

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA  
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**LEANDRO SANTOS MONTEIRO**

**Estudo para a utilização de energia solar no âmbito do  
Sistema de Compensação de Energia Elétrica no Brasil**

**JOINVILLE/SC**

**2014**

**LEANDRO SANTOS MONTEIRO**

**Estudo para a utilização de energia solar no âmbito do  
Sistema de Compensação de Energia Elétrica no Brasil**

Trabalho de Conclusão apresentado ao curso de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Vidal Garcia Oliveira

Coorientador: Eng. Sérgio Carvalho Esteves

**JOINVILLE/SC**

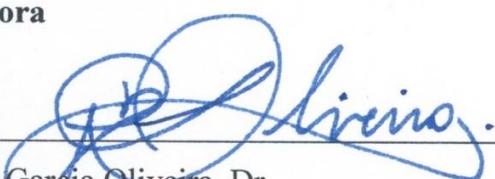
**2014**

**LEANDRO SANTOS MONTEIRO**

**Estudo para a utilização de energia solar no âmbito do Sistema de Compensação de  
Energia Elétrica no Brasil**

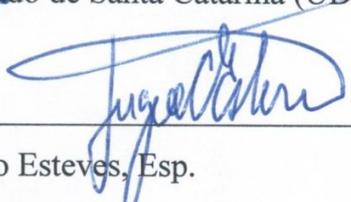
Trabalho apresentado ao curso de Engenharia Elétrica como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

**Banca Examinadora**

Orientador:  \_\_\_\_\_

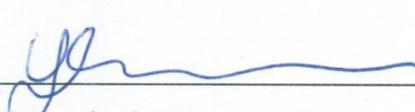
Prof. Sérgio Vidal Garcia Oliveira, Dr.

Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC)

Coorientador:  \_\_\_\_\_

Eng. Sérgio Carvalho Esteves, Esp.

Renobrax Energias Renováveis

Membro:  \_\_\_\_\_

Prof. Yales Rômulo de Novaes, Dr.

Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC)

Membro:  \_\_\_\_\_

Prof. Fernando Buzzulini Prioste, Dr.

Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC)

**JOINVILLE/SC, 24 DE JUNHO DE 2014**



Dedico esse trabalho aos meus pais, Maria Olávia e Maurício, à minha namorada, Clarissa, e a todos os amigos, familiares, professores e colegas que sempre me ajudaram e apoiaram.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Maria Olávia e Maurício, por todo o apoio e ajuda dada durante a minha vida toda, tanto nos momentos de prazer quanto nos momentos de luta.

À minha namorada Clarissa, por sempre me dar força e sempre estar ao meu lado, independente dos obstáculos que tenhamos à frente.

Ao meu orientador Prof. Dr. Sérgio Vidal Garcia Oliveira, pela ajuda, pelas respostas e pelas orientações sempre bem vindas, que fizeram com que esse trabalho de conclusão se tornasse uma fonte de muito aprendizado.

Ao meu coorientador Eng. Sérgio Carvalho Esteves, por ser uma grande fonte de conhecimento e aprendizado independente do momento.

À banca examinadora deste trabalho, Prof. Dr. Yales Novaes e Prof. Dr. Fernando Prioste, por compartilharem comigo este momento único.

Aos meus familiares e amigos, por sempre estarem presentes quando necessário e dispostos a uma conversa.

À UDESC, SMA Solar Technology e Grupo PET Engenharia Elétrica por terem feito parte da minha caminhada nesses anos de Engenharia e por terem me ensinado tanto.

„Die Ideen des Menschen sind die Partitur, sein Leben ist eine schräge Musik“.

Juli Zeh

## RESUMO

MONTEIRO, Leandro Santos. **Estudo para a utilização de energia solar no âmbito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica no Brasil**. 2014. TCC (Bacharelado em Engenharia Elétrica – Área: Processamento de Energia Elétrica) – Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, 2014.

No dia 17 de abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 482, onde estabelece as condições gerais para a micro- e a minigeração distribuída de energia elétrica. Dentro dessa, encaixa-se também o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que trata do sistema no qual a energia ativa gerada pela unidade consumidora compensa o consumo de energia elétrica desta instalação. Dessa forma, este trabalho aborda estudos de temas acerca da energia solar no Brasil e no mundo. Com isso, espera-se trazer para o conhecimento nacional informações e técnicas utilizadas no resto do mundo, e que agora, com a nova resolução, possam passar a fazer parte do nosso dia-a-dia. Neste trabalho será apresentado um estudo sobre os principais aspectos relacionados ao trabalho, como os conceitos de geração distribuída de energia elétrica, *net metering*, e aspectos importantes para a montagem de um sistema de energia fotovoltaica, como noções de aterramento e segurança da instalação, orientação dos módulos e conceitos sobre o processamento eletrônico da energia proveniente deste sistema, além de um exemplo de uso desta forma de geração de energia aplicado ao Brasil.

**Palavras-chave:** Compensação de energia elétrica, energia solar, geração distribuída de energia elétrica, *net metering*.

## ABSTRACT

MONTEIRO, Leandro Santos. **Study for the use of solar energy within the Net Metering system in Brazil.** 2014. Final Project (Bachelor of Electrical Engineering – Field: Electric Energy Processing) – Santa Catarina State University, Joinville, 2014.

On April 17<sup>th</sup>, 2012, the National Electric Energy Agency (ANEEL) issued the Normative Resolution N. 482, which established the general conditions for the distributed micro- and minigeneration of electric energy. Within this scope there is the net metering system, which is the system where the active power generated by the consumer unit might be used to compensate the consumption of electric energy of his installation. This project studies the issues about solar energy in Brazil and worldwide. It is expected to bring to the national knowledge informations and new techniques used in the rest of the world, and which now, with the new resolution, can become part of our daily lives. In this work a study of the main aspects of the solar energy is presented, such as concepts of electric energy distributed generation, net metering, and important remarks about the assembly of photovoltaic systems, such as grounding, safety and power electronics aspects. And also an example of a photovoltaic system applied to Brazil will be presented.

**Keywords:** Net metering, solar energy, distributed generation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Esquemático do sistema de geração distribuída de energia elétrica.....	14
Figura 1.2 - Diagrama de blocos de um RES e conexão com a rede de energia.....	15
Figura 1.3 - Capacidade de energia renovável, excluindo hidráulica, da UE, BRICS, e os sete maiores países, em 2013.....	17
Figura 1.4 - Comparação entre sistemas (a) tradicionais e (b) descentralizados.....	19
Figura 1.5 - Possíveis configurações de GD mono e trifásicas.....	20
Figura 1.6 - Teoria da residência autossuficiente.....	22
Figura 1.7 - Configuração do sistema eólico-solar.....	23
Figura 1.8 - Estados americanos com o programa de net metering e os limites da capacidade dos sistemas em kW em Julho de 2009.....	27
Figura 2.1 - Principais componentes de um sistema FV conectado à rede.....	32
Figura 2.2 - Arranjo de módulos fotovoltaicos.....	34
Figura 2.3 - Capacidade de operação da energia solar FV nos 10 maiores países no ramo, em 2013.....	35
Figura 2.4 - Célula fotovoltaica.....	36
Figura 2.5 - Modelo de diodo-único de uma célula FV.....	37
Figura 2.6 - Curva característica $I_xV$ para um módulo solar.....	37
Figura 2.7 - Características (a) $I_xV$ e (b) $P_xV$ de uma célula solar.....	38
Figura 2.8 - Capacidade cumulativa de sistemas solares FV entre 2004 e 2013.....	39
Figura 2.9 - Esquemático de um sistema solar FV integrado ao telhado de uma residência e interligado à rede elétrica.....	41
Figura 2.10 - Configurações de orientação de módulos fotovoltaicos.....	43
Figura 2.11 - Variação da irradiação em módulos em função do ângulo de inclinação para Phoenix, Arizona.....	44
Figura 2.12 - Módulo fotovoltaico orientado a sudoeste com ângulo de inclinação fixo.....	44
Figura 2.13 - Comparação ilustrativa entre um sistema de rastreamento azimutal e um fixo.....	46
Figura 2.14 - Esquemático simplificado de um inversor.....	48
Figura 2.15 - Esquemático de diversas topologias de inversores de estágio único.....	50

Figura 2.16 - Curva da eficiência da conversão CC-CA em função da potência para um inversor hipotético de 650W.....	50
Figura 2.17 - Diagrama de bloco do conversor FV com transformador do lado CA.....	51
Figura 2.18 - Diagrama de blocos conceitual de um sistema FV para geração de energia.....	52
Figura 2.19 - Diagrama genérico de um GD conectado à rede.....	52
Figura 2.20 - Configurações de sistemas FV com conversores de potência.....	53
Figura 2.21 - Diagrama de blocos do sistema estudado por GONZÁLEZ <i>et al.</i> .....	54
Figura 2.22 - Resultado de (a) simulação (tensão da rede em roxo e corrente da rede em vermelho, amplificada 10x) e (b) experimental (tensão da rede em vermelho e corrente injetada na rede em azul) para o inversor proposto por HAMMONS, 2009.....	55
Figura 2.23 - Resultados da simulação do inversor com a topologia proposta por Jain e Agarwal (2007) (a portadora triangular possui amplitude de 5V).....	55
Figura 2.24 - Resultados do protótipo de 300W montado segundo a metodologia proposta por Jain e Agarwal (2007).....	56
Figura 3.1 - Perfis de carga de um edifício no inverno e no verão e a contribuição da geração FV.....	58
Figura 3.2 - Perfil de carga com e sem a geração FV no inverno.....	59
Figura 3.3 - Diagrama esquemático do primeiro sistema solar FV conectado à rede do Brasil.....	60
Figura 3.4 - Demonstrativo da divisão do custo de um sistema FV com mais de 100kW.....	62
Figura 3.5 - Análise de custo para células de Silício Policristalino e de Filmes Finos.....	62
Figura 3.6 - Distribuição típica dos custos de um sistema FV residencial com base no programa 1.000 Roofs.....	63
Figura 3.7 - Conceito de microrede com ilha.....	74
Figura 3.8 - Representação do circuito de um sistema FV-carga-rede.....	76
Figura 3.9 - Layout do sistema FV segundo a norma CEI 11-20.....	78
Figura 4.1 - Coordenadas da UDESC e pontos mais próximos e com dados disponíveis.....	81
Figura 4.2 - Programa Radiasol da UFRGS e irradiação para a instalação exemplo.....	82
Figura 4.3 - Programa Radiasol com os dados para a localização desejada.....	82
Figura 4.4 - Radiação solar para os meses do ano de acordo com diferentes inclinações.....	83
Figura 4.5 - Inclinação solar média do ano pela variação do ângulo de inclinação dos módulos.....	84
Figura 4.6 - Irradiação total anual pela variação do ângulo de inclinação dos módulos.....	85
Figura 4.7 - Fileira de módulos FV e seus parâmetros.....	86

Figura 4.8 - Vistas lateral (oeste para leste) e frontal (sul para norte) do prédio do DFIS.....	86
Figura 4.9 - Modelo do prédio em questão no programa SketchUp Make.....	87
Figura 4.10 - Edifício coberto de módulos FV para início do estudo.....	88
Figura 4.11 - Sombreamento ao meio dia do dia 15 de Junho.....	93
Figura 4.12 - Design final dos módulos levando em conta o sombreamento existente.....	94
Figura 4.13 - Inversor Sunny Tripower TL da SMA Solar Technology.....	96
Figura 4.14 - Dados técnicos do inversor Sunny Tripower 12000TL.....	97
Figura 4.15 - Dados técnicos do módulo YL260P-29b da Yingli.....	98
Figura 4.16 - Módulos que possuem sombreamento em algum período do ano.....	100
Figura 4.17 - Esquemático da divisão de strings e arranjos por inversor e entrada.....	101
Figura 4.18 - Divisão de strings e arranjos por cor no terraço do edifício.....	101
Figura 4.19 - Geração de energia média mensal e diária do sistema FV proposto neste trabalho.....	103
Figura 4.20 - Fluxograma do processo de viabilização de acesso à rede da Celesc.....	106

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Ranking dos países com as cinco maiores adições na produção de energia em 2013 .....	17
Tabela 1.2 - Estados americanos que sofreram reajuste no limite de geração individual (em kW) de sistemas FV dentro do net metering até 2008 .....	28
Tabela 3.1 - Tecnologias FV e considerações .....	58
Tabela 3.2 - Políticas de incentivos no início de 2014 em vários países .....	65
Tabela 3.3 - Preço pago para geração FV pelo sistema FIT na Alemanha.....	66
Tabela 3.4 - Estratégias de financiamento para sistemas FV na União Européia .....	67
Tabela 3.5 - Exemplo de custo de um sistema FV de 5kW com a utilização dos incentivos financeiros no estado do Arizona, EUA .....	70
Tabela 3.6 - Tempo para resposta de sistemas interconectados para (a) tensão e (b) frequência anormais .....	71
Tabela 3.7 - Limites para sub e sobrefrequência e tensão para relés segundo CEI 11-20.....	79
Tabela 4.1 - Divisão de módulos por inversor e entrada .....	100
Tabela 4.2 - Parâmetros para proteção de sistemas conectados à rede da Celesc .....	107

## LISTA DE ABREVIATURAS

BIPV	Sistema fotovoltaico integrado à edificação
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CLP	Controlador lógico programável
CSP	Energia solar concentrada
FIT	<i>Feed-in Tariff</i> , tarifa de alimentação
GD	Geração distribuída de energia elétrica
I	Corrente
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MPP	<i>Maximum power point</i> , ponto de máxima potência
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> , rastreamento do ponto de máxima potência
NREL	Laboratório Nacional de Energias Renováveis
PCC	Ponto de acoplamento comum
PURPA	<i>Public utility regulatory policies act</i> , Ato político regulatório das concessionárias
FV	Fotovoltaico
RD	Recursos distribuídos
RES	<i>Renewable energy system</i> , sistema de energia renovável
SHS	<i>Solar home systems</i> , sistemas solares residenciais
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i> , banco de dados de recursos eólicos e solares
V	Tensão
W	Watts

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>13</b>
1.1. CONCEITOS GERAIS.....	13
1.2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO.....	16
1.3. NET METERING .....	24
<b>2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>30</b>
2.1. FUNDAMENTOS .....	30
2.2. MONTAGEM E ORIENTAÇÃO .....	42
2.3. PROCESSAMENTOS ELETRÔNICO DE ENERGIA SOLAR.....	47
<b>3 CARACTERIZAÇÃO DE PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>57</b>
3.1. POTENCIAL DE GERAÇÃO E QUALIDADE DE ENERGIA.....	57
3.2. CUSTOS E INCENTIVOS FINANCEIROS .....	61
3.3. ATERRAMENTO E SEGURANÇA .....	70
<b>4 PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>80</b>
4.1. MONTAGEM E ORIENTAÇÃO DO SISTEMA.....	80
4.2. DEFINIÇÃO DO ARRANJO DO SISTEMA E DO INVERSOR.....	94
4.2.1 Verificação do inversor com a potência mais próxima da potência desejada. ....	95
4.2.2 Dimensionamento dos arranjos por corrente e tensão máximas .....	98
4.2.3 Cálculo do potencial de geração deste arranjo .....	101
4.2.4 Demais características importantes na construção de um sistema FV .... .....	103
4.3. DOCUMENTAÇÃO PARA REGULARIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO CONECTADA À REDE .....	105
<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>109</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>111</b>

## INTRODUÇÃO

A energia solar é um tema que gera muito interesse em muitas pessoas, no entanto é de forma geral desconhecida no Brasil. Isto se deve ao enfoque dado pela política nacional, principalmente focada no uso de derivados de petróleo e de usinas hidráulicas para a geração de energia elétrica.

No entanto esta é uma realidade que passou a mudar a partir da publicação da Resolução Normativa nº. 482 pela ANEEL no ano de 2012. A partir desta, se tornou possível realizar a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis na residência, comércio ou indústria, consumir o que é produzido e inclusive vender o excesso de energia para a concessionária, sem a necessidade de sistemas com baterias.

Após isso, vive-se agora no Brasil um momento de muitas descobertas e oportunidades, o que se traduz em várias possibilidades para os interessados no tema. Por causa disso, o objetivo deste trabalho é o de focar, em um mesmo local, vários aspectos importantes relacionados à energia solar, e por fim apresentar um estudo de caso teórico de um sistema de energia solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição, com base em todos os conhecimentos previamente verificados.

O trabalho foi dividido nos seguintes tópicos: inicia com os conceitos gerais de geração distribuída no Brasil e no mundo. Depois, apresenta o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*Net metering*). Os próximos tópicos são sobre energia solar fotovoltaica (FV), com fundamentos, montagem e orientação dos módulos FV e o processamento eletrônico da energia proveniente dos módulos.

A próxima etapa trata de aspectos importantes para projetos de sistemas FV, como potencial de geração, qualidade de energia, custos e incentivos financeiros, e por último aspectos gerais sobre aterramento e segurança de sistemas FV.

A última etapa do trabalho apresenta um estudo de caso desenvolvido. Este é um sistema FV conectado à rede a ser instalado no Bloco C da UDESC Joinville. Este inicia com um estudo da montagem e orientação deste sistema, e depois com a definição do arranjo do sistema e do inversor, passando pela escolha do inversor, o dimensionamento dos arranjos por corrente e tensão máximas do inversor, o cálculo do potencial de geração deste sistema e por último demais características importantes nesse sistema. A última seção trata dos aspectos para regularização desta instalação perante a Celesc Distribuição S.A..

# 1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA

## 1.1. CONCEITOS GERAIS

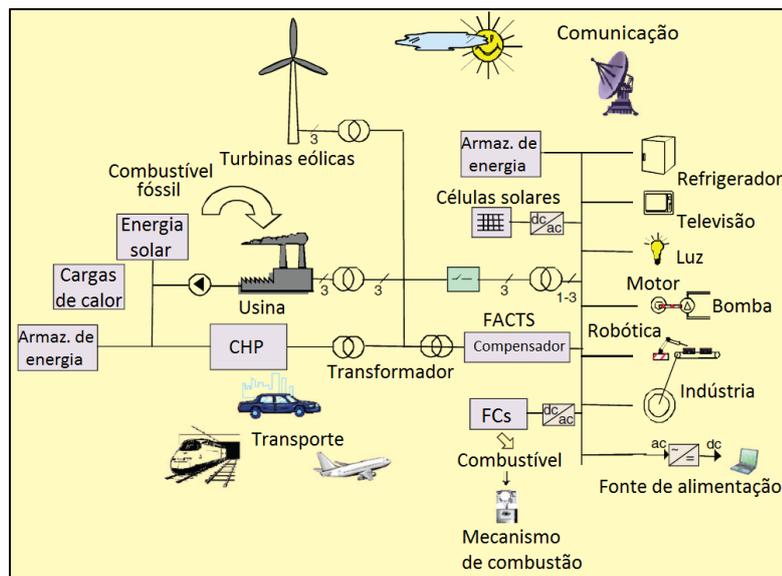
No Brasil, a Resolução Normativa 482 de 17 de abril de 2012 forneceu um novo horizonte na geração distribuída de energia elétrica (GD) no país. Esta estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Esta também determinou um período de 240 dias a contar da data de sua publicação para que as concessionárias efetuassem as modificações necessárias nas conexões à rede e publicassem as referidas normas técnicas em seu portal (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). Ocorreram também mudanças no PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema elétrico nacional), de forma a delimitar aspectos técnicos e jurídicos do novo sistema.

Esta resolução criou uma nova divisão de geração de energia elétrica regulamentada: a micro e minigeração distribuída de energia elétrica, que trata de uma central geradora, com potência instalada menor ou igual a 100kW no caso de microgeração, e maior que 100kW e menor ou igual a 1MW para minigeração, apenas para fontes renováveis de energia elétrica, como hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectada, por sua vez, à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012), conforme pode ser visto na Figura 1.1.

Essa é inclusive uma tendência global da área de geração distribuída (GD): nos últimos anos o foco da área mudou para as energias renováveis, incluindo eólica, solar, biomassa, além do armazenamento de energia (DUGAN; KEY; BALL, 2005). Isso ocorre principalmente por causa da natureza dispersa desses recursos, o que pode servir de incentivo para o desenvolvimento de pequenos sistemas de geração (HAMMONS, 2009).

Embora seja novidade no Brasil, o conceito de microrredes não é novidade no cenário internacional, sendo que existem diversos estudos sobre o tema na literatura científica. Segundo Rikos *et al.* (2008), as microrredes de geração compreendem sistemas de distribuição de baixa tensão com fontes de energia distribuídas.

