



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica

RODOLFO RODRIGUES DE GODOI

Análise Comparativa de Desempenho de Inversor *String* e Microinversor

Uberlândia
2018



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica

RODOLFO RODRIGUES DE GODOI

**Análise Comparativa de Desempenho de Inversor *String* e
Microinversor**

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica - Certificado de Estudos em Engenharia de Automação e Controle da Universidade Federal de Uberlândia.

Orientador: Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas

Assinatura do Orientador

Uberlândia

2017

RODOLFO RODRIGUES DE GODOI

Análise Comparativa de Desempenho de Inversor *String* e Microinversor

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica - Certificado de Estudos em Engenharia de Automação e Controle da Universidade Federal de Uberlândia.

Uberlândia, __ de _____ de ____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luiz Carlos Gomes de Melo
Universidade Federal de Uberlândia

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo
Universidade Federal de Uberlândia

Prof. Dr. Gustavo Brito de Lima
Universidade Federal de Uberlândia

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família por todo apoio que me deram durante todos esses anos. E dedico esse trabalho de conclusão de curso, para o Luiz Carlos Gomes Freitas e para o Fernando Cardoso Melo, ambos foram fonte de inspiração, agradeço imensamente todo o apoio, conhecimento e confiança que depositaram em mim. Também gostaria de deixar registrado meu apreço por essa universidade que me proporcionou grande amizades, experiência e muitos momentos inesquecíveis, obrigado a todos.

RESUMO

Em sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte, o emprego de microinversores ao invés de inversores *string* pode promover um aumento na geração de energia elétrica ao reduzir os efeitos de sombreamento e a perda de eficiência, pelo fato do microinversor controlar individualmente a energia extraída de cada módulo. Estas podem ser causadas devido à incompatibilidade entre os módulos, células danificadas que compõe os módulos e sombreamento parcial, causado por nuvens, sujeiras ou agentes externos que provocam sombras. Neste cenário, este artigo tem como principal objetivo apresentar os resultados obtidos através de um estudo realizado em uma unidade de microgeração distribuída com energia solar fotovoltaica composta por inversores do tipo *string* e microinversor. Estes foram conectados aos módulos fotovoltaicos de 235Wp (Watt-pico) da Sun-Earth instalados nas mesmas condições de orientação e inclinação e, dessa maneira, o desempenho de ambos foi monitorado e avaliado.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Microinversor, Inversor *String*

ABSTRACT

In small and medium-sized photovoltaic systems, the employment of microinverters instead of string inverters can promote an increase in the generation of electric energy by reducing shading effects and loss of efficiency, by the fact that the microinverter control individually the energy extracted from each PV module. These can be caused due to incompatibility between the PV modules, damage caused in the cells, such as over heating (hot spots), which causes the cell's burning, in addition to partial shading, caused by clouds, dirt or external agents causing shadows. In this scenario, this work aims to present the results obtained through a study conducted on a distributed microgeneration unit with photovoltaic solar power composed of string inverter and microinverter. These were connected to Sun-Earth's 235Wp (Watt-peak) photovoltaic modules installed in the same orientation and inclination, and in this way the performance of both were monitored and evaluated.

Keywords: Distributed Generation, Microinverter, String Inverter.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Gráfico dos inversores mais utilizados pelas empresas fotovoltaicas. .	14
Figura 2: Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica.	17
Figura 3: (a) Células Monocristalina, (b) Módulo Monocristalino.....	19
Figura 4: (a) Células Policristalina, (b) Módulo Policristalino.....	19
Figura 5: (a) Células de Silício Amorfo, (b) Módulo de Silício Amorfo.....	20
Figura 6: Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica.....	22
Figura 7: Curva I-V variando com a temperatura e irradiância.....	24
Figura 8: Curva Corrente-Tensão do módulo fotovoltaico.....	25
Figura 9: Curva de potência versus Tensão do módulo fotovoltaico.....	26
Figura 10: Representação esquemática de um módulo fotovolt.....	27
Figura 11: Representação de uma estrutura de um típico módulo fotov.....	28
Figura 12: Esquema de ligações de uma célula fotovoltaica até a criação.....	29
Figura 13: Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em série.	30
Figura 14: Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em paralelo.	31
Figura 15: Representação mostrando a conexão de diodos de desvi.....	33
Figura 16: Curva I-V de um conjunto de módulos legado em série;	34
Figura 17: ConFiguração de um SFCR com inversor central.....	36
Figura 18: ConFiguração de um SFCR com inversor <i>String</i>	37
Figura 19: ConFiguração de um SFCR com inversor Multi- <i>String</i>	38
Figura 20: ConFiguração de um SFCR com inversor de módulo integrado.	39
Figura 21: Representação das Curvas I-V (preta) e P-V(Ciza) de mód.	40
Figura 22: Inversor <i>string</i> conectado a uma <i>string</i> com 6 módulos.	42
Figura 23: 6 microinversores conectado com 6 módulos.	43
Figura 24: Diferença de efeito de sombreamento entre sistema com	44
Figura 25: Tela de monitoramento de uma unidade de geração fotovoltaica.	44
Figura 26: Curva I-V, variando com a temperatura e Irradiância do.....	47
Figura 27: Prédio do laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrô.....	49
Figura 28: Orientação do laboratório do Núcleo de Pesquisa em Elet.....	50
Figura 29: Estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos instalados n.....	52

Figura 30: (a) grampo de fixação prendendo um módulo fotovolta	53
Figura 31: <i>String</i> Box conectado as duas <i>strings</i> box da estrutura	53
Figura 32: Módulos FV Sun-Earth 235 Wp. Em vermelho forma a f	54
Figura 33: Inversor Fronius IG 2000	55
Figura 34: Inversor Fronius instalado na parede	56
Figura 35: Diagrama unifilar do SFCR do inversor Fronius	57
Figura 36: Microinversor Hoymiles MI-250	58
Figura 37: Curva de eficiência	59
Figura 38: Diagrama unifilar do SFCR do microinversor	60
Figura 39: Posição de instalação do microinversor	61
Figura 40: Diagrama unifilar do SFCR do microinversor	62
Figura 41: Representação da conexão entre o cabo ex	62
Figura 42: (a) Fronius Datalogger Web, (b) Fronius Sensor Box	64
Figura 43: Página do software Fronius Solar.access	64
Figura 44: Conjunto de sensores da Fronius	65
Figura 45: (a) Fronius Datalogger Web, (b) Fronius Sensor Box	65
Figura 46: Curvas de irradiância e de produtividade energética (kWh)	67
Figura 47: Curvas de irradiância e de produtividade energética (kWh/kWp)	68
Figura 48: Sombreamento parcial realizado na string que alime	70
Figura 49: Sombreamento parcial realizado no módulo FV, o	70
Figura 50: Avaliação de desempenho ao longo do dia 19 de outubro	72
Figura 51: Avaliação de desempenho ao longo do dia 23 de outubro	73
Figura 52: Esquemático realizado para o teste com o Emulador de Arranjos	74
Figura 53: Tela do HT 3000N para o teste com Homylles	75
Figura 54: Tela do HT 3000N para o teste com Fronius	75
Figura 55: Avaliação de desempenho com emulador de arranjo	76
Figura 56: Avaliação de desempenho com emulador de	77
Figura 57: (a) Sombreamento parcial realizado na string que ali	78
Figura 58: (a) Sombreamento parcial realizado na string que alimen	79
Figura 59: Avaliação de desempenho com emulador de arranjo	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Eficiência de célula fotovoltaica fabricada em laboratório.	21
Tabela 2: Especificações do Módulo FV Sun-Earth TPb156x156-60-P	46
Tabela 3: Especificação Fronius IG 2000.....	55
Tabela 4: Especificações do Microinversor Hoymiles MI-250.	58
Tabela 5: Performance do Microinversor Hoymiles MI-250 e do Inverso	67
Tabela 6: Comparação de performance do Microinversor Hoymiles MI-250 e o	69
Tabela 7: Comparação de desempenho do Microinversor Hoymiles MI-250 e	71
Tabela 8: Comparação de desempenho do Microinversor Hoymiles MI-250 e o	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede

FV – Fotovoltaico

CC – Corrente Continua

CA – Corrente Alternada

SiGS – Silício Grau Solar

MPP – Ponto de Máximo Potência

FF – Fator de Forma

STC - standard test conditions

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO	15
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO	16
2.1.1 Tipo de células	18
2.1.1.1 Silício Monocristalino	18
2.1.1.2 Silício Policristalino	19
2.1.1.3 Silício Amorfo	20
2.1.1.4 Comparações com diferentes Tecnologias.....	20
2.1.2 Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica	21
2.1.3 Curva I-V	23
2.1.4 Estrutura e característica do módulo fotovoltaico.....	26
2.1.5 Associações de células e módulos fotovoltaicos	29
2.1.5.1 Associação em série.....	29
2.1.5.2 Associações em paralela.....	31
2.1.6 Efeito do sombreamento e diodo de desvio	32
2.2 INVERSORES	34
2.2.1 Tipo de inversores	35
2.2.2 Classificação dos inversores para SFCRs.....	35
2.2.2.1 Inversor central	35
2.2.2.2 Inversor <i>String</i>	36
2.2.2.3 Inversor Multi- <i>String</i>	37
2.2.2.4 Inversor com módulos integrado ou módulo C.A.....	38
2.2.3 Seguidor do ponto de máxima potência (SPPM).....	39

2.2.4 Inversores <i>Strings</i> vs Microinversores	41
3. COMPOSIÇÃO DO SISTEMA DE TESTE E INSTALAÇÃO DO.....	46
3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS PARA ANALISE	46
3.1.1 Localização do gerador fotovoltaico	47
3.1.2 Orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos	50
Fonte: NOAA National Centers for Environmental Information	50
3.1.3 Estrutura de suporte e Conexão dos módulos Fotovoltaicos	51
3.1.3.1 Estrutura de suporte	51
3.1.3.2 Montagem da conexão dos módulos	52
3.2 INVERSOR FOTOVOLTAICO UTILIZADOS PARA ANALISE EX	54
3.2.1 Projeto de Instalação	55
3.3 MICROINVERSOR FOTOVOLTAICO UTILIZADOS PARA ANALISE	57
3.3.1 Projeto de Instalação	59
3.3.1 Conexão do Microinversor	61
4. ANALISE EXPERIMENTAL ENTRE MICROINVERSOR E INVERSO	63
4.1 METODOLOGIA E RESULTADOS	63
4.1.1 Coleta de dados	63
4.1.2 Análise dos Resultados	66
4.1.2.1 Avaliação experimental em condições normais de operação do ..	66
4.1.2.2 Avaliação experimental em condições normais de operação	69
4.1.2.3 Teste utilizando o Emulador de Arranjo FV, para condições d	74
4. CONCLUSÃO	81
REFERÊNCIAS.....	82

1. INTRODUÇÃO

A utilização de sistemas fotovoltaicos ao redor do mundo ganhou expressão a partir dos sistemas isolados. Atualmente existe uma mudança no cenário no qual os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) vem ganhando destaque, devido a incentivos governamentais e investimentos de empresas do setor. O crescimento na utilização dos SFCR no final de 2006 foi de 80% superior aos sistemas isolados (IEA PVPS, 2007), como uma capacidade instalada de 3,7GW. Assim com o crescimento da capacidade instalada durante os anos possibilitou o aperfeiçoamento e a difusão da tecnologia, por consequência gerou uma redução nos preços de instalação dos sistemas FV (PEREIRA; GONÇALVES, 2008).

Assim uma série de condições tem favorecido a solidificação da geração fotovoltaica conectada à rede no Brasil. Dentre elas pode se evidenciar a redução do preço dos módulos fotovoltaicos no mercado internacional, a divulgação da tecnologia no meio acadêmico e empresarial, a criação de marcos regulatórios para o setor, como por exemplo a resolução normativa nº 482/2012, e a liberação de financiamentos para sistemas residenciais, comerciais e os leilões de sistemas centralizados. Com isso o sistema brasileiro fotovoltaico conseguiu atingir um 1,19 GW de potência instalada em 2018, representando menos de 0,75% da matriz energética do país, porém há previsão que a potência instalada dobre no final de 2018 (ANEEL, 2018).

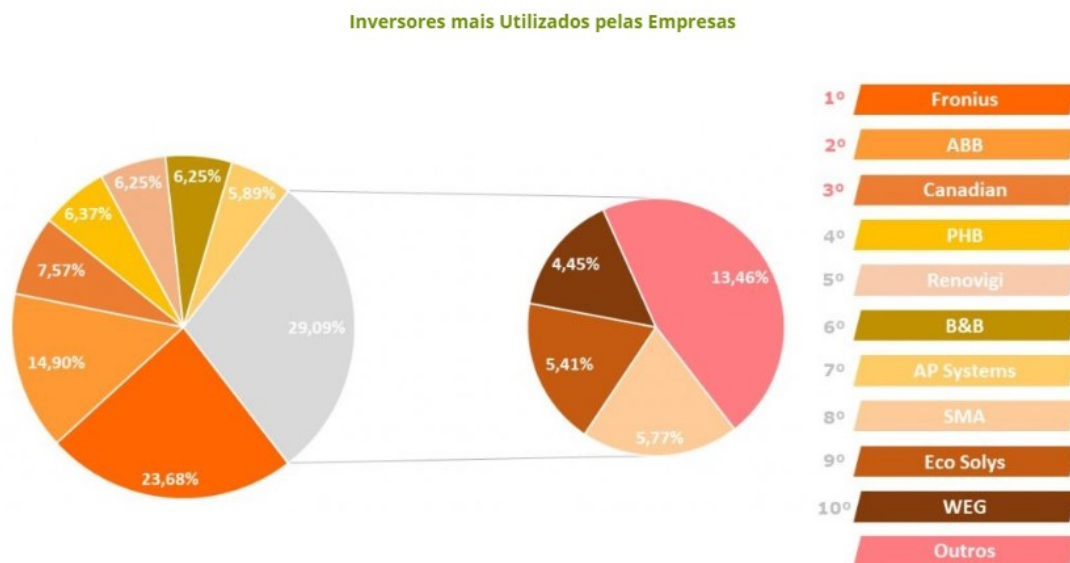
Os sistemas fotovoltaicos utilizados na geração distribuída aplicados em residência ou edificações aliviam as demandas energéticas de carga com perfil de pico diurno, como por exemplo ar condicionado, que utiliza uma elevada demanda em países tropicais como é o caso do Brasil. Também, há a viabilidade de se obter um compensamento de energia, por meio de créditos armazenados, resultantes de energia injetada excedente na rede elétrica, que pode durar até 60 meses (ANEEL, 2016). Considerando os aspectos de eficiência energética, a geração distribuída reduz as perdas por transmissão e distribuição, tendo em vista que o consumo de energia acontece no próprio ponto de geração.

Pelo fato da rede elétrica convencional ser fornecida com uma corrente na forma alternada (CA) e os módulos fotovoltaicos terem uma corrente de saída na forma continua

(CC), existe a necessidade de se utilizar um conversor CC/CA, denominado inversor, para que seja possível realizar a conexão dos painéis FV à rede elétrica. O inversor tem como principal papel modificar a forma de onda da corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, assim adequando a característica de saída do gerador FV aos padrões de rede local.

Atualmente é possível encontrar uma série de fabricantes de inversores. Na Figura 1 é possível observar os fabricantes que mais se destacam no mercado nacional, tendo em destaque a empresa Fronius como sendo a principal (Greener, 2018). Tendo em vista que os inversores se divide em 4 grupos, que são inversores centrais, *string*, *multi-strings* e microinversores, e para cada grupo de inversores existe uma aplicação específica, como por exemplo os inversores centrais que são utilizados em potências 20kW até 400kW e os outros para potências menores como micro usinas.

Figura 1: Gráfico dos inversores mais utilizados pelas empresas fotovoltaicas no Brasil.



Fonte: Estudo de mercado realizado pela Greener.

Tratando-se de microgeração é de suma importância analisar os aspectos de geração para cada grupo de inversores, para que assim seja escolhido o inversor que melhor atenda aos requisitos de instalação e proporcione uma extração de energia eficiente. Por esse fato é importante analisar as faixas de potência que cada inversor

trabalha, para que este não fique superdimensionado, ou seja, ineficiente para a condição empregada. Os fabricantes costumam apresentar dados de eficiência dos inversores nos *folha de dados*, porém muitos apresentam apenas os dados de operação em condições padrões de teste. Pelo fato dos fabricantes não apresentarem análise mais específicas, como é o caso de teste de sombreamento, acaba sendo difícil identificar qual inversor tem melhor funcionalidade para condições que saem da normalidade.

Pensando no fato supracitado, esse trabalho tem como objetivo analisar o comportamento de dois modelos de inversores, sendo um inversor *string* da Fronius e um microinversor da Hoymilles. Através do estudo de caso foi possível analisar o comportamento dos inversores em condições normais de operação e com sombreamento parcial. Assim foi realizável comparar qual sistema se saio melhor para cada condição empregada, além de averiguar o comportamento do seguidor de máxima potência de cada exemplar.

1.1 OBJETIVO

Este trabalho objetiva analisar e comparar dois sistemas fotovoltaicos distintos, através de um estudo realizado em uma unidade de microgeração distribuída composta por inversor do tipo *string* e microinversor. A intenção do estudo é mostrar o comportamento de cada sistema para diferentes condições de testes, verificando que sistema se sai melhor e assim facilitando o seu emprego.

Para que a análise comparativa entre os sistemas seja possível é necessário realizar a montagem do sistema e implementar os sensores:

- Montagem do sistema;
- Coleta dos dados de potência, energia, irradiância;
- Análise dos dados de geração energia e produtividade energética.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta seção consiste na revisão literária acerca dos assuntos pertinentes ao projeto, englobando livros, artigo, folha de dados e manuais, a fim de fundamentar todos os aspectos fundamentais para o entendimento de um sistema fotovoltaico.

2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Descoberto pelo Físico Francês Alexandre Edmond Becquerel em 1839, o efeito fotovoltaico foi o ponto de partida para o desenvolvimento das células fotovoltaicas como conhecemos atualmente (CRESESB, 2008). Ele ocorre em material com características denominados de semicondutores, ou seja, material com condutividade elétrica intermediária entre condutores e isolantes.

O semicondutor mais usado para a construção das células fotovoltaicas é o Silício Grau Solar (*SiGS*), que passa por processo de purificação até chegar a 99,9999% de pureza, sendo o semicondutor mais utilizado para integrar as células fotovoltaicas, por ser um elemento abundante na crosta terrestre, além de ser extraído com facilidade da natureza e por toda sua longa história na indústria de componentes eletrônicos baseados em Silício.

Pelo fato de o silício puro não apresentar elétrons livres, tornando-se um mal condutor, é necessário realizar um processo de dopagem, que consiste em acrescentar porcentagem de outros elementos. Na fórmula do silício com o fósforo, P possui maior número de elétrons, obtém-se um material com uma carga maior de elétrons, tornando-se um material portador de cargas negativas (tipo *N*). Se fizermos o contrário e adicionar-se o elemento Boro, que possui menor número de elétrons que o Silício, será obtido um material com características inversas, ou seja, falta de elétrons ou com cargas positivas livres (tipo *P*).

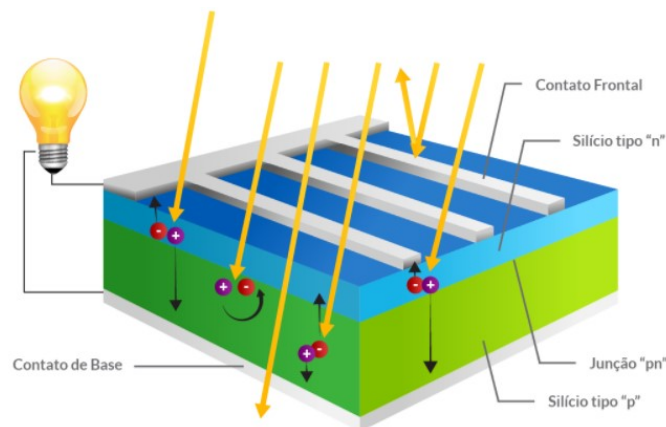
Para criar-se uma célula solar existe a necessidade de compor a mesma com uma camada fina de material do tipo *N* em uma metade e na outra metade uma camada com maior espessura de material do tipo *P*, será formado o que se chama junção *PN*. Devido as propriedades químicas de cada camada haverá uma fuga de elétrons livres do lado *N* para o lado *P*, no qual os elétrons encontram as lacunas que os capturam. Isto faz com

que haja um acúmulo de elétrons no lado *P*, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado *N*, que o torna eletricamente positivo.

O efeito causado devido ao aprisionamento das cargas é um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *N* para o lado *P*. Este processo entra em equilíbrio quando o campo elétrico formar uma barreira capaz de impedir que os elétrons livres restantes no lado *N* passem para lado *P*. Se uma junção *PN* for exposta a Fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacunas, se isto suceder na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão deslocadas gerando um diferença de potencial ao qual chamamos de efeito fotovoltaico.

Por consequência, se as duas extremidades da célula forem interligadas por um condutor elétrico, haverá uma circulação de elétrons, dando origem a uma corrente elétrica. Este é o princípio básico do funcionamento da célula fotovoltaica, como representada na Figura 2.

Figura 2: Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica.



Fonte: CRESESB, 2008.

