MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UMA ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE DE DIFERENTES MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM UM SISTEMA CONECTADO À REDE

por

Camilo Ospina Hincapié

Dissertação para obtenção do Título de Mestre em Engenharia

Porto Alegre, junho 2015

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UMA ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE DE DIFERENTES MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM UM SISTEMA CONECTADO À **REDE**

por

Camilo Ospina Hincapié

Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Aprovada por:

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli, UFSC

Prof. Dr. João Batista Dias, UNISINOS

Prof. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues, PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Luiz Alberto Oliveira Rocha

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 29 de junho de 2015

AGRADECIMENTOS

À minha família, por seu amor exponencial e apoio incondicional.

Às amizades envolvidas neste processo, alguns presentes, outros ausentes, mas todos aportaram para o meu sucesso.

Aos Colegas do laboratório, pela amizade, parceria e ajuda que me brindaram sempre que foi preciso.

Ao Prof. Dr. Arno Krenzinger, por ser meu guia neste processo, compartir seus conhecimentos e por toda a sua paciência para lidar comigo.

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Rio Grande do Sul, por abrir as suas portas e me permitir fazer parte da instituição.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo auxílio financeiro.

RESUMO

O objetivo principal deste trabalho é avaliar a efetividade da previsão de geração de energia elétrica realizada por meio de simulação de um sistema fotovoltaico integrado por módulos de diferentes características, dispostos em série e conectados à rede de distribuição, sem inversor. Para isto foi utilizado o programa Crearray, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, que permite determinar o ponto de polarização do arranjo e comparar com dados medidos experimentalmente. Foi montado um arranjo fotovoltaico integrado com módulos de diferentes características conectados à rede de distribuição por meio de um inversor. A curva característica de cada um dos módulos foi determinada por ensaio em um simulador. Os dados da curva permitiram determinar os parâmetros dos modelos utilizados no programa Crearray. Para avaliar o funcionamento do programa os dados de tensão em corrente contínua foram inseridos no software e as respectivas correntes foram calculadas. Os valores de corrente calculados e os valores medidos mostraram a eficiência do programa em calcular a curva característica para diferentes condições de irradiância e de temperatura. Utilizando o mesmo programa encontrou-se o ponto de polarização do arranjo ao longo do tempo para o ponto de máxima potência e, desta forma, também a corrente e a potência máxima do lado de corrente contínua do sistema. Na comparação desta potência máxima teórica com a potência efetivamente medida no lado de corrente contínua do sistema, pôde-se constatar que nem sempre o inversor consegue determinar a tensão exata para estabelecer a potência máxima. Na comparação dos dados medidos e simulados observa-se concordância. Da comparação dos valores em horários sem interferência de sombras, foi obtida uma medição da eficiência do seguidor de máxima potência do inversor, em modo dinâmico. Observando os dados adquiridos também foi estimada a eficiência dinâmica de conversão do inversor para um dia.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, geração distribuída, associação de módulos fotovoltaicos.

ABSTRACT

The main objective of this dissertation is to confirm the forecast of electricity production through the simulation of a photovoltaic system. Such system is composed by modules with different characteristics, arranged in series and connected to the distribution network. The simulation was performed with the help of *Crearray*, a computer program developed at the Solar Energy Laboratory of UFRGS, which determines the bias point of the array and compares it with experimentally measured data. A photovoltaic array, constituted by modules with different characteristics, was assembled and connected to the distribution network through an inverter. The characteristic curve of each module was previously determined in a solar simulator test. The curve data was used to evaluate the parameters of the curve models used by Crearray software. To verify the correct operation of the program, the DC voltage data was entered to the software and the related current was calculated. The comparison between calculated and measured current values showed the Crearray ability to calculate the characteristic curve for different conditions of irradiance and temperature. Furthermore, the program was used to calculate the maximum power point of the array along the time and thus the delivered DC power. Comparing this theoretical maximum power with the power actually measured at the DC side of the system, it was verified that the inverter sometimes was not able to determine the correct bias voltage to extract the maximum power. Comparison of measured and simulated data showed an excellent concordance, except for certain times when there was shading on the reference cell. Comparing the values over periods without the interference of shadows, it was possible to estimate the MPPT efficiency of the inverter under dynamic mode. Analyzing the acquired data was also possible to estimate the inverter dynamic conversion efficiency for a day.

Keywords: Photovoltaic solar energy, distributed generation, photovoltaic modules association.

INDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Justificativa	1
1.2	Objetivos	3
2	TECNOLOGIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	4
2.1	O Efeito fotovoltaico	4
2.2	Circuito equivalente	5
2.3	Curva característica I-V	7
2.4	Influencia da irradiância na curva característica	8
2.5	Efeito da temperatura sobre a curva característica	9
2.6	Módulo fotovoltaico	11
2.6.1	Tipos de módulos fotovoltaicos	12
2.7	Inversor	15
2.7.1	Características de um inversor	15
2.7.2	Configuração de inversores nos sistemas FV	15
3	ASSOCIAÇÕES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	19
3.1	Associação em série de módulos fotovoltaicos idênticos	19
3.2	Associação em série de módulos fotovoltaicos não idênticos	21
3.3	Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos idênticos	23
3.4	Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos não idênticos	25
3.5	Associação mista de módulos fotovoltaicos	27
3.6	Proteção do sistema gerador de energia	30
3.7	Sistemas fotovoltaicos	30
3.7.1	Sistemas isolados	31
3.7.2	Sistemas conectados à rede	31
4	MONTAGEM EXPERIMENTAL	33
4.1	Estrutura de suporte	34
4.2	Características dos módulos FV em estudo	35

4.3	Determinação da curva característica I-V dos módulos FV	36
4.3.1	Túnel	37
4.3.2	Caixas das lâmpadas	38
4.3.3	Fonte de potência	39
4.3.4	Suporte dos módulos	39
4.3.5	Célula de referência.	40
4.3.6	Carga eletrônica e computador	40
4.4	Características do inversor.	40
4.5	Sensores de temperatura.	41
4.6	Célula de referência.	43
4.7	Sistema de aquisição de dados	44
4.8	Programa de simulação	45
5	RESULTADOS	48
5.1	Comparação entre curvas IV medidas e simuladas com o programa	
	Crearray	48
5.2	Potência e corrente contínua	50
6	CONCLUSÕES	62
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	62
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Evolução de instalações fotovoltaicas	2
Figura 2.1	Representação esquemática de uma célula fotovoltaica	5
Figura 2.2	Modelo de um diodo, circuito equivalente de uma célula	
	fotovoltaica	5
Figura 2.3	Curva característica e de potência de um módulo fotovoltaico	
	TP660M 260 da TALESUN, ressaltando os parâmetros importantes.	8
Figura 2.4	Curva característica de um módulo TALESUN TP660M 260 sob	
	diferentes condições de irradiância	9
Figura 2.5	Variação da potência em função da temperatura para o módulo	
	TALESUN TP660M 260	10
Figura 2.6	Curva característica de um módulo TALESUN TP660M 260 sob	
	diferentes temperaturas	11
Figura 2.7	Representação esquemática do módulo fotovoltaico	12
Figura 2.8	Módulo de silício monocristalino	13
Figura 2.9	Módulo de silício multicristalino	14
Figura 2.10	Configuração básica de um SFCR com inversor central	16
Figura 2.11	Configuração básica de um SFCR com inversor string	17
Figura 2.12	Configuração básica de um SFCR com inversor multi-string	17
Figura 2.13	Configuração básica de um SFCR com inversor com módulo	
	integrado	18
Figura 3.1	Representação de um módulo fotovoltaico	19
Figura 3.2	Representação esquemática da associação em série de n módulos	
	fotovoltaicos idênticos	19
Figura 3.3	Representação das curvas I-V relativas à associação em série de três	
	módulos fotovoltaicos idênticos	21
Figura 3.4	Curva característica I-V de módulos fotovoltaicos não idênticos	
	associados em série	22
Figura 3.5	Representação esquemática da associação em paralelo de n módulos	
	fotovoltaicos	24

Figura 3.6	Representação das curvas I-V referentes à associação em paralelo	
	de três módulos fotovoltaicos	25
Figura 3.7	Curva característica I-V de módulos fotovoltaicos não idênticos	
	associados em paralelo	26
Figura 3.8	Representação esquemática da associação mista de n módulos	
	fotovoltaicos onde n representa o número de fileiras de módulos	
	associados em paralelo e m representa o número de módulos	
	associados em série	28
Figura 3.9	Representação das curvas I-V em relação à associação mista de três	
	módulos fotovoltaicos	29
Figura 3.10	Representação esquemática de uma associação mista de módulos	
	fotovoltaicos com diodos by-pass e diodos de bloqueio	30
Figura 3.11	Classificação dos sistemas fotovoltaicos de acordo com a conexão	31
Figura 3.12	Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede	33
Figura 4.1	Desenho da estrutura de suporte dos módulos FV	34
Figura 4.2	Estrutura de suporte com módulos FV sob estudo	35
Figura 4.3	Túnel do simulador solar	36
Figura 4.4	Vista superior do plano do simulador solar	38
Figura 4.5	Caixa de lâmpadas, vista (A) frontal, (B) lateral	39
Figura 4.6	Suporte dos módulos	39
Figura 4.7	Célula de referência	40
Figura 4.8	Carga eletrônica e computador	40
Figura 4.9	Inversor Sunny Boy 1200	41
Figura 4.10	Adaptação do sensor no sistema. (A) Termorresistor PT100 classe	
	A. (B) Sensor conectado a quatro fios, montado na placa de cobre e	
	encapsulado. (C) Sensor fixado na parte posterior do módulo solar	42
Figura 4.11	Adaptação do sensor no sistema. (A) Termorresistor PT100 classe A	
	em bainha de níquel. (B) Sensor fixado dentro de um cilindro de	
	alumínio corrugado. (C) Dispositivo situado em lugar protegido da	
	radiação solar direta	42
Figura 4.12	Célula de referência	44
Figura 4.13	Tela principal do Sunny Data Control	44

Figura 4.14	Sunny Boy Control Plus e as portas usadas	45
Figura 4.15	Tela principal do programa Crearray	47
Figura 5.1	Curvas características I-V medidas e geradas no programa Crearray	49
Figura 5.2	Curva I-V da associação dos seis módulos fotovoltaicos em série	50
Figura 5.3	Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e	
	potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo	
	software, para o dia 17/02/2015	53
Figura 5.4	Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e	
	potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo	
	software, para o dia 18/02/2015	54
Figura 5.5	Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e	
	potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo	
	software, para o dia 19/02/2015	55
Figura 5.6	Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e	
	potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo	
	software, para o dia 21/02/2015	56
Figura 5.7	Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e	
	potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo	
	software, para o dia 22/02/2015	57
Figura 5.8	Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e	
	potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo	
	software, para o dia 23/02/2015	58
Figura 5.9	Projeção da sombra do para-raios no painel FV as 9h25m do dia	
	17/02/2015	59
Figura 5.10	Sequencia da sombra do para-raios no arranjo FV no dia 19/02/2015	59
Figura 5.11	Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência e potência	
	medida (P2) comparada com a potência máxima estimada pelo	
	software (P1)	60
Figura 5.12	Eficiência na conversão e comparação entre a potência na entrada	
	(P _{cc}) e potência na saída (P _{cc}) do inversor	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Ficha técnica de algumas características do módulo TALESUN			
	TP660M-260	20		
Tabela 4.1	Parâmetros de catálogo de cada módulo	35		
Tabela 4.2	Parâmetros dos módulos caracterizados	37		
Tabela 4.3	Dados básicos do inversor Sunny Boy 1200	41		
Tabela 5.1	Energia produzida pelo arranjo fotovoltaico	48		
Tabela 5.2	Parâmetros da associação dos seis módulos fotovoltaicos em serie	51		

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

ASTM American Society for Testing and Materials

a-Si Silício amorfo

CIGS Disseleneto de cobre, índio e gálio

CIS Disseleneto de cobre e índio

c-Si Silício cristalino

EPIA European Photovoltaic Industry Association

FV Fotovoltaico

IEA International Energy Agency

IDEAL Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina

INMETRO Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

LABSOL Laboratório de Energia Solar

PROMEC Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

PVPS Photovoltaic Power System

SFCR Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

UFRGS Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Xe Xenônio

LISTA DE SÍMBOLOS

A_m	Area do modulo, m
AM	Massa de ar
e	Carga do elétron, C
E_g	Gap de energia, eV
FF	Fator de forma
G	Irradiância global, W/m ²
I	Corrente, A
I_o	Corrente de saturação reversa, A
I_L	Corrente fotogerada, A
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência, A
I_{SC}	Corrente de curto circuito, A
K	Constante de Boltzmann, m²kg/K²
M	Fator de idealidade do diodo
M 1	Módulo 1
M2	Módulo 2
M3	Módulo 3
N_S	Número de células em série no módulo fotovoltaico
P_{MP}	Ponto de máxima potência, W
R_P	Resistência em paralelo do módulo fotovoltaico, Ω
R_S	Resistência em série do módulo fotovoltaico, Ω
V	Tensão, V
V_{OC}	Tensão de circuito aberto, V
V_{MP}	Tensão do ponto de máxima potência, V
T_{cel}	Temperatura da célula, °C
T	Temperatura, °C
α	Coeficiente de variação da corrente de curto circuito com a
	temperatura, A/°C
В	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a
	temperatura, V/°C
n	Eficiência europeia %

 η_{inv} Eficiência de conversão do inversor, %

 $\eta_{m\acute{a}x}$ Eficiência máxima, %

 $\eta_{m \acute{o} d}$ Eficiência do módulo, %

 $\eta_{\mathit{SPMP}}~$ Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência, %

 λ Comprimento de onda, m

 ρ Massa específica, kg/m³

∆t Variação de tempo, min

1 INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa

O mundo está em constante evolução, nas ultimas três décadas a tecnologia tem se desenvolvido a passos agigantados, a sede da humanidade por estar na vanguarda tecnológica aumenta cada vez mais, trazendo consigo a necessidade de satisfazer o consumo energético que cresce exponencialmente. Uma vez que a principal fonte de energia são os combustíveis fósseis (Petróleo transformado em gasolina, óleo diesel e demais derivados, o carvão mineral, o gás natural, etc.), os quais não são renováveis e poluem o meio ambiente, se faz necessária a utilização de outras fontes mais amigáveis com o planeta, e nada melhor que aproveitar o Sol, o maior gerador de energia limpa e renovável. Portanto, é preciso usar a tecnologia baseada nos sistemas fotovoltaicos, existente há algumas décadas. Devido ao custo altíssimo de produção das células fotovoltaicas, esse processo e utilização das mesmas estavam restritos a poucas pessoas ou empresas, como também não havia um grande incentivo dos governos mundiais.

