próximo do desempenho ideal está um sistema operando em condições reais. Esse índice de mérito permite a comparação de sistemas independente da sua localização, ângulo de inclinação, orientação e da sua capacidade de potência nominal. Para a comparação do PR foram utilizados os resultados dos trabalhos de Tonin (2017) e Urbanetz et al (2016). Também foram utilizados os resultados de Nolasco et al (2016) que analisa 6 sistemas instalados na região metropolitana de Belo Horizonte, cujas características são descritas na Tabela 8. Sobre esses SFVCR não foram informadas as tecnologias utilizadas nos módulos FV. Os resultados para a média diária anual da irradiação no plano inclinado (MDAIFI) dos SFVCR, denominados BH1, BH2, BH3, BH4, BH5 e BH6, instalados em Belo Horizonte – MG, foram estimados pelo Radasol inserindo a latitude, inclinação e desvio azimutal da instalação. O potencial de irradiação devido às condições da instalação, foi estimado também a partir da latitude, inclinação e desvio azimutal de acordo com os ábacos (Figura 28) de Santos (2013).

Tabela 12 – Caracterização dos sistemas adicionais utilizados para comparação do Yield

SFVCR	Latitude	Potência (kWp)	Módulos	Inclinação	Desvio Azimutal	MDAIFI kWh/m ²	Potencial de Irradiação %
BH1	19° S	8,67	p-Si	15°	80° leste	5,18	90
BH2	19° S	5,1	p-Si	15°	20° oeste	5,48	95
BH3	19° S	1,96	p-Si	20°	20° oeste	5,52	95
BH4	19° S	7,5	p-Si	20°	0	5,53	95
BH5	19° S	2,94	p-Si	6°	90° leste – 90° oeste	5,19 5,19	90 90
BH6	19° S	5,0	p-Si	5°	80° leste – 100° oeste	5,22 5,17	90 90

Fonte: Adaptado de Nolasco et al (2016)

De acordo com Nolasco et al (2016), o sistema BH4, apresenta duas orientações distintas, com módulos voltados para o leste, o que maximiza a produção de energia durante a manhã, enquanto o restante está posicionado no sentido oposto,

voltados para o oeste, de forma a maximizar a produção de energia no período da tarde. Esse tipo de solução ajudaria a otimizar a utilização do espaço disponível, sem grandes perdas devido à orientação, que podem ser estimadas em cerca de 5% em relação à orientação ótima. A tabela 13 apresenta o PR para 9 SFVCR, já descritos anteriormente.

Tabela 13 – PR para o SFVCR

Taxa de Desempenho - PR em %						
SFVCR	2012	2013	2014	2015	2016	Média
C1PR	71,33	68,21	70,73	66,27	74,34	
C2PR	-	-	-	-	79,90*	
C3PR	-	69,99	72,80	77,69	80,61	
C4PR	-	-	-	63,52**	73,92	
C5PR	-	-	-	-	87,70***	
C6PR	-	-	-	-	83,45***	
CPRS				80	75**	
BH1					68**	
BH2					65**	
BH3					59**	
BH4					69**	
BH5					63**	
BH6					67**	

*relativo a 10 meses ** relativo a 6 meses *** relativo a 11 meses

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Tonin (2017), Urbanetz Jr. et al (2016) e Nolasco et al (2016)

Para Nolasco et al (2016), no período considerado de 6 meses, os valores de PR entre 59% e 69% estão um pouco abaixo daqueles verificados nos sistemas em outros países como a Alemanha, onde valores acima de 0,8 são mais comuns. Esse fato também pode ser observado na Tabela 13, no comparativo com outros sistemas instalados em Curitiba e Santa Maria. Para Nolasco et al (2016), esses valores inferiores poderiam ser esperados para a região de Belo Horizonte, já que as temperaturas são mais elevadas, o que influencia o desempenho dos módulos FV. Para uma melhor compreensão dessa questão, no entanto, Nolasco et al (2016) sugere a realização de estudos complementares com a finalidade de identificar as razões pelas quais os valores encontrados em Belo Horizonte se encontram nessa faixa. Com os dados disponíveis, foi possível comparar a PR mensal de C1PR, C3PR e CPRS que é apresentada na Tabela 14.

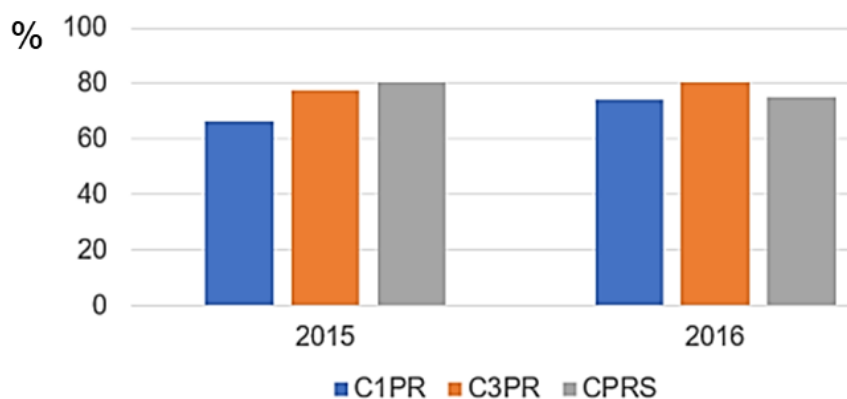
Tabela 14 – Comparação do PR mensal em C1PR, C3PR e CPRS