As células fotovoltaicas são os elementos básicos que formam os módulos fotovoltaicos, conectando-se e encapsulando-se um conjunto de células fotovoltaicas, com o objetivo de gerar energia elétrica, da origem ao módulo fotovoltaico. No mercado atualmente, é possível encontrar vários modelos de módulos e tamanhos de módulos variados.

2.1.1 Tipo de células

O silício atualmente é mais usado para a fabricação das células fotovoltaicas, quase 80% dos módulos fotovoltaicos fabricados são feitos utilizando alguma variação do Silício (CEPEL; CRESESB, 2014). As principais variedades encontrar no mercado de células feitas desse elemento estão na forma de Silício Monocristalino, Policristalino, Amorfo e filme fino.

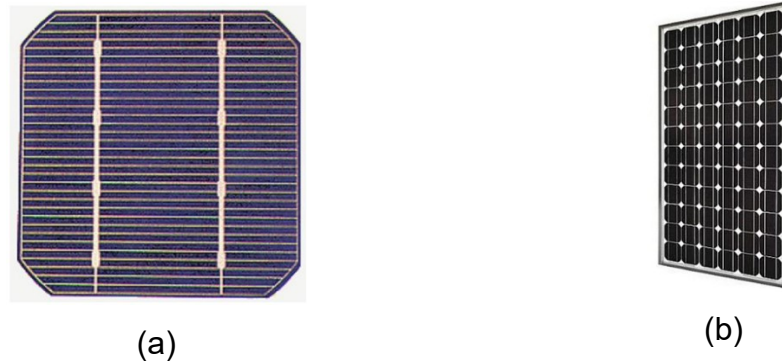
A principal diferença para cada tipo de célula é a pureza, isso significa que quanto mais perfeita for a estrutura molecular do silício encontrada, melhor será a sua eficiência de conversão de luz solar em energia elétrica. Porém a eficiência está diretamente ligada ao custo de produção, ou seja, quanto mais eficiente mais caro será o módulo solar para o consumidor final.

2.1.1.1 Silício Monocristalino

O Silício Monocristalino é a célula de Silício com maior eficiência atualmente disponível no mercado, possui uma eficiência de 14% a 21% (CEPEL; CRESESB, 2014), para sua fabricação é utilizada a técnica Czochralski: feitos a partir de um único cristal de Silício cilíndrico com alto grau de pureza. A porção de Silício é fatiado em laminas finas individuais, que são tratadas e transformadas em células solares.

A célula monocristalina tem os 4 lados cortados para otimizar espaço no painel, esse corte das laterais, ocasiona significativa perda de material gerando um aumento no custo de produção. Devido ao formato das células é fácil identificar o módulo monocristalino, possuindo uma cor uniforme que indica que o silício é de alta qualidade, como pode ser visto na Figura 3.

Figura 3: (a) Células Monocristalinas, (b) Módulo Monocristalino.



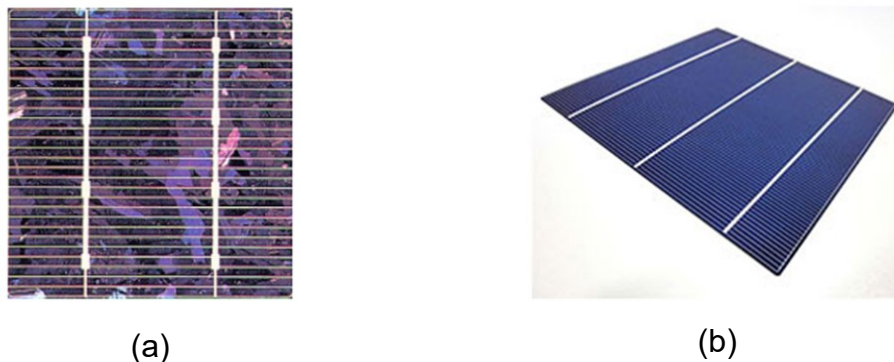
Fonte: PortalSolar, 2018.

2.1.1.2 Silício Policristalino

As células policristalinas tem menor eficiência que a monocristalinas, possui uma eficiência de 13% a 16,5%. Apesar do policristalino e monocristalino serem feitos de silício ocorre a diferenciação das células no processo de produção; o policristalino é produzido a partir de blocos de silício obtidos por fusão de fragmentos de elemento puro em moldes especiais, mantendo a formação dos múltiplos cristais, que por consequência acarreta em perda de eficiência das células. Na etapa final, os blocos quadrados são fatiados em células, assim como ocorre no monocristalino.

Por passar por um processo de produção mais simplificado os módulos fotovoltaicos policristalinos apresentam um preço mais acessível que os monocristalinos.

Figura 4: (a) Célula Policristalina, (b) Módulo Policristalino.



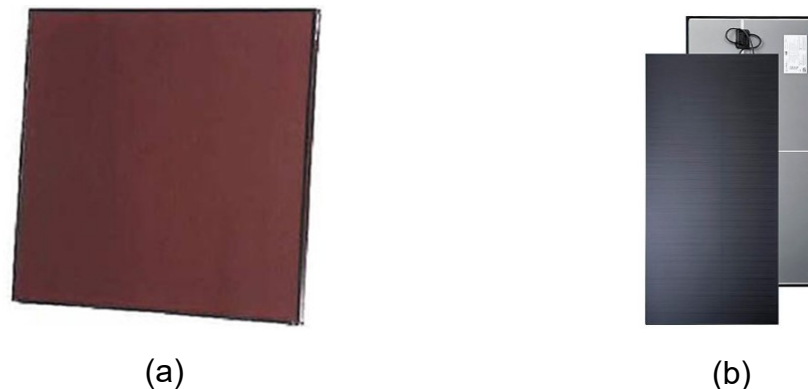
Fonte: PortalSolar, 2018.

2.1.1.3 Silício Amorfo

Acreditando-se na tendência de redução de custo, o silício amorfo está entre os materiais mais estudados para produção de células fotovoltaicas, pois em comparação as células cristalinas, a tecnologia utilizada para a produção das células de silício amorfo apresenta um valor agregado menor. O processo de produção consiste no depósito de silício sobre substratos de baixo custo, e por lidar com temperatura relativamente baixa permite empregar inúmeros materiais para compor o substrato, possibilitando que seja possível criar painéis flexíveis ou com formas variadas.

Porém, por não possuir estrutura cristalina as células de silício amorfo apresentam um nível elevado de desordem na sua estrutura atômica. Essa desordem aumenta a probabilidade de recombinação dos pares elétrons nas lacunas. Esse defeito pode ser minimizado com a inserção de átomos de hidrogênio, permitindo uma maior movimentação dos elétrons. Mesmo assim os módulos de silício amorfo conseguem obter uma eficiência de cerca de 5% a 7% na absorção de energia fotovoltaica.

Figura 5: (a) Células de Silício Amorfo, (b) Módulo de Silício Amorfo.



Fonte: PortalSolar, 2018.

2.1.1.4 Comparações entre diferentes Tecnologias de células fotovoltaicas

No texto acima foram citadas as principais células feitas de silício encontradas no mercado, porém existem outras tecnologias e materiais, para a fabricação de módulos

fotovoltaicos. A tabela 1, apresenta a comparação das melhores células fotovoltaicas fabricadas até 2012, mostrando os valores de eficiência obtido para cada célula (CEPEL; CRESESB, 2014).

Tabela 1: Eficiência de célula fotovoltaica fabricada em laboratório.

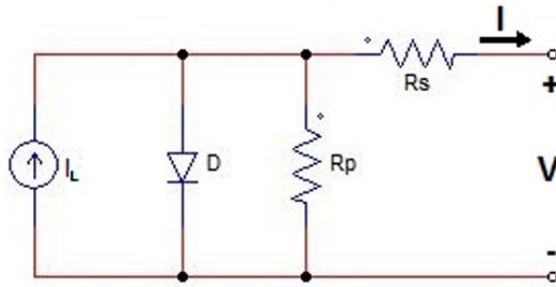
Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	$25,0 \pm 0,5$
	Policristalino	$20,4 \pm 0,5$
	Filmes finos transferidos ⁴	$20,1 \pm 0,4$
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	$28,8 \pm 0,9$
	GaAs (policristalino)	$18,4 \pm 0,5$
	InP (monocristalino)	$22,1 \pm 0,7$
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS ($\text{CuIn}_x\text{Ga}_{(1-x)}\text{Se}_2$) (filme fino)	$19,6 \pm 0,6$
	CdTe (filme fino)	$18,3 \pm 0,5$
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	$10,1 \pm 0,3$
	Nanocristalino (nc-Si)	$10,1 \pm 0,2$
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		$11,9 \pm 0,4$
Células Orgânicas (filme fino)		$10,7 \pm 0,3$
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	$37,7 \pm 1,2$
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	$13,4 \pm 0,4$

Fonte: CEPEL; CRESESB, 2014.

2.1.2 Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica

Pode-se representar o comportamento de uma célula fotovoltaica utilizando um circuito elétrico equivalente como mostrado na Figura 6, assim fica mais fácil compreender o comportamento da célula. O circuito é constituído por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo *Bypass*; R_s representa as perdas devido à resistência do semiconductor e nos contatos metálicos e o R_p simboliza as perdas devido as perturbações elétricas.

Figura 6: Modelo elétrico de uma célula fotovoltaica



A corrente I_L é a corrente gerada devido a incidência da luz solar na célula, por consequência I é a corrente fornecida ao sistema interligado a célula e V é diferença de tensão nos terminas de saída. Tendo em mente que a células fotovoltaicas tem o comportamento similar aos diodos, pode-se utilizar a Equação de Schockley (4) para calcular a corrente I :

$$I = I_L + I_D - IR_p \quad (1)$$

$$V_j = V - IR_s \quad (2)$$

$$I_p = \frac{V_j}{R_p} \quad (3)$$

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{n.k.T}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4)$$

Em que:

I = Corrente de saída (A);

I_L = corrente de fotogerada (A);

I_D = corrente no díodo (A);

I_0 = corrente de saturação reversa do díodo (A);

I_p = corrente *shunt* (A);

V_j = Tensão no díodo (V);

V = Tensão de saída (V);

R_s = Resistencia série (Ω);

R_p = Resistencia *shunt* (Ω);

n = fator de idealidade da junção;

q = carga do elétron;

K = a constante de Boltzmann;

T = a temperatura da célula.

Analisa-se a equação 4, podendo-se verificar os efeitos causados pela temperatura de operação das células fotovoltaicas sobre a corrente gerada. O aumento da temperatura influencia no aumento da exponencial presente na equação [4], causando assim, um aumento na corrente gerada, porém o aumento da temperatura produz um efeito danoso na tensão da célula. Essa tensão diminui drasticamente enquanto a elevação da corrente é muito baixa, para a mesma referência de temperatura, impactando negativamente a eficiência do módulo, diminuindo a potência gerada.

Contudo a variação de tensão causada pela temperatura, tem menor efeito nos módulos que possuem tensão de circuito aberto mais elevadas do que nos módulos com tensão de circuito aberto mais baixas. Pode-se citar como exemplos, os módulos de silício cristalino que apresentam uma maior influência da variação de temperatura na sua potência de pico em comparação aos módulos de filme fino (CEPEL; CRESESB, 2014).

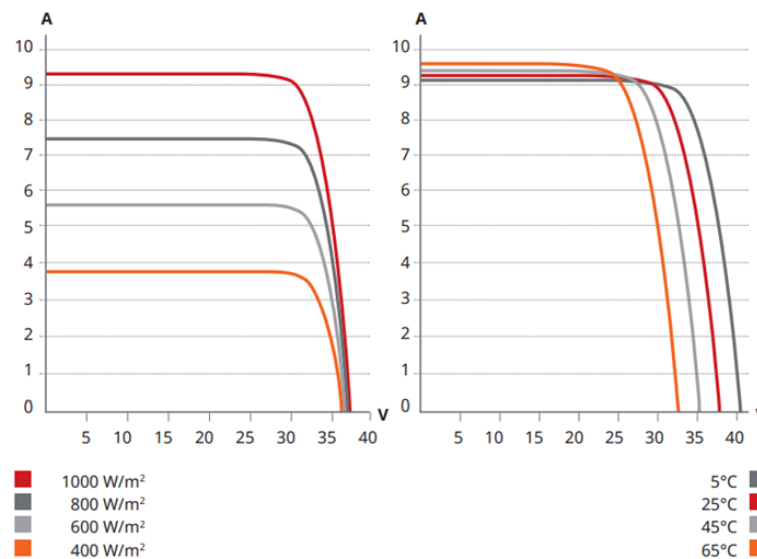
2.1.3 Curva I-V

O estudo da Curva característica I-V, mostrada na Figura 7, é muito importante para entender o funcionamento do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência (MPP). Para cada módulo existe uma curva característica e as curvas I-V são obtidas através de ensaios com condições padrão estabelecidas por normas. Quando os módulos estão em operação a corrente e a tensão tentem a seguir a curva específica do módulo. As curvas I-V variam de acordo com as características das células, portanto módulos que passam pelo mesmo processo de fabricação, tendem a ter curvas características semelhantes, sendo que elas podem ser encontradas nos manuais dos módulos.

Porém como visto no final do tópico 2.1.2, as condições ambientais acabam afetando fortemente na produção de tensão e corrente produzidas nas células. Como

pode-se observar na Figura 7, verifica-se que a tensão diminuiu com o aumento da temperatura. Esse efeito advém pelo fato de que o fluxo de elétrons diminui quando a temperatura aumenta e a corrente varia com a mudança da irradiância, pelo fato que a corrente gerada é proporcional, a quantidade de fótons incidentes. Devido ao fato da potência ser produto da tensão pela corrente a extração da potência no módulo também sofrerá variações, portanto alterando o ponto de máxima potência.

Figura 7: Curva I-V variando com a temperatura e irradiância

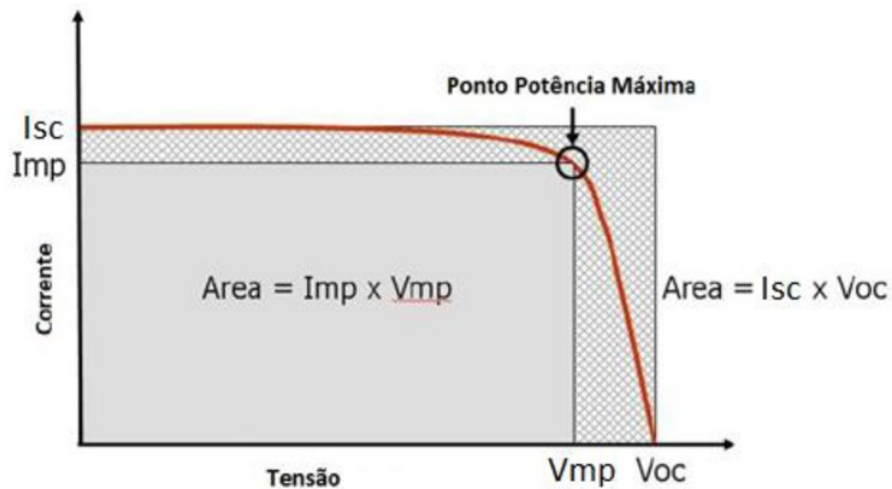


Fonte: *DataSheet* do módulo da Canadian CS6P-260, 2018.

Ao multiplicar-se a tensão pela corrente de cada ponto na curva I-V, obtém-se um valor de potência respectivo, associando-se esse valor de potência a tensão. Dessa forma, obtém-se a curva da potência em função da tensão de um módulo fotovoltaico (curva P-V), apresentada na Figura 8. Pode-se observar que existe um ponto na curva P-V, no qual a potência atinge o seu valor máximo, esse ponto é chamado de Ponto de Máxima Potência (MPP).

Na Figura 9, nota-se que este ponto de máxima potência é atingido quando se tem um equilíbrio entre a corrente e tensão, ou seja, ocorre quando a área do retângulo demarcado na Figura 8 for máxima.

Figura 8: Curva I-V do módulo fotovoltaico



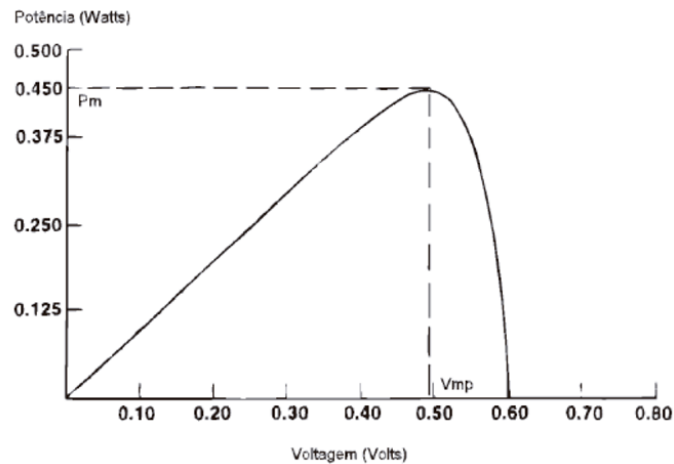
Fonte: Delgado, 2014

A área do retângulo na Figura 8, obedece a razão entre a potência no MPP e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto, denominado de Fator de Forma (FF) e é definido pela equação (5):

$$FF = \frac{V_{mp} I_{Mp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (5)$$

Devido às perdas resistivas no conjunto de células que formam o módulo fotovoltaico a curva I-V não atinge o formato exato de um retângulo, porém quanto menor forem as perdas, mais próxima a curva I-V chegará de um retângulo. O valor do FF varia de acordo com o material constituinte da célula, por exemplos, nas células de silício cristalino pode ser de 80,9% a 82,8% e nas de silício amorfo de 67,8%.

Figura 9: Curva P-V



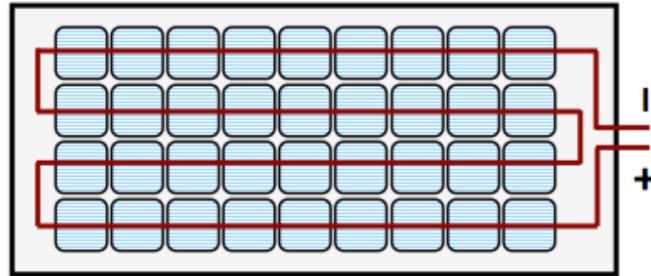
Fonte: DELGADO, 2014.

2.1.4 Estrutura e característica do módulo fotovoltaico

Como foi apresentado nos tópicos anteriores, os módulos fotovoltaicos são formados por conjuntos de células fotovoltaicas, tendo em vista que, as potências conseguidas nas células solares são baixas, chegando no máximo a uma potência de 3Wp com uma tensão de 0,5 V. Diante disso para atingir determinados níveis de tensão faz-se necessário conectar várias células, através de ligação série e paralela como pode ser visto na Figura 10, Geralmente os módulos são formados por um conjunto de 36, 60 ou até 72 células, portanto pode-se encontrar painéis no mercado com potências de pico 180Wp, 300Wp ou 360Wp.

Porém não basta apenas fazer a associação das células fotovoltaicas, o módulo fotovoltaico precisa resistir a condições adversas do ambiente que estará submetido. O módulo deve ser robusto para aguentar esforços mecânicos e humidade. Além disso, o módulo precisa permitindo a captação de luz, proporciona uma boa dissipação de calor, viabilizar a associação de outros módulos e facilitar sua fixação em uma estrutura adequada.

Figura 10: Representação esquemática de um módulo fotovoltaico com 36 células

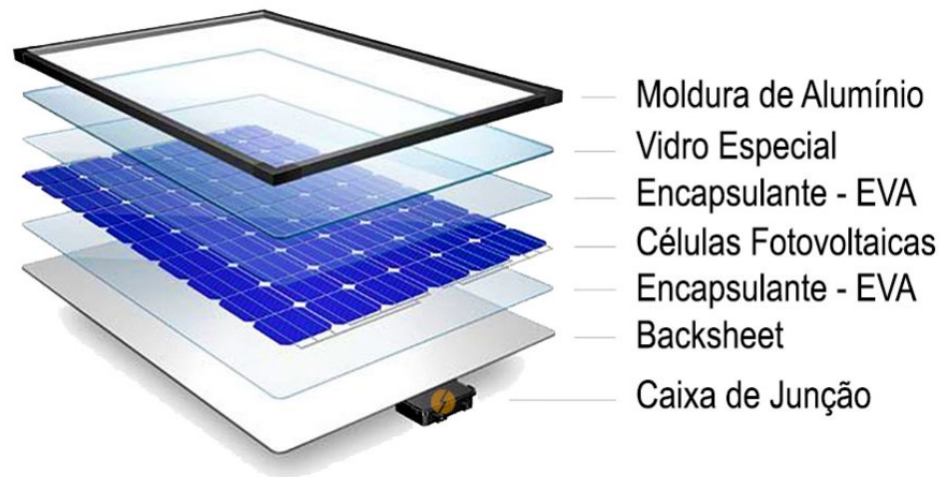


Fonte: J. Carneiro, 2010.

A Figura 11, representa a estrutura física típica de um módulo fotovoltaico de silício cristalino; a parte de alumínio que circunda o módulo garante a rigidez mecânica e facilita a montagem na estrutura, o vidro temperado proporciona a entrada de luz e protege as células contra impactos mecânicos (granizo, contato manual, dentre outros), a folha de etileno acetato de vinila (EVA), que é uma película translúcida e não refletora de radiação solar, garante o isolamento elétrico entre as células, o *Backsheet* é uma lâmina de isolante elétrico que serve para proteger a parte posterior do módulo e evita também a entrada de água e gases.