Na atualidade os países pertencentes ao programa da Agencia Internacional de Energia de sistemas de potência fotovoltaica, ou por sua sigla em inglês, *IEA PVPS Programme* (*Internacional Energy Agency Photovoltaic Power System Programme*), representam mais de 125 GW de acumulação de sistemas fotovoltaicos, a maioria conectados à rede no final de 2013. Oito países que não fazem parte do programa *IEA PVPS* representam 10,7 GW adicionais, a maioria na Europa [IEA-PVPS, 2014]. Um grande número de países ao redor do mundo tem começado a desenvolver energia fotovoltaica, mas poucos têm alcançado um nível de desenvolvimento significativo em termos de capacidade instalada no final de 2013.

Segundo a EPIA, 2014:

(...) nos últimos 12 anos tem se instalado uma potência de 3,6 GW em sistemas FV. Outras fontes indicam 1 GW só. Atualmente, calcula-se que 136,5 GW representam o mínimo instalado no final de 2013. Acrescentando 3,6 GW de capacidade espalhada no mundo, pode chegar até o total de 140 GW. Neste ritmo, tem-se uma previsão de crescimento de uso de instalações fotovoltaicas para o ano de 2018 entre 321 GW e 430 GW, como mostra a Figura 1.1.

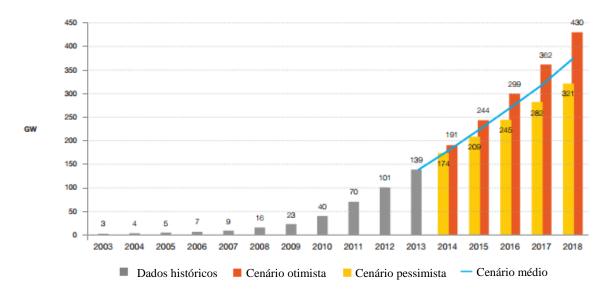


Figura 1.1 – Evolução de instalações fotovoltaicas. Fonte: adaptado de EPIA, 2014.

O efeito FV¹ foi descoberto em 1839 por Alexandre-Edmond Becquerel enquanto experimentava com uma célula eletrolítica constituída por dois eletrodos metálicos. Becquerel descobriu que certos materiais produzem pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos à luz. A partir de então foi estudado este efeito, o que requereu um longo período para alcançar a suficiente alta eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica, para o nosso aproveitamento. As células solares se desenvolveram rapidamente na década de 1950, em virtude de serem usadas em programas espaciais e em satélites (c-Si, células solares com 6-10% de eficiência). A crise energética dos anos 70 estimulou fortemente a pesquisa e o desenvolvimento no campo fotovoltaico. As primeiras células baseadas em componentes semicondutores foram investigadas nos anos 60. Simultaneamente, a tecnologia de células solares policristalinas (pc-Si) e de filmes finos foi desenvolvida para prover alta capacidade de produção, ao reduzir o consumo de material e de energia no processo de fabricação, e a integração na estrutura dos módulos pelo processo de deposição e, consequentemente, a redução de custos para aplicações terrestres de grande escala Razykov *et al.*, 2011.

No Brasil existem vários pequenos projetos nacionais de geração de energia elétrica fotovoltaica, principalmente para o suprimento de eletricidade em comunidades rurais e/ou isoladas do Norte e Nordeste. Esses projetos atuam basicamente como os seguintes tipos de sistemas: bombeamento de água para abastecimento doméstico, irrigação e piscicultura; iluminação pública; sistemas de uso coletivo, tais como eletrificação de escolas, postos de

¹ A abreviatura FV será utilizada para fazer referencia aos seguintes termos: fotovoltaico, fotovoltaico, fotovoltaica, fotovoltaicas.

saúde e centros comunitários; e atendimento domiciliar. Entre outros, estão as estações de telefonia e monitoramento remoto, a eletrificação de cercas, a produção de gelo e a dessalinização de água.

A Resolução Normativa N°482 da ANEEL, 2012 foi um ponto de referência para a geração fotovoltaica no Brasil, estabelecendo os procedimentos gerais para microgeração e minigeração conectados à rede e propondo o sistema de compensação de energia, que consiste na obtenção de créditos em kWh na conta da luz para os pequenos geradores que injetaram na rede a energia produzida que não for consumida no seu sistema.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é avaliar a efetividade da previsão de geração de energia elétrica realizada por meio de simulação de um sistema fotovoltaico integrado por módulos de diferentes características, dispostos em série e conectados à rede de distribuição, sem inversor.

Para isto será utilizado o programa *Crearray*, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, que permite determinar o ponto de polarização do arranjo e comparar com dados medidos experimentalmente.

Deste jeito serão comparadas as curvas características I-V medidas no simulador solar, dos módulos em estudo, com as curvas geradas no programa. Também serão comparadas as curvas medidas e simuladas, tanto da corrente continua como as de potência.

Para cumprir o objetivo principal foi necessário atingir outras metas, que se apresentam como objetivos secundários:

- Construir uma bancada para a exposição dos módulos fotovoltaicos à irradiância solar;
- Calibrar e instalar sensores para obtenção dos dados necessários para a análise do sistema (célula de referência, sensores de temperatura ambiente e de temperatura dos módulos);
- Instalar e operar o sistema de aquisição de dados fornecido com o inversor;
- Monitorar o sistema ao longo de vários dias de funcionamento.

2 TECNOLOGIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo se explicará sucintamente o processo de conversão de energia solar em energia elétrica.

2.1 O efeito fotovoltaico

O efeito FV é base do processo no qual uma célula FV converte a radiação solar em eletricidade. A radiação solar é composta por fótons que possuem diferentes energias, correspondentes a diferentes comprimentos de onda que compõem o espectro solar. Quando os fótons incidem em uma célula FV podem ser refletidos, absorvidos ou podem atravessar a célula. São exclusivamente os fótons absorvidos que geram eletricidade e calor. Quando um fóton é absorvido, sua energia se transfere para um elétron de um átomo do semicondutor que compõe a célula, que ao absorver esta nova energia, E_g , escapa de sua posição normal associada com um átomo para formar parte de um conjunto de elétrons livres, deixando uma lacuna na ligação entre os átomos.

As partes mais importantes da célula solar são as camadas de semicondutores, pois é onde se produz a corrente de elétrons. Estes semicondutores são especialmente tratados para formar duas camadas dopadas com diferente dopagem, tipo P e tipo N, para formar um campo elétrico. Quando a radiação solar incide na célula, são liberados elétrons que podem ser capturados pelo campo elétrico, formando uma corrente elétrica. Por esta razão as células se fabricam partindo deste tipo de materiais, ou seja, materiais que agem como isolantes a baixas temperaturas e como condutores quando aumenta a energia. Infelizmente, não existe um material ideal para todos os tipos de células e aplicações, mas o mais usado é o silício. Além dos semicondutores, as células solares são formadas por uma malha metálica superior ou outro tipo de contato para coletar os elétrons do semicondutor e transferi-los para a carga externa, uma camada antirreflexiva para conservar o maior número de fótons absorvidos, e um contato posterior para completar o circuito elétrico.

Então, as células FV convertem a energia solar em energia elétrica. A Figura 2.1 mostra a representação esquemática de uma célula FV.

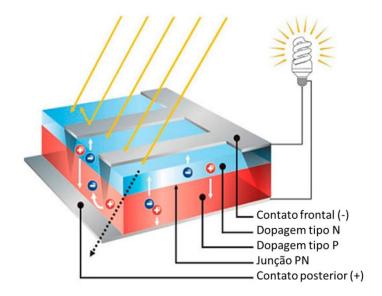


Figura 2.1 – Representação esquemática de uma célula fotovoltaica. Fonte: adaptado de http://www.fotovoltec.com.br/front/tecnologia.

A eficiência de conversão é a proporção de radiação solar que a célula converte em energia elétrica, é fundamental nos dispositivos fotovoltaicos, já que o incremento da eficiência faz da energia solar FV uma energia mais competitiva com outras fontes, por exemplo, a energia de origem fóssil.

2.2 Circuito equivalente

A Figura 2.2 apresenta o modelo de um diodo, que é usado para modelar o circuito equivalente da célula fotovoltaica.

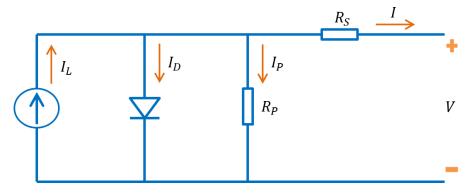


Figura 2.2 – Modelo de um diodo, circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. Fonte: Prieb, 2011

A incidência da radiação solar na célula gera corrente, que é representada pela fonte de corrente, I_L (corrente fotogerada), em paralelo com um diodo que considera os efeitos da corrente de saturação reversa e do fator de idealidade da junção PN. A resistência paralela R_P é associada às fugas de corrente e a resistência em série R_S representa a resistência efetiva dos contatos da célula.

Segundo o circuito equivalente tem-se:

$$I = I_L - I_D - I_P (2.1)$$

na qual, o termo I_D representa a corrente que flui através de um diodo, em função da tensão, sendo descrita pela Equação de Shockley:

$$I_D = I_0 \left\{ exp \left[\frac{eV}{mkT_c} \right] - 1 \right\} \tag{2.2}$$

na qual I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo sem iluminação, e a carga elementar, e é a carga do elétron, V a tensão sobre o diodo, m o fator de idealidade (entre 1 e 2 para o silício monocristalino), k a constante de Boltzman e T_c a temperatura absoluta da célula fotovoltaica.

Substituindo a Equação 2.2 na Equação 2.1 e resolvendo a corrente que passa pelo resistor em paralelo, obtém-se

$$I = I_L - I_0 \left\{ exp \left[\frac{e(V + IR_s)}{mkT_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p}$$
 (2.3)

A Equação 2.3 descreve o comportamento de apenas uma célula fotovoltaica, acrescentando o termo que representa o número de células conectadas em série, N_s , obtém-se a equação para módulos fotovoltaicos,

$$I = I_L - I_0 \left\{ exp \left[\frac{e(V + IR_s)}{N_s m k T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_n}$$
 (2.4)

na qual Rs e R_p representam as resistências série e paralelo totais do módulo e N_s o número de células associadas em série.

2.3 Curva característica I-V

Segundo a norma ABNT (NBR10899:2013) a curva característica tensão *versus* corrente é a "representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e irradiância".

A curva característica de um gerador fotovoltaico (célula, módulo, etc.) traz informações importantes acerca de sua qualidade e desempenho. Ela consiste na aquisição dos pares tensão e corrente a partir do ponto em que a tensão é nula e a corrente é máxima, até o ponto em que a tensão é máxima e a corrente é nula. Nessa varredura existem três pontos importantes na caracterização do gerador fotovoltaico:

- Tensão de circuito aberto V_{OC} : é a tensão entre os terminais de um gerador iluminado quando a corrente que circula por ele é nula.
- Corrente de curto-circuito I_{SC} : é a corrente que circula pelo gerador iluminado quando a tensão em seus terminais é nula.
- Ponto de máxima potência P_{MP} : é o ponto onde o produto entre tensão (V_{MP}) e corrente (I_{MP}) atinge o valor máximo.

A Figura 2.3 apresenta a curva corrente *versus* tensão junto com a curva de potência *versus* tensão de um módulo fotovoltaico.

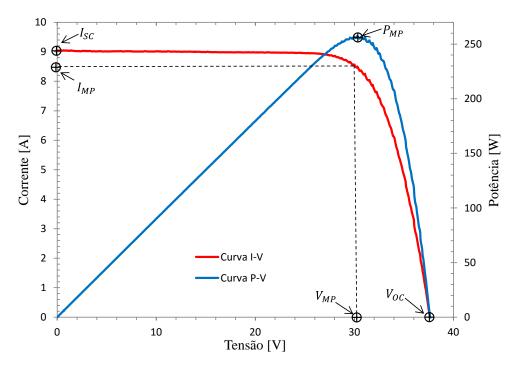


Figura 2.3 – Curva característica e de potência de um módulo fotovoltaico TP660M 260 da TALESUN, ressaltando os parâmetros importantes.

Da curva característica pode-se obter também o fator de forma, que é definido como a razão entre a potência máxima e o produto da corrente de curto circuito e a tensão de circuito aberto

$$FF = \frac{I_{MP}V_{MP}}{I_{SC}V_{OC}} \tag{2.5}$$

podendo-se calcular também a eficiência do módulo fotovoltaico:

$$\eta_{m \acute{o} d} = FF \frac{I_{SC} V_{OC}}{A_m G} \tag{2.6}$$

na qual A_m é a área do módulo fotovoltaico e G a irradiância.

2.4 Influência da irradiância na curva característica

Segundo descrito em Gasparin, 2009, a corrente fotogerada I_L é proporcional à irradiância solar, enquanto que a corrente do diodo I_D não é afetada. A variação da tensão com a irradiância se dá de forma logarítmica, uma vez que a relação entre tensão e a corrente em

uma célula é exponencial. A Figura 2.4 apresenta curvas características de um módulo TALESUN TP660M 260 sob diferentes condições de irradiância e mesma temperatura.

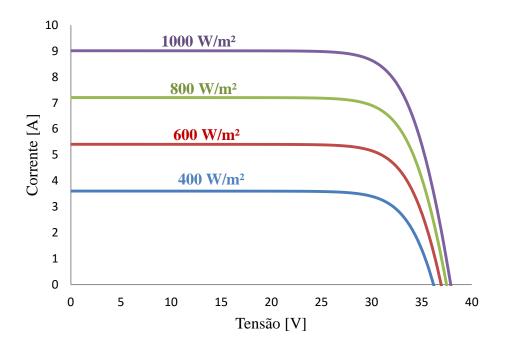


Figura 2.4 – Curva característica de um módulo TALESUN TP660M 260 sob diferentes condições de irradiância.

2.5 Efeito da temperatura sobre a curva característica

A temperatura tem certa influência nos dispositivos semicondutores, os módulos fotovoltaicos não são exceção. Com o aumento da temperatura da célula, a corrente fotogerada aumenta levemente manifestando uma redução do gap de energia E_g do material semicondutor, enquanto a tensão de circuito aberto é reduzida devido à corrente de saturação. A corrente de saturação é uma corrente de portador de carga minoritários criada por excitação térmica. Tipicamente V_{OC} irá ter uma redução da ordem de 2 mV °C⁻¹ para cada célula de silício na faixa de 20 a 100 °C (Gasparin, 2009). Na Figura 2.5 pode-se observar uma notável redução da potência do módulo TALESUN TP660M 260, resultado do aumento da temperatura da célula.