Figura 1.1 - Esquemático do sistema de geração distribuída de energia elétrica



Adaptado de: (Guerrero *et al.*, 2010)

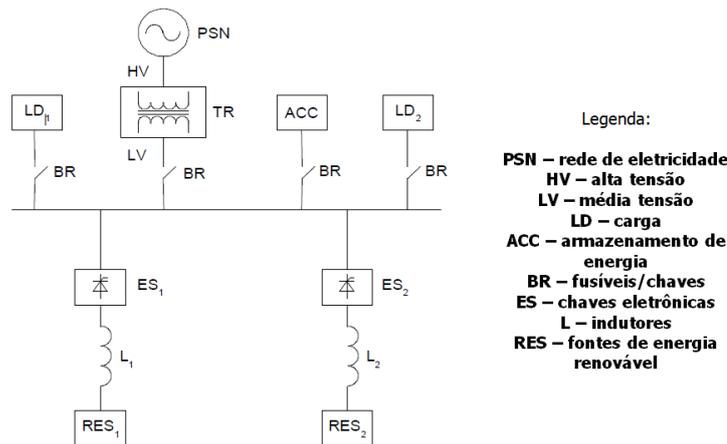
Esses sistemas são interconectados à rede de distribuição de média tensão, mas também podem operar isolados da rede principal em casa de falhas nesta rede. Muitos países, principalmente os Estados Unidos, estabeleceram metas para o aumento da participação de energias renováveis através de GD nos próximos anos (DUGAN; KEY; BALL, 2005). Um dos precursores do tema, o estado americano da Califórnia possuía um programa audacioso de GD, que objetivava a instalação de um milhão de módulos fotovoltaicos até o final de 2012 (HOLBERT, 2007). O aparecimento de grandes projetos na área nesta região fez com que este objetivo fosse alcançado, e inclusive um milhão de módulos fossem instalados em apenas um projeto, chamado de *Topaz Solar Farms*, no fim de 2012. (HILL, 2012).

Esses sistemas de GD por energias renováveis consistem de uma fonte de energia renovável, uma unidade de pré-condicionamento da energia, inversor, barramento CC, transformador (se necessário) e acoplamento indutivo com chave eletrônica ou conexão direta à rede de energia da concessionária. As cargas e o sistema de alimentação podem ser operados em três modos: alimentação autônoma da rede elétrica ou alimentação autônoma do sistema de energia renovável (RES), e operação paralela da rede de alimentação de energia e RES (HAMMONS, 2009), conforme demonstrado na Figura 1.2.

Normalmente, esse sistema de GD não é diretamente conectado à rede. O modo de geração ou as características operacionais podem requerer o uso de alguma interface entre o gerador e a rede. Por exemplo, sistemas fotovoltaicos geram eletricidade em CC, e, por causa disso, um inversor CC-CA é necessário como módulo intermediário. Outras tecnologias

baseadas em geradores que trabalham com indução, como hidráulicas ou eólicas, podem ser diretamente conectadas à rede. De qualquer forma, deve-se levar em consideração o transitório, o rendimento da conversão de energia e, aspectos da qualidade de energia (HAMMONS, 2009).

Figura 1.2 - Diagrama de blocos de um RES e conexão com a rede de energia



Adaptado de: (HAMMONS, 2009)

Característica importante que deveria fazer parte dos preceitos do uso de microrredes, e que foi a princípio deixada de lado da legislação brasileira, é a habilidade destas de fornecer uma transição suave para e do modo de *islanding* (ilhamento) (RIKOS *et al.*, 2008), que será explicado na seção 3.3.

Microrrede é um conceito desenvolvido na última década, e descreve redes de eletricidade de baixa tensão que podem entregar energia elétrica para o consumidor conectado a esta, podendo essa conexão ser feita com a rede principal da concessionária, ou num sistema autônomo, em modo de ilhamento (CARBONE, 2011). De forma a fornecer maior segurança ao sistema elétrico, pequenos geradores de potência distribuídos e armazenamento de energia dispersos e interligados à rede são as novas tecnologias do ramo de energia (GUERRERO *et al.*, 2010).

Desta forma, as microrredes e a GD emergem como um novo paradigma para a produção de energia elétrica local, com alta confiabilidade e qualidade (GUERRERO *et al.*, 2010), e este tipo de energia é cada vez mais necessária, considerando a crescente necessidade de se introduzirem metodologias de dimensionamento que tentem antecipar e mitigar problemas de demanda excessiva, visando à plena satisfação dos usuários (TRIGOSO, 2004).

Para entender essa nova opção, é necessário fazer um estudo mais aprofundado com relação às energias renováveis no mundo: segundo Simões, Uriarte e Farret (2007), em 2030

estima-se que o consumo global de energia será dois terços maior do que atualmente. Considerando o contínuo crescimento do consumo de energia, espera-se que a demanda de energia dobrará dentro de 20 anos (GUERRERO *et al.*, 2010).

## 1.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MUNDO

De forma a alcançar esses objetivos, vários países estão se desenvolvendo nesse ramo. Em 2012, estimou-se que as fontes renováveis de energia (sem contar a nuclear) forneceram 19% do consumo mundial final de energia. A capacidade de geração de energia proveniente de fontes renováveis aumentou 80 GW apenas no ano de 2013. Desse total, a energia solar foi responsável por 49%, e a eólica, por 44%. Só na União Europeia, as renováveis foram responsáveis por 72% de toda a potência elétrica adicionada no continente neste mesmo período (SAWIN *et al.*, 2014).

O ano de 2013 foi atípico para a Alemanha. Neste ano, embora este país tenha continuado sendo o maior mercado global de energia solar, o aumento da capacidade foi de apenas 3,3GW, contra uma média de 7,6GW ao ano nos últimos três anos. No entanto a capacidade instalada neste país é de 36GW. Na Alemanha, cerca de um terço de toda a energia gerada a partir de novos sistemas é utilizada no mesmo local de geração, principalmente causada pela queda nos incentivos financeiros como a FIT (*Feed-in tariff*), que passaram a pagar menos do que a energia comprada da concessionária. O Reino Unido, com um aumento de 1,5GW em 2013, surgiu como um grande mercado para projetos solares de grande escala. A China terminou 2013 com um recorde na capacidade de geração de energias renováveis, chegando a 118GW. Juntos, os países com a maior capacidade de energias renováveis (excluindo hidráulica) eram, em 2013: China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha, Itália e Índia (SAWIN *et al.*, 2014).

Mesmo já sendo uma das maiores potências no setor, em 2006 os Estados Unidos aprovaram o RES, requerendo que as empresas públicas gerem 15% do total de energia através de fontes renováveis até 2025. Além disso, a Comissão responsável também sinalizou que uma porcentagem crescente (de 5% em 2007 até 30% após 2011) do total de recursos envolvidos viesse de GD, podendo estas ser provenientes de residências ou localidades privadas. (HOLBERT, 2007). A Tabela 1.1 demonstra a presença do Brasil no ranking dos países com as maiores adições de energia por segmento em 2013.

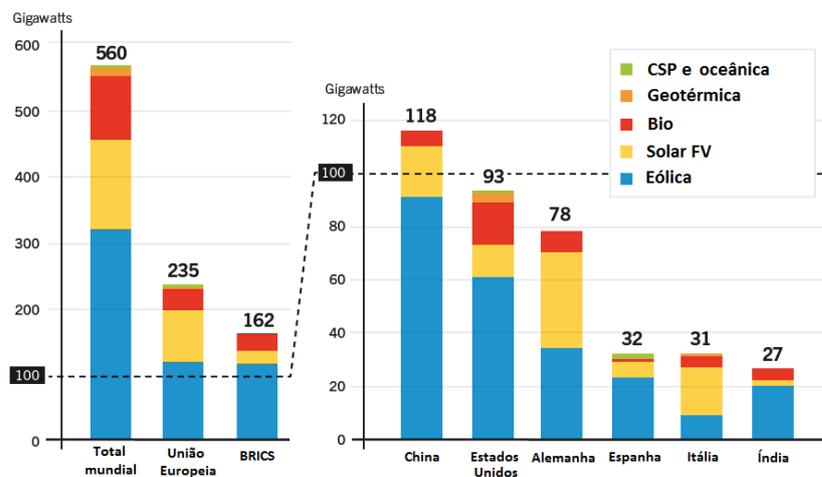
Tabela 1.1 - Ranking dos países com as cinco maiores adições na produção de energia em 2013

	Investimento em nova capacidade	Capacidade de energia hidráulica	Capacidade de energia solar FV	Capacidade de energia eólica	Capacidade de aquecimento solar	Produção de biodiesel	Produção de etanol
1º	China	China	China	China	China	Estados Unidos	Estados Unidos
2º	Estados Unidos	Turquia	Japão	Alemanha	Turquia	Alemanha	<b>Brasil</b>
3º	Japão	<b>Brasil</b>	Estados Unidos	Reino Unido	Índia	<b>Brasil</b>	China
4º	Reino Unido	Vietnã	Alemanha	Índia	<b>Brasil</b>	Argentina	Canadá
5º	Alemanha	Índia	Reino Unido	Canadá	Alemanha	França	França

Adaptado de: (SAWIN *et al.*, 2014)

Embora o Brasil não seja uma potência em energias renováveis chamadas “modernas”, este possui a terceira maior capacidade hidráulica, a quarta maior produção de biodiesel e a segunda maior produção de etanol do mundo. A energia hidráulica, mesmo causando alguns danos ambientais, é considerada renovável, por causa do produto utilizado para a geração. Por sua vez, a Figura 1.3 traz a capacidade de geração de energia renovável, em 2013, das maiores potências mundiais (desconsiderando a energia hidráulica).

Figura 1.3 - Capacidade de energia renovável, excluindo hidráulica, da UE, BRICS, e os sete maiores países, em 2014

Adaptado de: (SAWIN *et al.*, 2014)

Energias renováveis possuem este nome pois se renovam. No entanto, embora estes recursos tenham o apelo da sustentabilidade, estes dependem da natureza, e, logo, são intermitentes. Por exemplo, módulos solares conseguem fornecer energia somente quando o sol está disponível, e sistemas eólicos, apenas quando existe vento o suficiente. Considerando a intermitência destes recursos, um estudo cuidadoso normalmente tem de ser realizado de forma a identificar a melhor fonte de energia renovável, ou as melhores, para uma dada localidade. A GD, com várias fontes interconectadas, é uma forma boa de manter a confiabilidade destes sistemas (SIMÕES; URIARTE; FARRET, 2007).

As concessionárias de energia elétrica de países com maior cultura na área de GD costumam ser atuantes, obrigando a construção de todos os componentes de acordo com as devidas normas existentes, nacionais ou internacionais, de forma a garantir a segurança e a operação correta do sistema. Outros problemas referentes à eletrônica de potência e seus impactos na qualidade da energia, como harmônicos, sobretensões e *flickers*, também devem ser mitigados de acordo com as normas (HAMMONS, 2009).

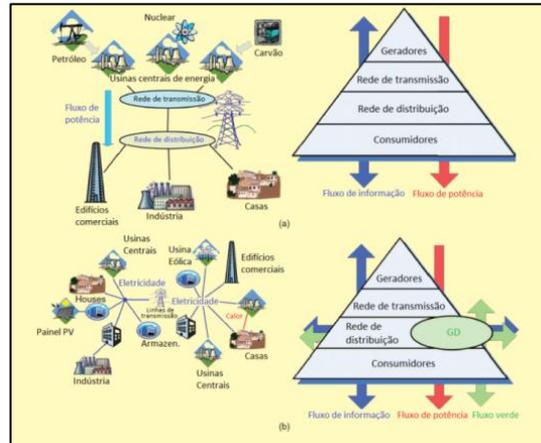
No caso do Brasil, onde as normas referentes a esses sistemas estão apenas agora começando a aparecer, deve-se, em último caso, recorrer a normas internacionais como a UL 1741, que trata de inversores, conversores, controladores e equipamentos de sistema de interconexão para uso em energia distribuída (SOYSAL; SOYSAL, 2008), (DUGAN; KEY; BALL, 2005), ou à IEEE 1547, que trata das linhas gerais para o desenvolvimento de requerimentos técnicos gerais para a interconexão de pequenos sistemas geradores de até 10MW (HAMMONS, 2009), (DUGAN; KEY; BALL, 2005). A mais antiga e utilizada norma para sistemas fotovoltaicos e outras tecnologias baseadas em inversores é a IEEE 929, aplicada a sistemas residenciais e outros sistemas de pequena escala interconectados (DUGAN; KEY; BALL, 2005).

Uma das exigências de normas importante para a segurança da instalação são os meios externos de desconexão dos sistemas. Um sistema de GD composto por energia solar e eólica em um edifício, conforme o estudado por Soysal e Soysal (2008), precisa ser conectado ao módulo de serviço principal do edifício e à rede de distribuição de baixa tensão através de chaves externas para desconexão e um medidor de energia ativa bidirecional monofásico.

A Figura 1.4 mostra a comparação entre o sistema de potência tradicional e o descentralizado, proposto pela GD. Entre as vantagens, sistemas de GD podem ser utilizados para sustentar o sistema de distribuição quando da indisponibilidade da energia proveniente da concessionária, além de fornecer oportunidades de melhoria da segurança do fornecimento

de energia para consumidores, em situações adversas como enchentes e tempestades (CARBONE, 2011).

Figura 1.4 - Comparação entre sistemas (a) tradicionais e (b) descentralizados



Adaptado de: (GUERRERO *et al.*, 2010)

No passado, a maior parte dos sistemas de distribuição era projetada de forma a operar em uma configuração radial, com apenas uma fonte de alimentação. Nesta, a potência flui das subestações para as cargas em todos os pontos da rede. Atualmente, com a GD, a rede possui múltiplas fontes de energia, e inclusive é possível possuir fluxo de potência bidirecional entre o sistema de GD e a subestação (CANOVA *et al.*, 2009).

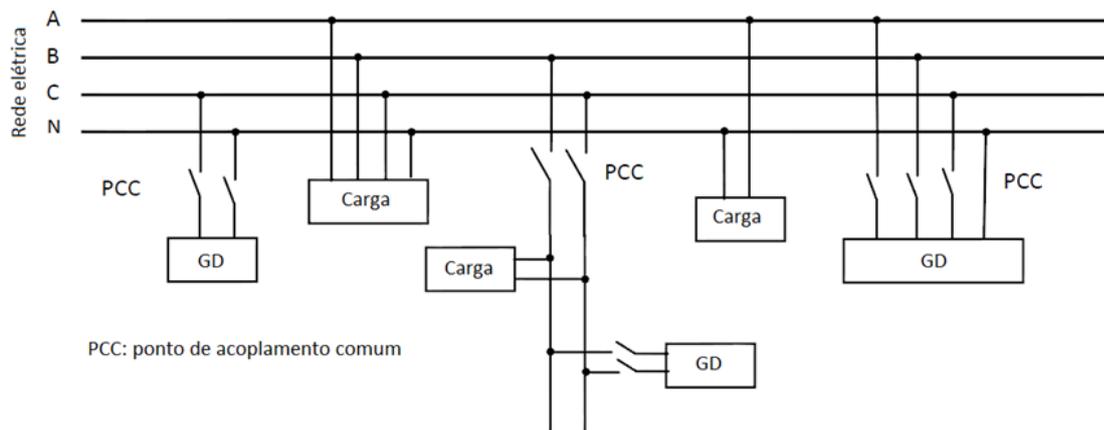
Essas mudanças no fluxo de potência e no perfil de tensão de um alimentador são resultados da interconexão de GD, e normalmente resultam em sobretensão quando sob carga baixa ou condição de alta produção, e a desconexão do GD sob alta carga pode causar subtensão, enquanto reconectar a GD sob baixa carga pode causar sobretensão. Para agravar ainda mais a situação, o status da conexão de um GD não é controlado pela concessionária, e com isso essas situações podem resultar em baixa qualidade da energia (HAMMONS, 2009).

Por causa disso, aspectos relativos à proteção de sistemas de GD são um dos maiores problemas na interconexão de GD, que pode alterar as configurações dos esquemas de proteção pré-existent e causar mau funcionamento da proteção (HAMMONS, 2009).

Outro problema que afeta um sistema de GD principalmente no nível de distribuição é o desequilíbrio da tensão. Como demonstrado na Figura 1.5, as cargas e a GD podem trabalhar de forma mono ou trifásica. No entanto, a interconexão de cargas e/ou geração monofásicas em um sistema trifásico pode causar esses desequilíbrios, provocando aquecimento e frequentes quedas. Esse problema pode ser amenizado fazendo simulações e

também atendendo aos requerimentos de proteção, controle e qualidade de energia da concessionária local (HAMMONS, 2009).

Figura 1.5 - Possíveis configurações de GD mono e trifásicas



Adaptado de: (HAMMONS, 2009)

Usinas geradoras centralizadas podem deixar um grande número de consumidores vulneráveis a *blackouts* elétricos, problema este eliminado pela GD. Uma das tendências estudadas dentro da GD são os sistemas integrados às edificações urbanas e interligados à rede elétrica pública, que se justificam, pois as demandas energéticas em edificações urbanas, local de sua instalação, e o recurso energético solar, no caso, possuem caráter distribuído (RÜTHER, 2004).

Essa integração com a rede pode ser feita em dois níveis: grandes sistemas de geração de energias renováveis como fazendas eólicas sendo diretamente conectados ao sistema de transmissão de energia elétrica, ou pequenos sistemas, como os fotovoltaicos integrados às edificações, sendo geralmente conectados ao sistema de distribuição de média ou baixa tensão (HAMMONS, 2009).

A GD, no entanto, não se encaixa apenas para os casos citados acima ou o demonstrado pela Figura 1.1. Esta modalidade também aparece como uma alternativa aos moradores de áreas isoladas, onde não seja possível ou talvez seja caro demais criar um sistema de transmissão para alimentar as suas cargas.

Para muitos, alimentar as suas residências ou pequenos negócios com um pequeno sistema de energia renovável, desconectado da rede elétrica (chamado de sistema autônomo ou *stand-alone*), vem se tornando economicamente viável e pode ser visto como ambientalmente correto. Em locais remotos, estes sistemas podem ter um maior custo/benefício ao invés de levar linhas da localidade até a linha de transmissão (estima-se

que o custo de uma linha de transmissão, independente da tensão, seja em média de US\$ 24.000 a 80.000 por quilômetro) (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012).

Esses sistemas autônomos possuem como vantagem a combinação de técnicas e tecnologias de forma a gerar potência confiável, reduzir custos e minimizar problemas que possam surgir (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012).

Sistemas fotovoltaicos, por exemplo, foram primeiramente utilizados em sistemas autônomos, como forma de fornecer eletricidade para áreas rurais onde não houvesse outra forma de conexão com a rede. Avanços tecnológicos e relacionados ao aquecimento global passaram a encorajar as concessionárias e os clientes a expandir o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (OMRAN, 2010).

Embora seja senso-comum que, quão maior o nível de renda de uma família, maior seja o seu consumo, e logo, a necessidade de energia elétrica, Trigoso (2004) demonstrou que isso não é verdade, e que não é possível concluir categoricamente que este seja único fator para determinar o padrão de consumo de uma família. Esses dados podem ser bastante interessantes ao se considerar o planejamento de GD para localidades isoladas.

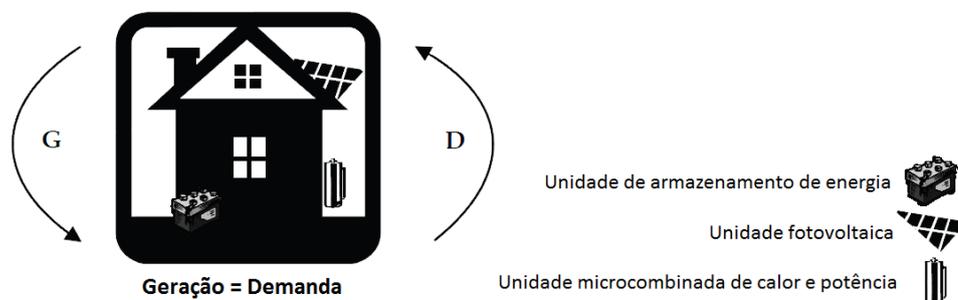
De forma a aumentar e estruturar mais essa área, sistemas de gerenciamento de energia inteligentes, baseados na previsão da geração e na otimização do fluxo de potência, devem ser utilizados de forma a reduzir os custos de operação. Segundo Simões, Uriarte e Farret (2007), a função básica deste sistema é otimizar instantaneamente as fontes de energia renováveis. Além disso, o uso de dispositivos para armazenamento deve realizar o agendamento do acionamento da carga para um ou mais dias à frente.

Este sistema consiste de três módulos: o módulo de predição, que produz a previsão de geração das fontes renováveis. Através dessas predições o módulo de otimização geral determina valores para todas as fontes de energia e dispositivos de armazenamento, de tal forma que exista um despacho de potência economicamente otimizado, mantido de forma a preencher a correta demanda de carga. A saída deste módulo define a direção do fluxo de potência e a quantidade de fluxo entre as fontes, armazenamento, cargas e a rede de forma a ter o custo otimizado (SIMÕES; URIARTE; FARRET, 2007).

Outros estudos realizados na área de GD, como o de Carbone (2011), tratam do chamado balanceamento energético de uma residência através da utilização de energias renováveis e dispositivos de armazenamento de energia. Uma área balanceada, demonstrada na Figura 1.6, é parte de uma rede elétrica e é autossuficiente em termos da demanda de energia. De forma a atingir a autossuficiência, a geração deve sempre se igualar à demanda.

Neste estudo, também, são dimensionadas as fontes de microgeração e os dispositivos de armazenamento de energia para uma moradia.