Para a fixação de todas as partes, o conjunto passa por um processo no qual é prensado e aquecido em uma laminadora, após o processo de fixação das partes é colocado a moldura de alumínio e é encaixada a caixa de conexão elétrica na parte de baixo do módulo, que permite interligar outros módulos fotovoltaicos.

Figura 11: Representação de uma estrutura de um típico módulo fotovoltaico de silício monocristalino.

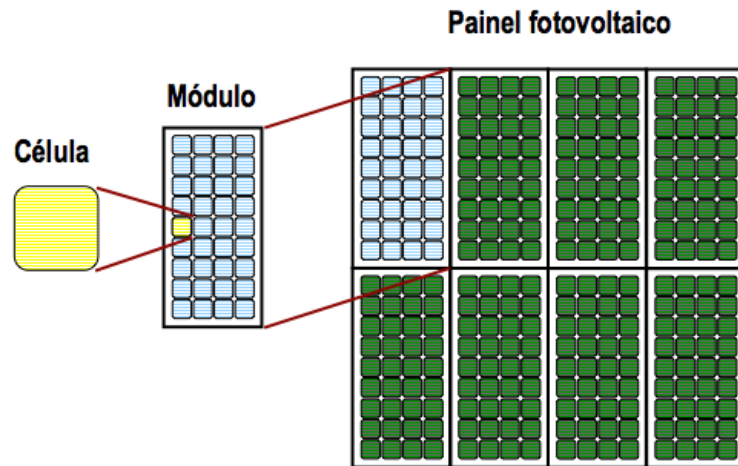


Fonte: Portal Solar, 2018.

Uma desvantagem do encapsulamento das células fotovoltaicas, é que garante maior eficiência que aos módulos fotovoltaicos, pelo fato que a eficiência é baseada na área total que recebe a radiação, e os painéis possuem muita área “morta” que não gera energia, como exemplo os espaços entre as células, as bordas e também a moldura.

O conjunto de vários módulos fotovoltaicos eletricamente conectados é denominado de painel fotovoltaico. A Figura 12 demonstra esquematicamente a sequência de agrupamento para a obtenção de um painel fotovoltaico. A conexão elétrica de vários módulos fotovoltaicos se dá através das caixas de junção, os mesmos podem ser ligados em série, paralelo ou de forma mista, obtendo assim, diversas combinações de valores de tensão ou corrente. Este procedimento permite efetuar o controle da energia produzido pelo painel.

Figura 12: Esquema de ligações de uma célula fotovoltaica até a criação de um painel fotovoltaico.



Fonte: Joaquim Carneiro, 2014.

2.1.5 Associações de células e módulos fotovoltaicos

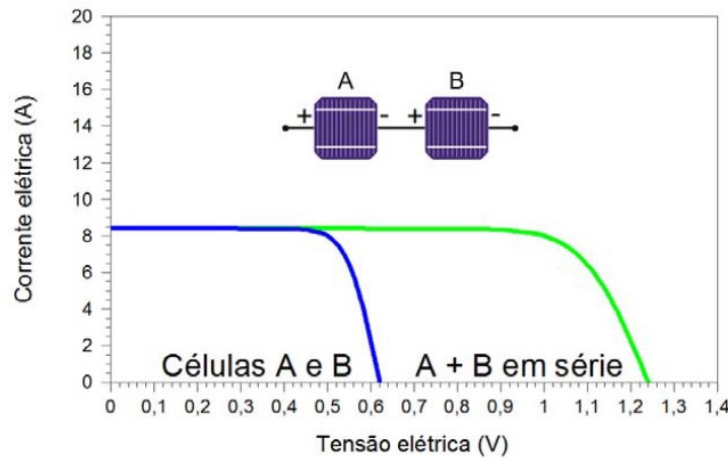
Como apresentado no tópico anterior, as células, módulos ou painéis fotovoltaicos podem ser associados em série ou em paralelo, com a finalidade de aumentar a potência máxima gerada, e assim permitir um maior controle da corrente e tensão inserida na rede elétrica. O controle de tensão e corrente é importante, pois os inversores têm certas faixas limites de tensão e corrente. Essas faixas dependem da potência máxima de cada inversor, quanto maior for a potência suportada pelo inversor maior será a faixa de tensão e corrente suportadas por ele. Esse tema será tratado no tópico 2.2.

2.1.5.1 Associação em série

A ligação em série é feita conectando o terminal positivo de um módulo ou célula ao terminal negativo do dispositivo subsequente e assim por diante. Como pode ser observado na Figura 13, no qual tem-se duas células idênticas ligadas em série. Pelas curvas I-V ilustradas, podemos analisar que as células são idênticas e se encontram nas

mesmas condições de irradiância e de temperatura. Por estarem conectadas em série, as correntes que passam por elas serão idênticas, e as tensões irão se somar, como apresentada nas equações (6) e (7).

Figura 13: Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em série.



Fonte: CEPEL; CRESESB, 2014.

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (6)$$

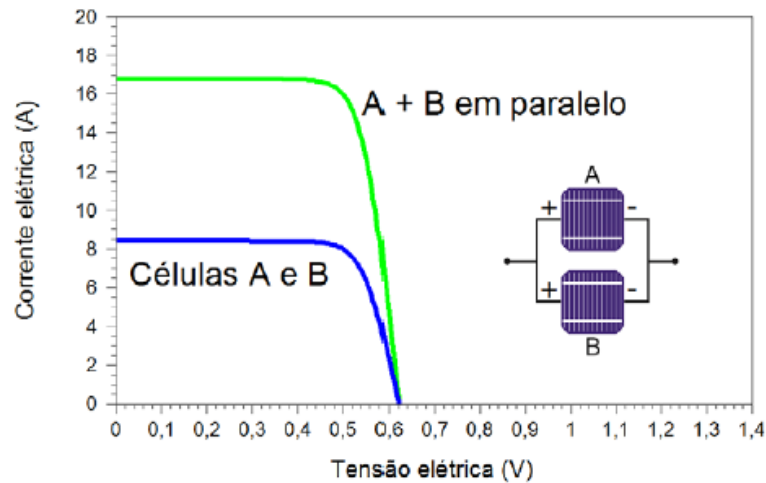
$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (7)$$

É muito importante que se tome cuidado ao associar os módulos em série diferentes, pois a menor corrente gerada será fator de limitação para as demais, por causa do efeito de descasamento dos módulos (*mismatch*), e isso não é recomendado pelo fato que pode ocasionar problemas de aquecimento dos módulos e redução da energia gerada, havendo perdas para o sistema.

2.1.5.2 Associações em paralelo

A associação em paralelo ocorre quando todos os terminais negativos são conectados entre si, assim como os terminais positivos. Pode-se fazer a associação de vários módulos ao mesmo tempo, o objetivo de se fazer tal ligação elétrica é obter correntes mais elevadas, pois as correntes em paralelo se somam. Já a tensão em paralelo se mantém no nível nominal do módulo, como representadas nas equações (8) e (9). A Figura 14, representa esquematicamente a associação em paralelo de módulos.

Figura 14: Curva I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em paralelo.



Fonte: CEPEL; CRESESB, 2014.

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (8)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (9)$$

2.1.6 Efeito do sombreamento e diodo de desvio

Como foi apresentado nos tópicos anteriores, os módulos de silício possuem células fotovoltaicas conectadas em série. Se diminuir a intensidade da irradiância absorvida por uma célula ou mais, devido a um sombreamento parcial, haverá uma redução na corrente gerada pelas células sombreadas, por consequência irá limitar a corrente das demais células presentes no módulo. O efeito de redução de corrente irá propagar para os demais módulos ligados em série presente no painel solar.

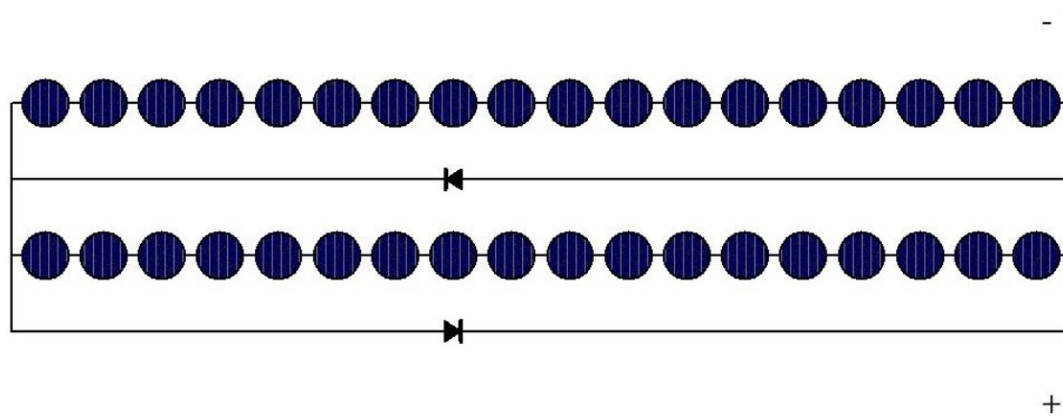
O efeito de sombreamento parcial pode ser ocasionado por edificações, vegetações, sujeiras ou quaisquer outros objetos que possam causar sombras sobre os módulos fotovoltaicos. Essa situação pode gerar perdas em média de 10% do total da energia produzida (GONÇALVES, 2012).

As perdas localizadas, devido ao sombreamento parcial, podem vir a causar danos aos módulos parcialmente sombreados, por consequência da potência elétrica que é dissipada. Essa dissipação gera pontos quentes (*hotspot*) no módulo afetado, que pode produzir intenso calor nas células, provocando assim a ruptura no vidro ou até mesmo fusão do polímero e dos metais que constituem a célula.

Para evitar a formação de *hotspot* nos módulos fotovoltaicos, devido à tendência das células fotovoltaicas sombreadas ou com defeito, ficarem sujeitas a funcionarem como carga para as demais células, são utilizados os diodos de desvio (*by-pass*). Os diodos de *by-pass* são conectados em antiparalelo com um conjunto de células ligadas em série, normalmente entre 15 e 30 células para cada diodo (CEPEL; CRESESB, 2014). Assim o diodo ficará diretamente polarizado, quando o conjunto de células sofrer com sombreamento, e a corrente elétrica gerada pelas demais células irá fluir por ele.

Porém, esse conjunto de células não contribuíram para a conversão de energia, todavia, também não se comportaram como carga para as demais células. Assim sendo, quando as células não estiverem mais sobre efeito de sombreamento, o diodo de desvio ficará reversamente polarizado, e não permitirá mais a passagem de corrente sobre ele. A Figura 15 demonstra como é feita a conexão dos diodos de desvio, em um conjunto de 36 células em série e um diodo de by-pass para cada 18 células.

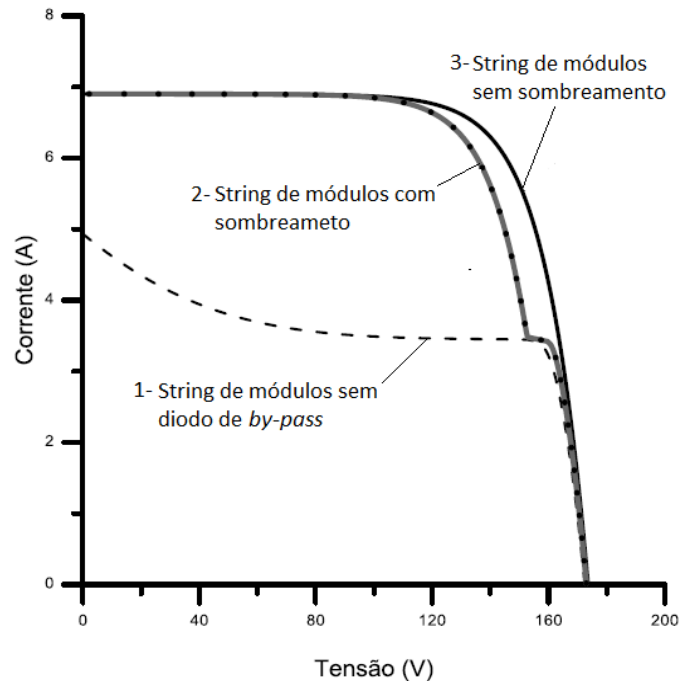
Figura 15: Representação mostrando a conexão de diodos de desvios nos módulos fotovoltaicos.



Fonte: CEPEL; CRESESB, 2014.

A Figura 16 é a representação do efeito do sombreamento causado em apenas um módulo de uma *string* fotovoltaica, Nota-se na Figura, três situações representadas sem sombreamento, com sombreamento e sombreamento sem diodo de desvio. Pode-se observar que o pior caso é a situação 1, sem o uso dos diodos de desvio, tem-se uma queda na corrente gerada devido a dissipação de potência nas células e a formação de pontos quentes. Na situação 2 pode-se notar que há uma queda na potência gerada, isso ocorre devido à queda na corrente do módulo afetado pelo sombreamento, que com consequência limita a corrente da *string* para um valor menor que o nominal.

Figura 16: Curva I-V de um conjunto de módulos ligado em série; curva I-V para 1-String de módulos sem diodo de by-pass, 2-String de módulos com sombreamento, 3-String de módulos sem sombreamento.



Fonte: CEPEL; CRESESB, 2014.

2.2 INVERSORES

O inversor fotovoltaico é um componente de suma importância para os sistemas FV, ele faz a conversão da energia elétrica em corrente contínua (c.c.), produzida pelos módulos fotovoltaicos em energia elétrica em corrente alternada (c.a). Assim, é possível utilizar a energia proveniente dos sistemas fotovoltaicos para alimentar aparelhos elétricos ou a inserção dessa energia na rede elétrica. Porém a tensão c.a transformada pelo inversor deve obedecer certos parâmetros de amplitude, frequência e conteúdo harmônico que atende corretamente às cargas a serem alimentadas.

Para inversores interligados à rede elétrica, a tensão convertida pelo inversor deve ser sincronizada com a rede elétrica.

2.2.1 Tipo de inversores

Os inversores fotovoltaicos podem ser divididos basicamente em dois tipos: autocomutados, que utilizam transístores (BJT, MOSFET e IGBT), ou os comutados pela rede, que fazem uso dos tirístores (SCR, TRIAC e GTO).

Os inversores autocomutados trabalham com estratégia de controle, pois os transístores podem ser colocados em condução ou em corte em qualquer instante do ciclo, através de estratégias de controle por modulação (PWM) que podem ser operados por terminais de controle. A modulação geralmente acontece em alta frequência, fazendo com que o seu sinal de saída tenha baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência.

Já os inversores comutados pela rede levam esse nome pelo fato da comutação ser controlada pelo circuito de potência, que fazem o tirístores irem do estado de condução para o estado de bloqueio quando a corrente que passa por ele for inferior à corrente de manutenção de condução, ou quando houver uma inversão de tensão entre o anodo e catodo. Devido à sua alta produção de harmônicos no sinal de saída, os inversores comutados necessitam de redes de filtragem complexas, que implicam em perdas para o sistema. E com o aparecimento de novos dispositivos de chaveamento, os inversores de comutação passaram a sere utilizado para potências elevadas acima de 100KW.

2.2.2 Classificação dos inversores para SFCRs

Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs) é possível separar os inversores em quatro grupos: inversor central, inversor *string*, inversor *multi-string* e inversor com módulo c.a, essa diferenciação ocorre devido ao tipo de ligações que são feitas entre os módulos fotovoltaicos e o inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2013).

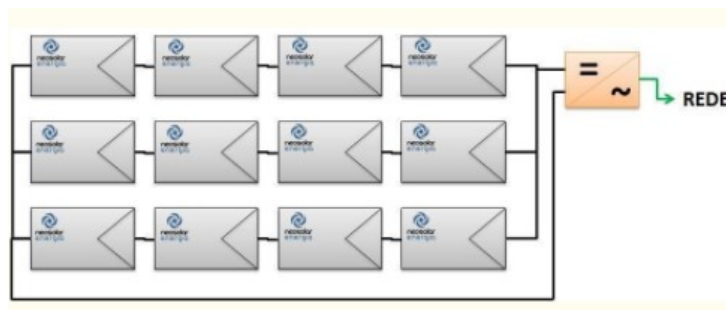
2.2.2.1 Inversor central

Os inversores centrais são empregados em sistemas de grande porte, com potências instaladas entre 20 a 400 KW, como sistemas industriais, condomínios e

usinas. O inversor é conectado a um grande número de módulos fotovoltaicos, possibilitando a conexão de fileiras em paralelo para aumentar a corrente gerada, fazendo com que a conversão seja centralizada em um único inversor. A principal vantagem é a redução de gastos, pois nesta configuração se utiliza um número reduzido de inversores.

Porém tem-se a desvantagem de confiabilidade, pois se o inversor central falhar, o sistema pode ficar parado sem gerar energia. Os inversores centrais também não permitem um MPPT eficiente, pois o ponto de máxima não é independente para cada *string*. A Figura 17 representa a configuração de um SFCR com o uso de inversor central, no qual é apresentado um conjunto de módulos FV, conectado ao inversor central.

Figura 17: Configuração de um SFCR com inversor central.



Fonte: NeoSolar, 2018.

2.2.2.2 Inversor *String*

Os inversores *String* são dispositivos de menor potência em relação aos inversores centrais, são conectados diretamente a uma *string*, e ligando-os a outros inversores em paralelo, vantagens: realizam MPPT separadamente para cada fileira, otimizando o processo de extração de energia, permitindo uma maior flexibilidade com diferentes orientações de cada *string*, além de possibilitar uma maior confiabilidade para o sistema, pois se algum inversor falhar não prejudicará todo o sistema. A desvantagem é o aumento do número de inversores, que gera aumento no custo.

A Figura 18, representa a configuração de um SFCR com o uso de inversor *String*, qual são apresentadas várias *strings* conectadas aos inversores *String*.

Figura 18: ConFiguração de um SFCR com inversor *String*.



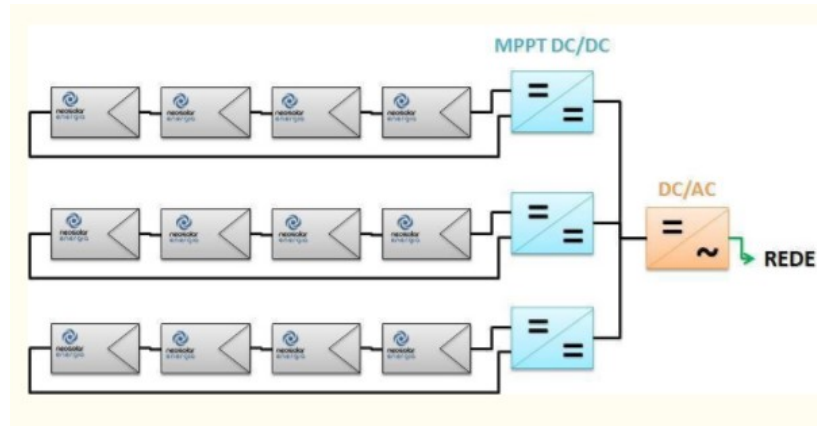
Fonte: NeoSolar, 2018.

2.2.2.3 Inversor *Multi-String*

Os inversores *multi-string* são geralmente utilizados para sistemas que tem várias *Strings* com diferentes orientações, por consequência acabam sendo submetidos a diferentes condições de irradiância e temperatura. Esta conFiguração possui dois estágios de conversão, sendo que cada fileira de módulos fotovoltaicos está ligada a um conversor CC/CC, que tem o objetivo de extrair o máximo ponto de potência independente para cada *String*, os restantes dos conversores CC/CC são ligados em paralelo, e seguidamente são acoplados a um único inversor, que é capaz de suportar cargas assimétricas realizando a conversão da corrente contínua em corrente alternada, como representado na Figura 19.

Por utilizar conversores CC/CC independente para cada módulo fotovoltaico, o custo de fabricação por inversor acaba sendo maior em relação às topológicas supracitadas. Porém, o fato de se ter mais de um MPPT por inversor facilita a expansão do sistema, possibilitando posteriormente a inserção de novos módulos fotovoltaicos, desde que o inversor suporte o incremento de potência.

Figura 19: ConFiguração de um SFCR com inversor Multi-String.



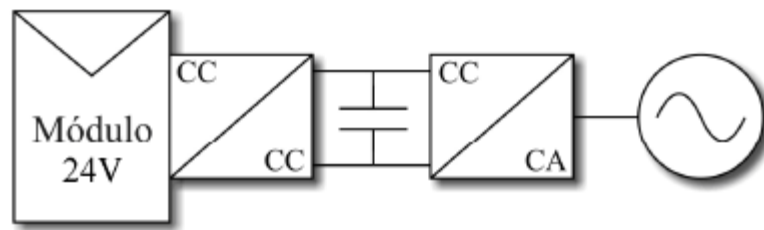
Fonte: NeoSolar, 2018.

2.2.2.4 Inversor com módulos integrado ou módulo C.A

O inversor com módulo integrado é considerado os menores SFCR que podem ser implementados, pelo fato que são conectados a um ou dois módulos fotovoltaicos para cada inversor interligado à rede elétrica, atingindo uma potência instalada de até 500W [20], como representado na Figura 20. Nessa configuração, os proveitos da modularidade são levados ao seu máximo, pois é utilizado um MPPT para cada módulo fotovoltaico. Assim cada MPPT extrai o máximo ponto de potência de cada módulo sem que os outros painéis o afetem e, por consequência reduz as perdas por diferença de potência e degradação pelo tempo.