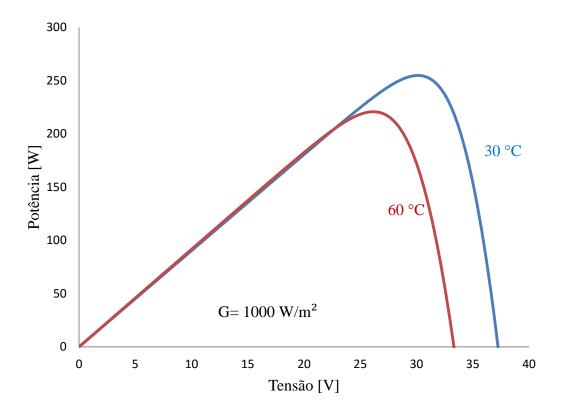


Figura 2.5 – Variação da potência em função da temperatura para o módulo TALESUN TP660M 260.

Os coeficientes de variação da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto respeito à temperatura, são denominados α e β , respectivamente, e expressos como

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T} \left[\frac{A}{\circ C} \right] \tag{2.7}$$

$$\beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} \left[\frac{V}{{}^{\circ}C} \right]$$
 (2.8)

A Figura 2.6 ilustra o comportamento do módulo TALESUN TP660M 260 sob diferentes temperaturas e irradiância constante.

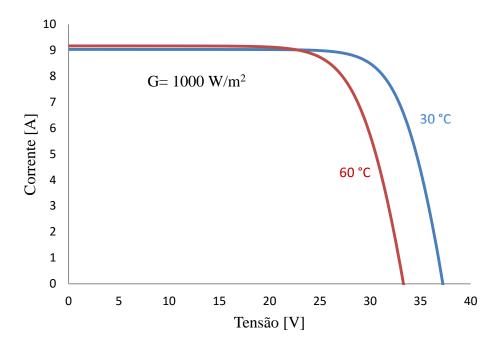


Figura 2.6 – Curva característica de um módulo TALESUN TP660M 260 sob diferentes temperaturas.

2.6 Módulo fotovoltaico

As células fotovoltaicas por si mesmas não produzem a energia suficiente para suprir as necessidades dos equipamentos eletrônicos. Por isso são ligadas em série, encapsuladas e colocadas sobre uma estrutura de suporte ou marco, formando assim um módulo fotovoltaico. Os módulos estão projetados para fornecer eletricidade em uma determinada tensão (normalmente 12 ou 14 V). A corrente produzida depende do nível de irradiância solar.

A parte superior do módulo tem vidro temperado, ou outro tipo de material transparente, que permite que a radiação solar atinja as células. É usado um material encapsulante para acomodar as células, selá-las e protegê-las das condições ambientais. Uma cobertura posterior, normalmente de Tedlar, isola eletricamente o conjunto de células e as protege da umidade. Finalmente a moldura, usualmente de alumínio, completa a estrutura do módulo, facilitando a fixação. A Figura 2.7 representa esquematicamente o módulo fotovoltaico.

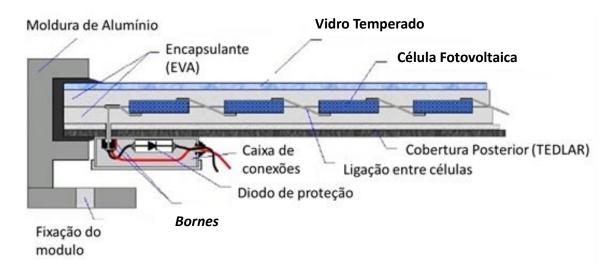


Figura 2.7 – Representação esquemática do módulo fotovoltaico. Fonte: adaptada de http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion21

Embora apenas um módulo seja suficiente para algumas aplicações, dois ou mais módulos podem ser ligados para formar um arranjo FV. Os módulos FV produzem corrente contínua (CC) e podem ser conectados em série e/ou paralelo para produzir qualquer combinação de corrente e tensão. Um gerador FV por si só não bombeia água nem ilumina uma casa durante a noite. Para isso é necessário um sistema fotovoltaico completo, que é composto pelo gerador FV junto com outros componentes, como bancos de baterias, controlador de carga ou inversor, dependendo tipo de aplicação ou serviço que se quer proporcionar. Os sistemas fotovoltaicos podem se classificar como isolados ou conectados à rede de distribuição elétrica.

2.6.1 Tipos de módulos fotovoltaicos

As principais tecnologias aplicadas na produção de módulos fotovoltaicos são silício monocristalino, silício multicristalino e tecnologias de filmes finos. Nesta dissertação os módulos utilizados são das duas primeiras tecnologias citadas, e por isto terão maior espaço nesta seção. As tecnologias de filmes finos envolvem diversos semicondutores, incluindo módulos de silício amorfo (camada simples, dupla ou tripla), módulos de silício microcristalino sob uma camada de silício amorfo, módulos de telureto de cadmio (CdTe) e módulos de disseleneto de cobre e índio (GIS) e disseleneto de cobre, índio e Gálio (GIGS).

2.6.1.1 Silício monocristalino



Figura 2.8 – Módulo de silício monocristalino. Fonte: disponivel em http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html.

A tecnologia monocristalina é a mais antiga e também uma das mais caras, porém eles possuem a eficiência mais alta. Comercialmente, a eficiência dos módulos é da ordem de 14 a 20%.

Eles são feitos a partir de um único cristal de silício ultrapuro, em formato tubular, que é fatiado em fatias individuais, que são então tratadas e transformadas em células solares. Cada célula fotovoltaica circular tem seus cantos cortados fora para acomodar-se melhor na área do painel. O painel solar é composto por uma matriz de células solares em formações em série e paralelo.

Eficiência comercial da célula fotovoltaica: 14 – 20%

Técnica: Czochralski

Forma: Arredondada

Tamanho padrão das células fotovoltaicas: 10x10cm; 12,5x12,5cm; 15x15cm.

Cor: azul escuro ou quase preto (com antirreflexo),

cinza ou azul acinzentado (sem antirreflexo).

2.6.1.2 Silício multicristalino



Figura 2.9 – Módulo de silício multicristalino. Fonte: disponivel em http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html.

Ambos, monocristalino e multicristalino são feitos de silício, a principal diferença entre as tecnologias é o método utilizado na fundição dos cristais. No multicristalino, os cristais de silício são fundidos em um bloco, desta forma preservando a formação de múltiplos cristais (então, o nome multicristalino). Quando este bloco é cortado e fatiado, é possível observar esta formação múltipla de cristais.

Uma vez fundido, eles são serrados em blocos quadrados e, em seguida, fatiados em células assim como no monocristalino, mas é um pouco mais fácil de produzir. Eles são semelhantes aos de um único cristal (monocristalino) tanto no desempenho como na degradação, exceto que as células são ligeiramente menos eficientes. No entanto, como não há desperdício de espaço entre os cantos das células, quando são encapsulados em módulos solares fotovoltaicos, o desempenho do módulo é quase idêntico ao do monocristalino.

Eficiência comercial da célula fotovoltaica: 13 – 19%

Técnica: Fundição de Polisilicio, Aquecimento em forma.

Forma: Quadrada

Tamanho padrão das células fotovoltaicas: 10x10cm; 12,5x12,5cm; 15x15cm.

Cor: azul (com antirreflexo), cinza prateado (sem antirreflexo).

2.7 Inversor

O inversor fotovoltaico é um dispositivo que converte a energia elétrica em corrente contínua (CC), proveniente de fontes como células de combustível, baterias ou módulos fotovoltaicos, em energia elétrica em corrente alternada (CA) com propriedades compatíveis com as das cargas a serem alimentadas. Os inversores modernos incorporam funções de controle que influenciam no funcionamento do sistema, tais como seguidor do ponto de máxima potência, conexão o desconexão da rede em função das condições da mesma e da irradiância incidente sobre o arranjo, medida de energia entre outras.

2.7.1 Características de um inversor

Prieb, 2011 menciona as características que um inversor deve possuir para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. São elas:

- Alta eficiência de conversão e de seguimento de máxima potência;
- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Baixo custo;
- Dimensões e peso reduzidos;
- Operação sob uma faixa ampla de tensão de entrada;
- Baixa injeção de harmônicos e corrente contínua na rede;
- Baixa emissão de ruído audível;
- Baixa emissão de interferência eletromagnética;
- Segurança tanto para pessoas como para o sistema de distribuição.

A formação dos pulsos requer alta frequência de chaveamento, devido a isto os dispositivos podem gerar perturbações eletromagnéticas. Isto significa que aspectos relativos à compatibilidade eletromagnética precisam ser considerados. Estes problemas podem ser minimizados através do uso de topologias e estratégias de acionamento adequadas, filtros e blindagem do equipamento.

2.7.2 Configuração de inversores nos sistemas FV

Dependendo do tamanho e das características da instalação, existem quatro tipos de configurações de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

2.7.2.1 Inversor Central

É comumente usado em geradores de alta potência, onde um único inversor é conectado em um conjunto de painéis FV associados em paralelo.

Esta configuração oferece alta eficiência e redução de custos, mas a desvantagem está na confiabilidade, que se vê limitada pela dependência de um único inversor, pois se o mesmo apresenta alguma falha, toda a instalação fica comprometida. O inversor central não permite que o seguimento do ponto de máxima potência seja independente para cada série de módulos, o que reduz o aproveitamento ótimo de cada painel, diminuindo a eficiência energética do gerador [SMA *Technologies* AE, 2005]. A Figura 2.10 apresenta a configuração básica de um sistema FV conectado à rede com inversor central.

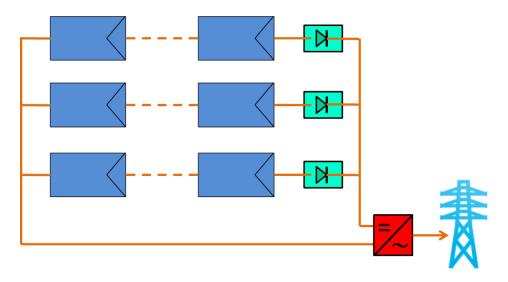


Figura 2.10 – Configuração básica de um SFCR² com inversor central.

2.7.2.2 Inversor String

A Figura 2.11 ilustra a configuração do inversor *String*³, onde cada conjunto de módulos é ligado a um único inversor. Esta configuração reduz acoplamentos defeituosos, diminui as perdas causadas por sombreamentos e permite operar em seu ponto de máxima potência aumentando assim a eficiência energética e a confiabilidade do sistema. A desvantagem é o aumento dos custos, pois se faz necessário o uso de maior número de inversores de menor potência.

-

² Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

³ Associação de módulos ligados em série

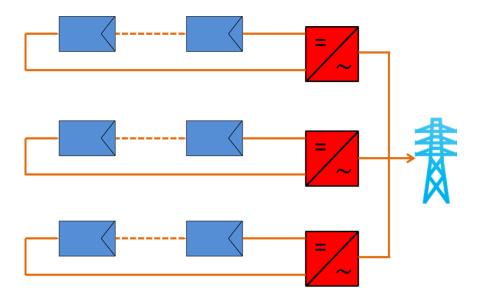


Figura 2.11-Configuração básica de um SFCR com inversor string.

2.7.2.3 Inversor Multi-string

O inversor Multi-*string* permite a conexão de cada *string* a um conversor CC/CC que o polariza no seu ponto de máxima potência. Esses inversores são conectados a um inversor central capaz de suportar cargas assimétricas, responsável por fazer a conversão de corrente contínua em corrente alternada. A Figura 2.12 ilustra a configuração básica de um sistema FV conectado à rede com inversor multi-*string*.

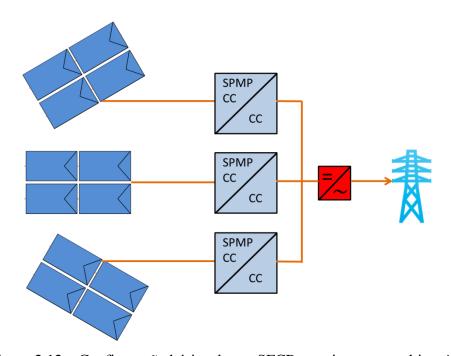


Figura 2.12 – Configuração básica de um SFCR com inversor multi-string.

Os inversores multi-*string* são indicados para sistemas que têm vários painéis ou arranjos com diferentes orientações e, consequentemente, submetidos a diferentes condições de irradiância e temperatura. Esta configuração apresenta todas as vantagens das demais, e pode funcionar com um ótimo rendimento energético.

2.7.2.4 Inversor com módulo integrado ou módulo CA

Esta configuração apresenta apenas um módulo conectado a cada inversor, eliminando assim as perdas por associação de módulos. As desvantagens são maior custo de instalação e menor vida útil e confiabilidade em comparação com inversores de maior potência. A Figura 2.13 apresenta a configuração básica de um sistema FV conectado à rede com inversor com módulo integrado.

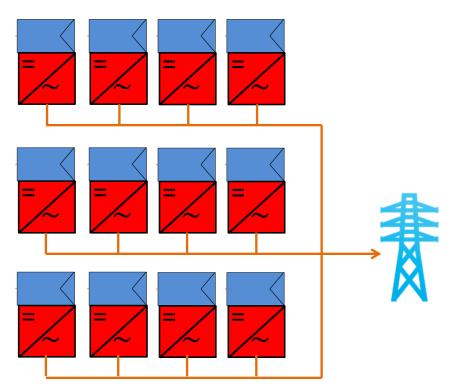


Figura 2.13 – Configuração básica de um SFCR com inversor com módulo integrado.

3 ASSOCIAÇÕES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Conforme foi previamente referido, os módulos fotovoltaicos devem ser interligados a fim de conseguir aumentar o ponto de máxima potência, P_{MP} , de um painel fotovoltaico. Nesse sentido, existem duas possibilidades de realizar a associação de módulos fotovoltaicos, a interligação de módulos em série ou em paralelo [Carneiro, 2010].

No estudo que se segue, o símbolo da Figura 3.1 é normalmente utilizado para representar um módulo fotovoltaico.

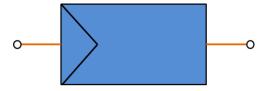


Figura 3.1 – Representação de um módulo fotovoltaico.

3.1 Associação em série de módulos fotovoltaicos idênticos

Os módulos fotovoltaicos ligados em série constituem aquilo que normalmente se designa por fileiras. É importante realçar que na associação de módulos fotovoltaicos devem ser utilizados módulos do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas de potência no sistema. A Figura 3.2 representa esquematicamente a associação em série de *n* módulos fotovoltaicos.