Taxa de Desempenho PR em %						
Mês/Ano	C1PR		C3PR		CPRS	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Jan.	64,41	72,52	67,81	71,12	83,12	76,61
Fev.	66,35	71,84	70,02	73,52	81,41	74,58
Mar.	68,39	72,23	74,17	75	79,77	74,36
Abr.	68,59	70,94	77,42	82,5	79,82	75,51
Mai.	69,22	72,38	90,25	72,00	80,63	75,64
Jun.	69,01	83,54	90,55	94,06	80,3	76,05
Jul.	59,08	74,52	87,85	88,95	81,29	76,12
Ago.	61,13	72,78	80,77	87,77	79,34	75,38
Set.	66,91	76,98	79,04	80,61	79,98	75,16
Out.	74,43	73,51	75,82	79,23	79,89	74,93
Nov.	62,66	76,9	62,30	76,32	80,28	73,97
Dez.	65,05	74,73	76,25	74,52	78,64	73,56
Média	66,27	74,34	77,69	80,61	80,37	75,16

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Tonin (2017)

A partir dos dados comparativos apresentados na Tabela 14, é possível elaborar um gráfico de barras apresentado na Figura 70.

Figura 70 – Comparação da PR em % entre C1PR, C3PR e CPRS



Fonte: Elaborado pelo autor

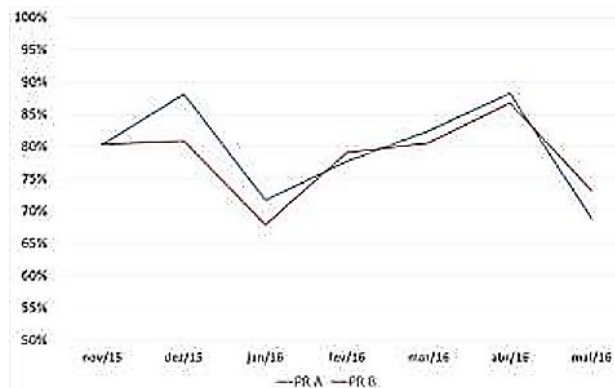
No SFVCR CPRS observou-se uma queda significativa no ano de 2016 em relação ao ano de 2015, enquanto que os outros sistemas C1PR e C2PR tiveram

aumento da sua PR. O CPRS, poderia ser esperada uma queda aproximada de 1% ao ano, devido a degradação dos módulos, de acordo com o fabricante, mas está caindo em torno de 5%, provavelmente devido ao acúmulo de sujeira, ou ao funcionamento em alta temperatura.

Foram coletados dados em relação a temperatura ambiente na frequência de 5 minutos no período estudado. Observou-se que em 2015, durante 24,35% do tempo de operação do módulo FV a temperatura ambiente excedeu 30 °C. Em 2016, foi identificada uma porcentagem maior de tempo de operação em temperatura ambiente superior a 30 °C equivalente a 29,36%. A diminuição da PR pode estar relacionada com esse aumento no período de operação em temperaturas ambiente maior do que 30 °C conforme observado na Figura 70.

Paula et al, (2016), encontrou os percentuais mensais para a PR dos sistemas A e B que são mostrados na Figura 71. De acordo com a Figura 63 observa-se que o mês de Abril de 2016 apresentou o melhor desempenho para os dois sistemas, com percentuais de 88,2 %, para o sistema A, e 86,8 %, para o sistema B.

Figura 71 – Comparação da PR entre I1GO e I2GO em %



Fonte: Paula et al, (2016)

Na análise realizada, os meses de janeiro e maio de 2016 foram os meses que apresentaram os menores percentuais de PR, com valores de 71,7 % e 68,9 % para o sistema A e de 67,9 % e 73,1 % para o sistema B. Considerando os 7 meses de observação, o sistema A obteve um desempenho global de 79,6 % e o sistema B obteve um percentual de 78,3 %, de acordo com Paula et al (2016).

Nascimento (2013), encontrou para o SFVCR localizado na UFSC, taxas de PR que oscilaram entre 79% e 73%. A média dos 15 anos avaliados foi de 74% para dados medidos e 76% para a PR estimada.

5 CONCLUSÃO

Nesse trabalho foi realizada a análise do comportamento de um SFVCR real, no caso, o sistema FV do Colégio Politécnico da UFSM localizado em Santa Maria, Rio Grande do Sul, a partir dos indicadores de mérito e a relação com as condições da instalação arquitetônica.

Foram analisadas a geração de energia elétrica e a irradiância recebida pelo SFVCR naquela localização. Além disso também foi adquirida a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente no período. Foi identificada sua condição de instalação que no caso não é a ideal, visto que os módulos estão instalados seguindo a estrutura e inclinação do telhado que é de 10° , não configurando a situação de aproveitamento máximo sugerida para essa latitude que é de 29° . E além disso, o desvio azimutal de módulo é de 7° para o leste. Entretanto, de acordo com Santos (2013) o potencial de irradiação para essa configuração está entre 95 e 100%.