Pelo fato do inversor ser conectado diretamente ao módulo fotovoltaico, tem-se uma economia na instalação, pois utilizam-se menores quantidades de cabos. Neste sistema a desvantagem é que o custo da potência instalada é mais alto se comparado aos outros sistemas.

Figura 20: ConFiguração de um SFCR com inversor de módulo integrado.



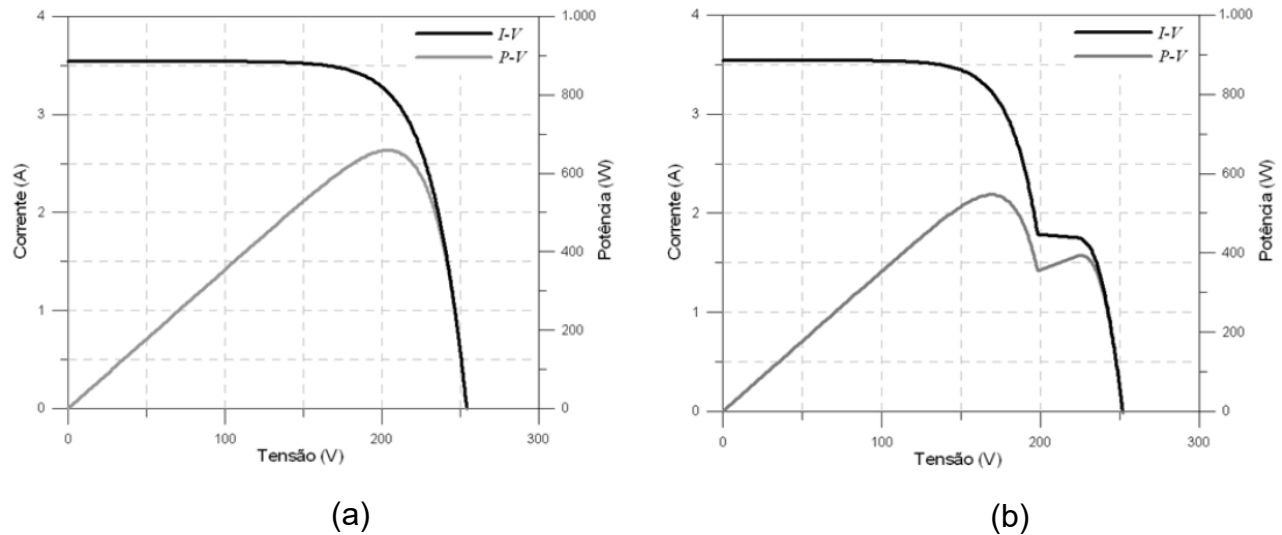
Fonte: Henrique Fioravanti, 2009

Os inversores de módulos integrados geralmente são compostos por um conversor CC-CC, que têm a finalidade de elevar a tensão da entrada do barramento CC, que está ligado em cascata a um inversor que tem a função de converter a tensão CC em tensão senoidal através do PWM. Devido à alta comutação em alta frequência em ambos os conversores, essa conFiguração apresenta perdas de nível significativo.

2.2.3 Seguidor do ponto de máxima potência (MPPT)

Como foi abordado no capítulo anterior os módulos fotovoltaicos com irradiância constante e sem células defeituosas apresentam uma curva I-V conforme a Figura 21 (a), com a curva I-V é possível indicar o ponto de máxima potência (MPP), que pode ser achado usando a equação do Fator de Forma (FF), ou derivando a curva e achando o único ponto com derivada nula. Porém, também foi abordado que se ocorrer em sombreamentos parciais sobre os módulos fotovoltaicos a irradiância irá variar, por consequência, provocará alterações na curva I-V, podendo provocar o aparecimento de pontos máximos locais, como pode ser visto na Figura 21 (b).

Figura 21: Representação das Curvas I-V (preta) e P-V (Cinza) de módulos fotovoltaico, (a) todos o módulo sombreado e (b) sombreamento atingindo 50% do módulo, ocorrência de máximos locais.



Fonte: CEPEL; CRESESB, 2014.

Por causa da variação de irradiância que gera a deformação na curva I-V e desloca o ponto de máxima potência, é necessário que haja um mecanismo de controle que verifique constantemente as modificações na curva I-V e seja capaz de encontrar o MPP, mesmo com o aparecimento dos máximos locais. Esse mecanismo deve ser capaz de atuar sobre o chaveamento do inversor ou do conversor c.c.-c.c. fazendo com que o sistema fotovoltaico trabalhe na tensão e corrente de máxima potência, potencializando a extração de potência e evitando perdas na produção das células caso o sistema trabalhe em outra tensão que não seja de máxima potência. A esse processo é dado o nome de seguidor do ponto de potência máxima (SPPM ou MPPT).

Para o dispositivo de SPPM funcionar, é necessário o emprego do algoritmo de seguimento do ponto de potência máxima, pois não se tem os valores de máxima tensão e máxima corrente antecipadamente para cada condição de irradiância e temperatura dos módulos empregados. Geralmente, as estratégias de SPPM, para encontrar os valores de máxima potência, são separadas em duas categorias: os métodos diretos e os métodos indiretos.

Os métodos diretos, que podem ser chamados de seguimento verdadeiro, encontram a potência máxima coletando em tempo real a corrente e tensão na entrada do inversor. Assim, não é necessário fornecer as informações antecipadamente sobre as características dos módulos fotovoltaicos utilizados. Dessa forma, são capazes de lidar rapidamente com as variações nas condições de operações dos módulos.

Os principais métodos diretos são três: o método “perturbar e observar” (P&O), que é o mais utilizado, e tem como funcionalidade de perturbar o ponto de operação e observar a potência de saída no inversor. Se a potência na saída aumentar é porque o ponto de operação se aproximou da potência máxima, e se a potência diminuir é porque o ponto de operação ultrapassou o ponto de máxima potência.

O outro método, é o da “condutância incremental” (*IncCond*). Esse método consiste em encontrar o ponto de máxima potência calculando em qual sentido a perturbação no ponto de operação deve ser feito, pela comparação do sinal da derivada da potência em relação à tensão.

O método indireto, que pode ser chamado de quase-seguimento, fundamenta-se na utilização de um sinal de referência, que é predefinido e se baseia em dados ou modelos matemáticos referentes às informações características do módulo FV para prever o MPP. Porém não consegue ser preciso, pois não é capaz de prever os efeitos de sombreamento, envelhecimento ou acúmulos de sujeira. Por esse motivo os métodos indiretos são pouco utilizados. Os principais métodos utilizados são, tensão fixa, tensão de circuito aberto e Corrente de curto-circuito.

2.2.4 Inversores *Strings* vs Microinversores

Os microinversores aparecem no mercado com alternativa para SFCR no lugar dos tradicionais inversores *strings*. Nos Estados Unidos já atingem 40% das instalações residenciais, ganhando a confiança do público pelas suas vantagens e possibilitando a instalação de sistemas fotovoltaicos em locais nos quais os sistemas com uso dos inversores tradicionais teriam pouca eficiência.

Os microinversores são instalados diretamente nos módulos fotovoltaicos, assim possibilita uma instalação mais fácil e ágil, pois é necessário apenas conectar a entrada do microinversor no módulo fotovoltaico, que por sua vez irá converter a corrente CC

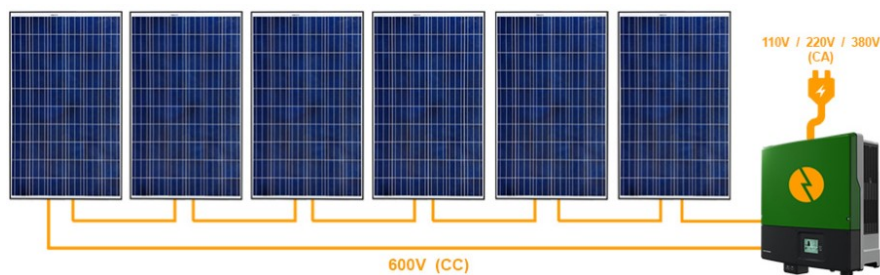
proveniente do módulo em corrente CA na saída do microinversor, assim por consequência da conversão da tensão em 220V senoidal é possível conectar a saída do microinversor diretamente a rede elétrica, sem que haja a necessidade de colocar equipamento de proteção como por exemplos “*String Box*”. Por esse fato, tem-se uma redução com equipamentos de proteção e por cabeamento, pois é necessário apenas investimentos com cabeamento CA e disjuntor AC.

Já o inversor *string* trabalha em alta tensão, para ter um bom funcionamento necessitam de uma tensão de entrada entre 300V a 1000V. O inversor deve ser instalado em um local apropriado e geralmente é fixado na parede dentro da residência. Tem maior há custo com cabeamento CC, pois é necessário conduzir o cabeamento CC da *string* até o inversor por conduites ou eletrodutos, denotando uma instalação complexa com uso obrigatório de sistema de segurança, como a implementação de “*string box*”.

A Figura 22 mostra uma típica instalação fotovoltaica que utiliza inversor *string* e Figura 23 representa sistema fotovoltaico utilizando microinversores. Nessa Figuras pode ser observado a disposição dos painéis em relação aos conversores, na Figura 22 tem-se uma conexão com 6 módulos fotovoltaicos, todos conectados há apenas um inversor que faz a conversão da energia CC em CA. Nesse cenário é necessário que todos os módulos tenham a mesma orientação, pois o inversor possui apenas um MPPT para toda a *string*.

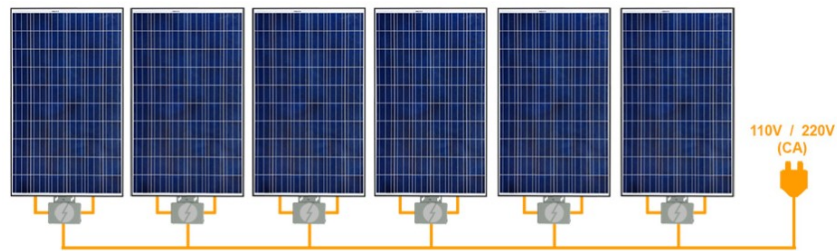
Já na Figura 23, pode-se observar 6 módulos fotovoltaicos, cada um com seu respectivo microinversor conectado em paralelo com a rede. Nesse caso, a produção de energia é independente pelo fato que cada microinversor possui um MPPT separado, o que permite que cada módulo possa ter uma orientação diferente.

Figura 22: Inversor *string* conectado a uma *string* com 6 módulos.



Fonte: PortalSolar, 2018.

Figura 23: Seis microinversores conectados com Seis módulos.



Fonte: PortalSolar, 2018.

Devido ao fato dos microinversores serem independentes, tem-se uma série de vantagens sobre os sistemas com inversores *string*, as principais são: inexistência de *mismatch* de módulos, que ocorre quando se tem módulos com diferentes curvas características ligadas em série, o que pode reduzir a corrente gerada pela *string*. Tem-se uma melhor extração de potência quando o sistema está sobre o efeito de sombreamento parcial, pois os módulos sombreados não irão afetar a corrente do sistema fotovoltaico como ocorre em sistema com uso de inversor *string*. Na Figura 24 tem-se dois sistemas, um que utiliza microinversor e outro que utiliza o inversor. Na Figura é possível observar o efeito do sombreamento em ambos sistemas, e nota-se que no sistema que utiliza o inversor *string* que toda a fileira de módulo é afetada pelo sombreamento parcial, pelo fato da corrente do módulo sombreado limitar a corrente dos demais, já no sistema que utiliza microinversor a corrente do módulo afetado não prejudica os outros painéis. De acordo com o Laboratório Nacional de Energia Renovável EUA (NREL), pode-se ter uma produção de até 12% a mais na energia gerada anualmente com o uso dos microinversores.

Figura 24: Diferença de efeito de sombreamento entre sistema com inversores *string* e microinversores.



Fonte: PortalSolar, 2018.

O sistema de microinversores por ser modular, ou seja, por permite adicionar novos módulos ao sistema com facilidade e sem que haja alterações importantes no projeto, também não ocorre descarte de qualquer equipamento utilizado anteriormente. Já os inversores *string* por possuir em um dimensionamento de acordo com a potência instalado, limita as opções de expansão do sistema. Tem-se também a vantagem de ter um melhor monitoramento e rastreamento de falhas quando se utiliza os microinversores, pois cada módulo fotovoltaico com um microinversor irá ter um monitoramento individual, permitindo assim que se identifique exatamente qual módulo está com defeito, diferentemente dos inversores *string* que monitora a *string* como um todo. A Figura 25 é um exemplo de monitoramento em tempo real de unidade de geração fotovoltaica com 16 módulos que utilizam microinversores.

Figura 25: Tela de monitoramento de uma unidade de geração fotovoltaica.



Fonte: Ap Systems, 2018.

Porém, o sistema de microinversor apresenta desvantagens como o alto custo da implementação, em sistema grande o gasto com os microinversores ultrapassam o valor de um inversor *string*, e a eficiência dos microinversores, embora estejam muito próximas ao dos inversores *string*, ainda não conseguem atingir os mesmos níveis. Devido a esses motivos os microinversores são indicados para sistemas que serão instalados em telhados com muito sombreamento, necessitem utilizar painéis com diferentes orientações e em sistemas menores de até 1.5KWp ou que tenham a intenção de expandir o sistema ao longo do tempo.

3. COMPOSIÇÃO DO SISTEMA DE TESTE E INSTALAÇÃO DOS SISTEMAS

Este capítulo refere-se à composição do sistema fotovoltaico utilizado para a realização dos testes e análise experimental dos inversores. Serão abordados os temas de instalação dos módulos fotovoltaicos e dos inversores e suas especificações técnicas.

3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS PARA ANALISE EXPERIMENTAL

Os painéis utilizados para os testes de análise experimental, foram os módulos fotovoltaicos da Sun-Earth que possuem uma potência de pico de 235 Wp e são constituídos de 60 células de silício policristalino. A tabela 2 mostra a especificação dos módulos utilizados, possuindo uma corrente de operação de 8,05A, tensão de operação de 29,2V, a sua eficiência é de 14,4%, com uma queda de performance informada pelo manual de 20% em 25 anos. A Figura 26 apresenta a curva I-V, com um I_{sc} (corrente de curto circuito) de 8,47A e uma V_{oc} (Tensão de circuito aberto) de 36,7V.

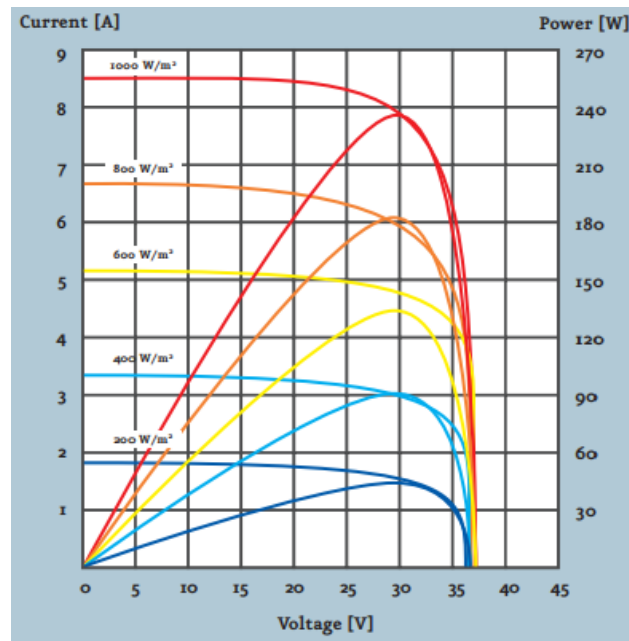
Tabela 2: Especificações do Módulo FV Sun-Earth TPb156x156-60-P

Módulo Fotovoltaico Sun-Earth TPB156x156-60-P
Potência Nominal, $P_{MP} = 235$ Wp
Tensão de Máxima Potência, $V_{MP} = 29,2$ V
Corrente de Máxima Potência, $I_{MP} = 8,05$ A
Tensão de Circuito Aberto, $V_{OC} = 36,7$ V
Corrente de Curto-circuito, $I_{SC} = 8,47$ A
Coeficiente de Temperatura $V_{OC} = -0,35\%/^{\circ}\text{C}$
Coeficiente de Temperatura $I_{SC} = -0,05\%/^{\circ}\text{C}$
Coeficiente de Temperatura $P = -0,45\%/^{\circ}\text{C}$
Eficiência do Módulo, $\eta = 14,54\%$

Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Figura 26: Curva I-V, variando com a temperatura e Irradiância do

Módulo FV Sun-Earth TPb156x156-60-P



Fonte: DataSheet Do Módulo FV Sun-Earth TPb156x156-60-P.

3.1.1 Localização do gerador fotovoltaico

Para a instalação de geradores fotovoltaicos há de ser observado alguns requisitos de implementação; devem ser instalados em local com boa circulação de ar, para reduzir o aquecimento dos módulos e com bons níveis de irradiância solar, ou seja, os módulos devem ser distribuídos a uma distância razoável de objetos que possam provocar sombras, principalmente em horários que ocorra melhor incidência de irradiância, usualmente entre 9 e 16 horas e também devem ser instalados o mais próximo do inversor, para evitar ao máximo as perdas devido à queda de tensão, além de reduzir os custos com cabeamento.

Deve ser levantado os níveis de irradiância do local de instalação. Atualmente existem muitos sites para consultar esses dados de irradiância, como por exemplo: site do INPB. Mensurando a irradiância pode-se calcular a energia recebida do sol num determinado período, assim é possível saber quando o sistema irá produzir em um ano.

Já a temperatura do local afeta a produção de energia dos módulos, pelo fato dos valores de máxima tensão e máxima corrente fornecidos pelo fabricante serem calculados utilizando as condições de teste padrão (STC) (1000 W/m² de irradiância e temperatura de 25°C). É necessário recalcular a tensão e corrente de circuito aberto, levando em conta a faixa de temperatura no local da instalação, de acordo com os coeficientes de temperatura da folha de dados. Para a realização do cálculo utiliza-se as equações (10) para determinar o coeficiente do módulo (%/°C) e equação (11) para calcular os valores corrigidos:

$$CX_{ac} = \frac{\text{Coeficiente}(\frac{X}{^\circ\text{C}})}{X_{ac}} \cdot 100\% \quad (10)$$

$$X_{ac(\text{corrida})} = X_{ac} \pm \Delta T \cdot (C_{Vac} \cdot X_{ac}) \quad (11)$$

O ΔT representa a faixa de temperatura utilizada, por normas europeias utiliza-se a faixa de -10°C a 70°C. Desta forma o desvio das STC (25°C) para 70°C é de 45°C e para -10°C é de 35°C (R. R. SPADUTO; F. C. MELO; L. C. G. FREITAS, 2013).

Sobre o sombreamento, existem alguns métodos para analisar o efeito das sombras na área proposta para a instalação dos módulos fotovoltaicos. A equação (12) mostra um método utilizado para estimar, de forma conservadora a distância mínima que o módulo fotovoltaico deve ser distribuído na área de instalação. O método é dito conservador pois considera que a sombra dos objetos analisado cobre por igual todo o módulo, porém usualmente não ocorre o sombreamento de toda área analisada, pelo fato que o contorno do sombreamento não é homogêneo (CEPEL; CRESESB, 2014).

$$d = Fe(h_{ob} - h_i) \quad (12)$$

Onde:

d = distância mínima mantida entre o módulo fotovoltaico e objeto de análise;

Fe = fator de espaçamento pela latitude;

h_{ob} = altura do objeto;

h_i = altura de instalação do módulo;

q = carga do elétron;

K = a constante de Boltzmann;

T = a temperatura da célula.

Também pode ser feita a análise do sombreamento utilizando métodos computacionais com o uso de equipamentos de medição de sombreamento, por exemplo o SunEyeR, utilizando imagens reais do local escolhido para instalação é possível construir modelos 3D dos prédios e objetos vizinhos e simular o sombreamento durante o dia.

Para o projeto desenvolvido nesse trabalho, foi utilizado o conjunto de painéis instalados no laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência da Universidade Federal de Uberlândia (NUPEP_FEELT-UFU). Este local apresenta todos os requisitos necessários para instalação dos módulos fotovoltaicos. Tendo em vista, que os módulos utilizados se encontram no telhado do laboratório, tem-se uma área sem influência de objetos que possam proporcionar sombras, como prédios ou árvores, apresenta uma boa circulação de ar e o inversor *string* se encontra próximo aos módulos instalados, dentro do prédio do laboratório, logo abaixo dos módulos, proporcionando uma queda de tensão desprezível. A Figura 27 apresenta a foto do prédio do NUPEP.

Figura 27: Prédio do laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência.



Fonte: Google maps, 2018.

3.1.2 Orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos

A orientação e a inclinação dos módulos são de suma importância para atingir uma melhor extração de energia ao longo do ano. Para as inclinações dos países localizados no hemisfério Sul, os módulos fotovoltaicos devem estar com a face orientada em direção ao Norte Verdadeiro e os painéis fotovoltaicos instalados no hemisfério norte devem ser voltados para o Sul Verdadeiro.

A Figura 28 mostra a orientação (latitude e longitude) do prédio do laboratório do NUPEP, o local de escolha possui uma declinação magnética positiva de 21.28° , ou seja, o norte verdadeiro possui uma diferença entre o norte magnético de $21,28^\circ$. Já os módulos instalados no Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência se encontram com desvio azimutal -13° em relação ao norte geométrico, pois os módulos seguem orientação do telhado do prédio e pelo fato da diferença do ângulo do prédio em relação ao ângulo do norte verdadeiro ser pequena, não há necessidade de se fazer alterações.