Figura 1.6 - Teoria da residência autossuficiente



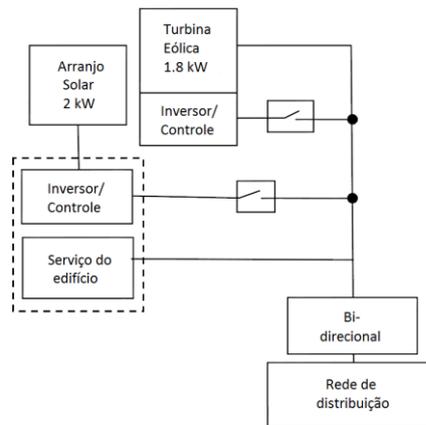
Adaptado de: (CARBONE, 2011)

Vários desses novos estudos surgiram por causa das metas estabelecidas pelo Protocolo de Kyoto. Em 2011, a Comunidade Europeia oficialmente reconheceu a necessidade de promover fontes de energia renováveis como uma prioridade considerando que a exploração destes contribui para a proteção do meio ambiente e para o desenvolvimento sustentável (CAMPOCCIA *et al.*, 2007).

Inclusive países que não tem relevância no tema, como a Tunísia, possuem projetos de forma a chegar a uma matriz energética renovável: um dos objetivos do mesmo é o de promover a energia solar fotovoltaica e levar eletricidade para áreas rurais. Até o fim de 2002, a agência nacional de energias renováveis do país havia instalado mais de 10.000 sistemas fotovoltaicos isolados para levar energia elétrica a localidades remotas (BOUAZZI; KRANI, 2003).

Para chegar aos objetivos estabelecidos pelos países na área de energias renováveis, pesquisas como a realizada por Soysal e Soysal (2008) são cada vez mais estudadas. Nesta pesquisa analisada, o sistema se baseia na conexão entre um módulo de energia solar e um de energia eólica. O esquema de ligação pode ser verificado na Figura 1.7.

Figura 1.7 - Configuração do sistema eólico-solar



Adaptado de: (SOYSAL; SOYSAL, 2008)

Na instalação de sistemas de GD, deve-se ter em mente quais são as RES que serão utilizadas, para então empreender um estudo sobre algumas características, como por exemplo, a localização desta planta. Para o estudo de Soysal e Soysal (2008), foi necessário levar em consideração critérios como o espaço disponível para a torre eólica e os arranjos fotovoltaicos (FV), uma orientação adequada para a melhor exposição ao sol, a visibilidade e a acessibilidade para o público em geral, segurança e a conexão com a rede de eletricidade da concessionária.

Outras características também devem ser levadas em conta, como o fato de que o sistema FV apenas irá gerar eletricidade durante as horas do dia, e que, caso este faça parte de algum programa de incentivo financeiro, a maior parte da geração dessa energia utilizada ou vendida ocorrerá durante o meio-dia (HOLBERT, 2007).

No entanto, também é claro que os incentivos financeiros podem ser um fator motivacional para o uso de GD, mas podem não ser o derradeiro. Alguns moradores estão interessados em diminuir o seu impacto ambiental, e a utilização de módulos fotovoltaicos ou energia eólica os ajudará a diminuir as suas emissões de gases de efeito estufa (HOLBERT, 2007).

Outros estudos, como o de Simões, Uriarte e Farret (2007), analisou que para uma moradia no estado americano do Colorado, a utilização de um sistema fotovoltaico juntamente com uma bateria para o armazenamento de energia possui um melhor custo/benefício do que utilizar uma célula a combustível, independente se a produção for menor ou maior do que a demanda.

Apesar de todas as vantagens demonstradas para RES, os combustíveis fósseis ainda são muito importantes na geração de energia no âmbito mundial. Por causa disso, duas

grandes tecnologias serão muito importantes para resolver os problemas nessa área. O primeiro é a mudança da matriz energética de combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia. O segundo é o uso de componentes de eletrônica de potência com alta eficiência, considerando que estes são utilizados na geração, transmissão e distribuição de energia, e também em aplicações no usuário final (GUERRERO *et al.*, 2010).

### 1.3 NET METERING

Várias mudanças no sistema elétrico brasileiro ocorreram com a RN 482. Uma das principais, no entanto, é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esse trata de um sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de energia elétrica compense o consumo de energia elétrica ativa (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Este sistema, conhecido na literatura por *net metering* (medição líquida), é um procedimento no qual um consumidor de energia elétrica pode instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora, podendo esses ser, por exemplo, módulos solares fotovoltaicos. A energia gerada por esses geradores é usada para abater o consumo de energia elétrica da unidade. Logo, quando a geração for maior que o consumo, o consumidor poderá usar o saldo positivo para abater o consumo em outro posto tarifário ou na fatura do mês subsequente. No esquema brasileiro, os créditos são válidos por trinta e seis meses (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Da origem da palavra, *net* significa líquido, ou “o que continua após deduções” (a energia líquida após as medições de energia disponibilizada para a rede ou consumida desta (TRAN; NAHAVANDI; REID, 2008) em um determinado tempo, acumulado ou não (STATE ENVIRONMENTAL RESOURCE CENTER, 2012)). Essa quantidade pode ser positiva ou negativa (BOUAZZI; KRANI, 2003). Dessa forma, *net metering* trata do ato de vender o excesso de eletricidade produzida pelo gerador (SIMÕES; URIARTE; FARRET, 2007). Assim como em outros países, existem no Brasil medidores de energia elétrica bidirecionais, ou seja, levam em consideração os dois sentidos do fluxo de potência. Dessa forma, quando um consumidor adepto do sistema de *net metering* produzir mais energia que está sendo consumida, o medidor girará no sentido contrário, para a rede, gerando créditos, e o consumidor estará vendendo energia para a rede (BOUAZZI; KRANI, 2003). Quando este consumidor consumir mais energia do que está sendo produzido, o medidor girará no sentido

convencional (STATE ENVIRONMENTAL RESOURCE CENTER, 2012), (BOUAZZI; KRANI, 2003).

Este sistema tem como objetivo encorajar o consumidor a investir em tecnologias renováveis, facilitando a conexão de pequenos sistemas geradores de energias renováveis à rede elétrica (STATE ENVIRONMENTAL RESOURCE CENTER, 2012), e para criar incentivos para investimento privado em GD, através do aumento do valor da energia elétrica produzida que durante algumas horas do dia pode ser maior que a demanda de eletricidade do consumidor (DORIS; BUSCHE; HOCKETT, 2009). Além disso, este possui uma alta flexibilidade, podendo ser utilizado em outros horários ou plantas, e permite que este maximize o valor da sua produção. As geradoras também podem se beneficiar deste programa, pois, em períodos de pico, o fator de carga é aumentado (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012). Também assegura que os consumidores sempre terão uma fonte de energia confiável mesmo que os pequenos geradores não estejam produzindo (STATE ENVIRONMENTAL RESOURCE CENTER, 2012).

Desta forma, um consumidor que esteja interessado em gerar eletricidade através de energias renováveis deve atender a alguns critérios: os equipamentos geradores para a produção de energia elétrica devem ter como objetivo primário compensar parte ou todo o seu consumo de energia elétrica. Esses equipamentos devem ser alocados em uma localidade própria e devem ser conectados em paralelo com a rede elétrica, conforme será abordado na seção 2.2 (THE PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF OHIO, 2012).

Existe algumas razões que fazem o *net metering* ser um sistema importante: com o aumento no número de sistemas de GD em residências e pequenos comércios, é importante criar um procedimento padrão para a interconexão destes na rede, de forma a manter a segurança e a qualidade da energia. Além disso, muitos consumidores não estão em casa durante o dia, embora os seus sistemas continuem gerando energia, e o *net metering* permite que eles recebam por essa geração. Este sistema também faz com que a necessidade de investimento em infraestruturas convencionais como linhas e subestações sejam postergados, através da otimização da curva de demanda (GUERRERO *et al.*, 2010). Por último, o sistema de *net metering* é simples, barato e fácil de administrar, o que traz várias vantagens e benefícios (CREATIVE ENERGIES, 2012).

Embora seja novidade no Brasil, existem leis relativas ao *net metering* na maioria dos países desenvolvidos. Na maioria destes, a legislação trata apenas de incentivos para o consumidor e com energia gerada a partir de recursos renováveis, como solar ou eólica, podendo trabalhar num sistema chamado de “cogeração” (TRAN; NAHAVANDI; REID,

2008). É importante lembrar que, dentro do âmbito nacional, no contexto da ANEEL, cogeração possui outro significado, no entanto neste caso se refere à micro ou minigeração de energia elétrica distribuída.

Entre os países que já possuem legislações sobre esse sistema, destacam-se a Espanha, Estados Unidos, Japão, Alemanha e Suíça. A Califórnia foi a precursora neste ramo nos Estados Unidos: a sua legislação data de 1995. Em novembro de 2010, 43 estados americanos, além de Washington e Porto Rico, possuíam legislação sobre o tema (COBALT POWER SYSTEMS INC, 2012), (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012). Na Europa, de uma forma geral, outro sistema também bastante popular é o FIT (*Feed-in Tariffs* ou tarifa de alimentação), que será abordado na seção 2.2. Outros programas na mesma linha são os créditos fiscais e os certificados de troca de energia renovável (CAMPOCCIA *et al.*, 2007).

Particularmente, a Espanha é uma precursora no ramo de integração de micro e mini geração através de energias renováveis à rede elétrica. Esta inclusive foi a criadora do Centro de Controle de Energias Renováveis (CECRE), que serve para controlar a produção de energias renováveis, de forma a integrá-las de forma segura ao sistema nacional (GUERRERO *et al.*, 2010).

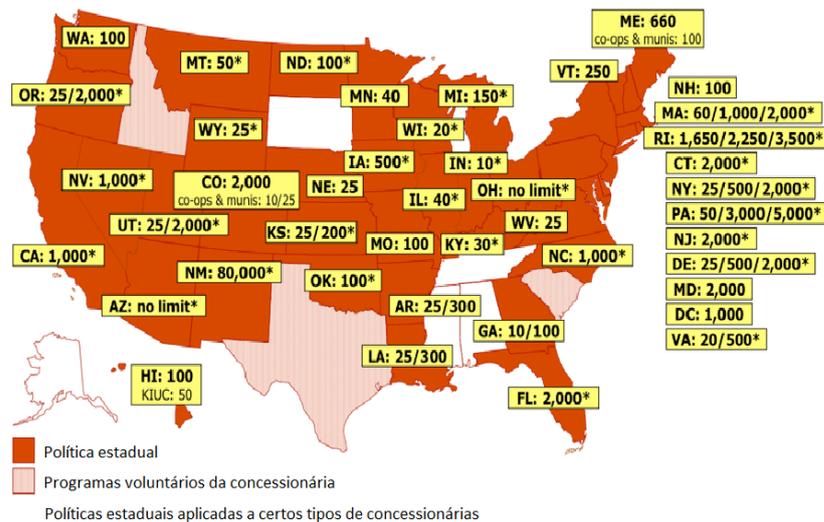
Os Estados Unidos também foram revolucionários neste ramo com o lançamento do PURPA (Ato político regulatório da empresa pública) em 1978. Este requer que as concessionárias/geradoras comprem o excesso de energia de pequenos sistemas de energia renovável conectados à rede e paguem uma taxa igual ao custo que o gerador teria que gastar para produzir aquela energia por si só. O PURPA também cita dois tipos de *metering* passíveis de serem escolhidos: o *net purchase and sale* (compra e venda líquida, com dois medidores unidirecionais, o consumidor paga uma chamada taxa de varejo pela energia consumida, e a concessionária paga, pela energia vendida a esta, uma taxa de atacado), e o *net metering* (a diferença neste é que é usado um medidor, e então apenas é cobrada a diferença entre a energia gerada e a demandada, e a concessionária paga a taxa de varejo pela energia que o consumidor vende para esta) (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2012).

Alguns estados americanos lançaram mão de uma ideia mais recompensadora no ponto de vista do consumidor: caso este possua, por exemplo, um sistema fotovoltaico em casa, a primeira parcela da energia a ser deduzida da conta do consumidor será aquela mais cara do ponto de vista financeiro, ou seja, vítima das maiores taxas, em horário de ponta (COBALT POWER SYSTEMS INC, 2012). No entanto, algumas das leis aplicadas nos estados dizem respeito apenas a sistemas pertencentes a investidores, e não às empresas

públicas e concessionárias municipais ou cooperativas de eletricidade (SEDGHISIGARCHI, 2009).

A Figura 1.8 demonstra os estados americanos que possuíam o programa de *net metering* em 2009, e a sua capacidade de potência em kW. A Tabela 1.2 traz a capacidade de um sistema FV em razão do tempo, nos estados que aumentaram a capacidade individual de seus sistemas. As caixas em cinza trazem o ano que a mudança virou lei. De acordo com a análise, os estados que sofreram aumento na capacidade limite coincidiram com uma acelerada transformação do mercado no mesmo período (DORIS; BUSCHE; HOCKETT, 2009).

Figura 1.8 - Estados americanos com o programa de net metering e os limites da capacidade dos sistemas em kW em Julho de 2009



Adaptado de: (DORIS; BUSCHE; HOCKETT, 2009)

Tabela 1.2 - Estados americanos que sofreram reajuste no limite de geração individual (em kW) de sistemas FV dentro do net metering até 2008

Estado/Ano	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Arkansas	38	38	38	38	38	38	38	38	38
Connecticut	11	34	34	37	68	224	896	3.421	8.704
Hawaii	310	515	562	659	919	1.370	2.078	4.939	13.525
Maryland	301	301	301	301	301	360	459	780	3.022
Massachusetts	275	276	303	587	1.170	1.810	3.262	4.643	7.527
Nevada	138	147	171	258	374	914	3.249	19.167	34.084
New Jersey	85	94	858	1.800	3.936	9.456	27.334	47.782	70.236
New York	715	753	1.694	3.792	5.322	7.344	10.311	14.105	21.132
North Carolina	46	53	133	133	180	180	276	677	4.683
Oregon	119	210	260	456	814	1.167	1.696	2.819	7.651
Rhode Island	71	99	116	128	231	350	513	566	574
West Virginia	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utah	138	165	202	202	202	202	202	202	202
Vermont	76	104	127	171	337	381	481	717	1.110

Adaptado de: (DORIS; BUSCHE; HOCKETT, 2009)

Por sua vez, a Alemanha possui um programa de *net metering* que serve como incentivo principalmente para consumidores que possuam fazendas eólicas ou sistemas fotovoltaicos, de forma a facilitar a venda da energia produzida e não consumida para a concessionária (BOUAZZI; KRANI, 2003).

Até países menos conhecidos na área, como a Tunísia, possuem programas de *net metering*. Neste, o programa é voltado principalmente para as fontes convencionais de energia elétrica, e não às renováveis. Qualquer produtor de energia pode vender energia para o distribuidor à taxa de atacado, enquanto que o distribuidor transporta esta energia para o consumidor e vende a mesma pagando taxa de varejo (BOUAZZI; KRANI, 2003).

Estudos como o realizado por Doris, Busche e Hockett (2009) mostram que a existência de políticas em estados ou países, no tempo, correlacionaram-se positivamente com o aumento de energia renovável não-hidráulica per capita (principalmente eólica) e o PIB estadual. O estudo avaliou estados americanos com o programa de *net metering* até 2005.

Também neste estudo, foi possível verificar que existe uma correlação entre o limite da capacidade dos sistemas de *net metering* com a produção de energia solar per capita nesses mesmos estados. É possível verificar que estados com um limite de 1MW ou maior, tinham em 2008 uma média de 3,44 Watts de capacidade de energia solar instalada per capita. Da mesma forma, estados com limite menor que 1MW possuem em média 0,74 watts de capacidade de energia solar per capita. Assim, é possível concluir com estes dados que uma

maior capacidade do sistema de *net metering* resulta em efeitos significativos na penetração de RES nos estados (ou países), principalmente sob o aspecto da energia solar (DORIS; BUSCHE; HOCKETT, 2009).

Em um estudo realizado pela *Creative Energies* (2012), a economia da conta de energia para o consumidor depende de uma variedade de fatores, mas particularmente das chamadas taxas de varejo e de atacado praticadas para a compra e venda de energia. No entanto, no geral a diferença na conta decorrente da instalação de RES será entre US\$ 5 e US\$10 por mês para um sistema fotovoltaico de escala residencial (2kW), e entre US\$ 25 e US\$ 50 por mês para um sistema eólico rural (10kW) (CREATIVE ENERGIES, 2012). No Brasil os consumidores residenciais e comerciais não possuem taxas de varejo e de atacado, que seriam mais relativas ao consumo de energia no horário de ponta ou fora deste, e por causa disso este não afeta a economia na conta de energia.

Estudos como estes consideram principalmente a seguinte forma de redução da conta de energia elétrica através da geração própria: a eletricidade produzida pelo consumidor compensa a eletricidade que possivelmente teria de ser comprada da concessionária, e a conta de energia é menor por conta da compensação realizada pela geração local, que será vendida à concessionária. Dessa forma, quando a geração de energia local superar a demanda local, o medidor de eletricidade girará no sentido contrário, fornecendo energia à rede elétrica, e isso pode gerar uma menor conta de energia elétrica. Caso, no mês inteiro, o consumidor tenha vendido mais energia à concessionária do que consumido, este possuirá um crédito, que em alguns locais é revertido em dinheiro, outros em contas de energia mais baixas. Obviamente, os únicos custos que poderão ser compensados são os relativos à energia consumida (kWh). Taxas relativas à transmissão, distribuição ou demanda (kW) não são alteradas. (THE PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF OHIO, 2012).

Embora o programa de *net metering* exista, dependendo da legislação do país os consumidores não necessitam fazer uso deste para produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis. Sem este programa, os consumidores podem utilizar os RES para compensar a demanda instantânea de energia. No entanto, caso ocorra de a geração de energia elétrica ser maior do que a demanda, a concessionária irá comprar o excesso de energia pagando taxa de atacado, que é muito menor que a taxa de varejo (CREATIVE ENERGIES, 2012).

## 2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 2.1 FUNDAMENTOS

O sol é uma fonte de energia contínua e inesgotável. O total de energia solar absorvida pela terra em uma hora é comparável ao total de energia consumida pelo planeta em um ano (MUNEER, 2011). Por causa disso, a energia solar e os módulos fotovoltaicos representam um potencial tão grande e inexplorado.

O termo energia solar normalmente significa a conversão de energia solar em eletricidade utilizável. O termo corrente “energia solar” pouco significa, pois não é devidamente específico. Energia solar pode ser separada em duas categorias principais: FV (fotovoltaica) e térmica (HUA, 2008).

A energia solar fotovoltaica é uma das principais cadeias dentro do desenvolvimento sustentável. Quando verificados os programas de desenvolvimento em sistemas de energia em países e nações que tem como objetivo o desenvolvimento sustentável, fica claro que este ramo representa um eixo importante desta concepção (OCHIENG, 2010).

O efeito fotovoltaico, que originou o estudo dos módulos FV, data de 1839 e foi descoberto pelo físico francês Edmund Becquerel. Foi durante este período que o conhecimento científico relacionado aos fenômenos solares foi aprofundado. Em 1875, Werner von Siemens apresentou à Academia de Ciências de Berlim um artigo sobre o efeito fotovoltaico em semicondutores, e foi Albert Einstein quem primeiramente conseguiu explicar o princípio fotovoltaico, pelo qual foi laureado com o Prêmio Nobel de Física em 1923 (OCHIENG, 2010).

Dentro do ramo de energia solar fotovoltaica, existem duas tecnologias: tecnologia de células FV e a tecnologia da energia solar concentrada (CSP). A primeira depende da conversão direta de radiação solar em eletricidade através do uso de materiais semicondutores levando ao efeito fotoelétrico. O segundo, por sua vez, trata da concentração de radiação solar através do uso de lentes e espelhos em uma pequena área. A luz/calor concentrada é então utilizada como uma fonte de calor para uma usina térmica convencional: esse fenômeno é conhecido por termoeletricidade solar (MUNEER, 2011).

O interesse neste mercado ainda é pequeno, no entanto a importância nessa tecnologia está aumentando por causa do aumento da eficiência dos sistemas fotovoltaicos em locais com alta insolação e baixa umidade (SAWIN *et al.*, 2014). No entanto, a tecnologia FV é mais conhecida, e também é a mais antiga: em 1958 os primeiros módulos FV foram utilizados

para prover energia para os satélites. Nesta época, com uma eficiência de 9%, foi possibilitado o lançamento ao espaço do primeiro satélite equipado com células FV, chamado de VANGUARD (OCHIENG, 2010). Ainda hoje a energia solar é a principal forma de energia na Estação Espacial Internacional (ALTESTORE, 2012).