Após o levantamento do perfil do sistema FV CPRS, foi elaborado um banco de dados, relativo a dois anos de operação, sobre a irradiação e a geração de energia elétrica, sendo calculado, a partir dele os indicadores de mérito fator de capacidade, produtividade (*Yield*) e *performance ratio* (PR). Os indicadores de mérito do sistema FV CPRS demonstraram uma queda de aproximadamente 5% na PR no ano de 2016. Esse fato pode estar relacionado ao acúmulo de sujeira nos módulos, visto que não houve operação de limpeza. Também como a diminuição da PR não foi abrupta e sim gradual pode indicar que o problema não está relacionado a configuração elétrica e sim, a condições climáticas que refletem diferenças de irradiação e também a sujeira dos módulos. Foi identificado um canteiro de obras de uma edificação de grande porte próximo ao local onde está instalado o SFVCR do CPRS que pode ter contribuído para o acúmulo de sujeira, tendo em vista que a poeira da construção civil tende a se dispersar e precipitar pelo ambiente do entorno.

A partir das 109.541 medições de cada informação coletada que integrou o banco de dados foi elaborado um gráfico de dispersão representando PR versus temperatura do módulo. Nesse gráfico de dispersão foram identificados vários dados inconsistentes ou *outliers*. Dessa forma, partiu-se para a análise de faixas específicas de temperatura e irradiação visando identificar a relação com a PR e buscando identificar os elementos de maior influência.

Nessa análise, em que primeiramente foram verificados todos os dados de irradiação acima de 1000 W/m^2 , seguida de uma ampliação para uma margem de $\pm 10\%$, além dos dados que registraram temperatura do módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, com uma margem de $\pm 20\%$ em relação a STC, foi identificado o funcionamento do SFVCR CPRS. Como resultado, observou-se que o aumento da temperatura ambiente, e conseqüente aumento da temperatura do módulo, provavelmente devido a altas faixas de irradiação tende a diminuir a PR do SFVCR em consonância com os trabalhos de Moshfegha; Sandberg, (1998), Shrestha, Palomino; Tamizhmani, (2009); Schams; Tamizhmani, (2011); Hrica; Chatterjee; Tamizhmaria, (2011), entre outros.

Os indicadores de mérito do SFV CPRS foram comparados com outros sistemas FV no Brasil instalados em condições diversas em outras regiões. Com relação ao FC, observou-se que SFVCR CPRS, localizado em Santa Maria, apesar de ter apresentado uma queda em sua PR, e de não estar instalado nas condições de máxima irradiação, apresentou o quinto melhor FC entre os nove sistemas que foram utilizados nessa comparação. O SFVCR C4PR localizado em Curitiba no Paraná, apresentou o menor FC e o SFVCR I1GO, localizado em Goiás, apresentou o maior FC entre todos os sistemas, provavelmente por questões climáticas somadas ao fato do sistema estar instalado em condições ótimas, com a inclinação igual a latitude da localização e com desvio azimutal zero.

Em relação ao indicador de mérito *Yield*, na comparação de três sistemas (C1PR, C3PR e CPRS) cujas medições coincidem temporalmente, o CPRS foi o único que apresentou queda, fato que provavelmente se deve ao acúmulo de sujeira nos módulos FV. Visto que C1PR e C3PR, que inclusive aumentaram seu *Yield*, não sofreram outras intervenções, além da operação de limpeza, de acordo com Tonin (2017). Ainda, observou-se que a irradiância foi maior, o que talvez também tenha contribuído para esse aumento.

No SFVCR CPRS, com relação a PR, observou-se uma queda significativa no ano de 2016 em relação ao ano de 2015, enquanto que os outros sistemas C1PR e C2PR, utilizados nessa comparação, tiveram aumento da sua PR. O CPRS, não deveria apresentar uma queda superior a $0,8\%$ ao ano na eficiência do módulo de acordo com o fabricante, mas apresenta diminuição da PR do sistema como um todo em torno de 5% . Essa queda, provavelmente, também está associada as condições climáticas e ao acúmulo de sujeira, visto que não houve operação de limpeza nesse

sistema, enquanto que nos outros dois, de acordo com Tonin (2017), houve limpeza anual.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

A partir do estudo da caracterização do SFVCR instalado no Colégio Politécnico da UFSM em Santa Maria, sugere-se para trabalhos futuros realizar experiências de campo e simulações buscando soluções de integração arquitetônica para melhoria da PR nas condições locacionais e climáticas particulares do Rio Grande do Sul, Brasil.