Figura 28: Orientação do laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de potência.



Fonte: NOAA National Centers for Environmental Information (NCEI), 2018

Para a inclinação, deve-se estabelecer um ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos próximo ou igual ao ângulo da latitude do local proposto para a instalação do sistema. Porém a diferença aceitável entre o ângulo de inclinação do módulo e a latitude é no máximo de 10° (CEPEL; CRESESB, 2014). Os painéis fotovoltaicos presentes no laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência seguem a recomendação da inclinação, pois possui uma inclinação de 20° , para uma latitude de 18° S.

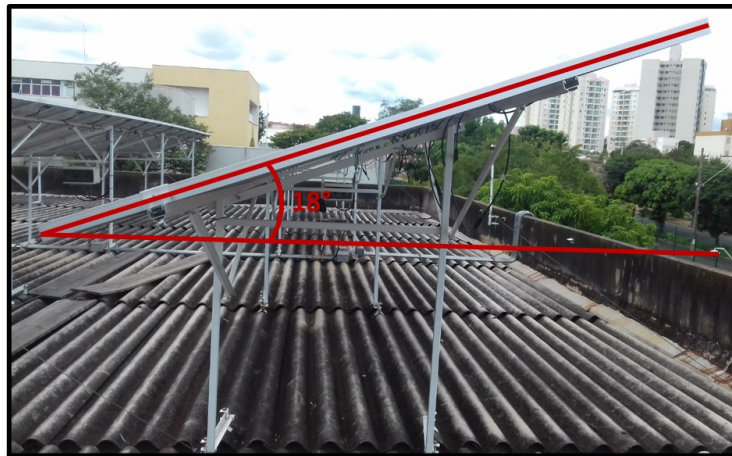
3.1.3 Estrutura de suporte e Conexão dos módulos Fotovoltaicos

A estrutura de suporte é a base de fixação dos módulos fotovoltaicos. Geralmente é uma estrutura metálica, que possibilita a fixação dos módulos fotovoltaicos de forma simples e ágil. A estrutura deve ser projetada conforme a condição do terreno ou ao telhado, e deve ser rígida e de geometria adequada para dar a orientação e o ângulo de inclinação previsto no projeto, a estrutura deve permitir circulação do ar e facilitar a manutenção dos sistemas.

3.1.3.1 Estrutura de suporte

A Figura 29 mostra a estrutura de fixação dos módulos instalados no laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência, o material que constitui o suporte é de ferro foi toda pintada, para impedir a corrosão galvânica ou oxidação devido ao meio externo. Ao todo existem 3 estruturas sobre o telhado do prédio, duas maiores com uma área ocupada pelos módulos de $24,74\text{m}^2$, que possibilita a instalação de 16 módulos (235Wp ou 240Wp) para cada estrutura, e uma menor com $16,032\text{m}^2$, que possibilita a instalação de 16 módulos (135Wp ou 140Wp). Todas as estruturas são fixadas nos caibros que sustentam as telhas, proporcionando uma fixação segura e rígida. As estruturas foram projetadas para promover aos módulos uma inclinação de 20° e orientação azimutal de -13° .

Figura 29: Estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos instalados no laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência.

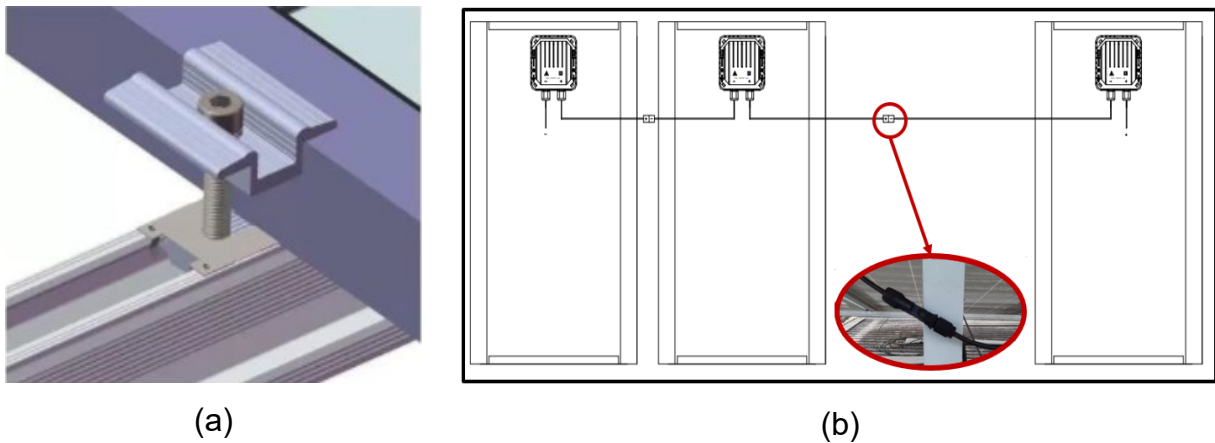


Fonte: dados do próprio autor.

3.1.3.2 Montagem da conexão dos módulos

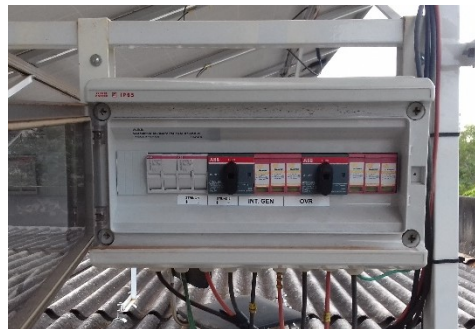
A fixação dos módulos na estrutura de suporte é feita através de grampos, que prende os módulos na estrutura de forma segura, como pode ser vista na Figura 30(a). Os módulos instalados no laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência foram conectados na posição retrato, conectados uns aos outros em série através de conectores mc4, como pode ser visto na Figura 30(b), e conectados à *string* box, que está presa na estrutura de fixação abaixo da *string*, como pode ser observada na Figura 31. A *string* box possui para cada *string* um DPS, duas chaves seccionadora, para desconectar as *strings* caso precise realizar manutenção no sistema, 2 fusíveis de 15A, sendo 1 para o polo positivo e um fusível para o polo negativo, para proteger os painéis fotovoltaico caso ocorra sobrecorrente, que possa provocar danos ao sistema (ELGIN, 2018).

Figura 30: (a) grampo de fixação prendendo um módulo fotovoltaico na estrutura de suporte, (b) Representação de uma conexão de módulos fotovoltaicos em série, utilizando um conector MCU.



Fonte: própria do autor.

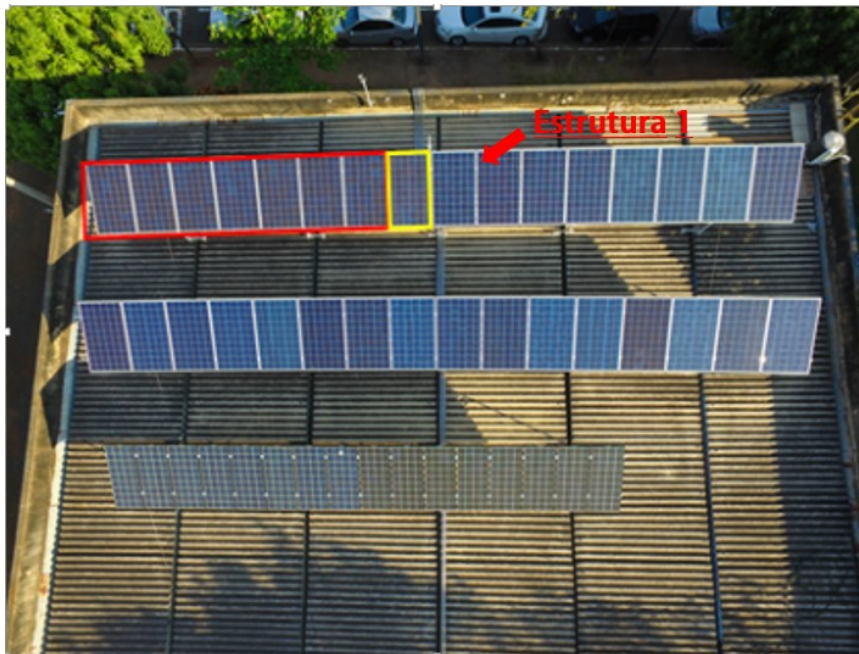
Figura 31: *String* Box conectado as duas *strings* box da estrutura 1, localizada no laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência.



Fonte: própria do autor.

Para realizar a análise experimental de comparação entre o inversor *string* e o microinversor, foi necessário utilizar 8 módulos Sun-Earth presente na estrutura 1, como pode ser observado na Figura 32, são destacados 8 módulos, 7 em vermelho foram conectados em série, formando uma *string* de 1.645 kWp. Estes módulos compõem o arranjo fotovoltaico instalado no inversor do tipo *string* – Fronius IG 2000 – cujas especificações serão tratadas no próximo capítulo. E o módulo destacado em amarelo foi conectado diretamente ao microinversor Hoymiles MI-250, cujas especificações também serão tratadas no próximo capítulo.

Figura 32: Módulos FV Sun-Earth 235 Wp. Em vermelho forma a fileira de módulos conectados ao Inversor Fronius e em amarelo o módulo FV conectado ao microinversor Hoymiles.



Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

3.2 INVERSORES FOTOVOLTAICO UTILIZADOS PARA ANÁLISE EXPERIMENTAL

O inversor *string* utilizado para os testes de análise experimental, foi o inversor do tipo *string* - Fronius IG 2000, como pode ser visto na Figura 33. Possuem uma potência de entrada, para a faixa de trabalho de 1500 a 2500 Wp, a tensão máxima suportada é de 500V, a tensão nominal é 280V e a corrente máxima é 13,6A. Para o lado CA, a potência máxima injetada é de 2000W, a tensão nominal da rede 240V, com uma corrente nominal extraída de 7,5A. Os dados de operação podem ser consultados na tabela 3.

O inversor Fronius tem a capacidade de sincronizar com a rede elétrica de forma automática, incluindo a proteção de anti-ilhamento, que funciona como um detector de falha de tensão e sai de operação caso ocorra alguma anomalia C (R. R. SPADUTO; F. C. MELO; L. C. G. FREITAS, 2013).

Tabela 3: Especificação Fronius IG 2000.

Entrada CC	
Potência da String PV Recomendada	1500 - 2500 Wp
Tensão máxima de entrada CC	500 V
Tensão CC de operação do MPPT	150 - 400 V
Corrente máxima de entrada CC	13.6 A
Corrente de curto circuito	25A
Entrada AC	
Máxima potência de saída em 40°C	2000 W
Tensão de saída nominal CA	220 V
Variação da Tensão da Rede	180 - 264 V
Máxima corrente CA	8.35 A
Corrente de retorno máxima	0 A
Variação da frequência	59.3 to 60.5 Hz
Distorção de harmônica total	< 5 %
Fator de Potência	1
Dados Gerais	
Máxima Eficiência	95.2 %
Consumo de potência máxima	7 W
Consumo em modo de espera	<0.15 W (night)
Limite de variação de temperatura	-25 to 50 °C

Fonte: R. R. GODOL; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Figura 33: Inversor Fronius IG 2000

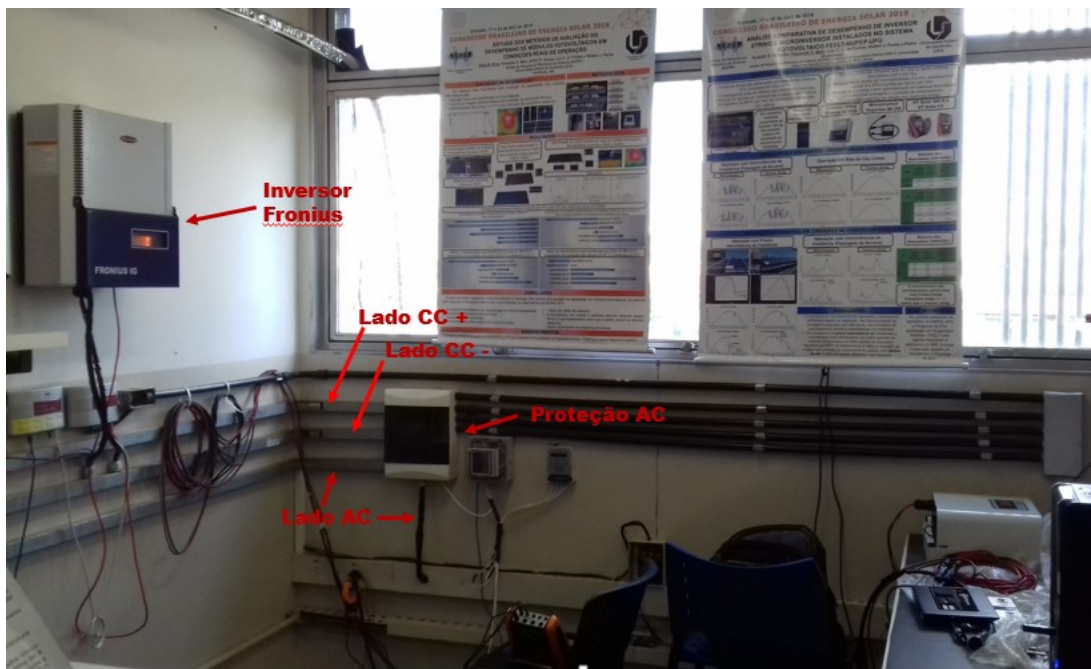


Fonte: Página da Fronius.

3.2.1 Instalação do Sistema

O Inversor Fronius IG 2000 se encontra instalado no laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência, como pode ser vista na Figura 34, na imagem pode ser observado os eletrodutos nos quais passam os cabos CC, que conectam o inversor aos 7 módulos fotovoltaicos presentes no telhado, e os cabos CA que ligam o inversor ao quadro de proteção, no qual existe um disjuntor de 25A e um DPS.

Figura 34: Inversor Fronius instalado na parede do laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência.

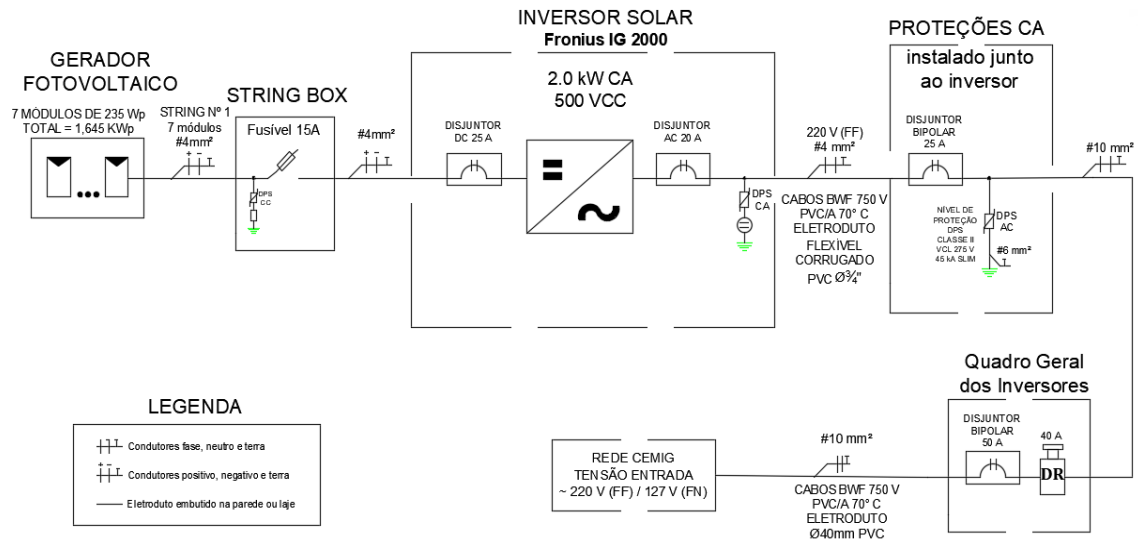


Fonte: própria do autor.

O Quadro de proteção está ligado ao quadro geral dos inversores, o qual foi instalado com o objetivo de conectar os inversores utilizados no laboratório à rede elétrica. Pode-se observar que a seção do fio aumenta quando saem do quadro de proteção CA. O quadro geral dos inversores possui um disjuntor de proteção de 50A e um dispositivo Diferencial Residual (DR) de 40A. A Figura 35 apresenta o diagrama unifilar do SFCR do inversor Fronius, que facilita o entendimento da conexão do sistema fotovoltaico existente no laboratório.

Os disjuntores presentes foram dimensionados para proteção dos cabos utilizando o método “B1” da norma NBR5410, permitindo assim que a corrente não ultrapasse o valor de corrente suportado pelos cabos, como recomenda a norma. No diagrama da Figura 35, pode-se observar que os cabos de 4mm² que suportam até 42 A estão conectados aos disjuntores de 25A, e os cabos com seção de 10mm² que suporta uma corrente de 57A estão conectados a um disjuntor de 50A.

Figura 35: Diagrama unifilar do SFCR do inversor Fronius.



Fonte: própria do autor.

Os cabos CC utilizados no arranjo são do modelo “Cabo Superastic Flex Dupla camada – BWF Antiflam® 750V” do fabricante Prysmian e os eletrodutos em que passam os cabos é do tipo PVC rígidos roscável do fabricante Tigre. Para maior segurança do sistema fotovoltaico, os cabos de polo positivo são passados em eletrodutos diferentes dos cabos de polo negativo. Para dimensionar o cabo foi observado a corrente máxima gerada pelo módulo e corrente máxima de saída do inversor.

Pela norma europeia IEC 60364-7-712, os cabos das *strings* devem suportar uma corrente de 1,25 vezes maior que a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico a uma temperatura de +70°C. Além de estarem protegidos contra falhas de terra e curto circuito, assim incrementando um fator de tolerância de 10%, ou seja, perfazendo um valor total de 1,35 vezes a corrente de curto circuito (R. R. SPADUTO; F. C. MELO; L. C. G. FREITAS, 2013).

3.3 MICROINVERSOR FOTOVOLTAICO UTILIZADOS PARA ANÁLISE EXPERIMENTAL

O microinversor utilizado para os testes de análise experimental, foi o inversor Hoymiles MI-250, como pode ser visto na Figura 36. Possuem uma potência de entrada

com um faixa de operação 200 a 310 Wp, a tensão máxima suportada é de até 60V, a faixa de tensão para operação do MPPT é de 27-48 e a corrente máxima de entrada é 10.5A. Para o lado CA a potência máxima injetada é de 250W. No caso do microinversor Hoymiles, a tensão de saída influencia na corrente AC, ou seja, para tensões de rede igual 230V, a corrente na saída é de 1,20A, para 240V a corrente extraída será de 1,04A, considerando que o inversor esteja trabalhando na sua máxima potência. Os dados de operação podem ser consultados na Tabela 4.

A Figura 37 mostra a curva de eficiência do microinversor Hoymiles fornecida pelo fabricante para a máxima potência de 250W. Pode-se observar pela curva que o microinversor atinge os melhores pontos da sua eficiência quando trabalha na faixa de 40% a 60% da máxima potência. Também pode se observar que se o microinversor operar na faixa de tensão recomendada, haverá uma modesta variação na eficiência.

Tabela 4: Especificações do Microinversor Hoymiles MI-250.

<i>Entrada CC</i>	
Potência de entrada	200 W- 310 W
Variação de tensão do MPPT	27 - 48 V
Máxima tensão de Entrada	60V
Eficiência nominal do MPPT	99,8%
<i>Saída CA</i>	
Potência de Saída	250 W
Fator de Potência	> 0.99
Distorção de harmônica total	< 3%
Máxima eficiência do MPPT	96,7%
Dimensões (Comprimento x Altura x Largura)	18.3 x 16.4 x 2.8 cm
Peso	1.65 kg

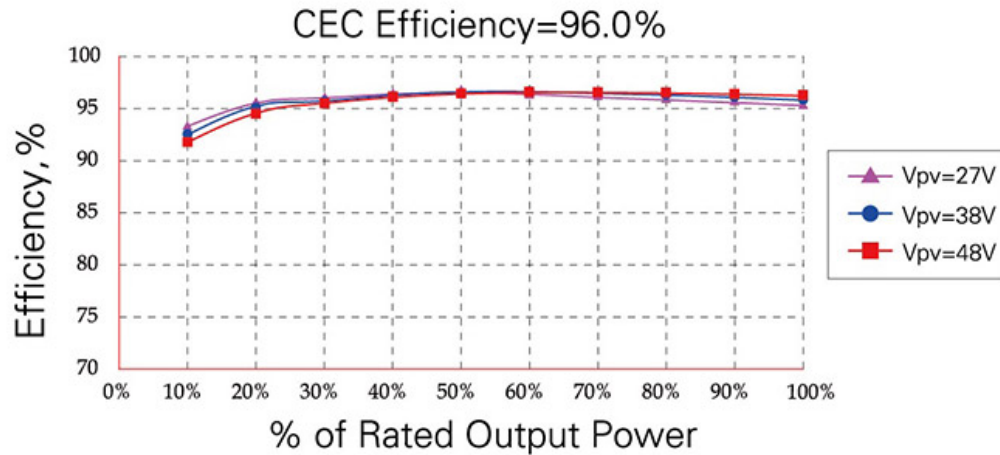
Fonte: R. R. GODOL; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Figura 36: Microinversor Hoymiles MI-250



Fonte: Página da Hoymiles.

Figura 37: Curva de eficiência.



Fonte: Página da Hoymiles.