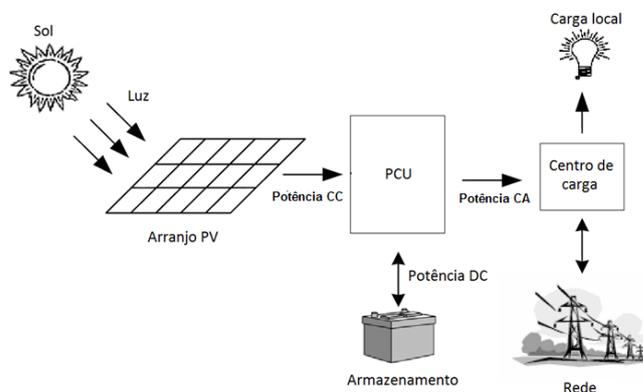
Focando em módulos fotovoltaicos, as células FV são a parte principal desse sistema. Estes fazem uso do efeito fotoelétrico para explicar a conversão de energia solar em eletricidade. Os materiais utilizados para a produção de células dependem do produtor e dos custos envolvidos (HUA, 2008). Embora células solares de Silício Cristalino (c-Si) (80% da produção a nível comercial em 2002 (RÜTHER, 2004), 29,36% em 2010 (OMRAN, 2010)) e Silício policristalino (54,5% em 2010 (OMRAN, 2010)) sejam as mais utilizadas atualmente por serem mais eficientes, gradualmente estão sendo trocadas por filmes-finos mais baratos, principalmente compostos por Telureto de Cádmio (CdTe), que possuem maior relação custo-benefício, baixo coeficiente de temperatura e produção de energia inclusive com tempo nublado (SHADMAND; PASUPULETI; BALOG, 2011), Disseleneto de índio (CIGS), silicene microcristalino e amorfo hidrogenado (a-Si) (MUNEER, 2011), (RÜTHER, 2004). De maneira geral, diversos materiais são utilizados em combinação com o silício de forma a melhorar a eficiência de módulos (HUA, 2008).

Módulos FV são compostos por uma moldura de alumínio, encimado com vidro temperado e selado com um fundo a prova d'água, de onde saem dois cabos para conduzir a eletricidade gerada para as cargas. É importante atentar para a polaridade desses cabos, pois módulos fotovoltaicos são geradores de corrente contínua (RÜTHER, 2004). Esses módulos podem ser utilizados de forma separada ou em um arranjo solar. Entre o vidro e o fundo estão as células fotovoltaicas propriamente ditas. Existem dois tipos de topologia: a autônoma (*stand-alone*, que respondia em 2009 por 2% do mercado, embora o interesse nesta modalidade para eletrificação rural esteja aumentando (SAWIN *et al.*, 2014), baseado no uso de baterias, e também o conectado à rede (*grid-tied*), que são conectados à rede elétrica da concessionária (ALTESTORE, 2012).

Sistemas conectados à rede proporcionam uma fonte de energia silenciosa, sem poluição, de baixa manutenção, confiável e independente. De acordo com a IEA, 99% do total da capacidade da energia solar adicionada em 2009 (MUNEER, 2011) e 98% do mercado fotovoltaico neste mesmo ano (SAWIN *et al.*, 2014) era conectado à rede. A Figura 2.1 demonstra os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Fazem parte desse o arranjo FV e a unidade condicionadora de potência (PCU) responsável pela conversão da potência CC para CA (OMRAN, 2010) e pelo MPPT (*maximum power point*

*tracking*, ou rastreamento do ponto de máxima potência) ou simplesmente o controle de carga. (UNGER, 2012).

Figura 2.1 - Principais componentes de um sistema FV conectado à rede



Adaptado de: (OMRAN, 2010)

A PCU (unidade condicionadora de potência) é usada para controlar a potência CC produzida pelo arranjo FV ( $12V_{CC}$  da bateria, caso tenha sistema de armazenagem, ou do módulo solar fotovoltaico, que possuem tensão entre  $12 V_{CC}$  e  $100 V_{CC}$  (RÜTHER, 2004)) e converter essa potência em CA ( $110V_{CA}$  ou  $220V_{CA}$ ) de alta-qualidade antes de injetar na carga ou na rede (UNGER, 2012). Faz parte das tarefas da PCU o MPPT, de forma a controlar a tensão de saída ou corrente do arranjo FV e maximizar a energia extraída dos módulos dada certa radiação e temperatura (HAMMONS, 2009), através de algoritmos de controle, sendo que, por terem algumas desvantagens como oscilação no ponto ótimo de operação, são focos constantes de pesquisas para melhorar o controle e diminuir a taxa de distorção harmônica (THD) (BIALASIEWICZ, 2008).

Esta unidade também deve fazer o controle da corrente injetada, de forma a controlar a corrente puramente senoidal entregue à rede ou na carga para ter a mesma frequência e fase que a tensão no ponto de conexão com a rede (isso é conseguido através do uso de um PLL - *Phase Locked Loop* e com o uso de um controlador de corrente adequado (HAMMONS, 2009)). Além disso, deverá realizar a detecção e proteção de ilha (*islanding*), para manter as cargas energizadas mesmo quando isolada da tensão da concessionária. Também realiza a amplificação (ou redução) da tensão, pois normalmente a tensão de sistemas FV necessita de um aumento (ou redução) para atender às especificações da rede. O PCU pode realizar a filtragem de harmônicas, a correção de fator de potência e o controle de potência reativa (OMRAN, 2010). As questões fundamentais de sistemas FV são a eficiência da

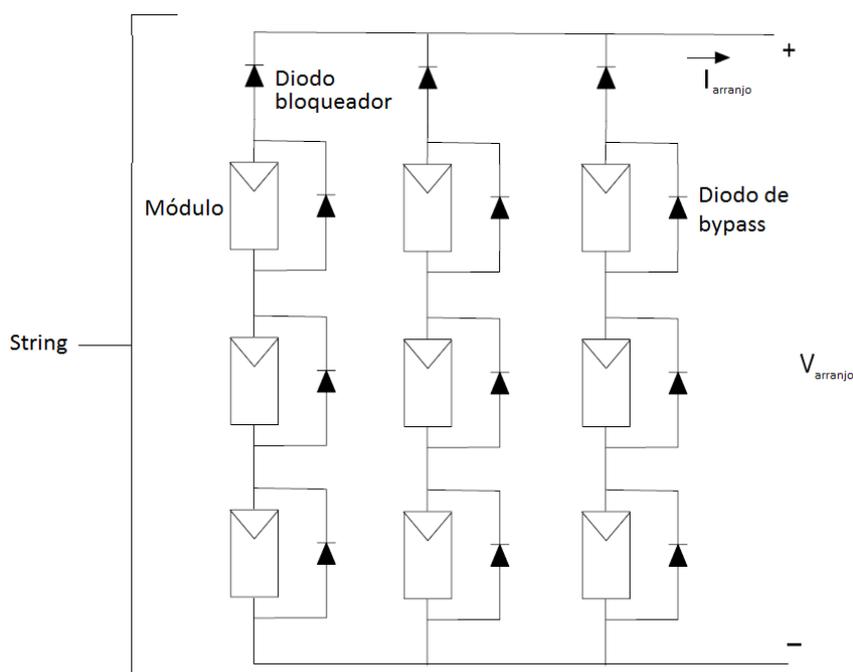
geração e a qualidade da energia (BIALASIEWICZ, 2008), e por causa disso esse módulo é tão importante.

Embora tenham grande participação no mercado, os sistemas FV conectados à rede apresentam diversos problemas, como flutuação de tensão e potência devido à variação da irradiação solar causada pelo movimento das nuvens, distorção harmônica e mau funcionamento de dispositivos de proteção. Em grandes sistemas FV, as flutuações da potência de saída podem afetar a produção de energia nos geradores convencionais. Isso ocorre pois as concessionárias devem seguir essas flutuações de forma a compensar qualquer aumento ou queda na geração de sistemas FV (OMRAN, 2010).

Sistemas FV conectados à rede também podem causar problemas nas redes de transmissão e subtransmissão se forem grandes o bastante para afetá-las. Esses problemas são decorrentes das flutuações de potência de saída, e podem levar a variações de potência nas linhas, fluxo reverso de potência, sub e sobrecarga em algumas linhas e flutuações inaceitáveis de tensão. Em sistemas de distribuição os maiores problemas devido a sistemas FV são o mau funcionamento de relês de proteção, problemas na regulação da tensão e fluxo de potência reverso. Além disso, o uso de eletrônica de potência também pode levar à distorção harmônica e ressonância série e paralelo se o número de inversores for grande em uma dada área. No entanto, de forma geral pequenos sistemas fotovoltaicos instalados em residências não apresentam grandes problemas à rede de distribuição (OMRAN, 2010).

A Figura 2.2 demonstra um arranjo de módulos FV comumente utilizado em sistemas conectados à rede. Normalmente células solares são conectadas em série para formar um módulo solar, e então módulos são conectados em série e/ou em paralelo para formar uma *string*. O número de módulos de cada *string* (linha) é especificado de acordo com a tensão total requerida pelo arranjo (considerando que cada módulo fornece determinada tensão CC). Da mesma forma, o número de *strings* é especificado de acordo com a corrente necessária. A maioria dos arranjos possui um diodo de *by-pass*, conectado em paralelo com cada módulo (individual ou em grupo) (OMRAN, 2010). A soma da potência nominal de cada módulo que faz parte de um sistema especifica a potência instalada do sistema (RÜTHER, 2004).

Figura 2.2 - Arranjo de módulos fotovoltaicos



Adaptado de: (OMRAN, 2010)

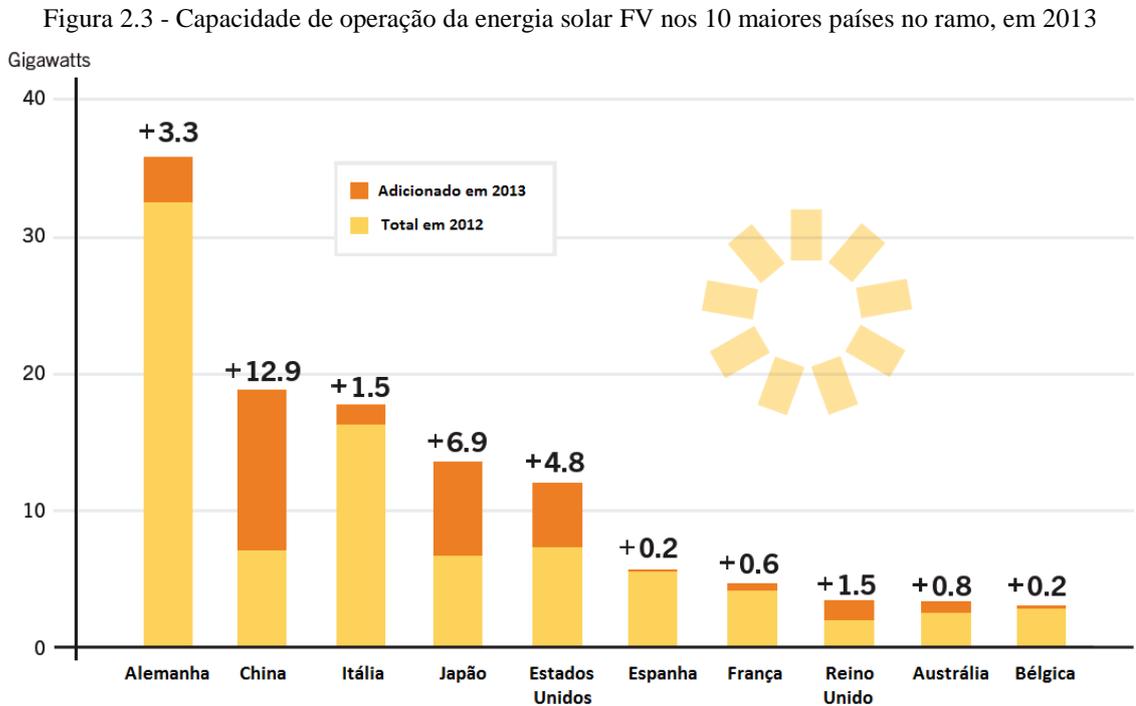
Entre o final de 2008 e 2013 a capacidade de operação da energia solar fotovoltaica cresceu mais do que todas as outras fontes renováveis de energia, com um crescimento da ordem de 55% por ano, seguida pela CSP, com um crescimento de 48% por ano (SAWIN *et al.*, 2014).

Enquanto nesse ramo a União Europeia se destaca historicamente, principalmente alavancado por Alemanha e Itália, outros mercados também cresceram consideravelmente, como a China (12,9GW), Japão (6,9 GW), Estados Unidos (4,8GW) e Reino Unido (1,5GW). O mercado fotovoltaico no fim de 2013 era quase 38 vezes o total global em 2004 (SAWIN *et al.*, 2014).

Todo esse potencial energético possui como razão a crise do petróleo em 1970. O primeiro experimento realizado devido a esse choque e ao derradeiro investimento nessas tecnologias ocorreu em 1973, onde foi construída a primeira casa alimentada por células solares, na Universidade de Delaware. Da mesma maneira, o primeiro carro equipado com energia fotovoltaica data de 1983, quando este andou cerca de 4000km na Austrália (OCHIENG, 2010).

Essa tendência de rápido crescimento da energia fotovoltaica é diretamente relacionada com o aumento da eficiência de células solares e também com os avanços da tecnologia de manufatura de módulos fotovoltaicos (BIALASIEWICZ, 2008). A Figura 2.3

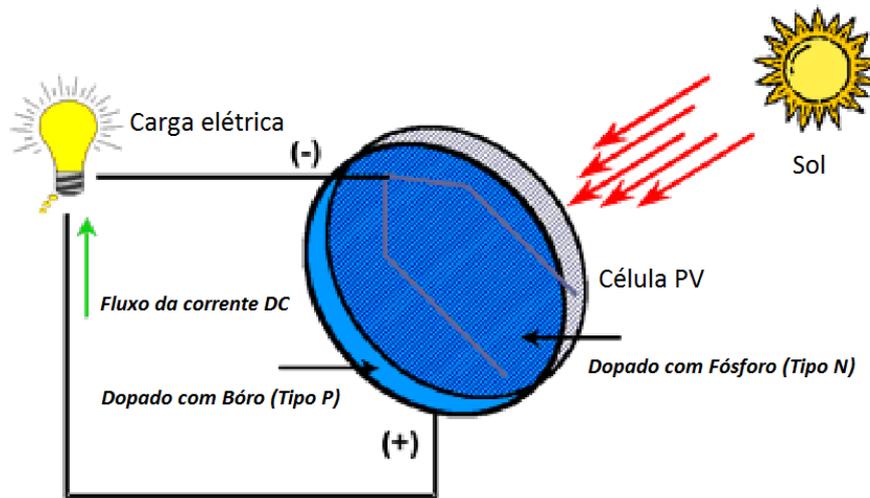
demonstra a capacidade de operação fotovoltaica com os 10 maiores países na área, além do incremento ocorrido no ano de 2013.



Adaptado de: (SAWIN *et al.*, 2014)

De forma a entender melhor esse fenômeno e de onde é originada toda essa tecnologia, a Figura 2.4 demonstra o funcionamento da célula fotovoltaica de forma geral. A diferença de potencial (d.d.p.) é gerada pelo gap entre as células de tipo P e as de tipo N. Essas células em série e em paralelo é que formam um módulo FV (UNGER, 2012). Existe equilíbrio de elétrons entre as duas células e isso é chamado de campo elétrico. Esse campo atua como um diodo, prevenindo os elétrons de se moverem na direção contrária. Esse comportamento é o que faz com que o módulo gere energia (HUA, 2008).

Figura 2.4 - Célula fotovoltaica

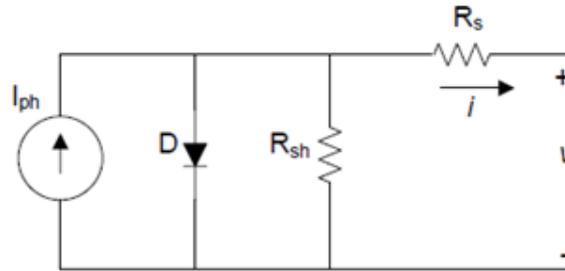


Adaptado de: (HUA, 2008)

A energia solar é proveniente da exploração da energia dos fótons recebidos do sol. Quando os fótons acertam o lado P da célula, eles passam energia para os elétrons (UNGER, 2012), e então os elétrons são desalojados dos seus pares de lacunas positivas. Como os elétrons não são capazes de passar pelo gap de forma a chegar ao lado N, fios de metal são conectados ao lado P para permitir que os elétrons viagem para a carga, e então voltem ao lado N para completar o circuito. A ideia é que os elétrons precisem passar por todo o circuito de forma a carregá-lo (UNGER, 2012). Simultaneamente, considerando que os elétrons foram desalojados do lado P, elétrons viajam do lado N até o lado P para preencher as lacunas que forem deixadas enquanto os elétrons usados retornam para o lado N (HUA, 2008).

A Figura 2.5 demonstra o modelo de diodo-único de uma célula FV. Esse modelo é um dos mais populares para a representação das características elétricas de uma célula FV. Esse modelo consiste de uma fonte de corrente  $I_{ph}$  (corrente induzida pela radiação e gerada na célula devido à separação do par de buracos de elétrons produzido pelos fótons do sol), um diodo *shunt* (representando a junção P-N), uma resistência *shunt*  $R_{sh}$  (responsável pelas correntes de fuga decorrentes das impurezas da junção P-N) e uma resistência série  $R_s$  (representando todas as resistências ôhmicas distribuídas no semicondutor e as resistências dos contatos metálicos) (OMRAN, 2010).

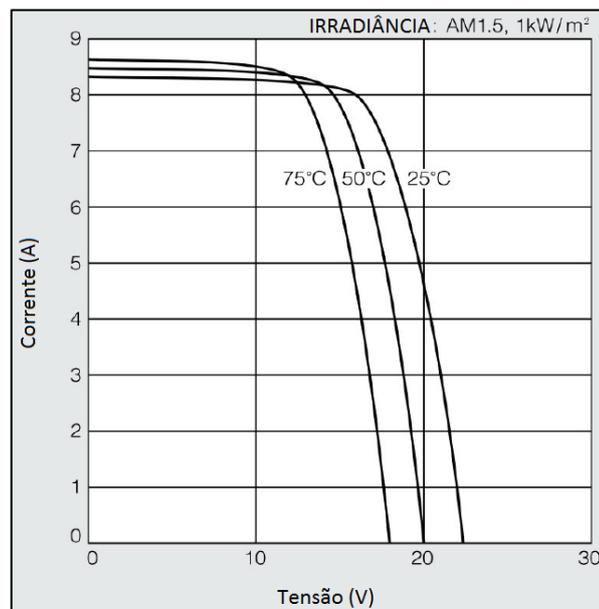
Figura 2.5 - Modelo de diodo-único de uma célula FV



Fonte: (OMRAN, 2010)

Um conjunto de células FV forma um módulo solar, que possui um comportamento bastante interessante: ao invés de manter a tensão constante e variar a corrente de acordo com a carga, como se fosse uma bateria, a tensão e a corrente passam a variar de acordo com a sua curva característica IV e a carga conectada ao módulo, de acordo com a Lei de Ohm, onde  $V = R \times I$ . Analisando a Figura 2.6, pode-se perceber que, caso a resistência da carga seja pequena, a corrente no circuito será grande e a tensão será desprezível, logo a potência produzida será pequena. E o mesmo ocorrerá caso a tensão seja grande e a corrente, pequena. Considerando que quase todas as cargas utilizadas manterão a tensão constante, uma bateria pode ser usada para providenciar uma tensão constante e potência mesmo quando o módulo não esteja gerando energia (UNGER, 2012).

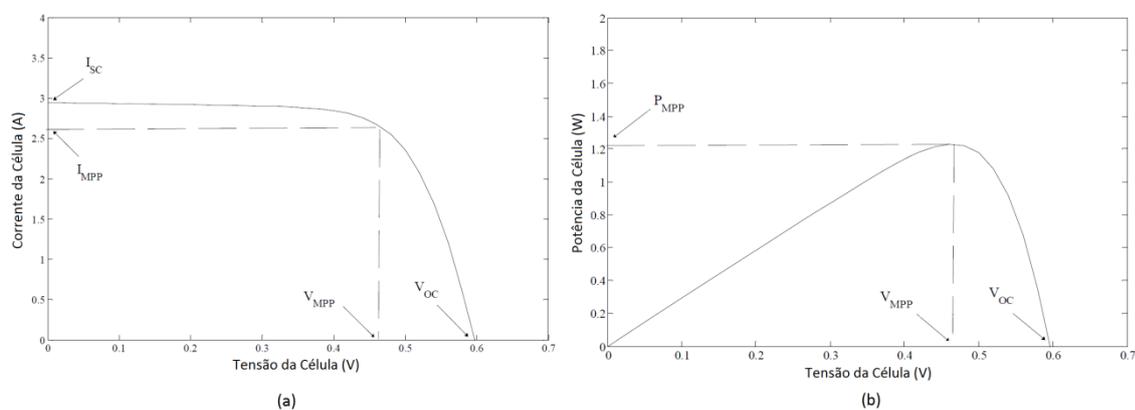
Figura 2.6 - Curva característica IxV para um módulo solar



Adaptado de: (UNGER, 2012)

Por causa disso é padrão para sistemas solares residenciais (SHS) de certo tamanho incluir um conversor CC-CC que ajuste a tensão da bateria ou do arranjo FV para a tensão correspondente à do ponto de máxima potência (*maximum power point* - MPP) nos terminais do módulo FV em determinado momento. Dessa forma, o módulo sempre estará trabalhando próximo do MPP (UNGER, 2012). As características  $I_xV$  e  $P_xV$  de uma célula solar são demonstradas na Figura 2.7. Como pode ser percebido, estas muito se assemelham à característica demonstrada na Figura 2.6 para um determinado módulo solar. As características elétricas de uma célula FV dependem principalmente da radiação recebida pela célula e a temperatura da mesma (OMRAN, 2010).