Ainda, através dos resultados apresentados, poderia se aprofundar as pesquisas realizadas nesse trabalho para a elaboração de um manual para implementação de sistemas FV no Brasil, apresentando uma contribuição para que o país possa aumentar a participação da energia solar FV na sua matriz energética.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Dissertação (Mestrado em Energia) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012. Disponível em: <www.iee.usp.br/lsf/sites/default/files/Mestrado_Marcelo_Pinho_Almeida.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2016.
- ALLOUHI, A. et al. Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance. **Energy and Buildings**, v. 130, p. 188-201, 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0378778816307514/pdf?md5=cd1023f9ad5d6a10fb12feaff2db863b&pid=1-s2.0-S0378778816307514-main.pdf>>. Acesso em: 12 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.08.054.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Atlas de energia elétrica do Brasil. 3ª ed. Brasília: Aneel, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 17 jul. 2017.
- ANTONIOLLI, A. F. G. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). Florianópolis – SC, 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/156738/334856.pdf?sequencia=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 17 jul. 2017.
- APPELBAUM, J. Current mismatch in PV panels resulting from different locations of cells in the panel. **Solar Energy**, v. 126, p. 264-275, 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0038092X16000268?via%3Dihub#>>. Acesso em: 12 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.solener.2016.01.013.
- ARCHDAILY**. Telefonica Headquarters, Madrid / Rafael De La-Hoz. Disponível em: <<http://www.archdaily.com/20158/the-new-headquarters-of-telefonica-in-madrid-rafael-de-la-hoz>>. Acesso em: 25 jun. 2017.
- BEN. **Balanco energético nacional 2016**: Ano base 2015. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2017.
- BEN. **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20Final_2017_Web.pdf>. Acesso em: 21 jul. 2017.
- BENEDITO, R. S. **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulamento**. Dissertação (Mestrado em Energia). USP, São Paulo, 2009. Disponível em: <www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/>. Acesso em: 02 abr. 2016.

BRITISH STANDARD. BS EM 61724:1998. **IEC 61724: 1998**. Photovoltaic system performance monitoring — Guidelines for measurement, data exchange and analysis. London: BS, 1998. Disponível em: <<ftp://ftp.ee.polyu.edu.hk/.../IEC61724%20PV%20monitoring.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2017.

CBCS. Conselho Brasileiro de Construção Sustentável. **Aspectos da Construção Sustentável no Brasil e Promoção de Políticas Públicas**: Subsídios para a Promoção da Construção Civil Sustentável. Ministério do Meio Ambiente. PNUMA, 2014. Disponível em: <http://www.cbcs.org.br/_5dotSystem/userFiles/MMA-Pnuma/Aspectos%20da%20Construcao%20Sustentavel%20no%20Brasil%20e%20Promocao%20de%20Politicass%20Publicas.pdf>. Acesso em: 14 jun. 2016.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Redes elétricas inteligentes**: contexto nacional. Brasília, DF, 2012. Disponível em: <www.cgee.org.br/atividades/redirect/8050>. Acesso em: 10 mar. 2016.

CHIVELET, N. M.; SOLLA, I. F. **Técnicas de vedação fotovoltaica na arquitetura**. Porto Alegre: Bookmann, 2010.

CISOL. Centre d'investició solar. Aula d'ergies renovables ETSAV. Universitat Politècnica de Catalunya. Disponível em: <<http://www.etsav.upc.edu/unitats/cisol/2005.html>>. Acesso em: 29 jun. 2016.

DGS. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. **Planning and Installing Photovoltaic Systems**: A Guide for Installers, Architects and Engineers. Berlin, 2008. Disponível em: <<https://books.google.com>>. Acesso em: 28 jun. 2017.

DIDONÉ, E. L.; WAGNER, A. PEREIRA, F. O. R. Estratégias para edifícios de escritórios energia zero no Brasil com ênfase em BIPV. **Ambiente Construído**, v.14, n. 3, Porto Alegre, set., 2014. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ac/v14n3/03.pdf>>. Acesso em: 17 jul. 2017. DOI: 10.1590/S1678-86212014000300003.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Série: estudos da demanda de energia. Nota técnica DEA 13/14. Demanda de Energia 2050. Rio de Janeiro, 2014.

FARIAS, R. T. et al. BIPV e BAPV: Avaliações a partir de conceitos teóricos, de aspectos positivos e negativos e de estimativas de desempenho energético para regiões de baixa latitude. In: V **Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Recife, 2014. Disponível em: <<https://www.escavador.com/sobre/562135/luis-carlos-macedo-blasques>>. Acesso em: 29 ago. 2017.

FERRARA, C.; PHILLIP, D. Why Do PV Modules Fail? **Energy Procedia**, v. 15, p. 379-387, 2012. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S1876610212003827#>>. Acesso em: 11 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.02.046.

FONTÁN, J. M. **Arquitectura y energia fotovoltaica**: integración arquitectónica de la energía fotovoltaica. Trabajo Fin de Grado (Arquitectura). Escuela Técnica Superior de Arquitectura de Madrid, Madrid, 2016. Disponível em: <oa.upm.es/39231/1/TFG_Javierde_Montero-Fontan.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2017.

GAN, G. Effect of air gap on the performance of building-integrated photovoltaics. **Energy**, 34, p. 913-921, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544209001042>>. Acesso em: 30 maio 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2009.04.003.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (version 47). **Progress in Photovoltaics**, v. 24, n. 1, p. 3–11, jan. 2016. Disponível em: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2728/full>>. Acesso em: 30 mar. 2016. DOI: 10.1002/pip.2728.

HAGEMANN, I. B. Examples of Successful Architectural Integration of PV: Germany. **Progress in Photovoltaics: Research and applications**, v. 12, 2004. Disponível em: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.561/epdf>>. Acesso em: 30 mar. 2016. DOI: 10.1002/pip.561.