3.3.1 Instalação do Sistema

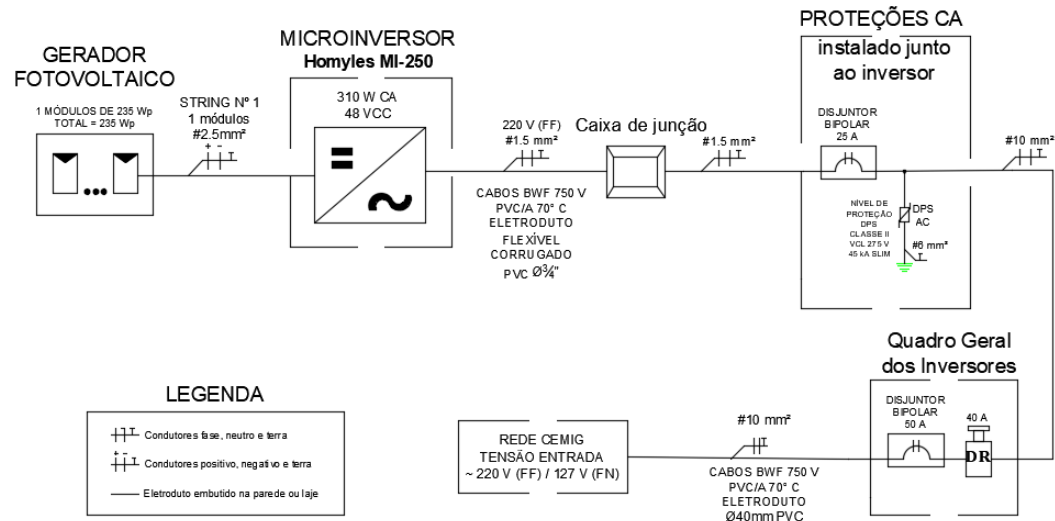
A instalação dos microinversores são mais simples, devido ao fato que podem ser instalados na própria estrutura de fixação dos módulos e a conexão do lado CC, juntamente com a do lado CA, não necessitam de mecanismo de proteção (como por exemplo a *string* box que são exigidas para os inversores *strings*), já que os microinversores possuem sistema de proteção internos possibilitando a conversão da corrente CC em corrente CA de forma segura. Nesse tópico será mostrado como foi realizado a instalação do microinversor Hoymiles MI-250 em um módulo fotovoltaico do laboratório do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência.

O microinversor foi fixado na estrutura 1, citada no tópico “3.1.3.1. Montagem da conexão dos módulos”, seguindo as orientações do manual de instalação do microinversor Hoymiles MI-250 (HOYMILES, 2018). É importante analisar a especificações técnicas do módulo antes da conexão com o microinversor, assim evitando danos ao equipamento. Analisando a Tabela 2, pode-se observar que o painel fotovoltaico da Sun-Earth em questão, possui as especificações técnicas exigidas para a conexão com o microinversor da Hoymiles (Tabela 4).

Na Figura 37 é possível observar o diagrama unifilar que representa o sistema fotovoltaico com uso do microinversor. Diferentemente do diagrama unifilar feito para representar a instalação do inversor *string*, pode se observar que não foi exigida o uso

da *string* box para o lado CC, já para o lado CA foi conectado na caixa de Proteções CA, a mesma utilizada para o inversor *string*, assim aproveitando os disjuntores de 25 A e o DPS, para a conexão entre o caixa de proteções CA e o microinversor foi utilizado um cabo AC de 2,5mm².

Figura 38: Diagrama unifilar do SFCR do microinversor



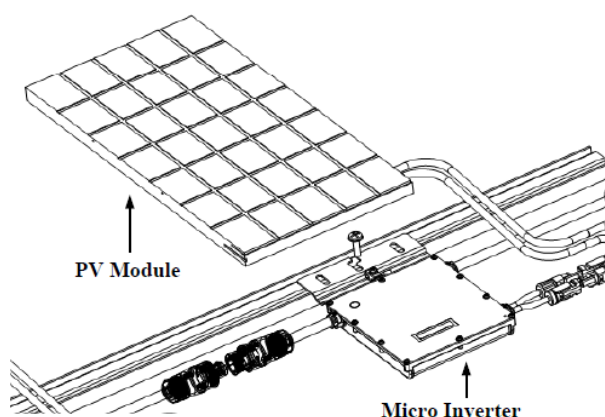
Fonte: própria do autor.

É importante ressaltar a simplicidade da instalação fotovoltaico quando se utiliza os microinversores, mesmo para um sistema fotovoltaico que utilizam uma quantidade mais expressiva de microinversores, é necessário apenas fixa-los os microinversores na estrutura dos módulos, conectando-os às fases da rede e ao Terra, dimensionando os cabos CA para comportar o somatório das correntes do arranjo projetado. Já para a proteção do sistema do lado CA é indicado colocar um disjuntor e um DPS no lado CA. Para o microinversor Hoymiles é permitido 13 unidades por *string*, totalizando uma corrente de 20A (HOYMILES, 2018).

3.3.1 Conexão do Microinversor

A conexão do microinversor foi feita seguindo a orientação do manual de instalação do Hoymiles. O mesmo recomenda que o microinversor seja fixado na estrutura próximo ao centro do módulo, conforme a Figura 39. Para prender o microinversor na estrutura é utilizado um parafuso para a fixação.

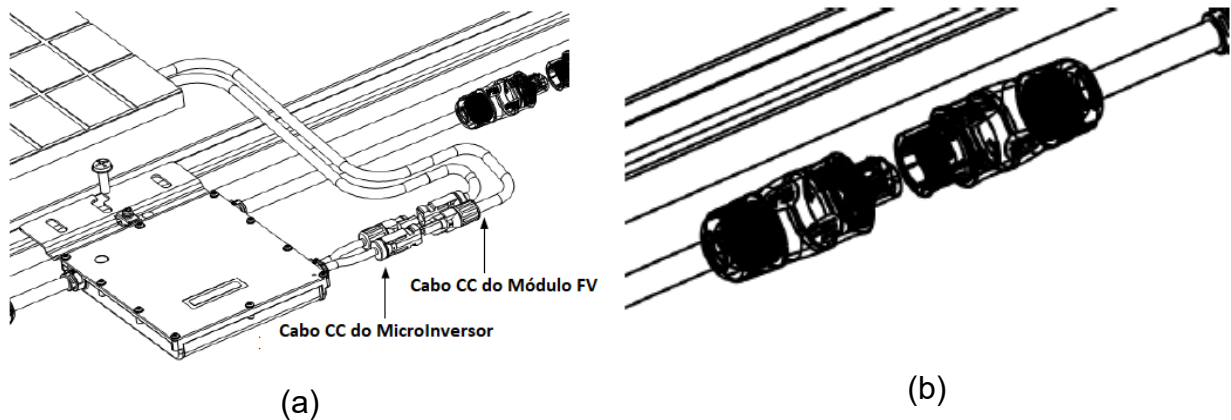
Figura 39: Posição de instalação do microinversor.



Fonte: Manual de Instalação do Hoymiles.

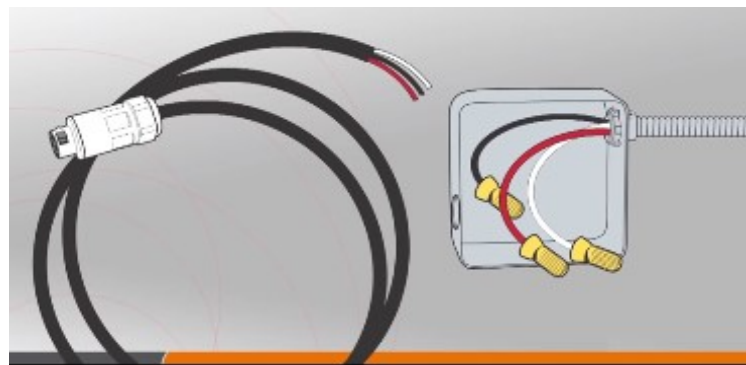
A conexão do módulo fotovoltaico ao microinversor é feita através do conector MC4. É necessário apenas conectar os conectores fêmea ao macho, de acordo com a Figura 40(a). Já para o lado CA foi necessário fixar uma caixa de junção para comportar as fases e o Terra ligados à caixa de Proteções CA, segundo o diagrama unifilar da Figura 37. A caixa de junção é necessária devido ao fato que o lado AC do microinversor é conectado através de um cabo extensor, conforme a representação da Figura 41. Após ser realizado, a ligação do cabo extensor na caixa de junção fez-se a conexão do lado CA, conectando o conector fêmea do microinversor ao cabo extensor, de acordo com a Figura 40(b).

Figura 40: Diagrama unifilar do SFCR do microinversor



Fonte: Manual de Instalação do Hoymiles.

Figura 41: Representação da conexão entre o cabo extensor e os fios da caixa de junção.



Fonte: Vídeo de instalação do APSsystem.

Após a realização da conexão do microinversor ao módulo e ao lado CA, foi realizado a verificação da conexão, afim de validar se o sistema estava montado corretamente para ligar o disjuntor da caixa de Proteção CA. Após a energização do lado CA do microinversor, o manual recomenda checar a luz emitida pelo inversor. O Hoymiles emite dois tipos de sinais luminosos para confirmar que está operando corretamente ou não: pulso de luz vermelha indica que está conectado apenas ao lado CC e um pulso de luz verde indica que o microinversor está gerando energia corretamente. Tanto os microinversores da Hoymiles como os da ApSystems apresenta o mesmo sistema de verificação por sinais luminosos, para verificar se o sistema está gerando energia.

4. ANÁLISE EXPERIMENTAL ENTRE MICROINVERSOR E INVERSOR *STRING*

Em sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte, o emprego de microinversores ao invés de inversores *string* pode promover um aumento na geração de energia elétrica ao reduzir os efeitos de sombreamento e a perda de eficiência, pelo fato do microinversor controlar individualmente a energia extraída de cada módulo. Esse capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos através de um estudo realizado em uma unidade de microgeração distribuída com energia solar fotovoltaica composta por inversores do tipo *string* e microinversor. Estes foram conectados aos módulos fotovoltaicos de 235Wp (Watt-pico) da Sun-Earth instalados nas mesmas condições de orientação e inclinação e, dessa maneira, o desempenho de ambos foi monitorado e avaliado.

4.1 METODOLOGIA E RESULTADOS

4.1.1 Coleta de dados

Foram utilizados dois tipos de equipamentos para o registro e monitoramento dos inversores empregados nos testes experimentais. Os dados da geração de energia do inversor Fronius IG 2000 foram salvos no Fronius Datalogger Web e os dados da geração de energia do Hoymiles MI-250 foram obtidos através do equipamento HT Solar 300N. Para o monitoramento da irradiância no local de teste, foi utilizado o Fronius Sensor Box.

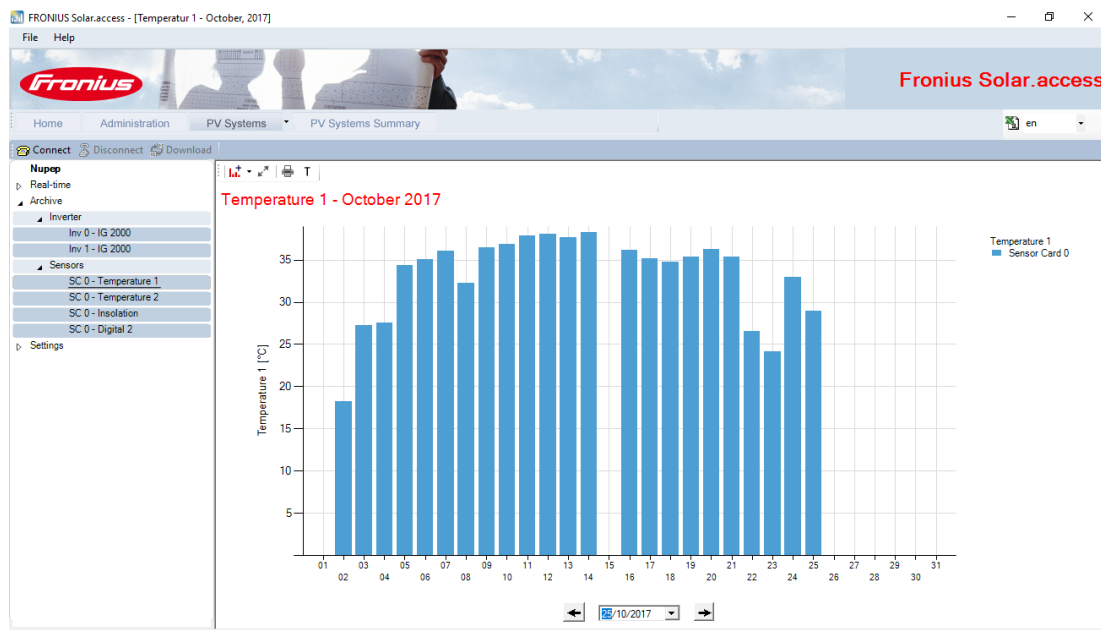
A Figura 42 (a) mostra o Fronius Datalogger Web, o equipamento é conectado ao inversor *string* e é possível acessar os dados coletados pelo Fronius Solar.access, como pode ser visto na Figura 43. Com o *software* é possível gerar uma planilha de dados, que fornece os valores de potência e da energia produzida durante o dia juntamente com a irradiância, temperatura ambiente, temperatura do módulo e velocidade do vento, caso o sistema esteja integrado com o Fronius Sensor Box, mostrado na Figura 42 (b). Os dados são coletados em intervalos de 5 minutos.

Figura 42: (a) Fronius Datalogger Web, (b) Fronius Sensor Box.



Fonte: Pagina da Fronius.

Figura 43: Pagina do software Fronius Solar.access.



Fonte: Pagina da Fronius.

Na Figura 44 pode se observar os sensores que foram conectados ao Fronius Sensor Box. Ele tem um conjunto de 4 sensores: sendo um de temperatura do módulo ($^{\circ}\text{C}$), um de temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$), um de irradiância (W/m^2) e um de velocidade de vento (Km/h). Os sensores foram conectados conforme é indicado pelo manual próximos as *strings* (FRONIUS, 2018).

Figura 44: Conjunto de sensores da Fronius.



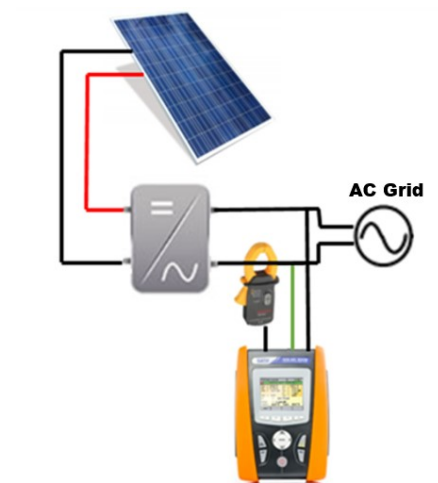
Fonte: Pagina da Fronius.

A Figura 45 (a) mostra o HT Solar 300N que foi conectado ao lado CA do microinversor, para monitorar a geração de energia do microinversor e determinar a produtividade energética. O HT Solar 300N tem a capacidade de analisar a rede, salvando os dados de potência e energia gerada durante o dia. Os dados são coletados em intervalos de 5 segundos. Pela Figura 45 (b) é possível observar o diagrama de ligação do HT Solar 300N ao lado CA do microinversor.

Figura 45: (a) Solar 300N, (b) Diagrama de Ligação do HT solar 300N.



(a)



(b)

Fonte: próprio autor.

4.1.2 Análise dos Resultados

A análise experimental comparativa entre o inversor e o microinversor foi dividida em 3 partes, para verificar a eficiência entre ambos. Na primeira etapa com todos os equipamentos instalados devidamente e o sistema fotovoltaico operando normalmente, foi realizado a fase de teste sem sombreamento, que ocorreu do dia 27 de junho até 1 de agosto de 2017. Na segunda etapa, foi realizado o teste com sombreamento, que aconteceu do dia 19 até o dia 23 de outubro de 2017. Na sequência foi realizada a terceira etapa, que constituiu o teste utilizando o Emulador de Arranjo Fotovoltaico, com objetivo de verificar o rastreamento do ponto de máxima potência dos inversores testados.

Para se obter uma comparação justa entre o sistema com inversor *string*, que possui uma potência instalada de 1645Wp, e o sistema com microinversor, que possui uma potência instalada de 235Wp, foi utilizado o conceito de produtividade energética, que consiste na divisão da energia produzida pela potência instalada.

$$P_{\text{energetico}} = \frac{E}{P} \quad (13)$$

Em que:

$P_{\text{energetico}}$ = Produtividade energética (KWh/KWp);

E = Energia gerada durante o dia (KWh);

P = Potência instalada (KWp);

4.1.2.1 Avaliação experimental em condições normais de operação dos módulos FV

A tabela 5 apresenta os resultados práticos obtidos nos dias 7 e 13 de julho de 2017. Foram escolhidos particularmente esses dois dias, pois apresentam disparidade na irradiância, podendo assim analisar melhor o comportamento dos inversores para dias com muita intermitência e com pouca intermitência de irradiação. A Figura 46 (a) e (b) apresenta o gráfico de irradiância e a produtividade energética do sistema com inversor *string* FRONIUS e do sistema com microinversor HOYMILES do dia 7 de julho. Nota-se que a geração de energia solar apresentou alta intermitência, devido a ocorrência de

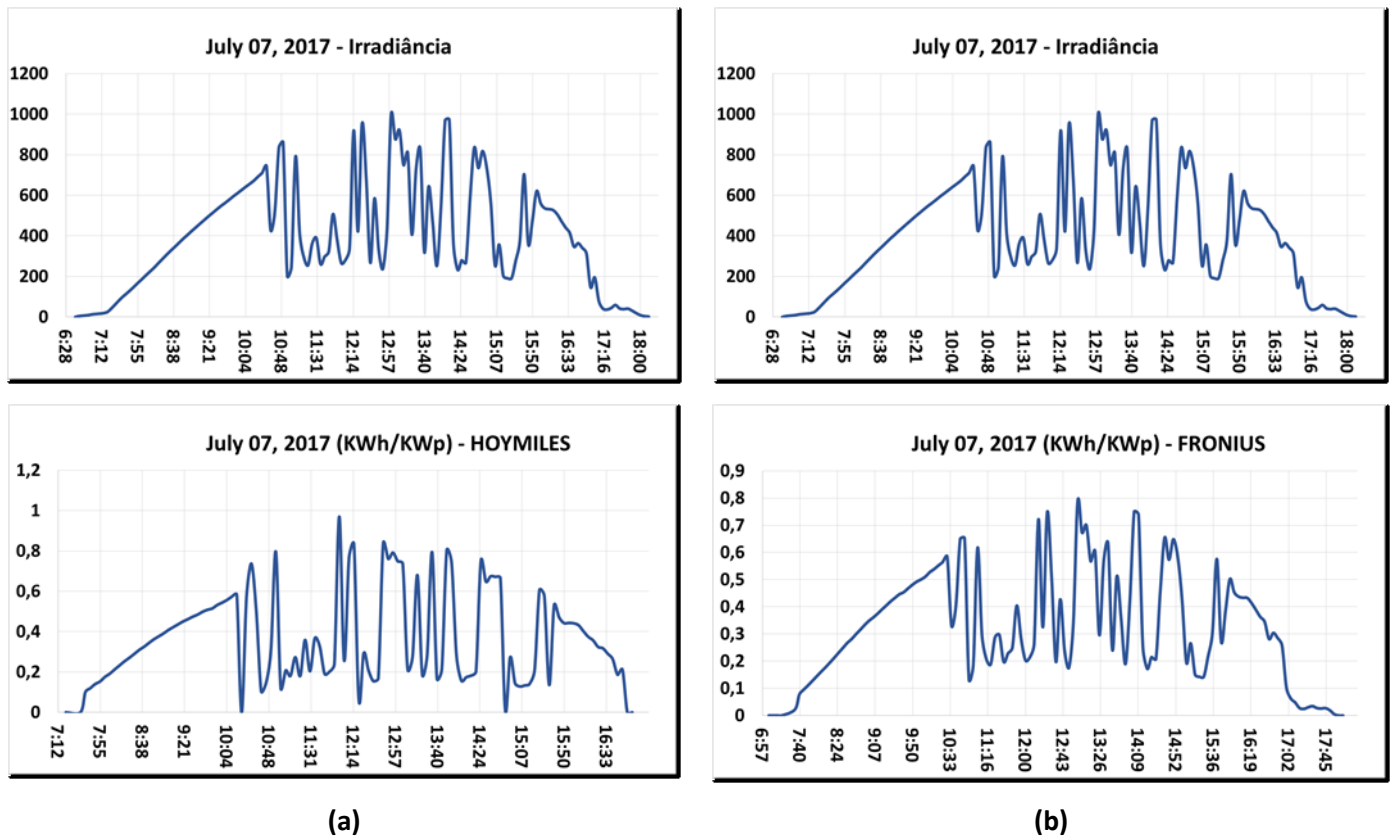
nuvens no céu, e produtividade energética do microinversor foi de apenas 0,17% superior em relação ao inversor *string*.

Tabela 5: Performance do Microinversor Hoymiles MI-250 e do Inversor *String* Fronius IG 2000.