Figura 2.7 - Características (a)  $I_xV$  e (b)  $P_xV$  de uma célula solar



Adaptado de: (OMRAN, 2010) (N05)

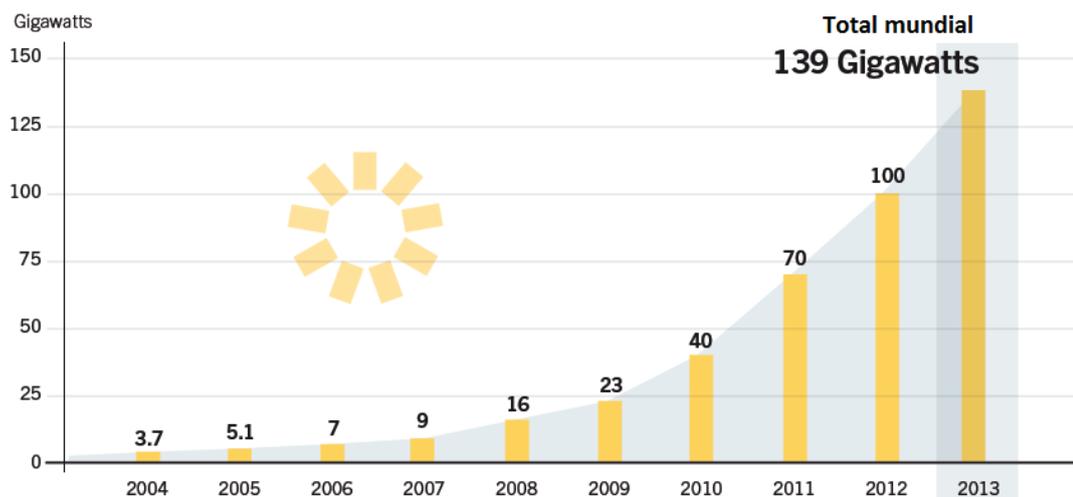
Uma das primeiras células solares foi construída pelo *Bell Telephone Laboratories* em 1954 e possuía uma eficiência de 6% (OMRAN, 2010). Em geral características das células solares, como a eficiência, dependem dos materiais com os quais são construídas. Também se deve levar em consideração que células FV conseguem absorver apenas uma pequena faixa de luz solar, que é chamado de *band gap energy*. Outros comprimentos de onda que sejam incompatíveis passam diretamente pelo módulo. Essa é a grande responsável pela baixa eficiência de módulos, normalmente entre 10% e 15% (HUA, 2008), e atualmente chegando até a 18%, através da construção com diferentes materiais (OMRAN, 2010).

O desenvolvimento contínuo nessa área é muito importante para ampliar cada vez mais as tecnologias relativas às células solares e aumentar a eficiência e o uso destas. Pesquisas recentes, como a desenvolvida pelo cientista Frederik Krebs, do Laboratório Nacional Risø para Energia Sustentável da Dinamarca, que descobriu um jeito barato de integrar LEDs, células fotovoltaicas e baterias ultrafinas de lítio em uma lâmpada de longa-

duração, fornecem uma alternativa interessante para as lâmpadas a querosene utilizadas por 1,5 bilhão de pessoas em países em desenvolvimento, que não possuam acesso à eletricidade. Embora a eficiência seja menor, capturando entre 1 e 2% da energia dos fótons, esse sistema com células solares plásticas pode chegar a custar apenas €3,5 (FAIRLEY, 2009).

Localizadas nos arranjos FV, as células solares também são uma das maiores responsáveis pela reclamação nos custos de instalações FV. Os módulos respondem por cerca de 40% do custo de um sistema solar residencial (UNGER, 2012). Estudo da Agência Internacional de Energia (IEA) indica que a evolução do preço dos módulos FV diminuiu entre 30% e 60% apenas nos últimos 10 anos. Também se verificou que apenas entre 2004 e 2009 a capacidade total de sistemas FV conectados à rede cresceu em uma média anual de 60%, chegando a 21GW (MUNEER, 2011). A Figura 2.8 demonstra o crescimento da capacidade cumulativa dos sistemas solares entre os anos de 2004 e 2013.

Figura 2.8 - Capacidade cumulativa de sistemas solares FV entre 2004 e 2013



Fonte: (SAWIN *et al.*, 2014)

As instalações de sistemas FV interligados à rede de energia podem apresentar duas configurações: podem ser integradas ao ambiente construído, sendo no telhado ou fachada de um prédio, por exemplo, ou podem ser de forma centralizada, como uma usina geradora convencional (RÜTHER, 2004).

E essa configuração de sistemas FV instalados no envoltório de edificações, também chamado de FV integrado à construção (BIPV), trata justamente de um novo ramo de SHS (SAWIN *et al.*, 2014). Como módulos fotovoltaicos são projetados e fabricados para serem utilizados em ambientes externos, sob sol, chuva e outros agentes climáticos, eles são próprios para esse módulo de utilização. Além disso, sistemas fotovoltaicos no envoltório de

instalações podem funcionar para gerar eletricidade e também como elemento arquitetônico na cobertura de telhados, paredes, fachadas, janelas, entre outros. É muito importante constatar que a instalação de um sistema solar fotovoltaico em um ambiente construído deve obedecer às mesmas normas técnicas para baixa tensão, dado pela NBR 5410 (RÜTHER, 2004).

Por mais que os problemas econômicos recentes tenham impactado no ramo da construção civil, o interesse nesse modelo de geração (BIPV) foi grande, com um aumento de 1,2GW apenas em 2010, e um crescimento anual no mercado global de 56% (SAWIN *et al.*, 2014).

De forma geral, os sistemas fotovoltaicos instalados no meio urbano ajudam o meio ambiente e também a economia, pois nesse caso as perdas por transmissão e distribuição são menores, e também dispensam o uso de área extra, por estarem integrados ao envelope da edificação (RÜTHER, 2004). Com a evolução da eletrônica de potência, os sistemas FV conectados à rede explodiram em 2007, e então os SHS, que apareceram em 1995 em países como Japão e Alemanha, sofreram um aumento em 2001, e hoje em dia são majoritariamente utilizados nesses (OCHIENG, 2010).

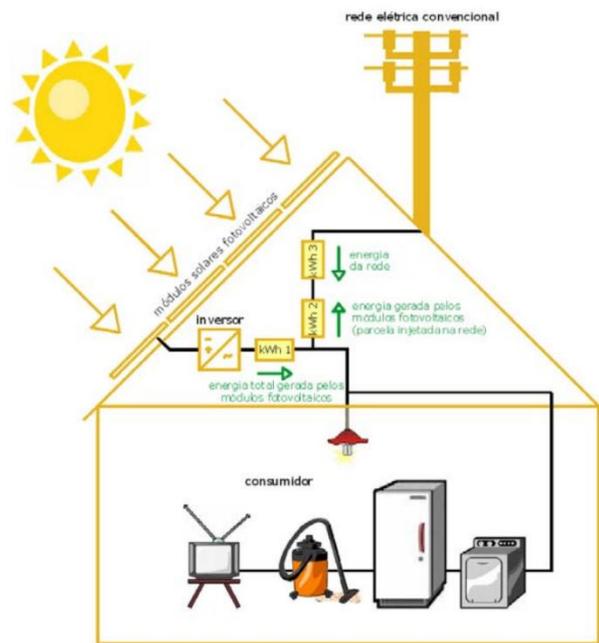
Essa integração ao ambiente construído representa a substituição de elementos residenciais pelos sistemas FV. Estudos comprovam que a utilização de elementos fotovoltaicos em residências, como tijolos fotovoltaicos, membranas FV, telhados, fachadas e janelas solares, módulos semitransparentes ou translúcidos de fato elevam o valor das residências nos quais estão instalados (OCHIENG, 2010).

Inclusive o uso de sistemas FV em residências pode impactar fatores comuns como o uso de condicionador de ar, uma vez que esses módulos atuam como uma dupla pele no telhado. Dessa forma, existe uma relação direta entre a instalação de sistemas FV em um edifício e o seu consumo de energia (OCHIENG, 2010). Além do mais, nesses mesmos aparelhos condicionadores de ar, o uso de elementos fotovoltaicos integrados é salutar.

Isso ocorre para casos chamados de geração e consumo simultâneos: o consumo de energia provocado pelos condicionadores de ar ocorrerá em períodos de elevada incidência solar, que será justamente um período de elevada geração de energia solar. Outra vantagem é o fato que, por serem conectados à rede elétrica da concessionária, esses sistemas dispensam bancos de bateria, reduzindo assim cerca de 30% do custo total do sistema (em comparação com sistemas com armazenamento de energia) (RÜTHER, 2004). Estudos sugerem que esta é a melhor maneira de utilizar a energia elétrica produzida pelo arranjo FV, sem os bancos de baterias (CHEN *et al.*, 2010).

A Figura 2.9 demonstra um diagrama esquemático de um sistema solar FV integrado a uma residência, no caso o telhado, e interligado à rede elétrica da concessionária. Nesse exemplo existem três relógios medidores, embora no sistema nacional existam medidores que atuam bidirecionalmente.

Figura 2.9 - Esquemático de um sistema solar FV integrado ao telhado de uma residência e interligado à rede elétrica



Fonte: (RÜTHER, 2004)

Para a instalação de um sistema fotovoltaico é extremamente importante conhecer o perfil da carga que será utilizada em determinado local, como por exemplo, uma residência. Caso uma lâmpada fluorescente de 14W seja utilizada das 05h até as 07h (2 horas) e então novamente das 19h até as 22h (3 horas), um estudo do perfil de carga vai afirmar que o sistema utilizará  $(14W \times (2 + 3) \text{Hora}) = 70\text{Wh}$  do sistema. Quando for feito esse estudo para todas as cargas da residência, ter-se-á o pico da demanda de um sistema e também o total de Wh deste (UNGER, 2012).

Entendendo a carga total e o perfil da carga, caso uma bateria seja utilizada, pode-se dividir o total de Wh pela tensão do sistema, chegando a um resultado dado em Ah, que é a corrente requerida pelo sistema. Continuando com o exemplo das lâmpadas, se a residência faz uso de duas destas, a demanda total será de 140Wh. Assumindo uma tensão do sistema de 12V, o sistema irá requerer um total de  $(140\text{Wh}/12\text{V}) = 12\text{Ah}$  para o armazenamento da bateria (UNGER, 2012).

Por último, deve-se calcular o total de geração necessária. Esse passo requer um pleno entendimento do total de energia disponível no decorrer do dia. Para isso, devem-se gravar dados do nível de insolação (medida de irradiação solar) no decorrer de cada dia por um ano ou mais (UNGER, 2012). No caso do estudo realizado por Unger (2012), o pior caso era quando a área recebia  $5.000\text{Wh/m}^2$  (em Maio). Isso equivale a 5 horas de  $1.000\text{W/m}^2$  ( $1000\text{W/m}^2$  é o nível padrão de insolação pelos quais os módulos são especificados). Dessa forma, temos que um módulo de  $14\text{W}$  irá produzir  $70\text{kWh}$  de energia. Como o exemplo anterior requeria  $140\text{Wh}$ , serão necessários dois módulos de  $14\text{W}$  ou um de  $28\text{W}$ .

Após esse estudo, poderá ser escolhido um determinado modelo de arranjo FV com base na energia demandada. Por exemplo, para o uso conduzido por Soysal e Soysal (2008), a média diária de geração de energia de um arranjo FV de  $2\text{kW}$  foi de  $6,630\text{kWh}$  entre 8 de Junho e 16 de Novembro. O total de energia gerada nesse período foi de  $1.127,458\text{ kWh}$ . Caso seja de interesse do usuário, inversor de sistemas FV como o *Xantrex*® possuem um *datalogger* interno que grava a tensão, corrente e potência dos lados CC e CA, além da eficiência, energia e valores de frequência. Todas essas informações são calculadas em um intervalo de amostragem de 10s e então são baixados em um arquivo Excel, que pode ser utilizado em softwares como o *GT-View*® (SOYSAL; SOYSAL, 2008).

De forma a ajudar na escolha, existem softwares para cálculo do potencial solar disponível, como por exemplo, o ASSET 1.29. Este software utiliza a calculadora *PVWatts* desenvolvida pelo NREL (*National Renewables Energy Laboratory*, Laboratório Nacional de Energias Renováveis) em conjunto com um sistema de imagem (SOYSAL; SOYSAL, 2008).

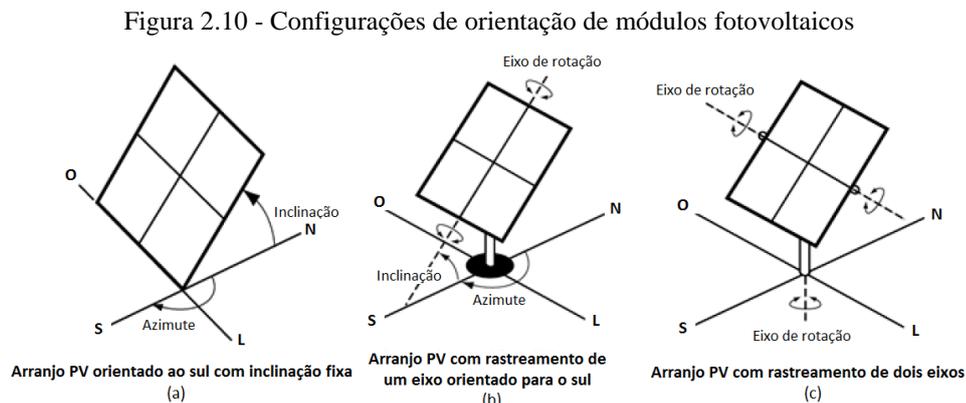
## 2.2 MONTAGEM E ORIENTAÇÃO

O montante de energia radiante transformada em eletricidade depende da eficiência de conversão do módulo solar, pois apenas uma fração da radiação incidente é efetivamente convertida para potência elétrica. A irradiação total dos coletores é uma função de diversas variáveis. Os fatores mais importantes incluem o dia do ano, a hora do dia, a latitude/longitude do local e a orientação dos coletores. Todas essas informações são muito importantes também para determinar o número de módulos solares necessários (HOLBERT, 2007).

O rendimento do gerador fotovoltaico depende muito da inclinação e orientação dos módulos FV. No entanto, este rendimento depende não apenas da radiação direta, mas também da radiação difusa local, e também da fração de albedo (reflexão dos arredores). De

forma mais prática, a inclinação ótima com relação à horizontal para incidência solar máxima é dada pela latitude local, sem considerar as variações anuais. A orientação deve ser voltada para o equador para instalações no hemisfério sul e para o sul geográfico em instalações no hemisfério norte (RÜTHER, 2004).

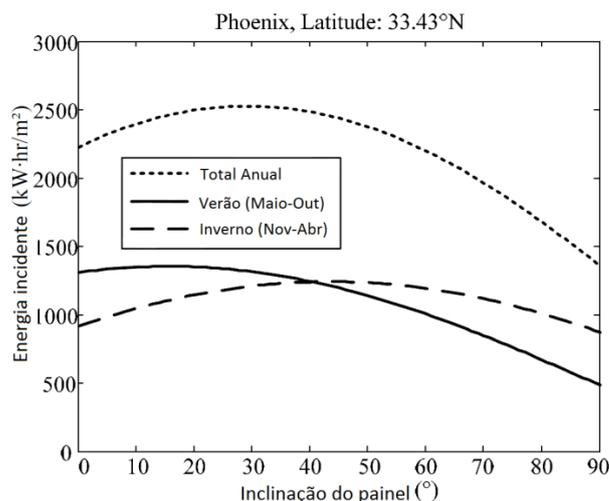
A Figura 2.10 demonstra três tipos de configuração para módulos FV. O primeiro trata de arranjos orientados para o sul em um ângulo de inclinação fixo. O segundo, de um módulo com um eixo de rastreamento solar do arranjo com um eixo orientado de rotação. Por último, o terceiro trata de um arranjo FV com rastreamento do sol por dois eixos de rotação (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2012) (entre os mais comuns estão o com sistema de rastreamento de elevação azimutal ou rotação de inclinação, e tem como objetivo conseguir 100% de eficiência na coleta de energia (OCHIENG, 2010)).



Adaptado de: (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2012)

Os parâmetros mais importantes em módulos padrão, que são os módulos fixos, são a inclinação e o azimute. Para um arranjo FV fixo, o primeiro é o ângulo que faz com o horizonte da inclinação (sendo  $0^\circ$  horizontal e  $90^\circ$  vertical). Para um sistema com um eixo de rotação, este é o ângulo do horizonte da inclinação do eixo do rastreador. O valor nominal é igual ao valor da latitude da localidade, na primavera e outono (SEDGHISIGARCHI, 2009), e pode atuar com tolerância entre  $\pm 15^\circ$  (OMRAN, 2010), o que normalmente maximiza a produção anual de energia. O valor da latitude somado à  $15^\circ$  para o novo ângulo de inclinação favorece a produção de energia no inverno, e a latitude diminuída de  $15^\circ$  para o novo ângulo de inclinação aumenta a produção de energia no verão (SEDGHISIGARCHI, 2009). A Figura 2.11 demonstra a energia incidente em coletores solares em Phoenix, Arizona, em função do ângulo de inclinação (HOLBERT, 2007).

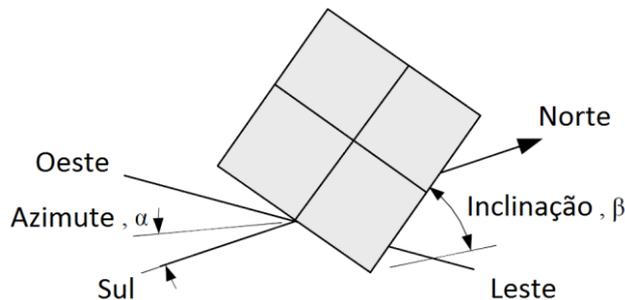
Figura 2.11 - Variação da irradiação em módulos em função do ângulo de inclinação para Phoenix, Arizona



Adaptado de: (HOLBERT, 2007)

Para um arranjo FV fixo, o ângulo azimutal (azimute) é o ângulo no sentido horário do norte verdadeiro. Para um sistema de rastreamento com um eixo de rotação, o ângulo azimutal é o ângulo no sentido horário do norte verdadeiro do eixo de rotação. O valor nominal é  $180^\circ$  (o que faz com que seja orientado ao sul) para construções no hemisfério norte e  $0^\circ$  (orientado ao norte) para localidades no hemisfério sul (SEDGHISIGARCHI, 2009). Essas orientações normalmente maximizam a produção de energia. Para o hemisfério norte, o aumento do ângulo azimutal favorece a produção de energia durante a tarde, e diminuí-lo favorece a produção de energia durante a manhã. O oposto é verdadeiro para o hemisfério sul (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2012). A Figura 2.12 traz outra forma de visualização dos ângulos azimutal e inclinação para módulos FV.

Figura 2.12 - Módulo fotovoltaico orientado a sudoeste com ângulo de inclinação fixo



Adaptado de: (HOLBERT, 2007)

Baseado nos sistemas de um eixo de rotação demonstrado na Figura 2.12, existem três tipos principais: o rastreador de eixo horizontal (o eixo permanece paralelo à superfície da

terra, sempre orientada ao longo da direção Leste-Oeste ou Norte-Sul), o rastreador de eixo de inclinação (o eixo é inclinado em relação do horizonte por um ângulo orientado ao longo da direção Norte-Sul), e o rastreador de eixo vertical (o eixo é colinear com o eixo zênite e é conhecido como rastreador azimutal) (OCHIENG, 2010).

Normalmente, para uso residencial, sistemas de rastreamento conforme os demonstrados na Figura 2.10 são caros em relação à quantidade de módulos instalada. No entanto, conjuntos comerciais de módulos fotovoltaicos podem facilmente ter sistemas de rastreamento de forma a aperfeiçoar a insolação, sendo que esse tipo de sistema é muito maior (HUA, 2008).

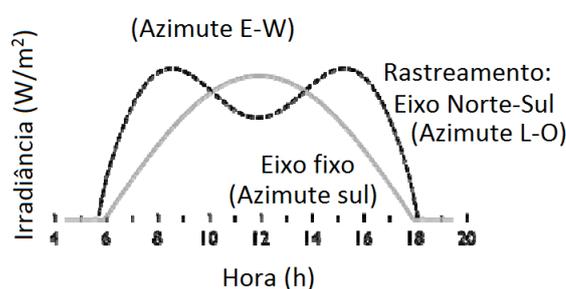
A solução usual disponível para sistemas de rastreamento solar depende do conhecimento da posição geográfica do módulo solar dentro da superfície da terra. Com esse conhecimento é possível saber a posição relativa do sol, em uma escala de tempo, de acordo com as conhecidas tabelas solares, como a *Solardat*. Soluções mais modernas incorporam um sistema de GPS para calcular a posição do módulo solar na superfície do planeta. Neste, as orientações a serem seguidas pelo módulo fotovoltaico, em uma base de tempo, são pré-programadas em um sistema de loop aberto (HAMMONS, 2009).