HRICA, J. K. **Building Applied Photovoltaic Array: Thermal Modeling and Fan Cooling**. Thesis (Master of Science in Technology) – Arizona State University, 2010. Disponível em: <http://repository.asu.edu/attachments/56056/content/Hrica_asu_0010N_10116.pdf>. Acesso em: 20 maio 2016.

HRICA, J; CHATTERJEE, S.; TAMIZHMANI, G. BAPV **Array: Thermal modeling and cooling effect of exhaust fan**. 37th IEEE. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Seattle, WA, p. 003144 – 003149, 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org.ez47.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&number=6186608>>. Acesso em: 30 mar. 2016. DOI: 10.1109/PVSC.2011.6186608.

IEA-PVPS. International Energy Agency – Photovoltaic Power System Programme. Report IEA-PVPS T13-03:2014. **Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems**. Good Practices for Monitoring and Performance Analysis. IEA, 2014. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=276&elD=dam_frontend_push&docID=2067>. Acesso em: 11 jun. 2017.

IPCC. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change**. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment. Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_full.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2016.

ISE - FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. Photovoltaics Report, 2016. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/.../Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: 29 jun. 2017.

KUMAR, M.; KUMAR, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 554-587, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S1364032117305919?via%3Dihub#>>. Acesso em: 11 jun 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.04.083.

LABSOL - LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR. **Radiasol 2**. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/#radiasol>>. Acesso em: 13 jun. 2016.

La Salle | Technova Barcelona. Disponível em: <<http://technovabarcelona.com/en>>. Acesso em: 19 jun. 2017.

LOPES, R. A. **Energia Solar Para Produção de Eletricidade**. São Paulo: Artliber, 2012.

LEMOS, L. O. **Estudo do efeito do acúmulo de sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais). CEFET: Belo Horizonte - MG, 2016. Disponível em: <http://www.posmat.cefetmg.br/galerias/arquivos_download/Mestrado/Dissertacoes/Lucelio_Defesa2016_Estudo_do_efeito_do_acxmulo_de_sujidade_na_eficixncia_de_mxduulos_fotovoltaicos.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2017.

LORENZO, E.; MORETÓN, R.; LUQUE, I. Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. **Photovoltaics**, v. 22, n. 6, p. 666-670, 2013. Disponível em: <<http://onlinelibrary-wiley-com.ez47.periodicos.capes.gov.br/doi/10.1002/pip.2348/epdf>>. Acesso em: 11 jun. 2017. DOI: 10.1002/pip.2348.

MAGHAMI, M. R. et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 1307-1316, 2016. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000745>. Acesso em: 20 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.044.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ECHER, M. P. S. Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geoestacionário: o Projeto Swera. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 26, n. 2, p. 145-159, 2004. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rbef/v26n2/a10v26n2.pdf>>. DOI: 10.1590/S0102-47442004000200010.

MEYDBRAY, J.; EMERY, K.; KURTZ, S. Pyranometers and reference cells, what's the difference? **NREL**, 2012. Disponível em: <www.nrel.gov/docs/fy12osti/54498.pdf>. Acesso em: 20 maio 2017.

MIRANDA, R. F. C. **Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Ciências do Planejamento Energético), COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/miranda.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2016.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de planejamento e desenvolvimento energético. Núcleo de estudos estratégicos de energia. Energia solar no brasil e no mundo – Ano de referência 2015. Brasília: MME, 2016. Disponível em: <www.mme.gov.br/...Energia+Solar++Brasil...Mundo++ano.../4b03ff2d-1452-4476-...>. Acesso em: 17 jul. 2017.

MOSHFEGH, B.; SANDBERG, M. Flow and heat transfer in the air gap behind photovoltaic panels. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, V. 2, P. 287 – 301, 1998. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032198000057>>. Acesso em: 07 jun. 2016.

MUNOZ, M. A. et al. Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. **Solar Energy**, v. 85, n. 9, 2264–2274. 2011. Disponível em: <[http://www.sciencedirect-](http://www.sciencedirect.com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0038092X11002143?via%3DiHub#)

[com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0038092X11002143?via%3DiHub#](http://www.sciencedirect.com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0038092X11002143?via%3DiHub#)>. Acesso em: 11 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.solener.2011.06.011.

NASCIMENTO, L. R. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. Dissertação (Mestrado em engenharia civil). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em:

<<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/130919>>. Acesso em: 15 maio 2017.

NDIAYE, A. et al. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy**, v. 96, p. 140-151, 2013. Disponível em: <[http://www.sciencedirect-com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0038092X13002703#](http://www.sciencedirect.com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0038092X13002703#)>.

Acesso em: 12 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.solener.2013.07.005.

NOLASCO, R. C. et al. Análise preliminar do desempenho de micro usinas fotovoltaicas instaladas na região metropolitana de Belo Horizonte. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, VI, **CBENS**. ABENS: Belo Horizonte, 2016. Disponível em: <<http://labens.ct.utfpr.edu.br/producao-cientifica/>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

NREL. Best Research-Cell Efficiencies, 2016. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/>>. Acesso em: 20 maio 2017.