<i>Data</i>	<i>Hoymiles MI-250 (kWh/kWp)</i>	<i>Fronius IG 2000 (kWh/kWp)</i>	<i>Produtividade Energética do Microinversor em relação ao Inversor String (%)</i>
07/07/2017	3,52	3,514	100,17%
13/07/2017	4,7	4,63	101,5%

Fonte: R. R. GODOL; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS

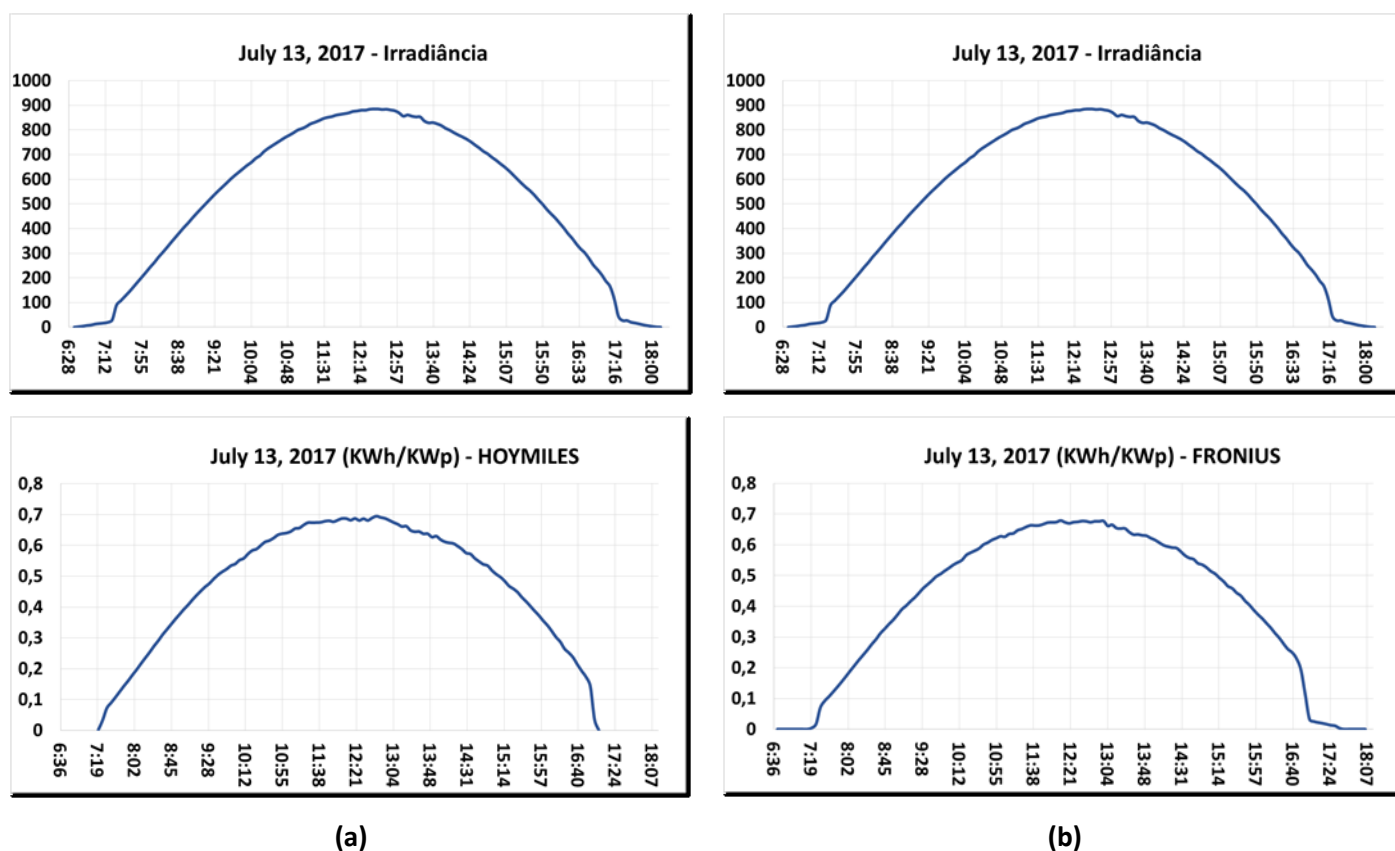
Figura 46: Curvas de irradiância e de produtividade energética (kWh/kWp) ao longo do dia 7 de Julho (a) do Microinversor Hoymiles (b) do inversor *string* FRONIUS IG 2000.



Fonte: R. R. GODOL; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

No dia 13 de julho de 2017, o inversor *string* injetou na rede elétrica cerca de 4,63 kWh/kWp e o microinversor injetou cerca de 4,7 kWh/kWp, apresentando um ganho na produtividade de energia elétrica de apenas 1,5%. Pode-se observar que ocorreu pouca incidência de nuvens no céu, proporcionando uma extração de energia sem variações bruscas de irradiância, conforme ilustrado na Figura 47 (a) e (b).

Figura 47: Curvas de irradiância e de produtividade energética (kWh/kWp) ao longo do dia 13 de Julho (a) do Microinversor Hoymiles (b) do inversor *string* FRONIUS IG 2000.



Fonte: R. R. GODOL; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Na Tabela 6 são apresentados os resultados coletados em cerca de 40 dias, que foi realizado no final de junho ao início de agosto de 2017. Pode-se concluir que a produtividade energética proporcionada pelo microinversor, foi em média cerca de 4,36%. Tal fato comprova a eficácia do microinversor em dias com pouca incidência de nuvens no céu, tendo em vista que os módulos não sofrem com sombreamentos parciais, porém se mostra bastante inferior ao ganho divulgado pelo fabricante. O rendimento máximo do

inversor do tipo *string* utilizado de 95%, cerca de 2% a menos que os inversores *string* comercializados atualmente, portanto caso fosse utilizado um inversor de melhor qualidade, como por exemplos os inversores sem transformadores, que geralmente tem o rendimento em torno de 97% de rendimento, o ganho de produtividade energética proporcionado pelo microinversor Hoymiles em relação aos inversores *string* atuais poderia ser ainda menor.

Tabela 6: Comparação de performance do Microinversor Hoymiles MI-250 e o Inversor Fronius IG 2000.

<i>Data</i>	<i>Hoymiles MI-250 (kWh/kWp)</i>	<i>Fronius IG 2000 (kWh/kWp)</i>	<i>Produtividade Energética do Microinversor em relação ao Inversor String</i>
27/06/2017 até 30/06/2017	12.39	12.26	100.11%
06/07/2017 até 13/07/2017	32.85	28.82	113.98%
15/07/2017 até 22/07/2017	33.15	32.99	100.48%
25/07/2017 até 01/08/2017	40.00	38.88	102.88%
Produtividade Energética Média Alcançada			104.36%

Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

4.1.2.2 Avaliação experimental em condições de sombreamentos parciais nos módulos FV

O teste de sombreamento parcial, tem como objetivo verificar a eficiência do processamento de energia do microinversor em relação ao inversor *string*, em condições mais extremas que afetam negativamente a geração de energia elétrica. Tais condições podem ser causadas por células danificadas ou até mesmo agentes externos que produzem sombras no arranjo, como impurezas ou objetos que bloqueiam a chegada de raios solares à superfície do módulo.

Para realização dos ensaios, foi fixada uma folha do tamanho A4 no primeiro módulo da *string* (composta por 7 módulos) conectada ao inversor *string* (Figura 48) e outra folha idêntica e na mesma posição foi colocada sobre o módulo que alimenta o microinversor (Figura 49). Esse procedimento foi realizado nas mesmas condições de operação durante 5 dias.

Figura 48: Sombreamento parcial realizado na *string* que alimenta o inversor Fronius.



Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Figura 49: Sombreamento parcial realizado no módulo FV, o qual está conectado ao Microinversor



Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Na Tabela 7 é apresentada uma síntese dos resultados práticos alcançados. Analogamente, como critério de avaliação de desempenho, adotou-se a quantidade de energia elétrica injetada na rede em relação à potência instalada (kWh/kWp), ou seja, a produtividade energética de cada sistema.

Tabela 7: Comparação de desempenho do Microinversor Hoymiles MI-250 e o Inversor Fronius IG 2000 *String* em condições de sombreamento parcial.

<i>Data</i>	<i>Hoymiles MI-250 (kWh/kWp)</i>	<i>Fronius IG 2000 (kWh/kWp)</i>	<i>Produtividade Energética do Microinversor em relação ao Inversor String</i>
19/10/2017	3.96	5.13	77,2%
20/10/2017	2.07	4.68	44,2%
21/10/2017	1.44	3.68	30,1%
22/10/2017	0.73	1.87	39,0%
23/10/2017	0.70	1.08	64,8%
<i>Produtividade Energética Média Alcançada</i>			51,1%

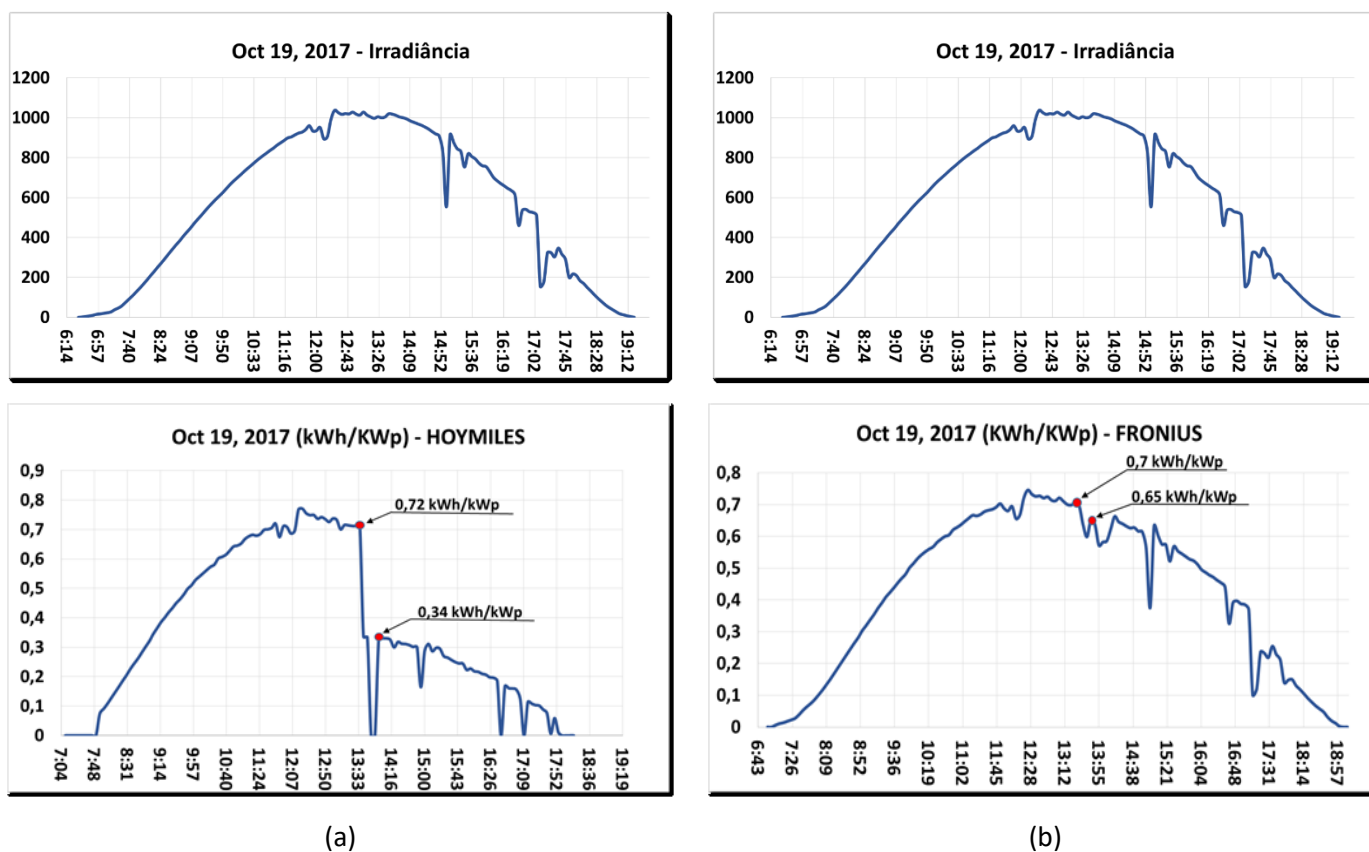
Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

No dia 19 de outubro, data em que foram iniciados os testes, percebe-se uma diferença de 22,81% entre a produtividade energética do sistema com microinversor Hoymiles MI-250 em relação ao inversor *string* FRONIUS IG 2000. Na Figura 50(a) pode-se verificar com maior clareza a redução na energia elétrica gerada pelo microinversor a partir das 12:50hs, momento em que foram provocadas sombras parciais sobre os módulos que compõem cada gerador fotovoltaico, passando de 0,72 kWh/kWp para 0,34 kWh/kWp, representando uma queda instantânea de 0,38 kWh/kWp. Observa-se que ao longo do dia, o microinversor permaneceu na condição de pior geração de energia e, dessa forma, tal fato pode ser atribuído ao mau desempenho do algoritmo de MPPT do microinversor.

O sistema com inversor *string*, por sua vez, a partir de 13:30hs, apresentou uma pequena redução na geração de energia elétrica, passando de 0,7 kWh/kWp para 0,65 kWh/kWp. Na Figura 50(b) são apresentadas as curvas de potência e de irradiância, evidenciando que os sistemas, apesar de operarem em mesmas condições de instalação, irradiância e temperatura, apresentam desempenho bem diferentes. A produtividade energética do microinversor foi de 3,96 kWh/kWp e do inversor *string* foi de 5,31 kWh/kWp. Portanto, a produtividade energética do microinversor foi apenas de 77,2% em

relação à produtividade energética do sistema com inversor *string*. Tomando como referência o desempenho do inversor *string*, a produtividade energética média promovida pelo sistema com microinversor no período de avaliação foi de apenas 51,1%.

Figura 50: Avaliação de desempenho ao longo do dia 19 de outubro: (a) curvas de irradiância e de produtividade energética (kWh/kWp) do Microinversor e (b) curvas de irradiância e de produtividade energética (kWh/kWp) do inversor *string*.

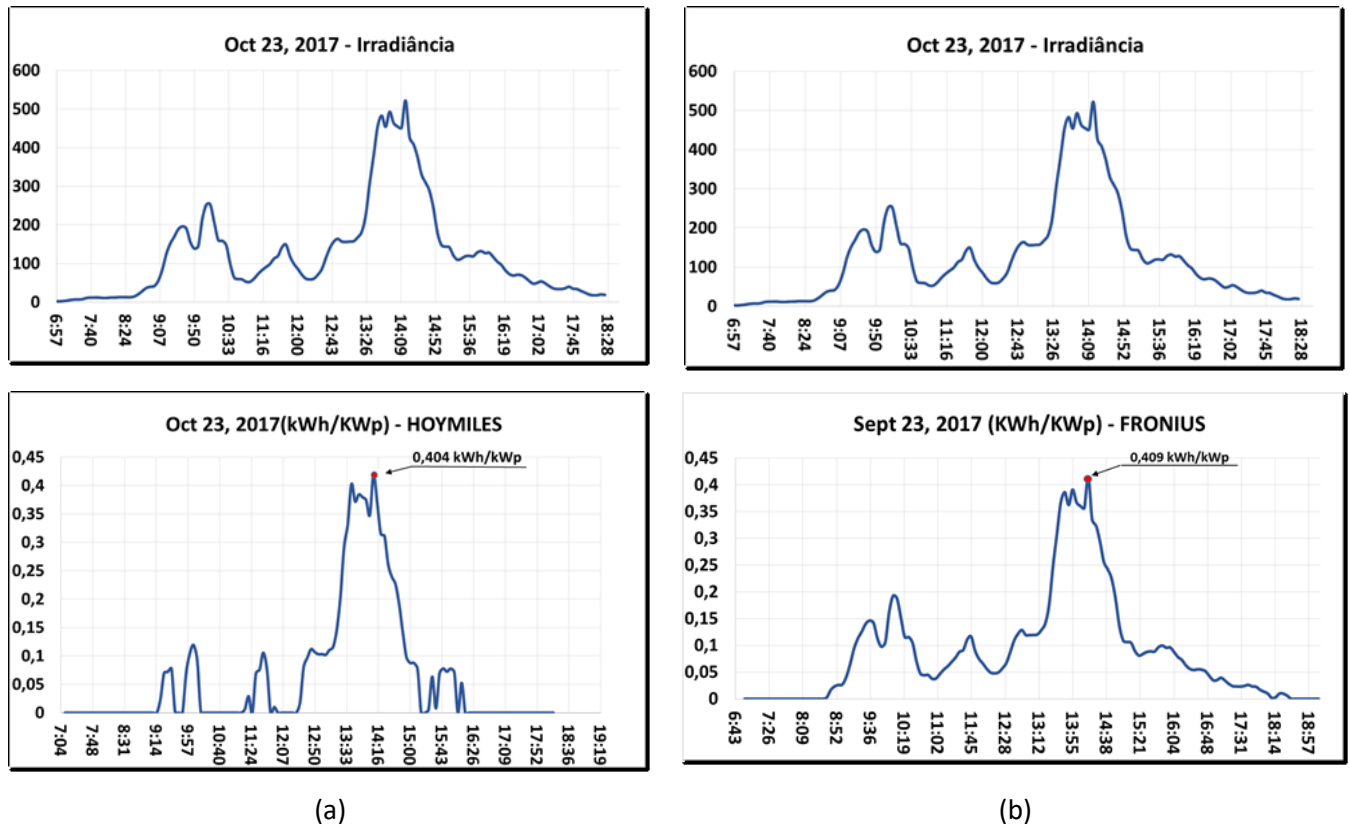


Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Por fim, analisando os dados apresentados na Tabela 7, conclui-se que ao fazer o teste de sombreamento parcial, conforme ilustrado na Figura 51, o fator de produtividade do microinversor Hoymiles se mostra ainda pior, com expressiva queda na produtividade energética. Após a remoção do objeto que causava sombreamento no módulo FV, o microinversor voltou a operar no ponto de máxima potência (404 Wh/Wp), porém durante a intermitência da energia solar, houve baixa produtividade energética.

Percebe-se que, quando a irradiância atinge níveis abaixo de 100 W/m^2 , a energia elétrica gerada pelo microinversor é praticamente nula, vale salientar que esse efeito é causado por um MPPT ineficaz para condições de sombreamento, que pode acarretar em perdas reais ao sistema FV com microinversores, visto que quanto mais módulos afetados pelo sombreamento, maior será o impacto na produção de energia em relação ao inversor *string*.

Figura 51: Avaliação de desempenho ao longo do dia 23 de outubro: (a) curvas de irradiância e de produtividade energética (kWh/kWp) do Microinversor e (b) curvas de irradiância e de produtividade energética (kWh/kWp) do inversor *string*.



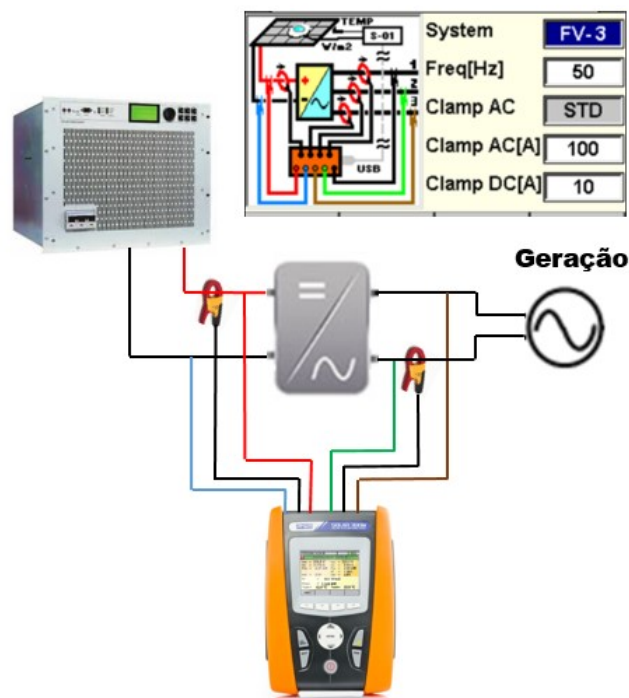
Fonte: R. R. GODOL; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

4.1.2.3 Teste utilizando o Emulador de Arranjo FV, para condições de Teste padrão e sombreamento

Afim de corroborar ao que foi exposto, os dois sistemas foram avaliados utilizando-se o Emulador de Arranjo FV (SAS) da Regatron® (*TopCon Quadro Programmable DC Power Supply* de 10kW). As curvas T-V e P-V, além dos valores de irradiância e temperatura dos módulos foram obtidas através do instrumento Solar I-V da HT Instruments®, considerando os testes sem sombreamento e com sombreamento parcial descritos anteriormente. De posse dessas curvas e informações climáticas, as mesmas foram reproduzidas no emulador de arranjo solar supracitado.

A Figura 52 representa o esquemático da montagem realizada para o teste com o Emulador de Arranjo fotovoltaico, foi conectado HT Solar 300N no lado CC e CA dos inversores, com intuito de levantar as informações de tensão, corrente, potência e eficiência dos dois sistemas analisados em questão, para condições de teste padrão, ou com temperatura de 25°C e irradiância de 1000W/m².

Figura 52: Esquemático realizado para o teste com o Emulador de Arranjos fotovoltaico.



Fonte: próprio autor.