Para o sistema de rastreamento desenvolvido por Hammons (2009), este tem como objetivo o desenvolvimento de um sistema inteligente de rastreamento de forma a encontrar a orientação ótima em uma superfície com relação à radiação solar. Este dispositivo é composto de uma célula FV motorizada por dois eixos ortogonais. Esses dois graus de liberdade controláveis são gerenciados por um CLP de acordo com um programa de busca que compara a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica em cada orientação correspondente. O valor máximo de geração é armazenado e as orientações correspondentes são gravadas. Essa nova orientação ótima do sistema de rastreamento é então comunicada para o parque industrial fotovoltaico de forma a transferir essa nova orientação para todos os módulos FV. Acredita-se que o rastreamento da posição aumente em cerca de 25% a geração de energia.

A Figura 2.13 demonstra uma comparação ilustrativa entre um sistema de rastreamento (elevação azimutal Leste-Oeste) com relação a um sistema fixo com azimutal Sul. Como pode ser verificado, o ímpeto para estudar orientações alternativas surgiu dessa comparação. Um coletor que rotaciona de leste para oeste (dentro de um eixo N-S) rastreia o sol durante todo o dia, maximizando o ângulo de incidência entre os módulos e o sol. Por sua vez isso aumenta a contribuição da radiação para o coletor e aumenta a produção de energia (BLUMSACK; BROWNSON; RAYL, 2010).

Ao escolher por uma orientação dividida entre Leste e Oeste, ocorre um ganho significativo de geração entre manhãs e noites. Isso pode ser vantajoso para consumidores residenciais, considerando que a forma de onda da geração para o sistema com rastreamento demonstrada na Figura 2.13 se assemelha à curva de demanda de consumidores residenciais. Da mesma forma, caso o consumidor esteja interessado em vender a energia produzida por *net metering*, seria interessante considerar orientar os módulos baseado nos preços de atacado (BLUMSACK; BROWNSON; RAYL, 2010).

Figura 2.13 - Comparação ilustrativa entre um sistema de rastreamento azimutal e um fixo



Adaptado de: (BLUMSACK; BROWNSON; RAYL, 2010)

Para conseguir alcançar um alto nível de acurácia no rastreamento, os sistemas rastreadores normalmente empregam sensores para realimentar sinais de erro para o sistema de controle para continuamente receber a máxima irradiação. Nas últimas duas décadas, várias estratégias foram propostas e estas podem ser classificadas dentro das seguintes categorias: malha aberta (o programa de controle realiza cálculos para identificar o caminho do sol utilizando uma fórmula específica de forma a orientar o coletor solar), malha fechada (o coletor normalmente sente a diminuição da radiação solar direta em um sensor de malha fechada como um sinal de realimentação) e rastreamento híbrido (contêm tanto sensor de malha aberta quanto fechada de forma a manter uma boa acurácia do rastreamento) (OCHIENG, 2010).

O sistema de rastreamento é muito importante no desenvolvimento das aplicações de energia solar, especialmente para os sistemas de concentração (CSP), que convertem a energia solar em térmica ou elétrica. Por causa disso, um bom sistema de rastreamento deve ser confiável e deve conseguir realizar o rastreamento no ângulo correto mesmo em períodos nublados (OCHIENG, 2010).

E esse é um dos grandes problemas no rastreamento e na eficiência. A energia gerada por módulos FV é altamente sensível ao sombreamento. A geração pode decrescer em até

80% se o módulo for sombreado por um simples galho sem folha. Isso ocorre pois a célula sobre a qual incidir a menor quantidade de radiação é que irá determinar a corrente produzida e portanto a potência de operação de todo o sistema FV conectado à esta, caso o sistema possua módulos em série. Ligando os módulos em paralelo ao inversor, o módulo não irá sofrer tanto com o sombreadamento, uma vez que o sombreadamento irá afetar somente o dado módulo (RÜTHER, 2004).

Inclusive por causa disso, para um plano de longo prazo para a instalação de um sistema solar, árvores jovens devem ser consideradas quando da escolha da localidade (ALTESTORE, 2012), (SEDGHISIGARCHI, 2009). Ao escolher uma localização para a instalação do módulo, pode ser positivo escolher um com o menor sombreadamento possível entre as 09h e 15h (ALTESTORE, 2012). Por outro lado, a inclinação e a orientação exata não são críticas. Conseguem-se atingir uma incidência de mais de 95% da radiação máxima através de uma grande variedade de orientações possíveis (RÜTHER, 2004).

Mesmo assim, a orientação do lote possui um grande efeito nas localizações possíveis para o módulo FV. Além disso, construções próximas e vegetação podem restringir as possíveis localidades do coletor solar (HOLBERT, 2007). A energia gerada pelos módulos é altamente dependente da sua localização. Por exemplo, um módulo solar na Califórnia irá produzir mais energia do que um sistema idêntico em Illinois. Maior radiação resulta em uma maior produção de energia elétrica. Dessa forma, caso a localização seja mais próxima da Linha do Equador, mais energia elétrica poderá ser produzida em comparação a uma localidade mais distante, seja para o Norte ou para o Sul, mesmo para um sistema de mesmas especificações. A localização ótima para a radiação solar pode ser determinada utilizando um *solar pathfinder* (SEDGHISIGARCHI, 2009).

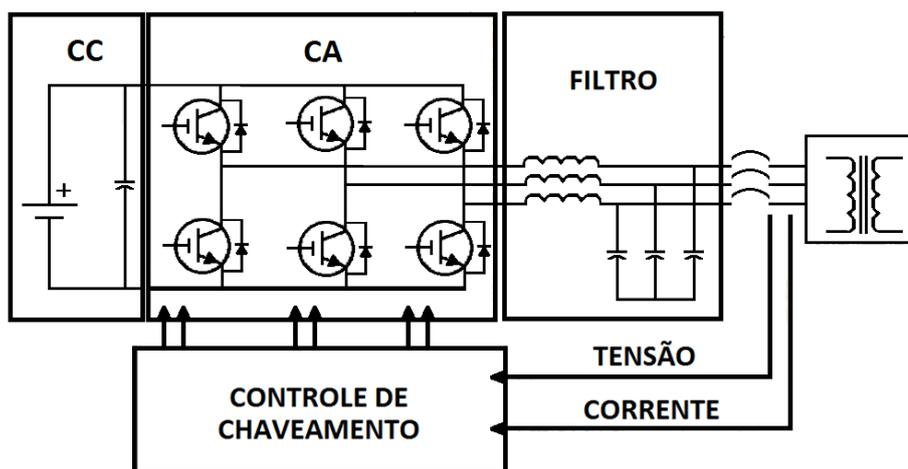
### 2.3 PROCESSAMENTOS ELETRÔNICO DE ENERGIA SOLAR

A qualidade da energia fornecida para os consumidores é uma das maiores preocupações das concessionárias. A maioria dos sistemas GD fazem contato com a rede através dos inversores, mesmo sabendo-se que dispositivos de eletrônica de potência injetam harmônicas no sistema, o que resulta numa má qualidade de energia para os consumidores. Esse problema pode ser solucionado utilizando filtros de harmônicos, filtros esses que podem ser ativos, passivos ou híbridos, e devem ser selecionados apropriadamente de acordo com os requisitos (HAMMONS, 2009).

Na década de 80, uma das grandes preocupações com GD, como a energia solar, era justamente essa emissão de harmônicas provenientes dos inversores. Na realidade, GD e harmônicas possuem uma relação muito próxima na mente de diversos engenheiros. São inclusive propostos por muitos estudos inversores de estágio único para sistemas FV, que, embora possam ser utilizados, necessitam suportar cargas que produzam harmônicas. Dessa forma, qualquer adição subsequente deveria utilizar uma tecnologia que produzisse menor distorção harmônica (DUGAN; KEY; BALL, 2005).

Por causa de casos como este, o inversor não deve apenas converter energia CC gerada pelo módulo FV em CA utilizada para alimentar cargas, mas também precisa fazer com que a onda senoidal da eletricidade da saída do inversor case com a da rede (HUA, 2008). Para tal, a tecnologia dos inversores passou de ondas quadradas de 60Hz para IGBTs com chaveamento entre 3 e 10kHz (DUGAN; KEY; BALL, 2005). Esses são conhecidos por auto comutados, onde um circuito eletrônico no inversor controla e sincroniza o sinal do mesmo ao sinal da rede. Existem também os comutados pela própria rede, onde o sinal da rede é utilizado como referência (RÜTHER, 2004). Os novos inversores também passaram a controlar o fator de potência e limitar harmônicas de acordo com a norma IEEE 519 (através do chaveamento dos transistores) (DUGAN; KEY; BALL, 2005). A Figura 2.14 traz um esquemático simplificado de um inversor utilizado para o chaveamento em um módulo FV.

Figura 2.14 - Esquemático simplificado de um inversor



Adaptado de: (DUGAN; KEY; BALL, 2005)

O conversor de potência (inversor) é a interface entre a carga/gerador e a rede. Neste, a potência pode fluir em ambas as direções, dependendo da topologia e aplicação. Por causa disso, a eletrônica de potência é um ponto chave para permitir a mudança da rede centralizada

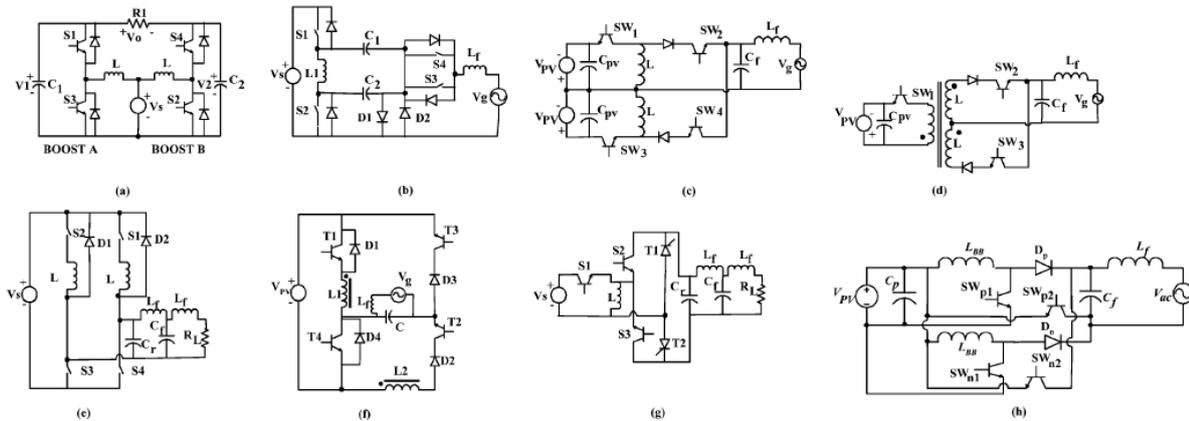
tradicional para uma rede distribuída e inteligente (GUERRERO *et al.*, 2010). O modelo básico de inversor é o VSI (*Voltage-source inverter*), que permite que a fonte de energia possa atuar como um gerador autônomo caso seja necessário. Quando conectados à rede, o controle passa a emular um *Current-source inverter*, de forma a reduzir as chances de ilhamento e de forma a melhorar a compatibilidade entre a saída do inversor e a energia da concessionária (DUGAN; KEY; BALL, 2005).

Para muitas aplicações, os inversores são programados para produzir apenas potência ativa quando interconectado à rede, com corrente puramente senoidal em fase com a tensão da rede. Isso resulta em um fator de potência unitário, o que resulta em economia: embora os inversores possam produzir uma faixa de fatores de potência, é caro fazer com que parte das chaves semicondutoras tenha sua capacidade alocada para potência reativa (DUGAN; KEY; BALL, 2005). Para satisfazer essa condição o erro de regime permanente entre a corrente da rede e a corrente real deve ser praticamente nulo na frequência da rede (HAMMONS, 2009).

Nesses sistemas, três características são extremamente importantes na escolha e projeto de inversores e suas topologias: confiabilidade, eficiência e custo. Atualmente, o custo dos dispositivos de potência decresce entre 1 e 5% ao ano para um mesmo desempenho, e o preço por kW de um sistema de eletrônica de potência também está decrescendo (GUERRERO *et al.*, 2010).

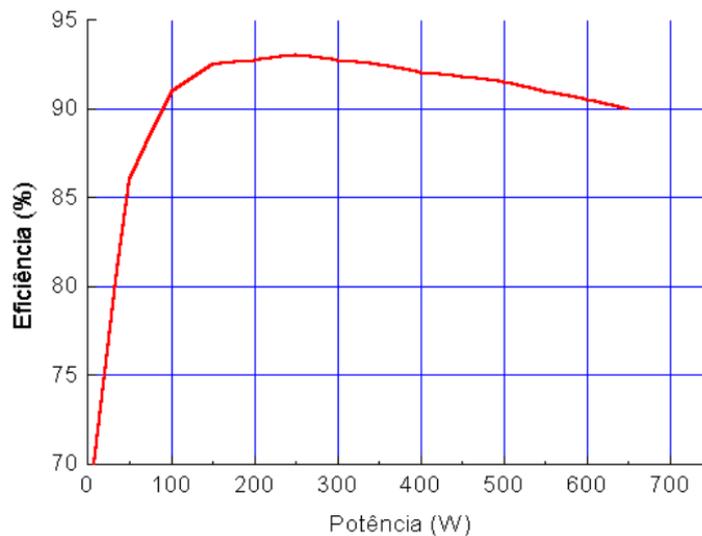
A Figura 2.15 traz diversos exemplos de inversores de estágio único propostos por Jain e Agarwal (2007), e a Figura 2.16 demonstra a curva típica da eficiência da conversão CC-CA em função da potência para um inversor de hipotético de 650W. É interessante observar que a eficiência máxima não coincide com a potência máxima, onde se conclui que, para obter a máxima eficiência, deve ser utilizado um conjunto de módulos FV com potência total inferior à potência máxima do inversor. Em países frios a potência do conjunto de módulos deve ser normalmente 20% menor. No caso do Brasil, essa compensação não é necessária por causa da queda de eficiência dos módulos (e logo, queda na geração) causada pelas altas temperaturas ambiente. Também é importante observar que um diferencial de 1% na eficiência do inversor pode resultar em 10% a mais de energia gerada ao longo de um ano (RÜTHER, 2004).

Figura 2.15 - Esquemático de diversas topologias de inversores de estágio único



Fonte: (JAIN; AGARWAL, 2007)

Figura 2.16 - Curva da eficiência da conversão CC-CA em função da potência para um inversor hipotético de 650W



Fonte: (RÜTHER, 2004)

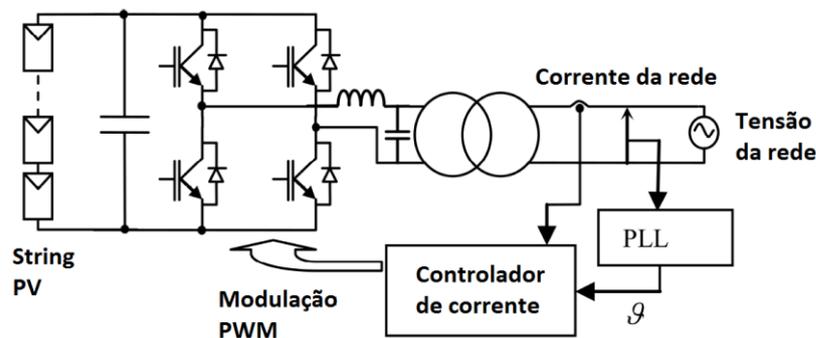
Também de forma a ter total vantagem sobre o recurso energético que está sendo utilizado durante períodos de abundância, um sistema de controle para os inversores deve preferencialmente ser montado para cada aplicação em particular (BIALASIEWICZ, 2008). Além disso, por causa de sua aplicação, os sistemas de GD necessitam de controladores cada vez mais flexíveis e com bom desempenho (GUERRERO *et al.*, 2010).

Aplicações com grande robustez consistem de casos onde os limites de tempo são tão exigentes que o controlador digital passa a representar a maior limitação de todo o sistema. Neste, a potência em um inversor deve ser segmentada de forma que o controle de conversores estáticos reduza o estresse das chaves de potência, dos *choppers* e dos conversores multi-níveis (GUERRERO *et al.*, 2010).

Os controladores de micro-geração devem controlar os inversores desses sistemas. As duas estratégias de controle mais utilizadas são citadas: primeiramente, o controle de inversor PQ, onde P e Q são especificados pelo inversor, e o VSI (*Voltage-source inverter*), comentado anteriormente, onde as tensões e a frequência pelas quedas P/f e Q/V são controladas em níveis predeterminados. A estratégia VSI pode ser considerada como a mais apropriada para modo de operação de ilhamento, sendo que o seu comportamento é semelhante ao de máquinas síncronas (CARBONE, 2011).

Dentro da topologia monofásica VSI, a aplicação de controle PWM unipolar para conversores é uma das mais comuns. Neste, o transformador de frequência de linha no lado CA existe para isolação galvânica. O esquemático está presente na Figura 2.17. O transformador é uma solução segura de forma a obedecer aos padrões de segurança elétrica e para bloquear a componente CC da corrente. Além disso, pode ser utilizado para ajustar o nível da tensão sem o uso de um conversor CC/CC. No entanto, o transformador acrescenta tamanho, peso e preço ao conversor (HAMMONS, 2009).

Figura 2.17 - Diagrama de bloco do conversor FV com transformador do lado CA

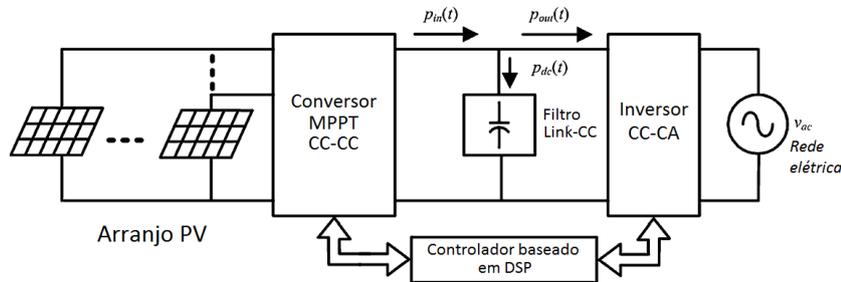


Adaptado de: (HAMMONS, 2009)

Um diagrama de blocos que demonstra um sistema FV conectado à rede para geração de energia é demonstrado na Figura 2.18. De forma a reduzir o número de módulos FV em série e aumentar a eficiência e a confiabilidade do sistema, um inversor de potência de dois estágios pode ser empregado. Este consiste de um conversor CC/CC (normalmente Boost ou Buck-Boost) (JAIN; AGARWAL, 2007) com MPPT para cada *string* FV de forma a aumentar a geração de energia (HAMMONS, 2009) e para elevar a tensão, um filtro CC para amortecer as flutuações do fluxo de potência entre a entrada e a saída e um inversor CC/CA para injetar corrente senoidal na rede de forma a manter o fluxo enquanto controla a tensão CC. Normalmente um controlador baseado em DSP é utilizado para controlar os conversores CC/CC e CC/CA simultaneamente (CHEN *et al.*, 2010). Além disso, também é interessante

utilizar um transformador isolador externo CA/CA (TEA) para a interconexão do sistema FV com a rede (GONZÁLEZ *et al.*, 2006).

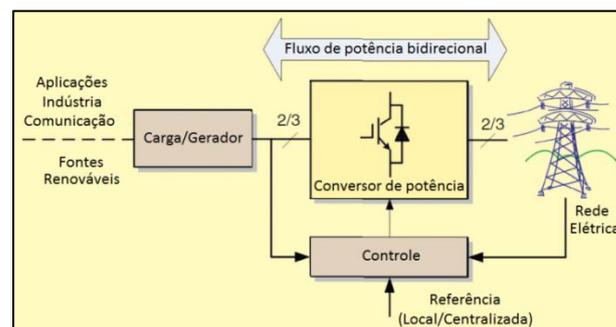
Figura 2.18 - Diagrama de blocos conceitual de um sistema FV para geração de energia



Adaptado de: (CHEN *et al.*, 2010)

Uma instalação solar fotovoltaica é composta por vários itens, como módulos solares, sistema de fixação na construção, inversor, diodo de *by-pass* (para isolar uma *string* e evitar que este atue como uma carga caso haja sombreamento parcial) e diodo de bloqueio (de forma a evitar a circulação de corrente reversa em uma *string*), fusíveis e disjuntores (para proteger os cabos contra sobrecorrentes), cabos elétricos, terminais, além de proteções contra sobretensão e descarga atmosférica (para isolar o sistema de transientes de tensão indesejáveis) e caixas de conexão (RÜTHER, 2004). A Figura 2.19 demonstra um sistema de GD genérico conectado à rede elétrica.