NT-Solar. Núcleo de Tecnologia em Energia Solar. Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <<http://www.pucrs.br/cbsolar/energia.php>>. Acesso em: 17 jul. 2017.

OH, J.; TAMIZHMANI, G.; PALOMINO, E. Temperatures of building applied photovoltaic (BAPV) modules: Air gap effects. **Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems III**, v. 7773, San Diego, Ca, 2010. Disponível em: <<http://proceedings.spiedigitallibrary.org/proceeding.aspx?articleid=1347354>>. Acesso em: 07 jun. 2016. DOI:10.1117/12.861069

PAULA, N. S.; CAMARGO, C. C. S.; AMORIM, E. N.; CARDOSO, H. C. C.; OLÍVIO, C. N.; SOUTO, S. B. S. Análise de desempenho de diferentes sistemas fotovoltaicos conectados à rede em operação na cidade de Itumbiara, Goiás. Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. XIV **CEEL**. Disponível em: <www.ceel.eletrica.ufu.br/artigos/ceel2016_artigo109_r01.pdf>. Acesso em: 24 jun 2017.

PENG, C.; YANG, J. The Effect of Photovoltaic Panels on the Rooftop Temperature in the EnergyPlus Simulation Environment. **International Journal of Photoenergy**, v. 2016, p.12, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1155/2016/9020567>>. Acesso em: 12 mar. 2016. ID 9020567.

PEREIRA et al. **Atlas brasileiro de energia**. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: <ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2016.

PEREIRA et al. **Atlas brasileiro de energia**. 2ª Edição. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 30 ago. 2017.

PEREIRA, T. C. G. (org.). **Energias renováveis: políticas públicas e planejamento energético**. COPEL: Curitiba, 2014.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2016.

PV MAGAZINE. Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/>>. Acesso em: 04 jun. 2016.

POTNURO, S. R. et al. Positioning of PV panels for reduction in line losses and mismatch losses in PV array. **Renewable Energy**, v. 78, p. 264-275, 2015. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0960148114008933?via%3Dihub#>>. Acesso em: 12 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.renene.2014.12.055.

REITER, R. D. O. **Análise e projeto de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos parcialmente sombreados**. Tese (Doutorado em engenharia elétrica). Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2016. Disponível em: <coral.ufsm.br/ppgee/index.php/pt-br/dissertacoes-e-teses.../teses-defendidas>. Acesso em: 2 maio 2017.

REN21. **Renewables Global Status Report 2016**. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report1.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2016.

REN21. **Renewables Global Status Report 2017**. Disponível em: <http://www.ren21.net/gsr_2017_full_report_en>. Acesso em: 14 jun. 2017.

RITZEN, M. J. et al. Comparative performance assessment of a non-ventilated and ventilated BIPV rooftop configurations in the Netherlands. **Solar Energy**, v. 146, p. 389-400, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X17301457>>. Acesso em: 29 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.solener.2017.02.042.

RIVERA, R.; ESPOSITO, A. S.; TEIXEIRA, I. Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local. **Revista do BNDES**, n. 40, p. 43 – 84, dez. 2013. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/.../RB%2040%20Redes%20elétricas%20inteligentes_P.pdf>. Acesso em: 17 jul. 2017.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: O potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: LABSOLAR, 2004. Disponível em: <<http://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>>. Acesso em: 03 jun. 2016.

RÜTHER, R. et al. Strategies for plug-in electric vehicle-to-grid (V2G) for peak demand reduction in urban regions in a smart grid environment. In: RAJAKARUNA, S.; SHAHNIA, F.; GHOSH, A. **Plug in electric vehicles in smart grids**. 2015, p. 179-219. Disponível em: <http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-287-299-9_7>. Acesso em: 03 jun. 2016. DOI: 10.1007/978-981-287-299-9_7.

RYCROFT, M. **Thin film solar photovoltaic Technologies**. Disponível em: <<http://www.ee.co.za/article/thin-film-solar-photovoltaic-technologies.html>>. Acesso em: 15 maio 2016.

SANTOS, I. P. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em: <fotovoltaica.ufsc.br/Teses/Tese_IsisPortolanDosSantos.pdf>. Acesso em: 04 abr. 2015.

SCHAMS, B.; TAMIZHMANI, G. BAPV Modules with different air gaps: effect of temperature on relative energy yield and lifetime. 37th IEEE. **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, Seattle, WA, p. 003213 – 003217, 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org.ez47.periodicos.capes.gov.br/xpls/icp.jsp?arnumber=6186623>>. Acesso em: 12 fev. 2016. DOI: 10.1109/PVSC.2011.6186623.

SCHUETZE, T. Integration of Photovoltaics in Buildings: Support Policies Addressing Technical and Formal Aspects. **Energies**, v. 6, n. 6, p. 2982-3001, jun. 2013. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/6/6/2982/htm>>. Acesso em: 15 mar. 2016. DOI: 10.3390/en6062982.

SEGADO, P. M.; CARRETO, J.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Models to predict the operating temperature of diferente photovoltaic modules in outdoor conditions. **Progress in photovoltaics: Research and applications**, v. 23, n. 10, p. 1267-1282, 2015. Disponível em: <<http://onlinelibrary-wiley-com.ez47.periodicos.capes.gov.br/doi/10.1002/pip.2549/epdf>>. Acesso em: 12 mar. 2016. DOI: 10.1002/pip.2549.