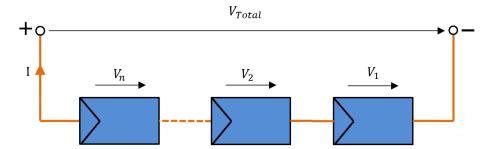


Figura 3.2 – Representação esquemática da associação em série de *n* módulos fotovoltaicos idênticos.

De acordo com a Figura 3.2, podem-se deduzir as seguintes relações:

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + \cdots V_n = n \cdot V \tag{3.1}$$

$$I_1 = I_2 = \dots I_n = I \tag{3.2}$$

Então, a associação em série de módulos fotovoltaicos permite obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente estipulada do módulo.

A Tabela 3.1 apresenta algumas características de um módulo *TALESUN TP660M-260* ensaiado no LABSOL.

Tabela 3.1-Ficha técnica de algumas características do módulo TALESUN TP660M-260

Tipo de módulo: Silicio Monocristalino	Símbolos	Unidades	Indicadores
Potência Máxima	P_{MP}	W	256,1
Corrente de Máxima Potência	I_{MP}	A	8,393
Tensão de Máxima Potência	V_{MP}	V	30,51
Corrente de curto-circuito	I_{SC}	A	8,936
Tensão de Circuito Aberto	V_{OC}	V	37,87
Temperatura de Operação	NOCT	°C	45
Coeficiente Térmico para a corrente Icc	α	A/°C	0,05
Coeficiente Térmico para a tensão Vca	β	$mV/^{\circ}C$	2,18
Número de Células em Série	NCS		60
Dimensões		mm	1640x990x40

A Figura 3.3 corresponde à representação gráfica da curva característica de *corrente* – *tensão* (de acordo com a Equação 3.1) referente à associação em série de, por exemplo, três módulos fotovoltaicos (*TALESUN TP660M-260*) em condições *STC*⁴.

Nesta condição, a corrente de curto-circuito da associação de três módulos ligados em série mantém-se inalterada. No entanto, a tensão de circuito aberto é três vezes superior $(V_{OC}=113,66V)$.

_

⁴ Refere-se à medida padrão para módulos FV, do inglês *Standard Test Condition*.

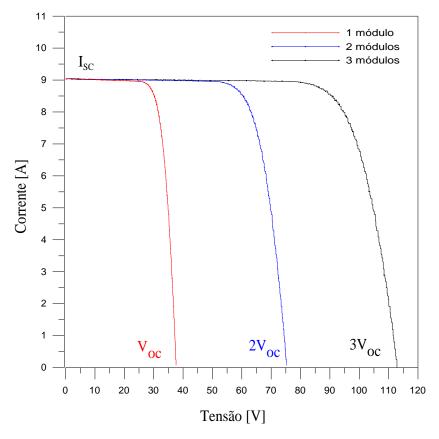


Figura 3.3– Representação das curvas I-V relativas à associação em série de três módulos fotovoltaicos idênticos.

3.2 Associação em série de módulos fotovoltaicos não idênticos.

Módulos fotovoltaicos que apresentam curvas IV não idênticas, quando associados em série, podem funcionar em pontos de operação que prejudicam o desempenho de toda a associação. Situações não desejadas, como a de sombreamento dos módulos e curto-circuito da associação podem danificar os módulos e, em determinadas situações, até tirar de funcionamento o sistema de geração de energia elétrica [Hecktheuer, 2001].

Considera-se, para efeito de análise do comportamento de módulos fotovoltaicos não idênticos associados em série, dois módulos idênticos e um terceiro com menor potência. Na Figura 3.4 são mostradas as curvas características IV do módulo fotovoltaico de menor potência (1), da curva resultante da associação dos dois módulos idênticos (2) e da associação entre os dois módulos idênticos e o módulo de menor potência (3).

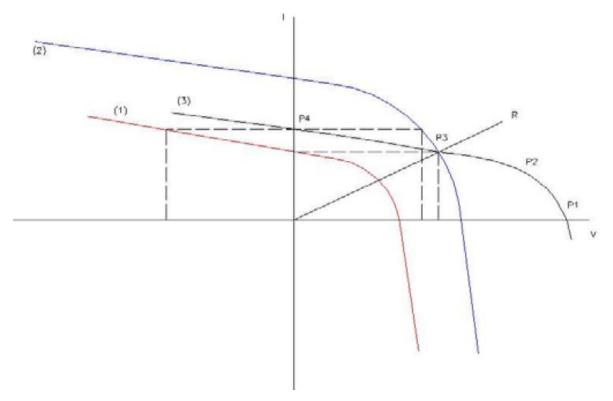


Figura 3.4 – Curva característica IV de módulos fotovoltaicos não idênticos associados em série. Fonte: Hecktheuer, 2001.

Observa-se que no ponto P_1 , a associação encontra-se em circuito aberto (I_A =0) com uma tensão V_{OCA} igual à soma das tensões de circuito aberto de cada módulo, de tal modo que:

$$V_{OCA} = V_{OCM1} + V_{OCM2} + V_{OCM3} \tag{3.3}$$

À medida que a carga ligada nos extremos da associação aumenta (R tendendo a zero), o seu ponto de operação começa a descolar-se em direção ao ponto P₄.

Enquanto a corrente da associação é menor que a corrente de curto-circuito de cada módulo associado (região entre os pontos P₁ e P₃), todos os módulos comportam-se como geradores de energia elétrica.

No ponto P₃, o módulo de menor corrente encontra-se em curto-circuito, apresentando tensão nula nos seus terminais e, portanto, não funcionando nem como gerador, nem como carga. Neste ponto, a tensão da associação é dada pela soma das tensões das células idênticas, que continuam comportando-se como geradores.

Quando pela associação circula uma corrente maior que a corrente de curto-circuito do módulo de menor potência (região entre os pontos P₃ e P₄), este se comporta como uma carga

para os demais módulos que ainda apresentam corrente de curto-circuito maior que a corrente da associação.

Finalmente, quando a associação opera em curto-circuito (ponto P₄), sua tensão é nula e a soma das tensões dos dois módulos idênticos é igual, em valor absoluto, à tensão sobre o módulo com menor corrente.

Para V_A=0

$$V_A = 0 = V_{M1} + V_{M2} + V_{M3} (3.4)$$

Tem-se que:

$$V_{M2} + V_{M3} = -V_{M1} (3.5)$$

Isto equivale a dizer que toda a potência gerada pelos módulos mais eficientes é dissipada no módulo de menor potência.

Caso tenha-se uma associação com N módulos conectados em série, a potência gerada por (N-1) módulos pode estar sendo dissipada em um único módulo menos eficiente, sombreado ou danificado, o qual se encontra reversamente polarizado. Tal situação faz com que os módulos operem em pontos de temperaturas mais elevados que os demais módulos, podendo ocorrer danos parciais ou ate mesmo irreversíveis ao módulo e, consequentemente, á associação.

3.3 Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos idênticos

A associação em paralelo entre módulos individuais (utilizada tipicamente nos sistemas autônomos) é efetuada quando se pretende obter correntes mais elevadas e manter o nível de tensão estipulada do módulo. A Figura 3.5 representa esquematicamente a associação em paralelo de *n* módulos fotovoltaicos.

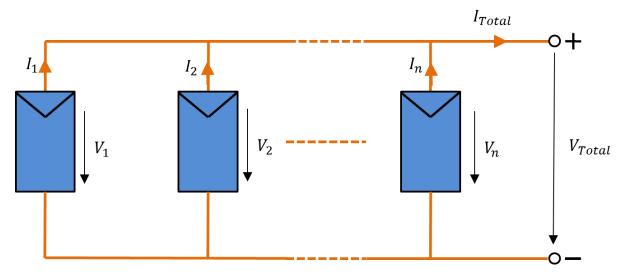


Figura 3.5 – Representação esquemática da associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.

Nesta situação, obtêm-se intensidades de corrente mais elevadas, mantendo-se a tensão estipulada do módulo [Carneiro, 2010]. Neste caso, é possível escreverem-se as seguintes relações:

$$I = I_1 = I_2 = \dots I_n \implies I_{Total} = I_1 + I_2 + \dots I_n = n \cdot I$$
 (3.6)

$$V_{Total} = V = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$
 (3.7)

A Figura 3.6 corresponde à representação gráfica da curva característica de corrente – tensão (de acordo com a Equação 3.6) referente à associação em paralelo de três módulos fotovoltaicos (*TALESUN TP660M-260*) em condições *STC*.

Nesta situação, a tensão de circuito aberto da associação de três módulos ligados em paralelo mantém-se inalterada. Contudo, a corrente de curto-circuito é três vezes superior (I_{SC} =27,162 A).

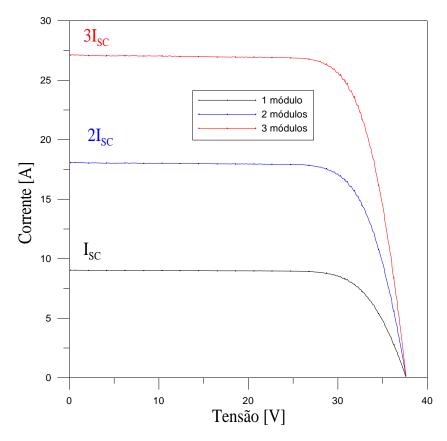


Figura 3.6–Representação das curvas IV referentes à associação em paralelo de três módulos fotovoltaicos.

3.4 Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos não idênticos

Módulos fotovoltaicos não idênticos, associados em paralelo, prejudicam a eficiência do sistema fotovoltaico, principalmente quando o mesmo funciona em situações tais como a de circuito aberto ou sombreamento de módulos.

Considera-se, para efeito de análise do comportamento de módulos fotovoltaicos não idênticos associados em paralelo, dois módulos idênticos e um terceiro com menor eficiência associados.

Na Figura 3.7 são mostradas as curvas características IV do módulo menos eficiente (1), da curva da associação em paralelo dos dois módulos idênticos (2) e a da associação paralela de todos os módulos (3).

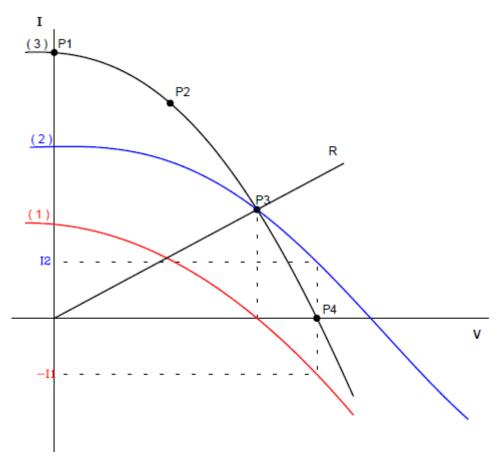


Figura 3.7 – Curva característica IV de módulos fotovoltaicos não idênticos associados em paralelo. Fonte: Hecktheuer, 2001.

Observa-se que no ponto P_1 , a associação e os módulos encontram-se em curto circuito $(V_A=0)$. A corrente de curto-circuito da associação é igual à soma das correntes de curto-circuito de cada módulo, de tal modo que:

$$I_{SCA} = I_{SCM1} + I_{SCM2} + I_{SCM3} (3.8)$$

À medida que a carga ligada nos extremos da associação vai diminuindo (R tendendo a infinito), o seu ponto de operação começa a deslocar-se em direção ao ponto P₄. Enquanto a tensão da associação é menor que a tensão de circuito aberto de cada módulo associado (região entre os pontos P₁ e P₃), todos os módulos comportam-se como geradores de energia elétrica.

No ponto P_3 , o módulo de menor tensão V_{OC} encontra-se em circuito aberto, não circulando por ele nenhuma corrente e, portanto, não funcionando nem como gerador, nem

como carga. Neste ponto, a corrente da associação é dada apenas pela soma das correntes dos módulos idênticos, que continuam comportando-se como geradores.

Quando a tensão da associação for maior que a tensão de circuito aberto do módulo de menor potência (região entre os pontos P_3 e P_4), esta se comporta como carga para os demais módulos que ainda possuem tensão de circuito aberto maior que a tensão da associação. Finalmente, quando a associação opera em circuito aberto (ponto P_4), sua corrente é nula e a soma das correntes dos dois módulos idênticos é igual, em módulo, à corrente que circula pelo módulo de menor potência. Logo, para I_A =0, tem-se que:

$$I_A = 0 = I_{M1} + I_{M2} + I_{M3} (3.9)$$

portanto

$$I_{M2} + I_{M3} = -I_{M1} (3.10)$$

Isto equivale a dizer que toda a potência gerada pelos módulos idênticos é dissipada no módulo de menor potência. Os mesmos problemas de aquecimento e, consequentes danos aos módulos, observados em associações em série, acontecem também em associações em paralelo de módulos fotovoltaicos.

Caso tenha-se uma associação com N módulos conectados em paralelo, a potência gerada por (N-1) módulos pode ser dissipada em um único módulo de menor potência, sombreado ou danificado.

3.5 Associação mista de módulos fotovoltaicos

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, é muito comum efetuar-se a associação de várias fileiras de módulos ligadas em paralelo. A Figura 3.8 representa esquematicamente a associação mista de $n \times m$ módulos fotovoltaicos.

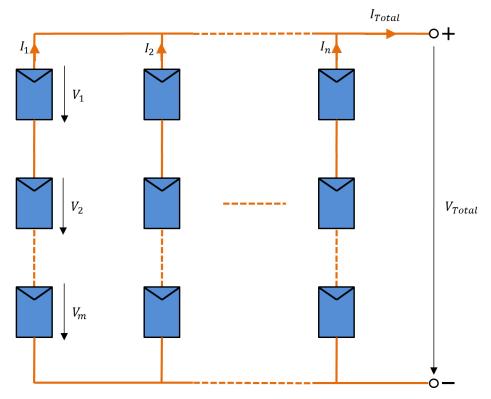


Figura 3.8 – Representação esquemática da associação mista de *n* módulos fotovoltaicos onde *n* representa o número de fileiras de módulos associados em paralelo e *m* representa o número de módulos associados em série.