Figura 2.19 - Diagrama genérico de um GD conectado à rede



Adaptado de: (GUERRERO *et al.*, 2010)

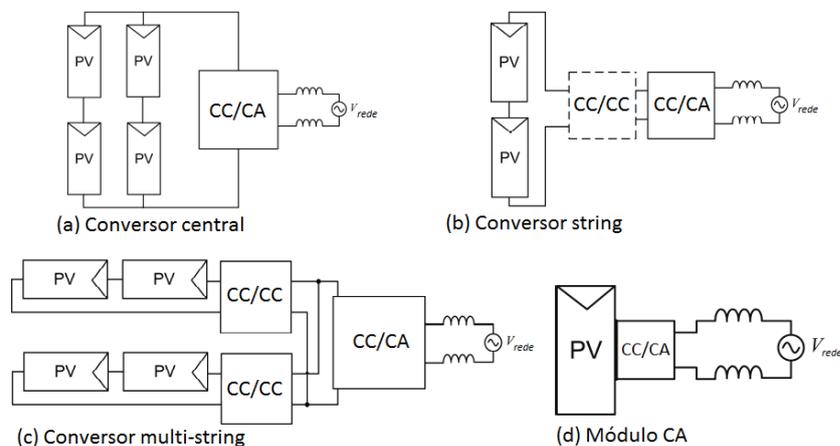
O alto investimento inicial e o tempo limitado de vida de um arranjo FV faz com que seja necessário que o usuário extraia o máximo de potência de um sistema FV. A características não-linear I-V de um arranjo FV e a rotação e revolução da terra em volta do sol faz com que seja necessária a aplicação de um MPPT para o sistema (JAIN; AGARWAL, 2007).

Uma forma de atingir a potência necessária para um determinado projeto é a realização de combinações em série e/ou paralelo de vários módulos FV de modo que se obtenha a tensão e a corrente desejadas por este (RÜTHER, 2004).

Esses módulos FV são os elementos básicos de um sistema FV, normalmente conectados em série. Vários módulos FV conectados em série são chamados de *string* FV. Se a tensão na *string* é maior do que a tensão de pico da rede, o conversor não necessita de um estágio para elevação da tensão. Nesse caso, uma maior eficiência poderá ser obtida, pois o conversor Ponte Completa de estágio único pode ser utilizado (HAMMONS, 2009). No entanto, um sistema FV com alta tensão sofre com problemas como a redução da segurança e o aumento da probabilidade de fuga de corrente através da capacitância parasita entre o módulo e o terra do sistema (JAIN; AGARWAL, 2007).

Caso o módulo da tensão do arranjo FV não seja compatível com o da rede, um conversor CC/CC ou um transformador devem ser adicionados de forma a elevar a tensão, embora este procedimento reduza a eficiência e aumente o custo. Na Figura 2.20 estão demonstradas várias combinações de sistemas FV com os seus devidos conversores de potência (HAMMONS, 2009).

Figura 2.20 - Configurações de sistemas FV com conversores de potência



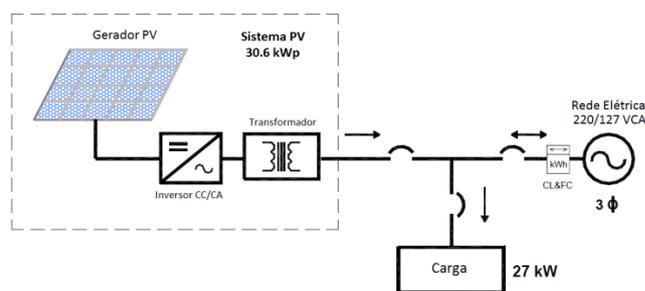
Fonte: (HAMMONS, 2009)

A maior desvantagem de conversores conectados às *strings* em comparação com conversores centrais é o preço mais alto por kW. Os primeiros são normalmente construídos como conversores monofásicos dado o baixo nível de potência. Nessas topologias os módulos de uma *string* devem ser compatíveis e instalados na mesma orientação de forma a atingir a maior geração de energia (HAMMONS, 2009).

Baseado nas topologias da Figura 2.20, tem-se que quando os inversores operam em paralelo com a rede, diz-se que estão no modo interativo com a concessionária. Esses inversores atuam como uma fonte de corrente e deslocam a corrente da rede, ao invés de controlar a tensão. O controle da tensão é impraticável na maior parte dos casos devido à rigidez da rede elétrica (DUGAN; KEY; BALL, 2005). De forma a verificar na prática os componentes de um sistema FV, tem-se o estudo realizado por González *et al.* (2006), que trata da instalação de um sistema de geração de energia FV em um estabelecimento. Para tal, a Figura 2.21 demonstra o diagrama de blocos. Neste, fazem parte alguns componentes, como o gerador FV de 204 módulos FV Shell, modelo SQ150-PC, dividido em dois sub-arranjos de 9 e 8 *strings* respectivamente, cada um com 12 módulos em série.

Cada um dos arranjos foi conectado a um inversor CC/CA de 15kW. Este gerador foi conectado no modo de flutuação, onde o pólo negativo no arranjo não é aterrado, mas a estrutura de metal e as molduras são. Foram utilizados dois inversores Xantrex CC/CA trifásico, modelo 15208 com 15kW cada um. Cada inversor é constituído por uma ponte inversora trifásica com único estágio de eletrônica de potência e controle integrado em um DSP (GONZÁLEZ *et al.*, 2006). O diagrama de blocos deste estudo está demonstrado na Figura 2.20.

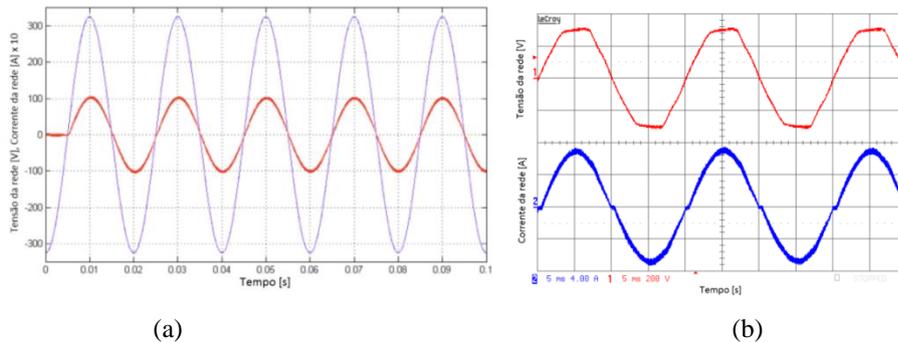
Figura 2.21 - Diagrama de blocos do sistema estudado por GONZÁLEZ *et al.*



Adaptado de: (GONZÁLEZ *et al.*, 2006)

Para verificar a saída de um sistema FV, a saída simulada do estudo desenvolvido por Hammons (2009) é demonstrada na Figura 2.22. O primeiro trata do resultado de simulação com técnica de controle, demonstrando a tensão e a corrente da rede. O segundo é o resultado experimental, também demonstrando a tensão da rede e a corrente injetada. Neste, é possível perceber que se conseguiu um fator de potência unitário. O principal objetivo dessa demonstração é o entendimento do papel dos inversores no sistema FV e o resultado esperado para tal.

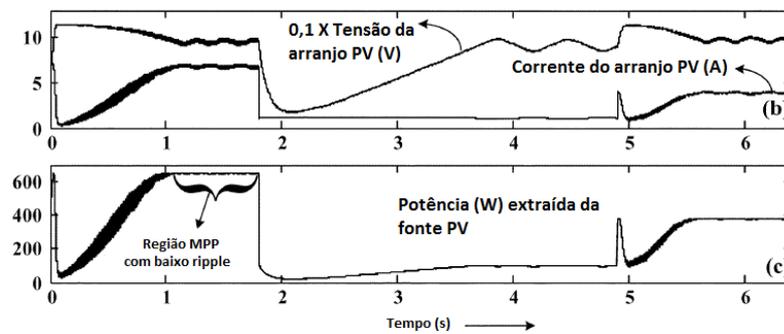
Figura 2.22 - Resultado de (a) simulação (tensão da rede em roxo e corrente da rede em vermelho, amplificada 10x) e (b) experimental (tensão da rede em vermelho e corrente injetada na rede em azul) para o inversor proposto por HAMMONS, 2009



Adaptado de: (HAMMONS, 2009)

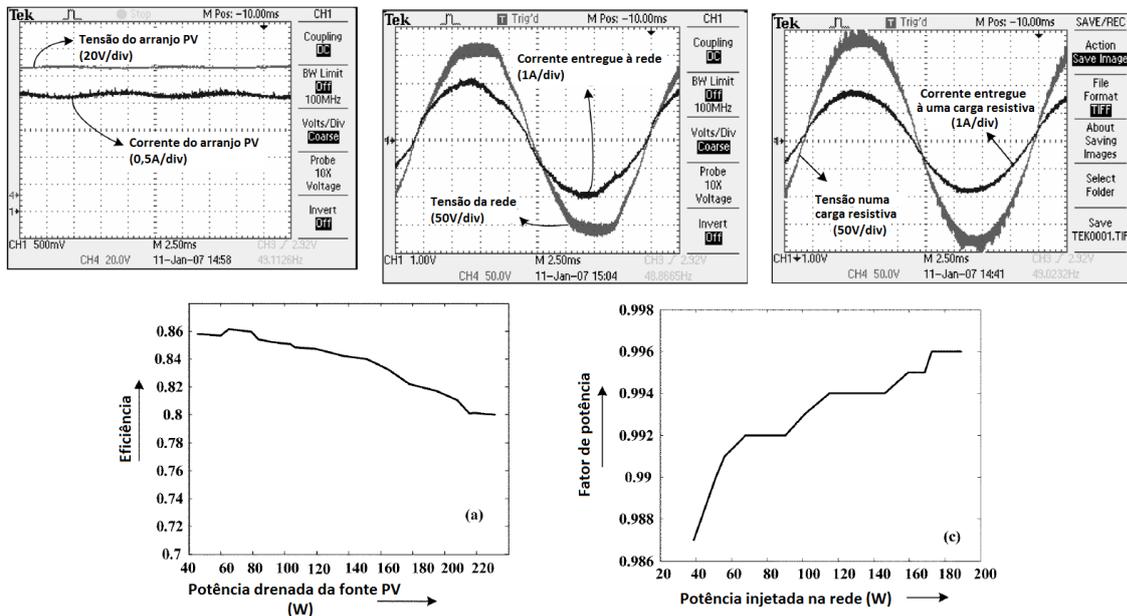
Da mesma forma, estudo realizado por simulações foi o de Jain e Agarwal (2007), do qual algumas formas de onda do estudo são demonstradas na Figura 2.23. Para as simulações o MPPT também foi adicionado. A Figura 2.24 traz os principais resultados do protótipo de 300W montado por Jain e Agarwal (2007).

Figura 2.23 - Resultados da simulação do inversor com a topologia proposta por JAIN; AGARWAL, 2007 (a portadora triangular possui amplitude de 5V)



Adaptado de: (JAIN; AGARWAL, 2007)

Figura 2.24 - Resultados do protótipo de 300W montado segundo a metodologia proposta por JAIN; AGARWAL, 2007



Adaptado de: (JAIN; AGARWAL, 2007)

Embora os resultados experimentais apresentem uma elevação na tensão de apenas 1,5 vezes, no sistema proposto é esperada uma elevação na tensão entre 3 e 4 vezes, o que significa que baixas tensões de arranjos FV, como 50 e 100V, pode ser elevado até níveis da rede, como 115VAC ou 230VAC. Essa proposta foi verificada utilizando simulação (JAIN; AGARWAL, 2007).

### 3 CARACTERIZAÇÃO DE PROJETOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

#### 3.1 POTENCIAL DE GERAÇÃO E QUALIDADE DE ENERGIA

Todos os dias incide sobre a superfície terrestre mais energia vinda do sol do que a demanda total de todos os habitantes do planeta em todo o ano (RÜTHER, 2004). Um estudo do Laboratório Nacional de Energias Renováveis americano indica que um total de módulos cobrindo 0,4% da área total dos Estados Unidos poderia fornecer toda a demanda da nação, considerando uma eficiência intermediária (SEDGHISIGARCHI, 2009). De forma a alcançar esses objetivos, o ramo de energia fotovoltaica é atualmente a segunda tecnologia de energia renovável que mais cresce no mundo inteiro (GONZÁLEZ *et al.*, 2006).

Tem-se que, no Brasil, Itaipu contribuiu com aproximadamente 25% da energia elétrica consumida em 2004. No entanto, se o lago de Itaipu fosse coberto com módulos solares de filmes finos, seria possível gerar o dobro da energia gerada por Itaipu, ou seja, cerca de 50% da energia total consumida no Brasil em 2004 (RÜTHER, 2004).

A energia solar fotovoltaica atualmente atrai atenção graças ao seu potencial de contribuir para uma maior participação das energias renováveis nas próximas décadas. A maior vantagem do sistema FV é a sua fonte, que é abundante, gratuita e eterna. Além disso, sistemas FV não necessitam de grandes gastos com manutenção, não emitem som e podem ser facilmente integrados às edificações sem o impacto ambiental de outras fontes renováveis como as eólicas (CAMPOCCIA *et al.*, 2007).

No entanto, a geração de energia em módulos FV sofre com dois problemas: a baixa eficiência de geração de energia elétrica (cerca de 12% entre a produção e o consumo - formando um coeficiente chamado de Fator *Derate* (SEDGHISIGARCHI, 2009) - mas podendo chegar a até 19% em ambientes com bom sistema de rastreamento, inversores e materiais), ainda mais em estados com baixos níveis de radiação, e também o fato de que o montante de energia elétrica gerada nos arranjos FV não é constante, pois depende das condições ambientais (o que faz com que seja necessário um esquema de rastreamento solar de forma a garantir a máxima utilização) (HAMMONS, 2009). Algumas vantagens e desvantagens de materiais utilizados em células FV estão demonstradas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Tecnologias FV e considerações

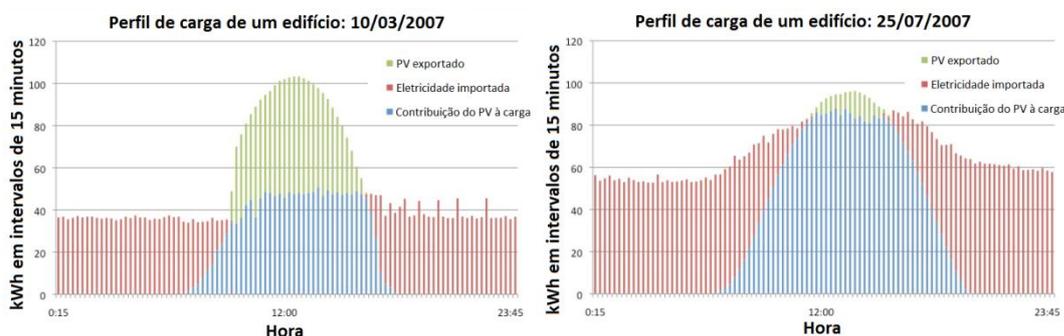
Material	Eficiência	Vantagens/desvantagens
Módulos monocristalinos	13-16%	Eficiente, caro
Módulos policristalinos	11-14%	Mais barato
Filmes finos	7-10%	Menos eficiente, pode trabalhar em áreas mais quentes, boa escolha para produção

Adaptado de: (SEDGHISIGARCHI, 2009)

Além disso, outra desvantagem do sistema FV é a sua dificuldade de controle. O fornecimento de energia renovável possui fortes padrões sazonais e diários, e a demanda de energia dos consumidores pode vir a ter uma característica diferente desta. Assim sendo, torna-se difícil a operação de um sistema de potência com apenas RES por causa das diferenças das características e a incerteza com relação à disponibilidade dos recursos renováveis (GUERRERO *et al.*, 2010).

No entanto, a vantagem da utilização de sistemas RES, como o FV, de forma a abater uma parte do consumo energético é considerável. Os dois esquemáticos demonstrados na Figura 3.1 demonstram as curvas de carga de um edifício no verão e no inverno, com o abatimento da produção solar. A demanda do edifício é um típico meio-dia de ponta, e a produção do sistema FV possui um pico que se aproxima muito do pico da demanda. Durante o verão, o pico da produção do sistema geralmente ultrapassa a energia demandada pelo edifício (DORIS; ONG; GEET, 2009), como pode ser visto na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Perfis de carga de um edifício no inverno e no verão e a contribuição da geração FV

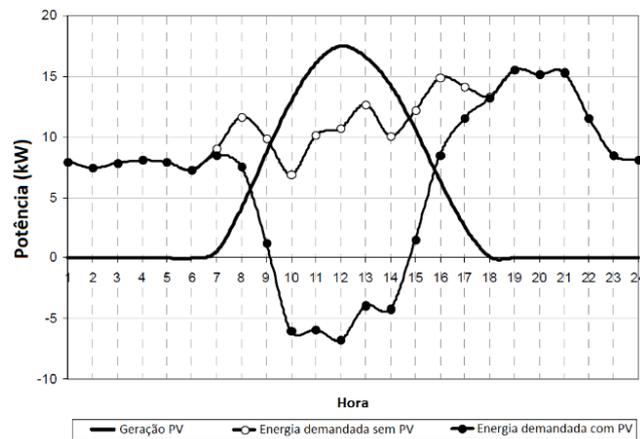


Fonte: (DORIS; ONG; GEET, 2009)

Em um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, podem-se ter situações de venda da energia excedente gerada para a rede, e também situações onde seja necessário comprar essa energia da concessionária. A Figura 3.2 demonstra esse comportamento: a

demanda de energia típica de um dia é demonstrada na curva “Energia demandada sem FV”, e a geração FV é mostrada pela curva “Geração FV”. Existe um excesso de energia FV produzida durante a manhã e a metade do dia (demonstrada pela porção negativa de Energia demandada com FV), que é retornada à rede elétrica. A curva “Energia demandada com FV” demonstra o sistema final, com a geração FV em funcionamento (GONZÁLEZ *et al.*, 2006).

Figura 3.2 - Perfil de carga com e sem a geração FV no inverno

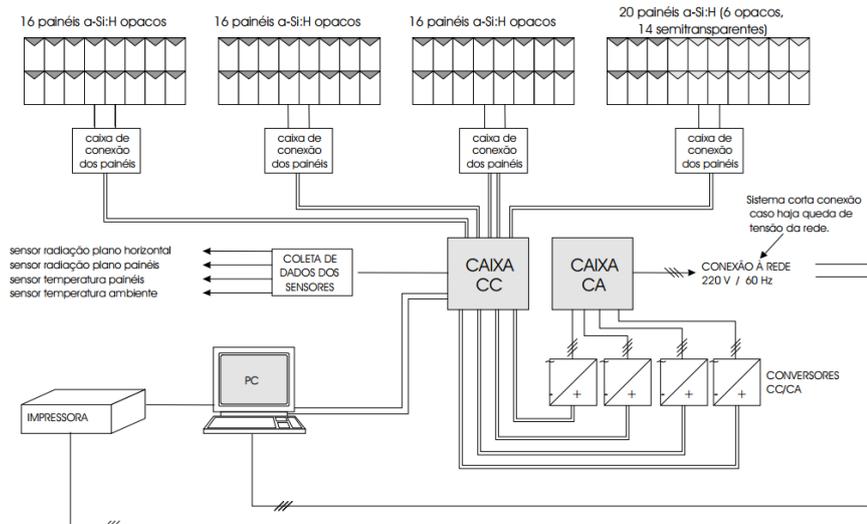


Fonte: (GONZÁLEZ *et al.*, 2006)

Para o estudo realizado por González *et al.* (2006), o fluxo médio de eletricidade da geração para a rede elétrica foi de aproximadamente 35kWh em um dia típico de inverno. A produção média de eletricidade em um dia de inverno médio foi de 110kWh/dia, e o consumo médio de eletricidade foi de 250kWh/dia, conforme demonstrado na Figura 3.2. Com isso, tem-se que apenas 68% da energia produzida pelo módulo FV foi utilizada para alimentar as cargas da residência, e os 32% restantes foram vendidos à concessionária como excesso de energia (GONZÁLEZ *et al.*, 2006).

De forma a ter uma visualização geral de um esquemático de sistema FV, a Figura 3.3 apresenta o diagrama esquemático do sistema solar fotovoltaico de 2kWp estudado por Rüther (2004). Esta foi a primeira instalação solar fotovoltaica integrada a uma edificação urbana e interligada à rede elétrica pública do Brasil, lançada em setembro de 1997.

Figura 3.3 - Diagrama esquemático do primeiro sistema solar FV conectado à rede do Brasil



Fonte: (RÜTHER, 2004)

Para o estudo da geração de energia em um sistema FV, tem-se que um módulo solar de 100W irá produzir o dobro de energia do que um de 50W sob as mesmas condições, mesma localização e o mesmo período de tempo. De qualquer forma, a potência de saída dos módulos solares é baseada no que o módulo produz sob condições de laboratório, chamadas de Condições Padrão de Teste (STC), que tratam de uma irradiação de  $1.000\text{W}/\text{m}^2$  e temperatura do módulo FV de  $25^\circ\text{C}$  (SEDGHISIGARCHI, 2009).