SHRESTHA, B. L.; PALOMINO, E. G.; TAMIZHMANI, G. Temperature of rooftop photovoltaic modules: air gap effects, Proc. **SPIE 7412, Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems II**, 74120E, San Diego, CA, aug. 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org.ez47.periodicos.capes.gov.br/10.1117/12.826413>>. Acesso em: 10 maio 2016. DOI:10.1117/12.826413.

SIECKER, J.; KUSAKANA, K.; NUMBI, B. P. A review of solar photovoltaic systems cooling Technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 79, p. 192 – 203, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306913>>. Acesso em: 20 jul. 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.053.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: <www.senado.leg.br/estudos>. Acesso em: 3 fev. 2016.

SILVA, A. L.; OLIVEIRA, S. H. F. **Estudo comparativo de técnicas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e desenvolvimento de ferramentas que auxiliem na estimativa do potencial de contribuição da Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos**. Relatório final de iniciação científica. Santa André: UFABC, 2011. Disponível em: <https://www.researchgate.net/.../311678487_Estudo_comparativo_de_tecnicas_de_dime...>. Acesso em: 21 jul. 2017.

SKOPLAKI, E; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, n.1, p. 23–29, jan. 2009. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148108001353>>. Acesso em: 20 mar. 2016. DOI: 10.1016/j.renene.2008.04.009.

SOLAR ROOF TESLA. Disponível em: <<https://www.tesla.com/solarroof>>. Acesso em: 15 jul. 2017.

SONTASUN. Academia Mont-Cenis BIPV Project. Disponível em:

<<http://www.sontasun.com/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=138&id=34>>. Acesso em: 25 jun. 2017.

SUZUKI, E. V.; REZENDE, F. D. **Estudo da utilização da geração fotovoltaica para auxiliar a suprir a demanda crescente de energia elétrica no Brasil**.

Monografia (Especialização em Eficiência Energética), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013. Disponível em:

<repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/3677/1/CT_CEEE_I_2013_16.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2016.

SWERA - **Solar and Wind Energy Resource Assessment**, 2015. Disponível em: <<http://en.openei.org/wiki/SWERA/About>>. Acesso em: 23 jun. 2015.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. Tese

(Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas). Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2015. Disponível em: <<http://iep.org.br/iep/wp-content/uploads/2015/09/Energia-Solar-e-Potencial-Fotovoltaico-do-Estado-do-Paran%C3%A1-IEP.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2017.

TONIN, F. S. **Caracterização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica na cidade de Curitiba**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica),

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017. Disponível em: <http://labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2017/06/Fabianna-Tonin_disserta%C3%A7%C3%A3o-1.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2017.

URBANETZ JR, 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. 2010. 189 p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). UFSC, Florianópolis, 2010. Disponível em:

<<http://www.tede.ufsc.br/teses/PECV0738-T.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2017.

URBANETZ JR, J. et al. Geração Distribuída Fotovoltaica: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos da UTFPR em Curitiba. Congresso Brasileiro de Planejamento

Energético, X **CBPE**, Gramado/RS, 2016. Disponível em: <labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2016/10/xcbpe0191.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2017.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica**: Conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2015.

WBCSD. World Business Council for Sustainable Development. **Visão Brasil 2050**.

Rio de Janeiro: CEBDS, 2012. Disponível em: <cebds.org/wp-content/uploads/2014/02/Vis%C3%A3o-Brasil-2050-2012_pt.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2016.

WURSTER, T. S.; SCHUBERT, M. B. Mismatch loss in photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 105, p. 505-511, 2014. Disponível em: <<http://www-sciencedirect-com.ez47.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S0038092X14001996?via%3Dihub#>>. Acesso em: 12 jun. 2017. DOI: 10.1016/j.solener.2014.04.014.

YUAN, J. et al. Smart grids in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 37, p. 896–906, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114003761>>. Acesso em: 20 mar. 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2014.05.051.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de textos, 2012.

ZOMMER, C. D. Integração da energia solar fotovoltaica em edificações. Seminário de construções sustentáveis. **ICMBio**: Brasília, 2014. Disponível em: <<http://docplayer.com.br/4094658-Integracao-da-energia-solar-fotovoltaica-em-edificacoes.html>>. Acesso em: 29 jun. 2016.