Na associação mista de módulos fotovoltaicos, obtêm-se as características das associações em série e em paralelo. No entanto, consegue-se obter valores mais elevados de corrente e de tensão. Com efeito, no pressuposto de que o sistema é constituído por módulos do mesmo tipo, então a corrente *I* que atravessa cada fileira é igual. Neste contexto, a análise da Figura 3.8 permite estabelecer a seguinte relação:

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \tag{3.11}$$

Por isso, a corrente total é calculada da seguinte maneira:

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \Rightarrow I_{Total} = n \cdot I \tag{3.12}$$

Por outro lado, a queda de tensão V que ocorre em cada módulo que integra uma determinada fileira também é igual. Deste modo pode-se escrever a relação seguinte:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_m \tag{3.13}$$

Deste modo, a tensão total é obtida da seguinte forma:

$$V = V_1 + V_2 + \cdots V_n \Rightarrow V_{Total} = m \cdot V \tag{3.14}$$

A Figura 3.9 corresponde à representação gráfica da curva característica de *corrente* – *tensão*) referente à associação mista de três módulos fotovoltaicos (*TALESUN TP660M-260*) em condições *STC*.

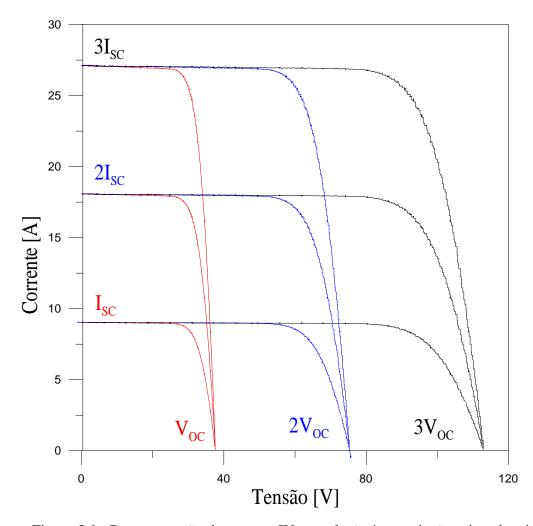


Figura 3.9– Representação das curvas IV em relação à associação mista de três módulos fotovoltaicos.

3.6 Proteção do sistema gerador de energia

Os diodos de desvio (*by-pass*) são normalmente utilizados para evitar eventuais avarias que possam ocorrer em módulos fotovoltaicos associados em série. Neste sentido, os diodos de *by-pass* são ligados em paralelo (com cada grupo de células que integra uma determinada fileira no módulo) com o intuito de efetuarem o desvio da corrente produzida pelos outros módulos. Neste sentido, apenas o módulo defeituoso é colocando fora de serviço. Por outro lado, nas associações em paralelo, são por vezes utilizados diodos de bloqueio. Os diodos de bloqueio têm a função de evitarem curtos-circuitos e correntes inversas entre fileiras, em situações onde possam surgir avarias ou o aparecimento de tensões diferentes nas fileiras [Carneiro, 2010]. A Figura 3.10 representa de modo esquemático a utilização destes diodos.

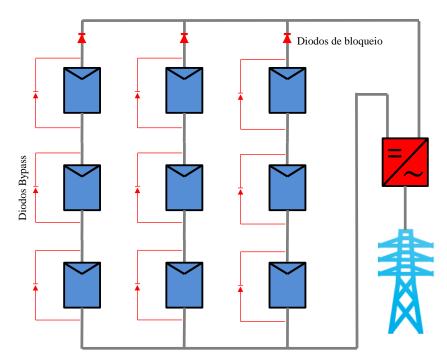


Figura 3.10 – Representação esquemática de uma associação mista de módulos fotovoltaicos com diodos *by-pass* e diodos de bloqueio.

3.7 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos terrestres são classificados, de acordo com a forma como é feita a geração ou a entrega de energia elétrica, em dois grandes grupos, os sistemas isolados e os sistemas conectados na rede. A Figura 3.11 mostra a classificação dos sistemas de acordo com a conexão.

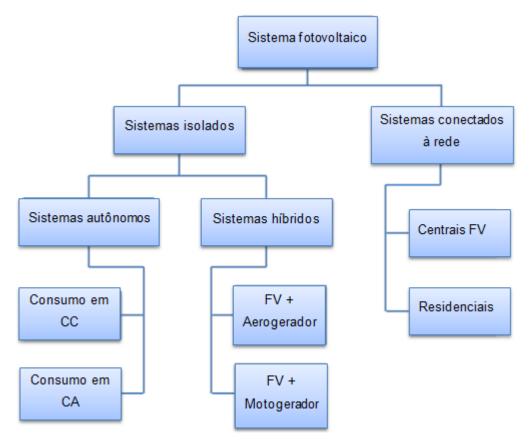


Figura 3.11–Classificação dos sistemas fotovoltaicos de acordo com a conexão.

3.7.1 Sistemas isolados

Os sistemas isolados são adequados para aplicações com características como baixo consumo e/ou localização em pontos distantes da rede convencional de eletricidade, tais como telecomunicações, sinalização marítima e terrestre, eletrificação rural, bombeamento de água, entre outros.

Há casos, como o bombeamento de água, onde se tem energia potencial gravitacional (água armazenada em um reservatório). Em outros casos, nos sistemas autônomos uma parte da energia convertida é consumida simultaneamente a sua geração e o restante é armazenado em bancos de baterias, para usar em momentos em que a energia solar não esteja disponível.

3.7.2 Sistemas conectados à rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica fornecem eletricidade para o consumidor junto com a rede elétrica tradicional. Toda a eletricidade produzida a partir do Sol pode ser usada para o consumo próprio. Quando existe radiação solar o consumidor usa a

energia elétrica produzida localmente. Nos períodos em que não existe radiação solar, o consumidor continua sendo abastecido normalmente pela rede elétrica pública. O sistema fotovoltaico conectado à rede não utiliza baterias para armazenamento de energia, pois a própria rede elétrica é utilizada como meio de armazenamento. Toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é imediatamente injetada na rede elétrica, sendo consumida internamente ou exportada para a concessionária, de acordo com os níveis de geração e consumo instantâneos. Os inversores são os administradores da energia neste sistema FV, pois além de serem responsáveis pela conversão de energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada e pelo seguimento do ponto de máxima potência, são os encarregados pelo gerenciamento da conexão, devendo atender às normas de qualidade e segurança estabelecidas pelas concessionárias locais para que a rede não seja afetada.

Na prática, uma residência ou empresa que possui um sistema fotovoltaico dentro do sistema de compensação de créditos passa a consumir menos ou nenhuma eletricidade da rede pública. A energia gerada é usada para abater o consumo de energia elétrica da unidade. Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 36 meses. Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outra unidade (desde que as duas unidades consumidoras estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular). A Figura 3.12 mostra um sistema FV doméstico conectado à rede de distribuição.

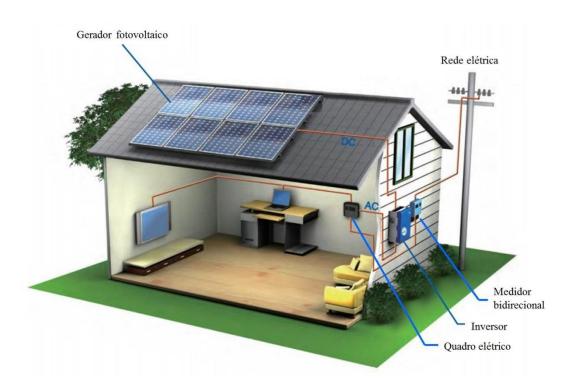


Figura 3.12 – Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede. Fonte: adaptado de http://atriaeenergy.com.br/services/painel-fotovoltaico-residencial/

4 MONTAGEM EXPERIMENTAL

O sistema é composto pelo gerador FV, seis módulos fotovoltaicos, modelo TP660, da marca TALESUN, de diferentes potências, ligados em série, onde dois módulos são de silício multicristalino, de 245 Wp e os outros quatro de silício monocristalino, sendo dois de 255 Wp e dois de 260 Wp. O painel está ligado em um inversor, do tipo *Sunny Boy 1200*, marca registrada da *SMA Solar Technology*. A corrente contínua produzida pelo gerador FV é convertida pelo inversor em corrente alternada que é injetada diretamente na rede elétrica. O sistema tem dois sensores de temperatura, um se encarrega de medir a temperatura ambiente no lugar de estudo e o outro mede a temperatura dos módulos. Uma célula de referência calibrada é situada no mesmo plano do painel para medir a radiação solar incidente. O monitoramento da instalação realiza-se com dois componentes adicionais, que serão explicados com detalhe posteriormente: o controlador *Sunny Boy Control* (SBC), e um computador com o programa *Sunny Data Control* (SDC). Estes elementos permitem o monitoramento e o registro contínuo dos dados de trabalho do inversor ligado, a vigilância de seu estado de trabalho e aviso de falhas de operação, a representação gráfica dos dados

registrados e a modificação dos parâmetros de trabalho do inversor para otimizar a instalação final.

4.1 Estrutura de suporte

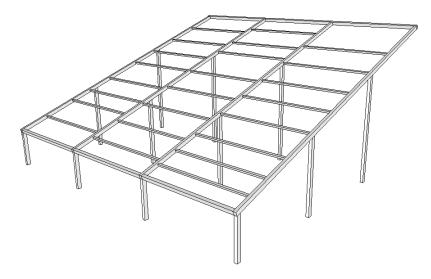


Figura 4.1 – Desenho da estrutura de suporte dos módulos FV. Fonte: Picolli et al., 2014

A Figura 4.1 mostra o desenho da estrutura elaborada para suportar o conjunto em estudo e para outros projetos em andamento. Piccoli *et al.*, 2014 desenvolve uma estrutura de alumínio, material leve e resistente à corrosão, cujo perfil permite fixar módulos de diferentes dimensões em diversas disposições.

Também apresenta um estudo do ângulo ótimo de inclinação da superfície útil da estrutura para o máximo aproveitamento da radiação solar na localização de trabalho, o Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Piccoli *et al.*, 2014 realizou simulações para calcular a irradiação global na superfície inclinada orientada para o norte, para diferentes ângulos, encontrando que o ângulo de inclinação em que a superfície da estrutura recebe maior irradiação em um ano típico é de 20°.



Figura 4.2 – Estrutura de suporte com módulos FV sob estudo.

A Figura 4.2 mostra a estrutura montada no LABSOL, com o arranjo desenvolvido nesta dissertação, sendo este o conjunto da parte superior.

A estrutura tem uma área de 25,5 m² onde as barras da periferia e transversais são fixas e as barras longitudinais menores podem se deslocar para se adaptar ao tamanho dos módulos.

4.2 Características dos módulos FV em estudo

Foram dispostos seis módulos fotovoltaicos da marca TALESUN, em pares de potências iguais, modelos TP660, com tolerância de potência de 3%, 20 kg de massa e dimensões em milímetros de 1640x990x40. Os módulos foram conectados em série apesar da pequena diferença de corrente entre eles, pois ainda estão dentro de um intervalo de compatibilidade. O estudo desta dissertação propicia a observação das consequências desta diferença entre os módulos. A Tabela 4.1 mostra os parâmetros obtidos do catalogo para cada módulo.

Tabela 4.1 - Parâmetros de catálogo de cada módulo.

Modelo	TP660P 245	TP660M 255	TP660M 260
Potência máxima (P_{MP})	245 W	255 W	260 W
Tensão de máxima potência (V_{MP})	30,4 V	30,7 V	30,8 V
Corrente de máxima potência (I_{MP})	8,07 A	8,33 A	8,46 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	37,5 V	37,8 V	37,9 V
Corrente de curto circuito (I_{SC})	8,89 A	8,73 A	8,78 A
Eficiencia do módulo (%)	15,1	15,7	16

Fonte: http://www.talesun-eu.com/

4.3 Determinação da curva característica IV dos módulos FV.

A determinação das curvas características dos módulos, para investigar sua qualidade com precisão e para inserir dados em modelos que permitam estimativas de comportamento, deve ser realizada nas condições-padrão de teste, ou no caso em que não for possível realizar o ensaio em tais condições, as curvas devem ser corrigidas de acordo com a norma IEC60904-1(2006). O LABSOL conta com um simulador solar que permite caracterizar os módulos com ótima precisão. O simulador foi montado no transcorrer do desenvolvimento desta dissertação e foi utilizado para a determinação experimental das características de cada módulo utilizado no sistema fotovoltaico descrito. Este simulador utiliza um gabinete com um túnel óptico para blindar sua luz dos efeitos luminosos e de reflexão do exterior, como mostra a Figura 4.3.

Condições padrão de teste:

- Irradiância solar de 1000 W/m²;
- Temperatura de célula de 25 °C;
- Distribuição espectral padronizada AM1,5.



Figura 4.3 – Túnel do simulador solar.

A Tabela 4.2 exibe os parâmetros dos módulos ensaiados no simulador solar do LABSOL. Em Ospina *et al.*, 2014, é explicado o funcionamento do simulador solar, o qual foi submetido ao teste de determinação da curva característica segundo a norma internacional

IEC 60904-9 (2007), onde se indica que a uniformidade no plano de teste deve ser menor o igual a 1% para garantir a classificação A⁺A⁺A⁺. A uniformidade medida no plano de teste foi de 0,28%.

P 245^a P 245B Modelo: M 255A M 255BM 260A M 260B TP 660 $P_{MP}[W]$ 248,9 248,4 255,3 255,3 256,1 257,6 $V_{MP}[V]$ 30,22 30,20 30,53 30,43 30,51 30,63 8,235 I_{MP} [A] 8,22 8,361 8,389 8,393 8,409 $V_{OC}[V]$ 37,58 37,53 37,89 37,83 37,87 37,97 $I_{SC}[A]$ 8,784 8,773 8,920 8,932 8,936 8,965 Eficiencia [%] 15,8 15,8 16,2 16,2 16,3 16,2

Tabela 4.2 - Parâmetros dos módulos caracterizados.

O simulador solar possibilita a realização dos testes de conformidade para módulos fotovoltaicos exigidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Com o equipamento os ensaios podem ser realizados em dias nublados ou mesmo à noite além de possibilitar um melhor controle da temperatura do módulo e da célula de referência durante o ensaio.

O simulador solar *SunSim 3c*, fornecido pela PASAN, membro da *Meyer Burger Group*, é um sistema composto por 6 partes diferentes descritas a seguir.

4.3.1 Túnel

O túnel é usado para evitar a incidência de reflexões indesejadas da radiação emitida pela fonte luminosa e que possam atingir o módulo. O uso de colimadores internos ajuda a alcançar uma uniformidade espacial de classe A+. O interior do túnel deve ser perfeitamente preto para garantir uma classe de espectro A+. Deve-se entender que a cor preta aqui não se refere somente à absorção na faixa visível do espectro, pois o revestimento deve também absorver radiação infravermelha na faixa de resposta espectral dos módulos fotovoltaicos, não é desejável nenhuma reflexão especular.