Os dados obtidos pelo HT Solar 300N são mostrados na Figura 53 para o microinversor Homylls e na Figura 54 para o inversor Fronius, no qual o Homylls apresentou uma eficiência superior ao Fronius, possuindo uma eficiência de 0,94%, enquanto o Fronius possui uma eficiência de 0,93%, para as mesmas condições.

Figura 53: Tela do HT 3000N para o teste com Homylls.

Photovoltaic Snapshot

Date and time	17/11/2017 10:04:00			
Electrical system	PV-1			
Nominal Power	0,235 kW			
Comments				

Environment	Irr (W/m2)	TC (°C)	TE (°C)	
	--	25,0	25,0	
Total		PRP		
		--		
Photovoltaic modules	PDC (kW)	nDC	VDC (V)	IDC (A)
	0,235	--	29,08	8,076
AC conversion	PAC (kW)	nAC	PFI	
	0,221	0,94	0,99	
Phase1	VAC 1 (V)	IAC 1 (A)		
	215,4	1,034		

Figura 54: Tela do HT 3000N para o teste com Fronius.

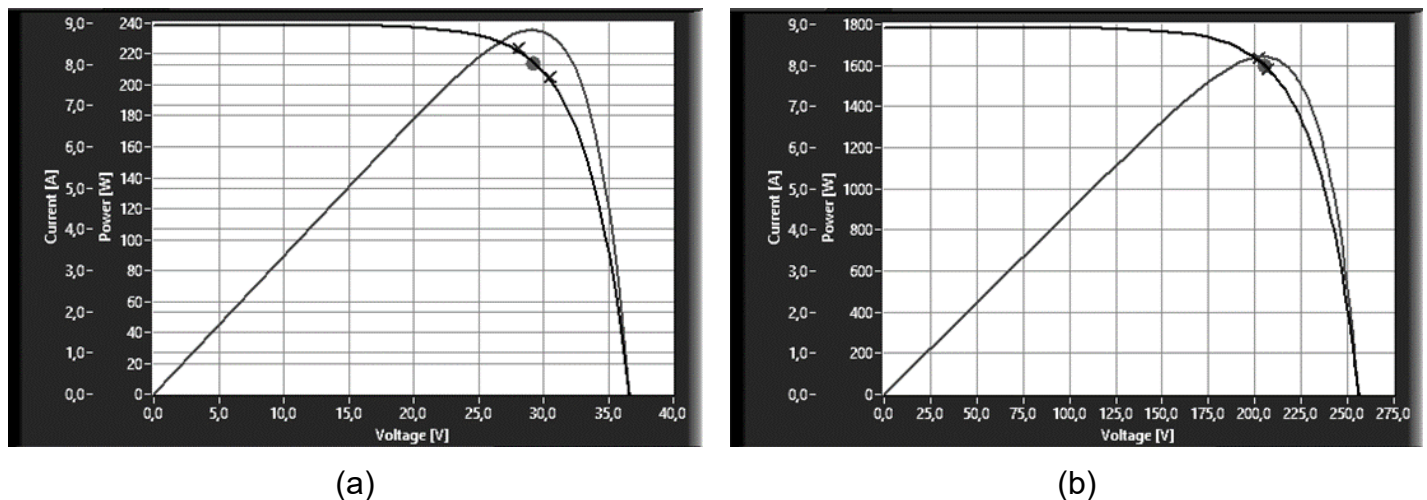
Photovoltaic Snapshot

Date and time	17/11/2017 10:04:00			
Electrical system	PV-1			
Nominal Power	1,645 kW			
Comments				

Environment	Irr (W/m2)	TC (°C)	TE (°C)	
	--	25,0	25,0	
Total	PRP			
	--			
Photovoltaic modules	PDC (kW)	nDC	VDC (V)	IDC (A)
	1,622	--	202,5	8,009
AC conversion	PAC (kW)	nAC	PFI	
	1,512	0,93	1,00	
Phase1	VAC 1 (V)	IAC 1 (A)		
	218,9	6,906		

Os resultados práticos obtidos foram avaliados e apresentados na Figura 55 e na Figura 56. Tanto o inversor *string* Fronius IG 2000 quanto o microinversor Hoymiles MI-250 permaneceram em operação na referida condição por exatamente 40 minutos. Na Figura 55(a) e (b), está o resultado para o teste em condições padrões sem sombreamento e com a temperatura de 25°C e a irradiância de 1000W/m². Observa-se nesta Figura que ambos os inversores operam no máximo ponto de potência, se mantendo nesse valor durante os 40 minutos de teste. A potência atingida pelo Inversor *string* foi de 1,643kW para uma potência instalada pico de 1,645kWp (7 módulos conectados em série da Sun-Earth de 235 Wp), com fator de rastreamento de 99,97%. Já para o emulador conFigurado com um módulo da Sun-Earth de 235 Wp alimentando o microinversor, a potência obtida foi de 234 W, obtendo-se o fator de rastreamento de 99,64%.

Figura 55: Avaliação de desempenho com emulador de arranjo solar nas condições de teste padrão (1000W/m² e 25°C) através das curvas I-V e P-V (a) Hoymiles MI-250 e (b) FRONIUS IG 2000.



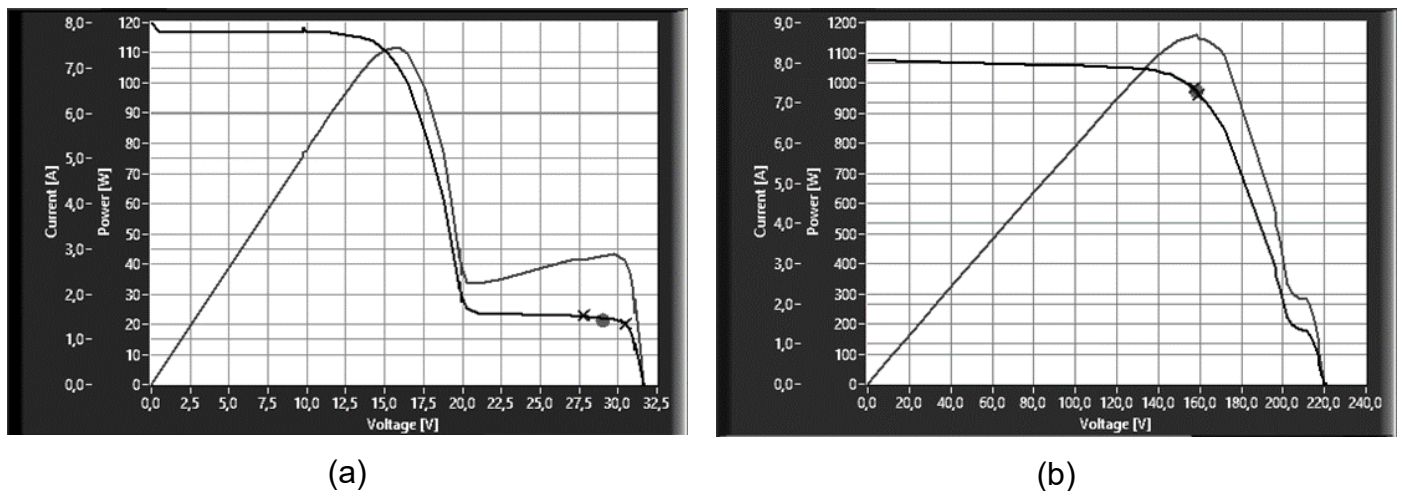
Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Na condição de teste padrão, ambos os inversores se comportaram satisfatoriamente, ou seja, o MPPT do microinversor e do inversor *string* foram eficientes em rastrear a máxima energia disponível nos módulos emulados. Caso fossem instalados sete módulos de (235Wp) e cada um estivesse conectado a um microinversor Hoymiles, obter-se-ia uma potência desse conjunto de microinversor de 1,638kW, ou seja, os dois

sistemas (*string* e microinversor) extraem praticamente a mesma quantidade de potência em condições climáticas favoráveis, como pode ser observado na tabela 8.

Considerando o teste com os módulos sob sombreamento parcial, examina-se pela Figura 56 (a) que, o algoritmo de MPPT do microinversor Hoymiles não consegue rastrear o ponto global de máxima potência. Portanto, ao invés de extrair 111,8 W, ele opera com 43 W, uma perda de 61,54 %. Já o algoritmo de MPPT do inversor *string* Fronius IG 2000 se mostra bastante eficaz fazendo o sistema operar no ponto global de máxima potência de 1157 W, conforme evidenciado na Figura 56(b).

Figura 56: Avaliação de desempenho com emulador de arranjo solar em condição de sombreamento parcial, para uma irradiância de 956W/m^2 e temperatura de $52,5^\circ\text{C}$ através das curvas $I \times V$ e $P \times V$ (a) Hoymiles MI-250 e (b) FRONIUS IG 2000.



Fonte: R. R. GODOL; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

O teste de sombreamento acima foi realizado utilizando apenas uma folha para sombrear o módulo que compõem o sistema do microinversor e foi colocada uma folha em um dos módulos da *string* que compõem o sistema do inversor *string*, semelhante ao teste de sombreamento realizado na seção anterior (Figuras 48 e 49). Assim, ao comparar os dois sistemas percebe-se que este teste prejudica mais o sistema que utiliza o microinversor do que o sistema que utiliza o inversor *string*, ou seja, observa-se na Figura 56 (a) que a formação do ponto falso de máxima potência é mais acentuada do que na Figura 56(b). Nesse caso o MPPT do inversor Fronius consegue transpor o ponto

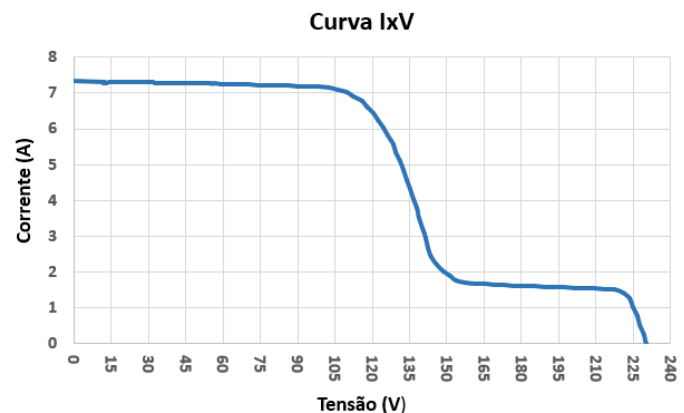
falso de potência e por consequência operar no ponto global, já o MPPT do microinversor não consegue.

Diante desse fato, foi necessário realizar outro teste aumentando o sombreamento da *string*, para verificar se o MPPT do inversor Fronius fica preso no ponto falso. Como pode ser visto na Figura 57 (a), foram colocadas mais 6 folhas A4 nos outros módulos que compõem a *string*, e assim foi obtido uma curva $I \times V$ com o ponto falso de potência realçado, como é possível observar na Figura 57 (b), para a irradiância de 936W/m^2 e temperatura de $56,56\text{ }^\circ\text{C}$.

Figura 57: (a) Sombreamento parcial realizado na string que alimenta o inversor Fronius, (b) curva $I \times V$ plotada pelos dados coletados com o HT I-V500w (936W/m^2 e $56,56\text{ }^\circ\text{C}$).



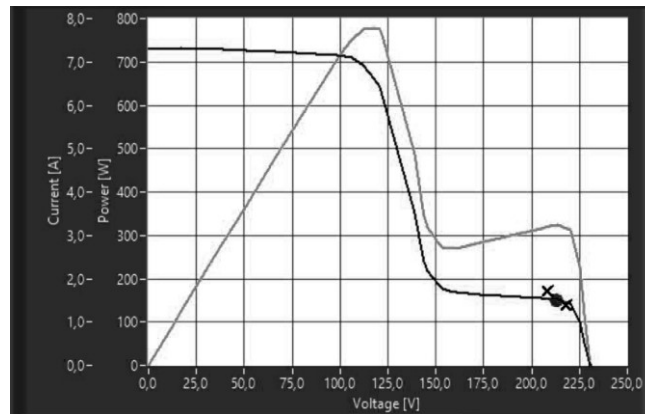
(a)



(b)

Ao examinar o desempenho do inversor Fronius usando o Emulador de Arranjo Fotovoltaico, verifica-se na Figura 58, que o algoritmo de MPPT do inversor Fronius também não consegue rastrear o ponto global de máxima potência, conseguindo extrair uma potência de 323 W, ao invés de uma potência de 783,51W, tem-se uma perda de 58,77%. Portanto, tanto Homylls quanto o Fronius possui um MPPT ineficiente quando a curva $I \times V$ produzida pelos módulos FV apresentam pontos falso de máxima potência acentuados, reduzindo assim a energia extraída. Porém ao fazer uma comparação com o resultado obtido na Figura 56(a), no qual o microinversor teve uma perda de 61,54%, percebe-se que mesmo o inversor ficando preso no ponto falso de máxima potência ainda teve uma perda menor do que o microinversor em relação à extração de potência.

Figura 58: Avaliação de desempenho com emulador de arranjo fotovoltaico para irradiância de 936W/m^2 e temperatura de $56,56^\circ\text{C}$ através das curvas I-V e P-V para o inversor FRONIUS IG 2000.

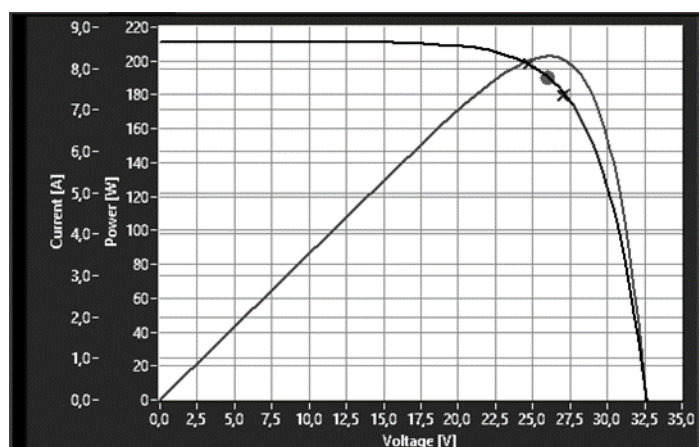


Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Por fim, foi realizado um teste do sistema com microinversor nas mesmas condições climáticas apresentadas na Figura 56 (irradiância de 956W/m^2 e temperatura de $52,5^\circ\text{C}$), com o intuito de simular a operação de mais seis módulos com microinversor (sem sombreamento), somando o resultado obtido com o da simulação para o teste de sombreamento parcial, de acordo com a Figura 56 (a). Assim, tem-se o total de 7 módulos com apenas um sombreamento (mesmo caso do teste feito com o inversor *string*) para esse ponto de operação.

Na Figura 59 está ilustrada a curva obtida no teste referido, em que o microinversor processou uma potência por módulo de 203W (1218 W para 6 módulos com microinversores). Considerando a potência obtida no teste de sombreamento (43W) a soma é de 1261W . Nesse caso pode-se observar que a potência extraída pelo conjunto de microinversores seria maior do que a potência atingida pelo inversor *string* (1157 W), ou seja cerca de $8,9\%$, como pode ser observado na Tabela 8. Porém, nota-se que esse resultado é válido apenas para o ponto de operação analisado, sendo que o mesmo varia ao longo do dia (irradiância e temperatura).

Figura 59: Avaliação de desempenho com emulador de arranjo fotovoltaico para irradiância de 956W/m^2 e temperatura de $52,5^\circ\text{C}$ através das curvas I-V e P-V para o microinversor Hoymiles MI-250.



Fonte: R. R. GODOI; F. M. CARDOSO; C. G. FREITAS.

Foi verificado quando estava sendo realizado o teste da Figura 57, que ao sombrear 3 módulos de uma *string* com 7 módulos, o MPPT do inversor Fronius começa a ficar preso no ponto falso de máxima potência, da mesma forma que o Hoymiles, como foi observado no teste da Figura 56. O microinversor Hoymiles produz uma potência de 43W quando o seu módulo está sombreado. Para um arranjo de 7 módulos com microinversor, e estando todos os módulos igualmente sombreado a potência total desse sistema será de 301W. Já para o inversor Fronius a potência gerada seria de 323W, como discutido anteriormente. Nesse caso pode-se observar que a potência extraída pelo sistema do inversor *string* Fronius seria maior do que a potência atingida pelo conjunto de micorinversores Hoymiles, cerca de 6,8%, como pode ser observado na Tabela 8. Porém, esse resultado é válido apenas para o ponto de operação analisado, sendo que o mesmo varia ao longo do dia (irradiância e temperatura).

Ao observar a Tabela 8, nota-se que devido ao fato do microinversor ter uma queda na extração de potência de 61,54% para cada módulo sombreado, isso impacta diretamente na produção de um sistema que utiliza microinversores. Pois com o aumento da quantidade de módulos sombreados, isso faz com que a extração de potência de um conjunto de microinversores fique defasada em relação a geração de potência de um sistema FV que utiliza inversor *string*.

Tabela 8: Comparação de desempenho do Microinversor Hoymiles MI-250 e o Inversor Fronius IG 2000 *String* em condições de sombreamento parcial.

<i>Arranjo FV com 7 módulos de 235Wp</i>	<i>Hoymiles MI-250 (kW)</i>	<i>Fronius IG 2000 (kW)</i>	<i>Potência do Microinversor em relação ao Inversor String</i>
0 módulo sombreado	1,638	1,643	99,70%
1 módulo sombreado	1,261	1,157	108,90%
7 módulos sombreado	0,301	0,323	93,19%

5. CONCLUSÃO

Ao término desse estudo, verificou-se que o sistema com microinversor Hoymiles MI-250 apresentou um desempenho abaixo do que é esperado, não conseguindo proporcionar as vantagens propostas pelo fabricante em relação ao sombreamento parcial e intermitência na irradiância, os quais são condições operacionais que reduzem significativamente a produtividade energética do sistema. Em condições de pouca intermitência e sem sombreamentos, a produtividade energética do sistema com microinversor Hoymiles MI-250, atingiu níveis em média, 4,36% superior aos níveis alcançados pelo sistema com inversor *string* FRONIUS IG 2000, no entanto bem abaixo do esperado para que o sistema seja viável economicamente.

Devido ao algoritmo de MPPT do microinversor ser falho sob sombreamento parcial (opera no ponto falso de máxima potência), como foi comprovado no estudo proposto, isso proporciona uma perda considerável na extração de energia se comparado ao desempenho do inversor *string* analisado, mesmo este também ficando preso no ponto falso de máxima potência. Nota-se uma queda de produção pelo efeito de sombreamento de até 61,58%, enquanto o inversor string tem uma queda de 58,77%, de acordo com os testes realizados. Portanto, caso os módulos FV esteja sombreados por objetos que proporcionem sombras que possam afetar vários módulos do sistema FV, tais como platibandas, a operação desse sistema com microinversores seria ineficaz.

As análises durante os testes realizados permitem salientar que a potência instalada para os dois sistemas é distinta para o sistema com inversor Fronius de 1645

Wp e sistema com microinversor Hoymiles de 235 W, sendo possível a comparação de produtividade por meio de kWh/kWp. Em trabalhos futuros, poderia ser instalado mais microinversores para a verificação da produtividade em relação ao inversor *string*, por no mínimo dois meses. Destaca-se a necessidade de avaliar outros modelos de microinversores para verificar a respectiva operação sob sombreamento parcial.

Diante do exposto, observa-se que uma análise minuciosa a respeito da relação de custo/benefício deve ser realizada para determinar a viabilidade econômica de instalações de sistemas de pequeno porte (1,5 kWp até 10 kWp) utilizando microinversores uma vez que, no caso particular analisado, o ganho na produtividade energética se mostrou bem aquém do esperado. Por outro lado, para o sistema com potência instalada menor que 1,5kWp, os microinversores ainda se mostram como a melhor opção em função do baixo custo quando comparado ao inversor *string*.

REFERÊNCIAS Bibliográficas

OSVALDO L. S. PEREIRA; FELIPE F. GONÇALVES. **Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: estudo de caso do sistema de tubarão-SC**. Salvador, 2008.

IEA PVPS. **International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme**. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org>>. Acesso em 07 de junho de 2017.

ANEEL. **Resolução 083 de 29 de abril de 2004**. Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por intermédio de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes – SIGFI. Brasília, 2004.

GREENER. Estudo Estratégico | Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída. Disponível em: < www.greener.com.br >. Acesso em 07 de junho de 2017.

CRESESB. **MENERGIA SOLAR PRINCÍPIOS E APLICAÇÕES**. Rio de Janeiro, 20018.

CEPEL; CRESESB. **MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. Rio de Janeiro, 2014.

EMERSON G. MELO. **GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: estimative do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificação.** São Paulo, 2012.

G. A. RAMPINELLI; A. KRENZINGER; F. C. ROMERO. **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos.** Santa Catarina, 2013.

R, R. SPADUTO, F. C. MELO; L. C. G. FREITAS. **Projeto de um sistema fotovoltaico de 2.16kWp conectado à rede elétrica.** Uberlândia, 2013.

R, R. GODOI, F. C. MELO; L. C. G. FREITAS. **Análise comparativa de desempenho de inversor string e microinversor instalado no sistema fotovoltaico FEELT-NUPEP-UFU.** Uberlândia, 2018.

ELGIN. **Manual String box solução fotovoltaica.** S.N, 2018.

HOYMILLES. **Manual HOMYLES MICRO-IVERTER MI-250.** S.N, 2018.

FRONIUS. **Manual Fronius Sensor Box.** S.N, 2018.

J. Carneiro. **Módulo fotovoltaicos características e associações.** S.N 2010.