ANEXO A – INFORMAÇÕES TÉCNICAS DOS MÓDULOS FV INSTALADOS NO COLÉGIO POLITÉCNICO DA UFSM



240W~260W

POLYCRYSTALLINE MODULE 60x6"

Characteristics & Performance

- Use of only certified materials at highest quality standards.
- The process of cell and module production is fully automated with 100% quality control and product traceability.
- Heavy load mechanical resistance: TÜV certified (5400Pa tested against snow and 2400Pa test against wind)
- Excellent performances even during low solar radiation
- Guaranteed positive tolerance 0 to +3% of power for each module

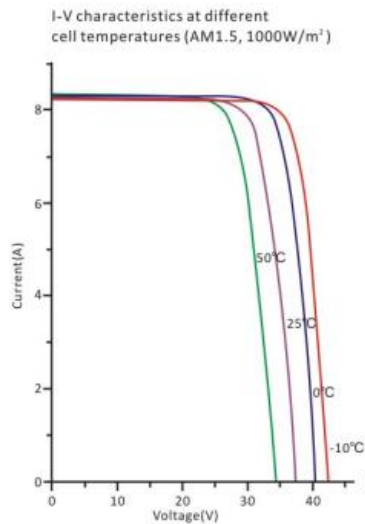
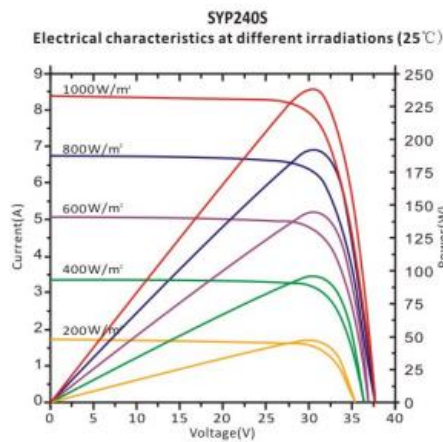
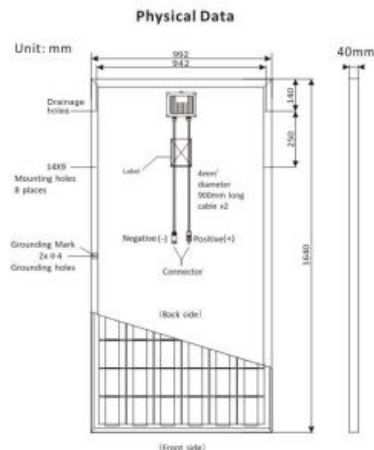
Certifications for Incentives

- **Quality, Environment, Health & Safety**
ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001:2007
Full Member PV Cycle Association AISBL
- **Product Certifications**
Quality and Robustness: IEC61215:2005
Safety: IEC61730 -1/-2, MCS, CEC
Resistance to salt corrosion (salt fog): IEC61701:2000
Resistance to ammonia fumes: Ammonia Resistance Test

25 Year Linear Power Guarantee

- **Commercial**
12 years on material and manufacturing defects
- **Performance**
Power not less than 90% of power peak during the first 12 years
Power not less than 80% of power peak during the subsequent 13 years.





Electrical Characteristics at STC

Type	SYP240S	SYP245S	SYP250P	SYP255P	SYP260P
Maximum Power	Pmax(W) 240W	245W	250W	255W	260W
Tolerance Value for Power	% 0~+3%	0~+3%	0~+3%	0~+3%	0~+3%
Maximum Power Voltage	Vmpp(V) 30.20	30.30	30.30	30.50	30.50
Maximum Power Current	Impp(A) 7.96	8.09	8.26	8.38	8.53
Open Circuit Voltage	Voc(V) 37.20	37.30	37.30	37.40	37.50
Short Circuit Current	Isc(A) 8.33	8.34	8.90	9.05	9.24
Module Efficiency	η >14.78%	>15.07%	>15.37%	>15.67%	>15.98%

★Note: RSM60-6-xxxP modified to SYPxxxP, Recommended dimensions:1650x992x35mm
 Performance at STC: Irradiance of 1000W/m², Module temperature 77±3.6T_c (25±2°C)
 AM 1.5 Power measurement tolerance: ±3%

Electrical Characteristics at NOCT

Type	SYP240S	SYP245S	SYP250P	SYP255P	SYP260P
Maximum Power	Pmax(W) 173.04	179.10	183.20	187.40	189.28
Maximum Power Voltage	Vmpp(V) 26.56	27.30	27.50	27.60	27.80
Maximum Power Current	Impp(A) 6.52	6.56	6.66	6.79	6.81
Open Circuit Voltage	Voc(V) 33.65	34.20	34.30	34.40	34.50
Short Circuit Current	Isc(A) 6.8	7.02	7.11	7.23	7.32

Performance at NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind speed 1m/5
 Power measurement tolerance: ±3%

Temperature Coefficients(Tc)

NOCT(Nominal Operating Cell temperature)	45±2°C
Temperature Coefficient of VOC(β)	-0.33%/°C
Temperature Coefficient of ISC(α)	+0.033%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C

Permissible Operating Conditions

Maximum System Voltage	1000 V
Operating Temperature Range	-40°C ~ +85°C
Maximum Surface Load Capacity	Test up to 5400Pa according to IEC61215 (Advanced test)
Resistance Against Hail	Maximum diameter of 1in.(25mm) impact speed of 51.5mph(23m/s)

Mechanical specifications

Cells	Polycrystalline cell with 3-busbars,6"(6x10)
Junction Box	IP67,combined with 3 by-pass diodes
Front Glass Thickness	3.2mm
Connecting Cable/Connector	MC4 compatible connector/4mm' diameter, 900mm length
Frame Dimension	1640x992x40mm
Weight	19.5KG

Packing Features

Frame Height	40mm
Qty/Pallet (PCS)	26
Qty/40HC container (PCS)	728