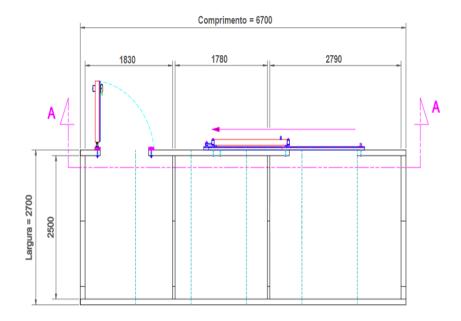


Figura 4.4 – Vista superior do plano do simulador solar, medidas em milímetros. Fonte: www.meyerburger.com

4.3.2 Caixas das lâmpadas

A Figura 4.5 mostra a luminária que produz os pulsos luminosos, a qual é dotada de duas lâmpadas de Xe, no modelo adquirido pelo LABSOL. Em outro modelo do mesmo fabricante há 4 lâmpadas instaladas na mesma caixa. A caixa das lâmpadas deve ser instalada em uma das extremidades do túnel. Para estabelecer uma correta uniformidade é importante projetar cuidadosamente o sistema de fixação entre a caixa das lâmpadas e o túnel como também alinhar a caixa com o resto do túnel.

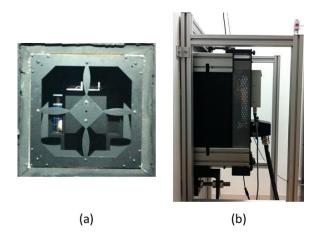


Figura 4.5 - Caixa de lâmpadas vista (a) frontal, (b) lateral.

4.3.3 Fonte de potência

Uma fonte de potência com um banco de capacitores fornece a potência necessária para que a caixa das lâmpadas dispare o *flash*. O disparo é feito pelo operador do ensaio, junto ao computador que fica na outra extremidade do túnel. O controle da iluminação ao longo do pulso é realimentado por medições sobre a célula de referência no plano do módulo.

4.3.4 Suporte dos módulos

A Figura 4.6 mostra o suporte dos módulos, que é usado para assegurar os dispositivos em teste. É importante respeitar algumas questões:

- Precisa estar alinhado com a caixa de lâmpadas e o túnel.
- Precisa ser feito para facilitar a manipulação do módulo.
- Precisa ser montado com material forte para reduzir as distorções e assegurar uma boa repetitividade.
- Precisa ser projetado para permitir uma fácil medida de uniformidade.



Figura 4.6 - Suporte dos módulos.

4.3.5 Célula de referência

A célula de referência, Figura 4.7, é uma célula solar de silício de 20 mm x 20 mm, usada para medir e regular a intensidade da radiação da caixa das lâmpadas. A célula deve ser colocada em um ponto fixo dentro da área de iluminação uniforme no plano do módulo fotovoltaico sob ensaio.



Figura 4.7 – Célula de referência.

4.3.6 Carga eletrônica e computador

A carga eletrônica é usada para medir o dispositivo em teste e estabelecer a comunicação com o computador, como mostra a Figura 4.8.



Figura 4.8 – Carga eletrônica e computador.

4.4 Características do inversor

A Figura 4.9 mostra um inversor modelo *Sunny Boy 1200* da *SMA Solar Technology*, usado para converter a energia em CC gerada pelo painel, em energia em CA para ser entregue à rede. Este equipamento possui isolamento galvânico, que o permite ser utilizado para diferentes redes de CA. Antes de fazer a conexão com a rede elétrica, o inversor verifica e sincroniza a frequência, tensão e impedância definidas pela concessionária para proceder a uma conexão segura. Este inversor tem uma eficiência europeia η_{EU} de 90,9% e eficiência máxima $\eta_{máx}$ 92,1%. A Tabela 4.3 exibe os dados básicos do inversor mencionado.



Figura 4.9 – Inversor Sunny Boy 1200. Fonte: disponível http://www.sma-america.com/

Tabela 4.3 - Dados básicos do inversor Sunny Boy 1200.

	Potência [KW]		Corrente [A]		Tensão[V]		
	Nominal	Máxima	Nominal	Máxima	Nominal	Máxima (MPPT)	Mínima (MPPT)
CC	1,2	1,32	10	12,6	120	400	100
CA	1,2	1,2	5,2	6,1	220	265	180

Fonte: Manual de intalação Sunny Boy 1200/1700 da SMA.

4.5 Sensores de temperatura

A temperatura dos módulos foi medida com um termorresistor PT100 classe A conectado a quatro fios, o que garante resultados mais precisos ao reduzir os efeitos das resistências dos fios, dos cabos e dos contatos. O PT100 foi montado em uma placa de cobre, que está em contato com a parte posterior do módulo. O outro lado do sensor foi coberto com uma solda plástica para proteger e isolar o mesmo do ambiente, e garantir a medição térmica apenas da placa de cobre. A Figura 4.10 mostra a adaptação do sensor de temperatura do módulo no sistema.

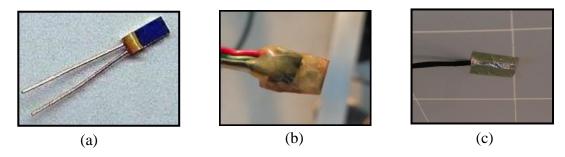


Figura 4.10 – Adaptação do sensor no sistema. (a) Termorresistor PT100 classe A. (b) Sensor conectado a quatro fios, montado na placa de cobre e encapsulado. (c) Sensor fixado na parte posterior do módulo solar

Para medir a temperatura ambiente também foi usado um sensor PT100, este encapsulado em uma bainha de platina de alta pureza. O sensor foi posicionado estrategicamente e protegido para evitar a radiação solar direta, difusa e térmica dos módulos que pode alterar a medição da temperatura ambiente. A Figura 4.11 mostra a adaptação do sensor de temperatura ambiente no sistema.

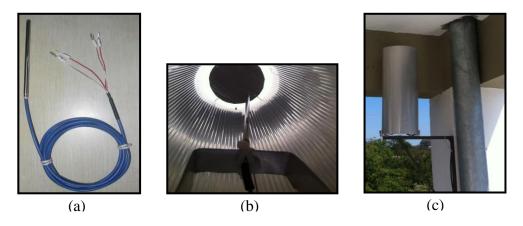


Figura 4.11 – Adaptação do sensor no sistema. (a) Termorresistor PT100 classe A em bainha de níquel. (b) Sensor fixado dentro de um cilindro de alumínio corrugado. (c) Dispositivo situado em lugar protegido da radiação solar direta.

A calibração dos sensores foi realizada mediante um banho termostático em um equipamento LAUDA, modelo ECO GOLD RE620G, que tem uma incerteza na medida da temperatura de \pm 0,02 K, segundo o manual do fabricante.

O banho consistiu em submergir os sensores no compartimento do LAUDA disposto com água e variar sua temperatura aquecendo desde 10 °C até 90 °C, em intervalos de temperatura de 10 °C. Após a estabilização em cada fase, a temperatura se mantém estável

durante 10 min com o objetivo de calibrar o sensor por comparação. A aquisição de dados foi realizada com o multímetro Agilent 34970A ligado a um computador para armazenamento dos dados.

4.6 Célula de referência

A radiação solar incidente no plano do arranjo FV foi medida com uma célula de referência Solartec. O sensor de radiação está integrado por duas células de silício multicristalino, cada uma possui área efetiva de 40 cm², encapsuladas convencionalmente (tedlar-EVA-célula-EVA-Vidro) em um mesmo suporte de alumínio.

Os contatos elétricos de uma das células estão conectados a um *shunt* calibrado com 0,5 % de precisão, com razão de 5A/60mV. Esta célula é utilizada para medir de forma indireta, através da corrente de curto-circuito.

Na determinação da irradiação solar a principal causa da incerteza é devida à incerteza de calibração, que é da ordem de 3%, sendo a constante de calibração encontrada igual a $0.0465 \text{ mV/Wm}^{-2}$.

Cabe salientar aqui que esta incerteza se refere à irradiância útil fotovoltaica e não à irradiância solar total, tendo em vista que esta última deveria ser medida com um piranômetro térmico que tem sensibilidade a todo o espectro da radiação solar, com um sensor plano protegido por um hemisfério de vidro. A irradiância útil fotovoltaica, medida com uma célula de referência encapsulada sob um vidro plano, despreza a radiação incidente com ângulos de incidência grandes e produz incertezas bem maiores do que a que foi adotada especialmente nas primeiras e últimas horas do dia. Nesta dissertação todas as medidas de irradiância foram realizadas com células de referência. A Figura 4.12 mostra a célula de referência.



Figura 4.12 – Célula de Referência.

4.7 Sistema de aquisição de dados

O Sunny Boy Control Plus é um equipamento da empresa SMA technology, que assume o trabalho de adquirir minuto a minuto, monitorar e gravar dados, além dos módulos fotovoltaicos, de outros dispositivos vinculados ao sistema, como sensores de temperatura, células de referência, piranômetros, etc. Este dispositivo usa como complemento o programa Sunny data control, que permite visualizar os dados do sistema através de um computador, facilitando o trabalho do usuário. A Figura 4.13 mostra a tela principal do programa.



Figura 4.13 – Tela principal do *Sunny Data Control*.

A Figura 4.14 exibe o controlador e suas portas. O controlador envia a informação ao computador conectando-se desde a porta "COM2", por meio de um cabo RS232. O inversor se comunica com o controlador, pela porta "COM1", através de um cabo RS485. Finalmente os PT100 e a célula de referência são conectados em uma placa de terminais para facilitar a conexão com o controlador na porta "ANALOG IN", mediante um adaptador DB25.



Figura 4.14 – Sunny Boy Control Plus e as portas usados.

4.8 Programa de simulação

Nos sistemas geradores de energia elétrica, como é o caso dos sistemas fotovoltaicos, é importante conhecer o seu comportamento e desempenho ao longo do tempo. Uma das maneiras de aprender sobre este comportamento é utilizar programas de simulação por computador que em seus métodos de cálculo considerem um grande número de fatores que influenciam no desempenho do sistema.

Neste trabalho foi utilizado o *Crearray*, programa para análises computacional desenvolvido por Krenzinger e Adams, 2000, no LABSOL/ UFRGS. O programa tem como objetivo analisar o comportamento de associação de módulos fotovoltaicos tendo em conta os efeitos da temperatura, irradiância solar e as eventuais diferenças entre os módulos. Para isto, o programa fornece a curva característica IV da associação a partir da estimativa das curvas características individuais de cada módulo, as quais são obtidas através de um modelo matemático que trabalha com os dados encontrados nos catálogos fornecidos pelos fabricantes dos módulos ou com dados obtidos experimentalmente. O programa permite visualizar o comportamento da curva característica sob condições de irradiância e temperatura em um

instante dado e o comportamento da corrente dos módulos que compõem um arranjo a partir de um arquivo de dados de irradiância, temperatura dos módulos e tensão dos mesmos.

O programa *Crearray* permite visualizar, em uma de suas modalidades de trabalho, o comportamento da curva característica de um arranjo de módulos com a determinação do ponto de máxima potência sob condições de irradiância e temperatura em um instante dado. Como a curva resultante tem uma única corrente para cada tensão, o *software* permite também determinar a corrente dos módulos que compõem um arranjo a partir dos dados de irradiância, temperatura e tensão dos módulos. Este cálculo pode ser automatizado introduzindo um arquivo sequencial com os dados citados e obtendo como resposta a corrente correspondente ao arranjo.

Segundo Rampinelli, 2007 para o programa resolver todos os aspectos relacionados com as associações de módulos, utiliza um método gráfico-numérico que trabalha com um vetor de pontos para representar a curva de cada módulo, conhecidas suas características e os valores das variáveis ambientais, irradiância e temperatura, a que o módulo esta submetido. As equações relativas a cada um dos módulos (ou células) são resolvidas por métodos numéricos obtendo-se, a partir dos dados de poucos pontos específicos, o desenvolvimento completo das curvas características dos módulos. A Equação completa inclui o efeito breakdown das células inversamente polarizadas e pode ser vista na Equação 4.1.

$$I = I_{SC} - I_{O} \left[exp \left\{ \frac{e(V + IR_{S})}{mkT} \right\} - 1 \right] - \delta_{V} \left[\frac{V + IR_{S}}{R_{P}} \left(1 + a \left[\frac{V}{V_{br}} \right]^{-n} \right) \right] + \delta_{DBP} \left\{ I_{OB} \left[exp \left\{ \frac{e(V_{B})}{m_{B}kT_{B}} \right\} - 1 \right] \right\} \right. \tag{4.1}$$

na qual,

I é a corrente da célula (ou do módulo) [A],

I_{SC} é a corrente de curto circuito da célula (ou do módulo) [A],

 I_0 é a corrente de saturação reversa no escuro da célula (ou do módulo) [A],

V é a tensão da célula (ou do módulo) [V]

 R_S é a resistência série da célula (ou do módulo) [Ω]

 R_P é a resistência paralela da célula (ou do módulo) [Ω],

m é o fator de idealidade da célula (ou do módulo) [1],

k é a constante de Boltzmann [m^2 kg/Ks 2],

T é a temperatura da célula (ou do módulo) [°C],

a e n são constantes da corrente de ruptura da célula (ou do módulo),

 V_{br} é a tensão de ruptura da célula (ou do módulo) [V],

 δ_{DBP} é uma função que vale 1 na presença do diodo de *by-pass* e zero no caso contrário, δ_V é uma função que vale 1 quando a tensão é negativa e zero quando a tensão é positiva, I_{OB} é a corrente de saturação reversa do diodo de *by-pass* [A],

 V_B é a tensão do diodo de *by-pass* [V],

 m_B é o fator de idealidade do diodo by-pass,

 T_B é a temperatura do diodo de *by-pass* [°C].

Com o programa foi criado um arranjo a partir dos parâmetros de cada módulo que compõe o sistema, obtidos no simulador solar do LABSOL. Os dados de entrada do programa são valores de irradiância, temperatura e tensão dos módulos. A Figura 4.15 mostra a tela do programa com a distribuição dos módulos no arranjo, a sua curva característica e os parâmetros de um dos módulos. Os resultados simulados são gravados em arquivos no formato ASCII do tipo "*.dat".

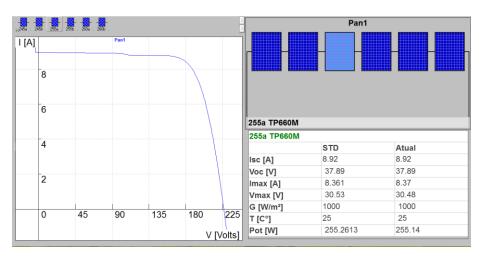


Figura 4.15 – Tela principal do programa *Crearray*.

5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados referentes às medições, para seis dias de fevereiro de 2015, do sistema fotovoltaico descrito no capítulo 4. Os dados correspondentes de corrente contínua, na entrada do inversor, foram comparados com resultados das simulações realizadas no programa *Crearray*.

Primeiramente foi avaliada a energia produzida pelo arranjo fotovoltaico. Foram então integradas as potências produzidas em corrente continua. A Tabela 5.1 apresenta o total da energia produzida para cada dia de estudo. As energias medidas experimentalmente são representadas por E_{med} , as obtidas nas simulações são indicadas por E_{sim} e o desvio relativo é a diferença percentual entre ambas.

17/02 18/02 19/02 21/02 22/02 23/02 6,11 7,48 4,32 6,34 E_{med} [kWh] 5,98 4,56 E_{sim} [kWh] 6,99 8,22 7,08 4,49 4,46 6,84 desvio relativo [%] 12.53 8.97 15,45 -1.60 3.11 7.32

Tabela 5.1- Energia produzida pelo arranjo fotovoltaico.

O sinal negativo na diferença indica que a simulação estimou menos energia do que foi efetivamente medido. Os dias 21 e 22 de fevereiro apresentam um erro relativo baixo, isto porque a radiação incidente teve um comportamento uniforme, com poucas oscilações permitindo que a leitura da célula de referencia concordasse com a radiação incidente no arranjo. Enquanto aos outros dias, onde se apresentaram períodos de céu limpo e outros com nuvens, além da sombra nas horas da manhã na célula de referencia, permitindo assim um calculo do desvio relativo maior.

5.1 Comparação entre curvas IV medidas e simuladas com o programa Crearray.

Os módulos FV que fazem parte do arranjo experimental foram submetidos ao teste no simulador solar para a obtenção das suas curvas características IV. A partir dessas curvas, os valores da tensão de circuito aberto, tensão de máxima potência, corrente de curto-circuito e corrente de máxima potência, determinados para as condições de irradiância de 1000 W/m² e temperatura de célula de 25 °C, foram usados como dados de entrada para o programa *Crearray*. As curvas características são mostradas na Figura 5.1.

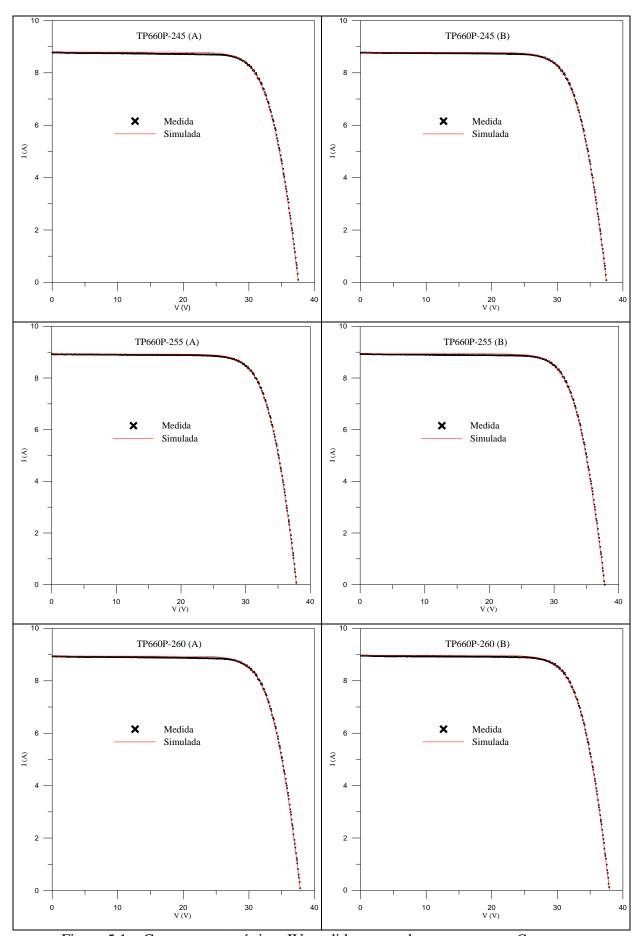


Figura 5.1 – Curvas características IV medidas e geradas no programa *Crearray*.

Embora o programa *Crearray* possa incorporar curvas medidas inseridas diretamente como arquivos numéricos sequenciais de valores de corrente e tensão, para o propósito de submeter as curvas a procedimentos que envolvam mudanças das condições de temperatura e irradiância o *software* deve condicionar estes dados à Equação 2.4 e encontrar os parâmetros desconhecidos (*m*, *Rs* e *Rp*). Sendo assim os dados característicos foram inseridos produzindo curvas características teóricas, as quais foram comparadas com as curvas medidas para validação dos dados.

5.2 Potência e corrente contínua

A concordância das curvas calculadas com as medidas, apresentada na Figura 5.1, sugere que os parâmetros utilizados para a Equação 2.4 são adequados. A associação de todos os módulos com diodos de desvio nas condições *standard* é apresentada na Figura 5.2. Na característica do arranjo observa-se um escalonamento na corrente que corresponde à zona de tensão onde ocorre a transição entre os módulos de maior corrente para os de menor corrente.

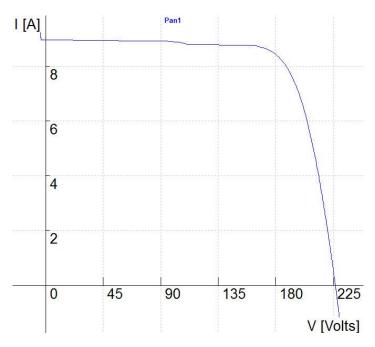


Figura 5.2 – Curva I-V da associação dos seis módulos fotovoltaicos em série.

Na Tabela 5.2 pode se apreciar os parâmetros da curva I-V da associação dos seis módulos em serie.

Tabela 5.2-Parâmetros da associação dos seis módulos fotovoltaicos em serie

I_{SC}	V_{OC}	P_{MP}	I_{MP}	V_{MP}
8,858 A	226,766 V	1519,482 W	8,352 A	181,923 V

Um dos pontos que se pretende verificar nesta dissertação é se a translação das curvas para novas condições e a associação dos módulos conforme resolvida pelo programa *Crearray* representa de fato a resultante do sistema em operação. Eventual diferença entre o ponto de máxima potência determinado pela simulação e o ponto de trabalho medido experimentalmente pode indicar que o inversor esteja polarizando o arranjo em ponto fora do ideal.

As Figuras 5.3 a 5.8 apresentam gráficos de corrente contínua medida e simulada e de potência em CC medida e simulada, com uma variação de tempo $\Delta t = 3$ min. Os gráficos da parte superior das figuras mostram as correntes. A linha verde é a corrente medida durante o dia em questão. Como também foi registrada a tensão correspondente, estes dados de tensão foram aproveitados para inserir no programa *Crearray* para avaliar qual seria a corrente que o *software* iria indicar para a mesma tensão medida. Os valores calculados para corrente pelo programa aparecem nas linhas pretas. Sempre que as linhas pretas e verdes dos gráficos da parte superior das figuras coincidem há a evidência da boa concordância do cálculo da característica do arranjo pelo *software*. É evidente que se a tensão e corrente coincidem, a potência também será coincidente, logo os gráficos de potência para as tensões inseridas no arquivo de entrada do *Crearray* não serão exibidos.

Os gráficos da parte inferior das figuras mostram as potências obtidas da seguinte forma: a potência medida (linhas verdes) é a potência observada do lado CC do inversor, na tensão em que o inversor polarizou os módulos; a potência simulada (linhas pretas) foi encontrada pelo programa *Crearray* como sendo a potência do ponto de máxima potência do arranjo para as condições de irradiância e de temperatura observados.

É importante notar que nos instantes em que a corrente medida e simulada não coincidem, a comparação das potências não teria validade. Estes instantes ocorrem por vários motivos que serão enumerados a seguir. Sempre que há coincidência dos valores de corrente há também um forte indício de que a simulação da curva característica do arranjo está sendo bem realizada e então se supõe que o ponto de máxima potência calculado no *Crearray* seja também verdadeiro. Nas figuras observa-se que, nestes instantes em que as correntes são coincidentes, as potências medidas são iguais ou menores do que aquelas indicadas pelo cálculo.

Considerando que nos instantes em que haja coincidência de resultados de correntes na comparação de medidas com simulação, para as mesmas tensões medidas, toda a curva característica do arranjo esteja de acordo com a realidade, espera-se que as potências efetivamente obtidas pela polarização do arranjo realizada pelo inversor estejam sempre iguais ou menores do que as potências máximas calculadas pela análise das curvas. Isto implica na possibilidade de indicar a eficiência do seguidor de máxima potência do inversor.

Nas Figuras 5.3, 5.4, 5.5 e 5.8 pode-se observar uma diferença entre a corrente medida e a simulada (gráfica superior), nas horas da manhã. Nos dias das medições o céu não estava completamente limpo, apresentava algumas nuvens que interferiram com a radiação direta em alguns pontos do painel, além da sombra que projeta o para raio do prédio, justamente as 9h25m, como mostra a Figura 5.9, cobrindo totalmente a célula de referência, impedindo a medição da irradiância direta nesse instante. A coincidência nos demais pontos da corrente indica que a simulação acompanha o comportamento real do arranjo.

Na Figura 5.5 visualiza-se mais claramente uma diferença na potência, sendo os valores da potência simulada maior do que os valores da potência medida, logo depois que a sombra do para-raios passa da célula de referência, permitindo uma leitura da radiação maior quanto à efetiva no arranjo para esse dia, 19 de fevereiro de 2015, que, nos dias de estudo, foi o dia que apresentou o céu mais limpo, permitindo enxergar o efeito da sombra do para-raios projetada no painel, esta cobre fileiras de células de alguns módulos em diferentes momentos, como se mostra na Figura 5.10, fazendo a corrente se desviar pelos diodos e reduzindo a potência.

Os dados utilizados em alguns dias são resultados predominantemente dependentes da radiação difusa, isto permitiu que a sombra do para-raios não interferisse nas medições dos dias 21 e 22 de fevereiro, portanto os valores simulados acompanham quase fielmente aos medidos, como mostra as figuras 5.6 e 5.7, indicando que a radiação medida foi a mesma radiação incidente no arranjo FV. Este caso permite avaliar a eficiência do seguidor de máxima potência, η_{SPMP} , em regime dinâmico, como mostra a Figura 5.11.

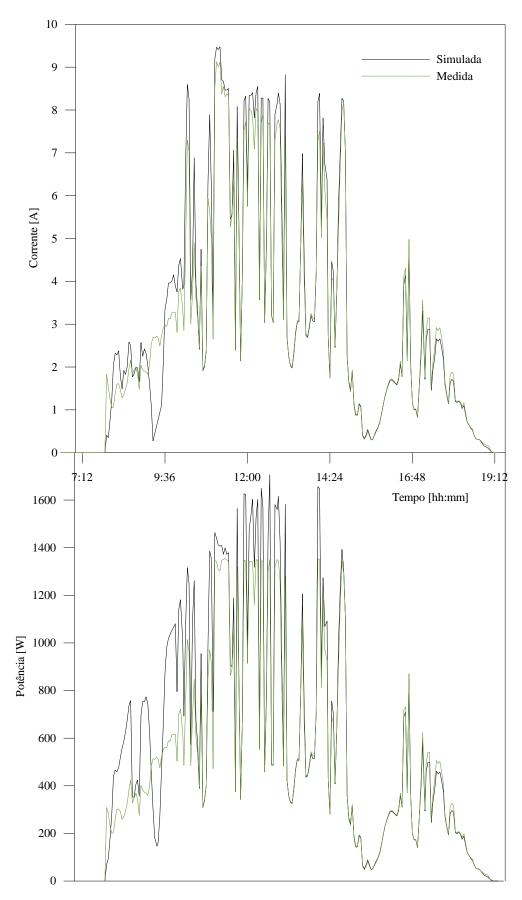


Figura 5.3 – Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo *software*, para o dia 17/02/2015.

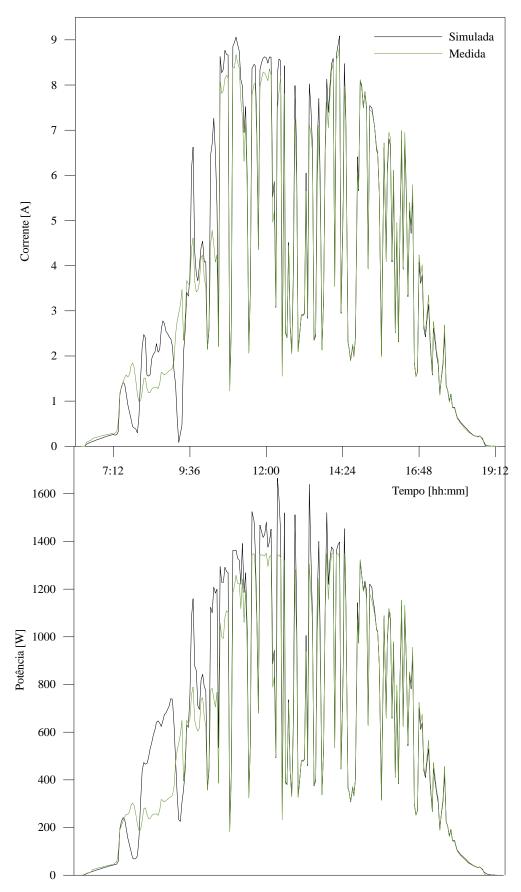


Figura 5.4 – Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo software, para o dia 18/02/2015.

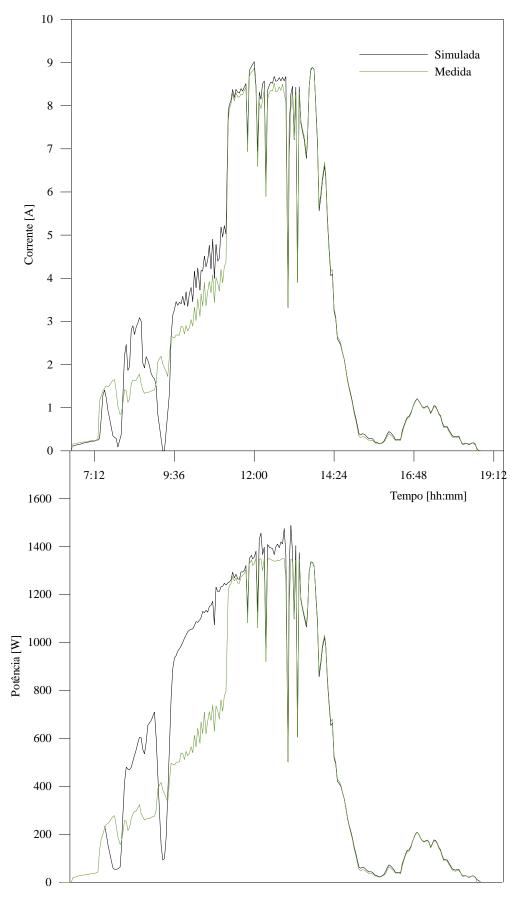


Figura 5.5 – Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo *software*, para o dia 19/02/2015.

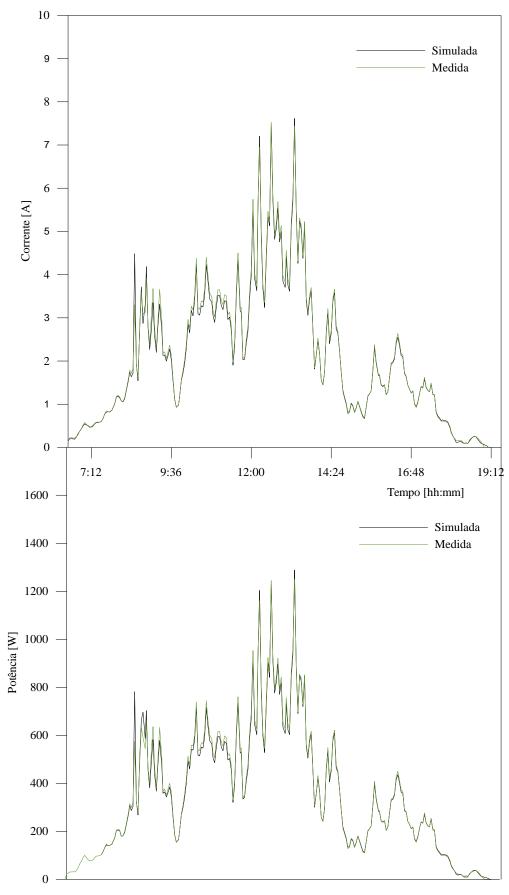


Figura 5.6- Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo *software*, para o dia 21/02/2015.

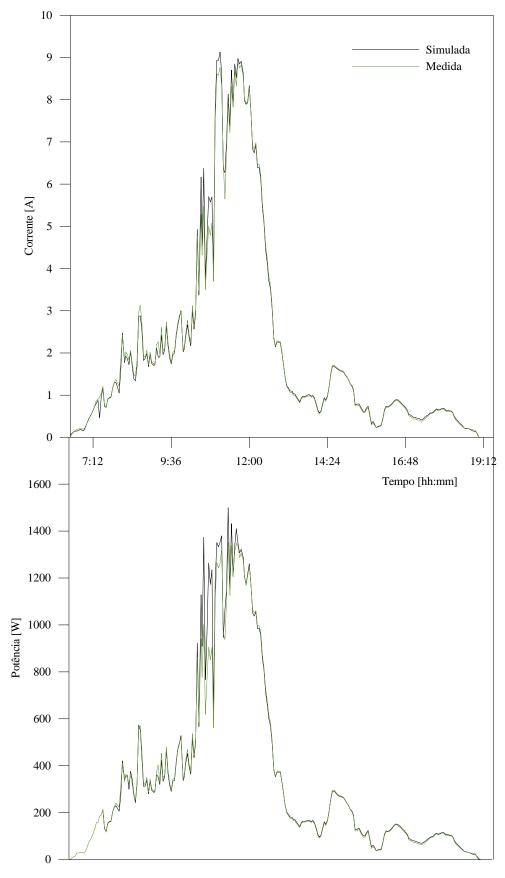


Figura 5.7 – Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo *software*, para o dia 22/02/2015.

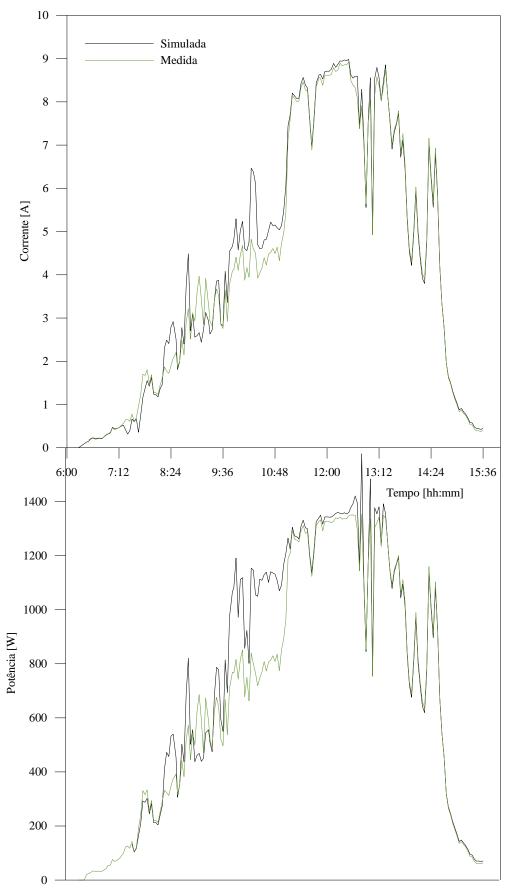


Figura 5.8 – Corrente contínua do arranjo correspondente à tensão medida e potência medida comparada com a máxima potência simulada pelo *software*, para o dia 23/02/2015.

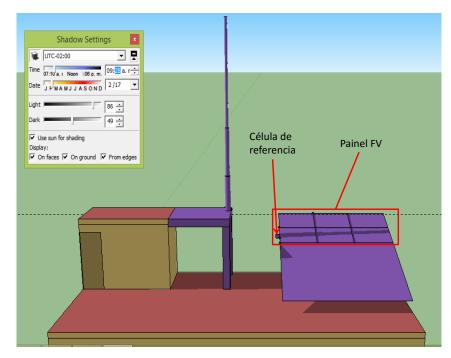


Figura 5.9- Projeção da sombra do para-raios no painel FV as 9h25m do dia 17/02/2015.

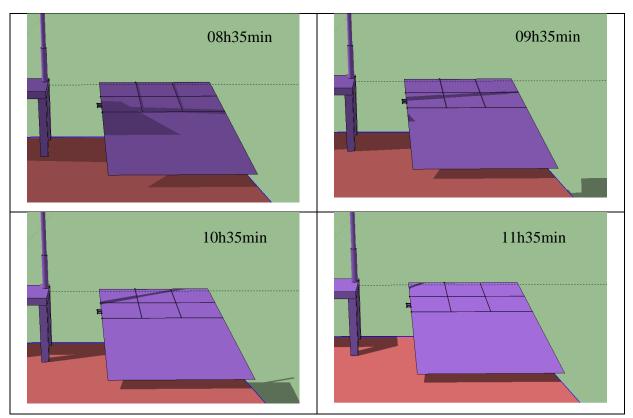


Figura 5.10- Sequencia da sombra do para-raios no arranjo FV no dia 19/02/2015.

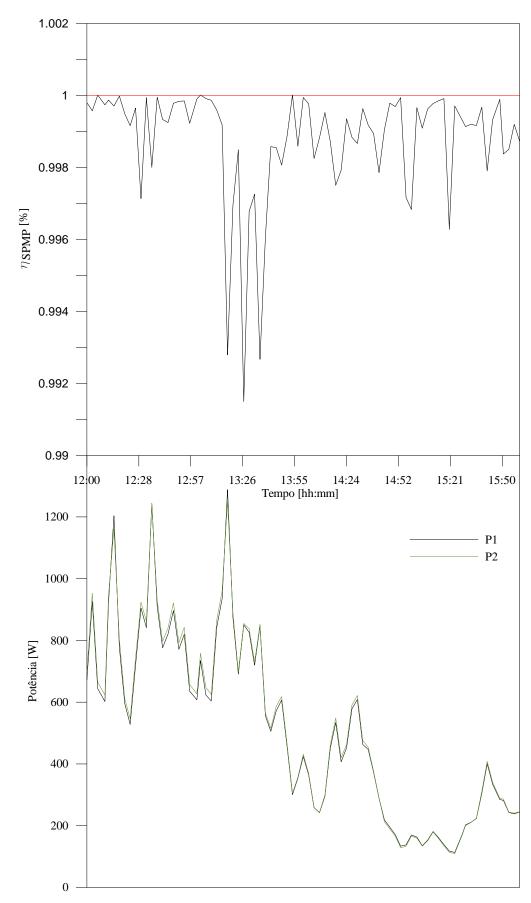


Figura 5.11 – Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência e potência medida (P2) comparada com a potência máxima estimada pelo software (P1).

Outra contribuição observável como resultado das medições, é a determinação da eficiência dinâmica de conversão do inversor. A Figura 5.12 mostra a potência na entrada e na saída do inversor conforme as medidas do dia 21/02/2015. Observa-se um resultado compatível com o máximo de 92% de eficiência dado pelo fabricante.

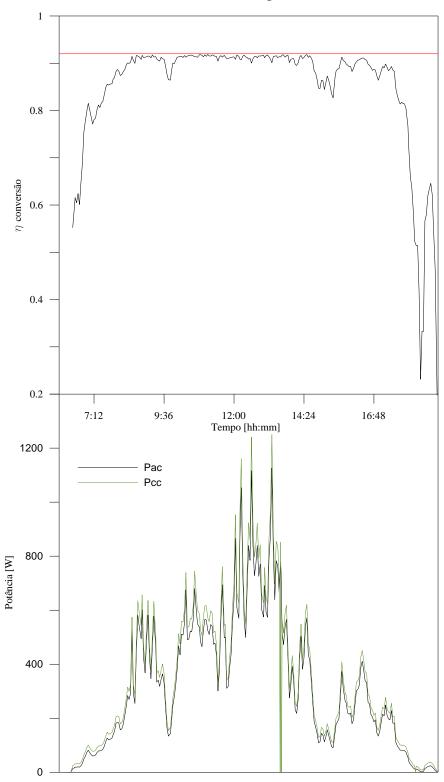


Figura 5.12 – Eficiência na conversão e comparação entre a potência na entrada (P_{cc}) e potência na saída (P_{ac}) do inversor.

6 CONCLUSÕES

No presente trabalho foi montado um arranjo fotovoltaico integrado com módulos de diferentes características conectados à rede de distribuição por meio de um inversor. Cada um dos módulos foi ensaiado em um simulador solar e sua curva característica foi determinada. Com os dados da curva os parâmetros do modelo de uma exponencial foram também determinados e inseridos no programa *Crearray*. Para validar o funcionamento pleno do programa os dados de tensão em corrente contínua foram inseridos no *software* e as respectivas correntes foram calculadas. Com exceção de poucas situações, a coincidência dos valores de corrente calculados e medidos mostrou a eficiência do programa em calcular a curva característica para diferentes condições de irradiância e temperatura. A instalação atende as normas de qualidade e segurança estabelecidas para não danificar a rede.

Com ajuda do mesmo programa encontrou-se o ponto de polarização do arranjo ao longo do tempo para o ponto de máxima potência e, desta forma, também a corrente e a potência máxima do lado CC do sistema. Na comparação desta potência máxima teórica com a potência efetivamente medida no lado CC do sistema, pode-se constatar que nem sempre o inversor consegue determinar a tensão exata para estabelecer a potência máxima. Da comparação dos valores obteve-se uma medição da eficiência do seguidor de máxima potência do inversor, em modo dinâmico. Observando os dados adquiridos pelo sistema de aquisição de dados também foi possível acompanhar a eficiência de conversão do inversor.

Pode-se concluir então que com a correta inserção dos dados do painel fotovoltaico no programa *crearray*, este tem a capacidade de prever a geração de energia elétrica que o arranjo conseguiria atingir sob diversas condições climáticas.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros.

- É possível mudar o tipo de conexão do arranjo, de serie para paralelo ou mista, como também incrementar o número de módulos, e assim estudar o comportamento do arranjo em diversas disposições.
- O presente trabalho foi feito com uma base de dados de apenas uma semana, em temporada de verão e o céu presentava algumas nuvens. Seria bom então criar uma base de dados mais completa ao longo de cada uma das estações do ano e assim analisar a capacidade de previsão do programa *crearray* comparado com o sistema real.
 - Incluir no programa uma opção que permita simular efeitos de sombreamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, "NBR10889 Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia", Rio de Janeiro, RJ, 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa Nº 482, p. 3**, 2012.

- Carneiro, J, **Módulos fotovoltaicos: Características e associações**, Electromagnetismo B, Universidade do Minho, Braga, Portugal, 2010.
- DIAS, J. B, Instalação Fotovoltaica Conectada À Rede: Estudo experimental para a otimização do fator de dimensionamento. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2006.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association, Global Market Outlook- For Photovoltaics 2014-2018, 2014.

Gasparin, F. P, **Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos**, Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2009.

Hecktheuer, L. A, **Análise de associações de módulos fotovoltaicos**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2001.

IEA, International Energy Agency, **Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2013**, disponível no endereço eletrônico "http://www.iea.org/publications", 2014.

IEC, International Electrotechnical Commission, "IEC 60904-9 Photovoltaic devices – Part 9: Solar simulator performance requirements", 2007.

IEC, International Electrotechnical Commission, "IEC 60891 Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics", 2009.

Krenzinger, A; Adams, T. R, *CREARRAY* – **Programa de Análise de Sistemas Fotovoltaicos**, Laboratório de Energia Solar – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2000.

Ospina, C; Piccoli, L. A. J; Gasparin, F. P; Krenzinger, A, **Estudo e montagem de túnel para simulador solar**, V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, Brasil, 2014.

Piccoli, L. A. J.; Ruschel, C. S.; Krenzinger, A, Estudo e montagem de estrutura para testes de módulos de filmes finos por light-soaking, V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, Brasil, 2014.

Portal Solar, 2015, Disponibiliza imagens de módulos fotovoltaicos no endereço eletrônico "http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html"

Prieb, C, W, M, Determinação da Eficiência do Seguimento do Ponto de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2011.

Rampinelli, G. A, **Análise da distribuição de tensões elétricas em uma associação de módulos de um sistema fotovoltaico conectado à rede**. Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2007.

Rampinelli, G. A, Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, 2010.

Razykov, T. M; Ferekides, C, S; Morel, D; Stefanakos, E; Ullal, H, S; Upadhyaya, H, M, Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects, Solar Energy Volume 85 Número 9, 2011, p 1580-1608.

SMA Technologie AE, Manual de instrução do Equipamento Sunny Boy, 2005