Isto permite que um módulo seja comparado a outro utilizando a mesma referência. No entanto, para estudos mais aprofundados, dados como a irradiação, por exemplo, deverão ser baseados na localização, que podem ser encontrados em várias tabelas de dados para a maioria das localidades do mundo. Obviamente o número de Wh que um módulo produz será menor do que o seu valor teórico por causa de vários fatores que afetam a eficiência dos componentes do sistema (ALTESTORE, 2012), como a irradiação e a latitude (BOUAZZI; KRANI, 2003).

Mesmo com as condições adversas ao comportamento de um módulo da mesma forma que a teoria, o sistema FV deve ser modelado como um gerador constante de potência funcionando com um fator de potência unitário, embora na realidade a potência de saída seja influenciada por diversos fatores externos, conforme comentado (CANOVA *et al.*, 2009).

Embora este comportamento de gerador constante de potência não seja possível na prática, vários estudos relacionam diversos RES de forma a tentar manter a relação entre geração e demanda.

### 3.2 CUSTOS E INCENTIVOS FINANCEIROS

Conforme visto anteriormente, *net metering* é um modo de permitir que as pessoas mantenham a rede como uma bateria virtual. No entanto, o preço bruto da energia gerada por sistemas FV (em kWh) é muito alto frente às demais, e por causa disso financiamentos e incentivos financeiros são necessários para pagar a diferença entre o preço do kWh convencional e do kWh da energia fotovoltaica.

Como base, considera-se que o custo para um sistema FV conectado à rede e sem armazenamento de energia seja entre € 5 e 10/Wp, conforme dados de 2007, o que o torna muito caro. Para torná-lo interessante para investidores e consumidores, seu desenvolvimento está fortemente conectado a estratégias de financiamento promovidas pelos governos nacionais e encorajados por órgãos como a Comunidade Europeia, que lutam para garantir que a indústria FV se mantenha competitiva no mercado mundial (CAMPOCCIA *et al.*, 2007). Segundo estudos, o programa alemão de subsídio para geração FV aparentemente é o melhor, pois faz com que o dono do sistema recupere o seu investimento facilmente (BOUAZZI; KRANI, 2003).

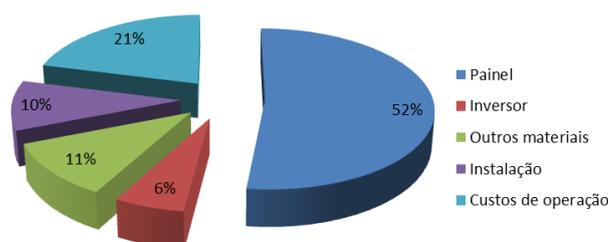
Segundo estudo promovido por Hua (2008), em 2008 o preço para um sistema FV era de \$9/W instalado, o que tornava esta a mais cara tecnologia de geração renovável no mercado na época. No estado americano da Carolina do Norte, foi instalado um sistema FV de 3,6kW em uma residência para demonstração. Este sistema custou US\$ 32.400, e supriu apenas 50% de todas as necessidades de eletricidade da residência (HUA, 2008).

Os sistemas fotovoltaicos são caros quando comparados ao preço do mercado, mas este é mais fácil de instalar e utilizar do que outros sistemas, como fazendas eólicas, por serem imóveis, sem ruídos, e não poluentes. Também podem ser parte do edifício, como telhado ou fachada, e, logo, ocupam menos espaço (BOUAZZI; KRANI, 2003).

De forma a encorajar o dono de um sistema FV a vender o excesso de energia para a concessionária, medidas como o não pagamento de impostos pelo total de energia trocada com a concessionária são interessantes (BOUAZZI; KRANI, 2003). Mesmo assim, os custos de sistemas FV não conseguem competir com custos da geração através de combustíveis fósseis. Para deixá-la com custo mais interessante através de programas como o *net metering*, existe a necessidade de o governo ou empresas pagarem a diferença entre o preço de varejo do kWh FV e do preço de atacado do kWh dos combustíveis fósseis. O gasto extra do governo com subsídios pode ser compensado pela redução da emissão de dióxido de carbono e de partículas de fumaça quando utilizados sistemas FV (BOUAZZI; KRANI, 2003).

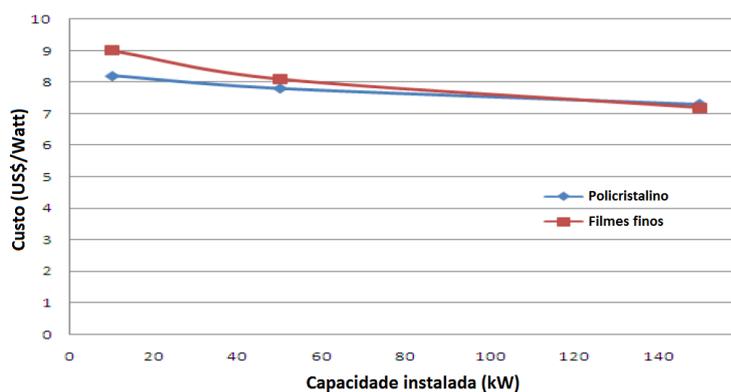
De forma geral, o custo do sistema FV pode ser representado com a Figura 3.4, onde foi estudado um sistema com capacidade de 229kW e utilizando os módulos de 80W da *FirstSolar*, com custo de US\$ 1,65/W, um custo do módulo (2008) de US\$ 4,2/W para US\$2,51/W para filmes finos de CdTe (preço de varejo). Utilizando o preço global do módulo FV e previsão de preço do sistema como referência, chega-se a US\$ 3,34/W como o custo total do módulo. Considerando que o custo dos módulos é responsável por 52% do custo do sistema completo, tem-se que o custo do sistema é de US\$ 6,4/W. Utilizando o modelo JEDI FV do NREL, tem-se que o custo de manutenção e operação direta anual é de US\$ 12,00/kW (SHADMAND; PASUPULETI; BALOG, 2011). Como forma de compreender a diminuição de preço dos módulos FV, a Figura 3.5 demonstra a evolução do custo das tecnologias de células solares com Filmes finos e com Silício Policristalino.

Figura 3.4 - Demonstrativo da divisão do custo de um sistema FV com mais de 100kW



Adaptado de: (SHADMAND; PASUPULETI; BALOG, 2011)

Figura 3.5 - Análise de custo para células de Silício Policristalino e de Filmes Finos



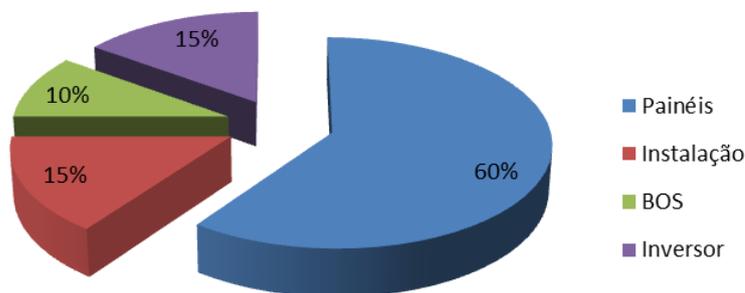
Adaptado de: (SHADMAND; PASUPULETI; BALOG, 2011)

Para as instalações de sistemas FVs conectados à rede elétrica pública, o custo da energia é superior ao da energia fornecida pela concessionária. No entanto, esse custo vem decrescendo continuamente desde o lançamento do primeiro programa conhecido de

implantação de sistemas FV nos anos 90 pelo governo alemão, chamado de *1.000 Roofs Program* (RÜTHER, 2004).

O estudo para distribuição típica dos custos de um sistema FV residencial baseado no programa alemão *1.000 Roofs Program*, interligado à rede elétrica e com potência de 2kWp está demonstrado na Figura 3.6. A sigla BOS se refere a *Balance of System*, que engloba todos os componentes complementares de um sistema FV, como cabos, conectores, proteções, entre outros (RÜTHER, 2004).

Figura 3.6 - Distribuição típica dos custos de um sistema FV residencial com base no programa *1.000 Roofs*



Fonte: (RÜTHER, 2004)

No entanto, estudos como os realizados por Sedghisigarchi (2009) apontam queda no preço de módulos solares em um sistema residencial (particularmente de 4kW para este caso): de US\$ 2,2/W em 2011 para US\$ 1,25/W em 2020. Mesmo considerando os altos custos, dependendo dos incentivos disponíveis a adoção desta tecnologia pode se mostrar muito útil: em Doris, Ong e Geet (2009) analisou-se que, para uma mesma situação com e sem um sistema FV residencial, na casa com o sistema ocorria uma economia entre 43% e 51% do custo total da conta de eletricidade.

Por causa de dados como esses, nos últimos anos vários países passaram a adotar programas de incentivo à utilização de sistemas FV integrados ao ambiente construído e interligados à rede elétrica, de onde se destaca também o programa japonês (RÜTHER, 2004). O Japão teve cerca de 100.000 instalações de sistemas FV até o final de 2002, sendo a maioria instalações residenciais suportadas pelos abatimentos ajustados anualmente. Da mesma forma, o programa alemão de FIT, lançado em 2000, paga ao produtor de energia FV um preço fixo (aproximadamente 0,5 €/kWh) pelos 20 anos subsequentes, o que fez com que a capacidade instalada no país crescesse para cerca de 130MW instalados em 2003. Neste programa também são executadas reduções dos subsídios pagos ao longo do tempo para novos projetos, de forma a encorajar o barateamento da tecnologia (DUGAN; KEY; BALL, 2005).

Incentivos financeiros promovidos pelos governos federais, estaduais e concessionárias também são os maiores fatores encorajadores para usuários FV nos Estados Unidos. Existem três grandes programas de incentivo: o ITC Federal (crédito fiscal de investimento), onde ocorre uma ajuda entre 10% e 30% no custo dos sistemas FV comerciais e 30% dos residenciais (até US\$2.000) (SEDGHISIGARCHI, 2009).

Tem-se também o ITC estadual, que é adotado por vários estados americanos, e onde normalmente os incentivos são menores ou limitados a poucos projetos quando comparado ao ITC federal. Por último, o programa de incentivo das concessionárias trata de fornecer incentivos em dinheiro de diversas formas, podendo ser como abatimento na forma de uma parte do custo de instalação, produção anual de energia, entre outros. Outros programas existentes oferecem incentivos baseados no desempenho (PBIs), que são pagos no decorrer do tempo e possuem como base a produção atual de energia (SEDGHISIGARCHI, 2009).

Muitas concessionárias nos Estados Unidos oferecem programas de energia verde que pagam taxas *premium* para energia renovável. Esses programas são basicamente para sistemas residenciais, mas vários estados possuem programas para sistemas maiores, como a Califórnia (1 MW) e Nova Jérsei (2 MW). Vinte estados implementaram programas de abatimento para energias renováveis. A Califórnia possui programas de abatimento de custos para sistemas FV que vão de US\$ 3 a 4,50/W, programa este existente desde a alimentação desse fundo com US\$540 milhões em 1996 (DUGAN; KEY; BALL, 2005).

As políticas para geração de energia renovável continuam como o mais comum tipo de política de suporte: no início de 2014, pelo menos 138 países tinham algum tipo de política de incentivo, contra 127 em 2013. FIT e padrões de portfólio renovável (RPS) são os mais comuns nesse setor (SAWIN *et al.*, 2014). Em novembro de 2004 dezoito estados americanos possuíam normas requisitando que as concessionárias gradualmente aumentassem as suas porções de energia gerada por tecnologias renováveis ao longo do tempo (DUGAN; KEY; BALL, 2005). A Tabela 3.2 demonstra o estado das políticas de suporte à energia renovável em vários países no início de 2014.

Tabela 3.2 - Políticas de incentivos no início de 2014 em vários países

	Políticas reguladoras			Incentivos fiscais			Investimento público
	FIT	RPS	Net metering	Subsídio de capital ou abatimento	Crédito fiscal	Redução de impostos	Empréstimo, concessão ou investimento público
Alemanha	X			X	X	X	X
Austrália	O	O		X			X
Áustria	X			X	X		X
Bélgica		O	O	O	X	X	
Canadá	O	O	O	X	X	X	X
Chipre	X		X	X			
Cingapura			X			X	X
Coréia do Sul		X	X	X	X	X	X
Croácia	X			X			X
Dinamarca	X		X	X	X	X	X
Emirados Árabes		O					O
Eslováquia	X					X	
Eslovênia	X			X	X	X	X
Espanha			X	X	X		
Estados Unidos	O	O	O	X		X	X
Estônia	X						X
Finlândia	X			X		X	
França	X			X	X	X	X
Grécia	X			X	X	X	X
Irlanda	X						
Israel	X	X				X	X
Itália	X	X	X	X	X	X	X
Japão	X	X	X	X			X
Luxemburgo	X			X			
Malta	X		X	X		X	
Noruega		X		X		X	X
Nova Zelândia				X			
Países Baixos	X		X	X	X	X	X
Polónia		X				X	X
Portugal	X	X				X	
Reino Unido	X	X		X		X	X
República Checa				X	X	X	
Suécia		X		X	X	X	X
Suíça	X			X		X	
Trinidad e Tobago					X	X	

X – políticas nacionais, O – políticas estaduais ou provinciais

Adaptado de: (SAWIN *et al.*, 2014)

A política de FIT (*Feed-in tariff*) é um tipo de incentivo baseado em produtividade que requer que as concessionárias comprem a energia renovável gerada de geradores qualificados ou enviada para a rede elétrica (CAMPOCCIA *et al.*, 2007) por um preço fixo e por um período de tempo determinado, e estes podem também oferecer um adicional ao preço de mercado, embora excluam abatimento de impostos ou outros subsídios governamentais (CAMPOCCIA *et al.*, 2007). A FIT está recebendo mais atenção nos Estados Unidos, embora a experiência com este programa seja limitada. Como forma de incentivos à GD políticas

podem interagir entre si: como exemplo, a política de *net metering* pode interagir com FIT em uma variedade de formas, e por causa disso a interação deve ser especificada antes da implementação de um dos dois sistemas. As políticas são vistas de forma diferente pelas concessionárias: o *net metering* é considerado como uma política de redução de demanda de energia, enquanto que a FIT é orientada no lado da produção, considerando que os pagamentos dependem do montante gerado (DORIS; BUSCHE; HOCKETT, 2009).

Por exemplo, a companhia americana MG&D, do Wisconsin, criou um programa que permitiu que os consumidores que instalassem sistemas FV de 1kW a 10kW pudessem escolher entre *net metering* ou FIT. Desde o início do programa em Janeiro de 2008 a maioria dos consumidores escolheram o FIT. Para consumidores com sistemas maiores do que 10kW, eles podem receber FIT para a geração dos primeiros 10kW e *net metering* pelos demais (DORIS; BUSCHE; HOCKETT, 2009). Também se acredita que a FIT é umas principais razões do forte crescimento dos sistemas FV na Austrália, Áustria, Canadá e Suíça (MUNEER, 2011).

Em 2004 o governo alemão criou o primeiro grande sistema FIT que resultou num grande aumento nas instalações FV. O documento legal que regulariza este sistema é o *Renewable Energy Sources Act*, que estabeleceu a duração do contrato para 20 anos e uma constante remuneração para a energia produzida (CAMPOCCIA *et al.*, 2007) . As taxas pagas são distintas e dependem do tipo de instalação, conforme pode ser visto na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Preço pago para geração FV pelo sistema FIT na Alemanha

<b>Tipo de instalação</b>	<b>FIT [€/kWh]</b>
Montado em telhado $\leq 30\text{kWp}$	0,574
Montado em telhado 30kWp a 100kWp	0,546
Montado em telhado $\geq 100\text{kWp}$	0,540
Integrado na fachada	Conforme acima + 0,05
Instalado em campo	0,450

Adaptado de: (CAMPOCCIA *et al.*, 2007)

Na Itália, em 2005 foi definido o sistema de suporte que permite que os produtores possam escolher entre FIT e *net metering* para sistemas FV menores que 20kWp. Caso maior, o consumidor poderá escolher se deseja vender toda a energia produzida ou se deseja usar parte dessa energia para consumo próprio. A duração desse suporte é de 20 anos, com remuneração constante. Na França, FIT acompanha outros incentivos financeiros como o crédito de 50% do custo dos materiais e uma redução no VAT (Imposto agregado ao valor) de 5,5% caso o edifício tenha mais de 2 anos de idade (CAMPOCCIA *et al.*, 2007) .

Outro tipo de incentivo é o Subsídio de capital, que é um dos mais comuns modelos de financiamento para pequenos sistemas FV. Neste, governos nacionais pagam parte do custo pago pelo dono do sistema para a sua instalação. Esses subsídios são pagos independentemente da energia gerada. Exemplos desse tipo é o programa *100.000 Roofs* alemão, de 1999, ou o *10.000 FV Roofs* Italiano, de 2000 (CAMPOCCIA *et al.*, 2007).

Conforme visto, a política de *net metering* nasceu de forma a fornecer um padrão simples para a troca de energia produzida por consumidores residenciais que instalam sistemas de energia renováveis em suas residências. Com este programa, a energia produzida pelo sistema FV e a injetada na rede tem o mesmo valor econômico (mesmo custo) da energia vendida pela concessionária ao consumidor (SIMOES; URIARTE; FARRET, 2007). Com o medidor bidirecional a energia gerada pode ser utilizada para abater parte da energia que seria utilizada pelo usuário em sua residência (CAMPOCCIA *et al.*, 2007).

A Tabela 3.4 traz o levantamento feito por Campoccia *et al.* (2007) de acordo com os países da União Europeia que possuíam uma das três principais formas de incentivo financeiro para sistemas FV: FIT, *net metering* e Subsídio de capital (*Capital subsidies*).

Tabela 3.4 - Estratégias de financiamento para sistemas FV na União Européia

País	FIT	Net metering	Subsídio	País	FIT	Net metering	Subsídio
Áustria	X		X	Latvia	X		
Bélgica	X	X	X	Lituânia			
Bulgária				Luxemburgo	X		X
Chipre	X		X	Malta			
Rep. Checa	X	X	X	Países Baixos	X		X
Dinamarca		X		Polônia			X
Estônia	X			Portugal	X		X
Finlândia			X	Romênia			
França	X		X	Eslováquia	X		
Alemanha	X		X	Eslovênia	X		
Grécia	X		X	Espanha	X		X
Hungria	X			Suécia	X		X
Irlanda			X	Reino Unido			X
Itália	X	X	X				

Adaptado de: (CAMPOCCIA *et al.*, 2007)

Existem outras formas menos conhecidas de incentivos financeiros para a instalação de sistemas de energias renováveis em residências. Uma delas é a TOU (*Time of Use*, ou Tempo de uso). Esse tipo de estratégia é muito interessante caso as cargas em uma residência sejam baixas durante o dia, pois neste a concessionária paga pela energia preços muito maiores durante os dias da semana nos meses de verão, e preços mais baixos nos demais períodos (COBALT POWER SYSTEMS INC, 2012).

Este sistema é vantajoso para sistemas FV, pois estes geralmente produzem a maior parte da energia entre 10h e 16h durante a primavera e o verão. A boa notícia é que a concessionária deve pagar o preço de varejo para o consumidor para energia gerada localmente caso o sistema TOU seja escolhido. Assim, um usuário pode instalar um sistema FV, escolher o sistema TOU, e vender energia durante os dias da semana (no horário de ponta) por uma taxa aproximadamente três vezes maior do que a taxa paga por ele a noite ou nos finais de semana (horário fora de ponta) (COBALT POWER SYSTEMS INC, 2012). Com este sistema o consumidor pode vender o excesso de energia durante o horário de ponta e compra-lo novamente no horário fora de ponta (SEDGHISIGARCHI, 2009).

Outro sistema existente é o *leasing*. *Leasing* é uma prática comum para adquirir automóveis e equipamentos de maior valor, no entanto também pode ter uso no mercado FV. Neste, ao invés de comprar um sistema FV, o dono de uma residência assina um contrato com o dono do sistema FV, onde o primeiro aceita realizar pagamentos (*lease*) mensais pelo tempo determinado que a energia for gerada. Caso a concessionária possua o programa de *net metering*, o dono da residência poderá receber os créditos para qualquer excesso de energia que enviar de volta à rede. Teoricamente, a soma do *lease* mensal e da nova conta de luz será menor do que o valor pago pela luz anteriormente à instalação. Ao final do período de *lease*, o dono da residência poderá ter a opção de comprar o sistema FV ao preço de mercado, o dono do sistema poderá estender o contrato ou o sistema FV poderá ser retirado do telhado da residência, sem custo (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009).

Além de cobrir o custo do sistema FV, o *lease* mensal deverá cobrir o custo do monitoramento, manutenção e reparo, além da troca do inversor, caso seja necessário. No caso do programa demonstrado pelo U.S. Department of Energy (2009), da empresa *SolarCity*, esta garante um nível mínimo de energia gerada pelo sistema (em kWh) (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2009). Para este, o *leasing* de um sistema FV de 3,2kW no norte da Califórnia custou, em 2009, US\$ 85/mês. No entanto este causaria uma redução de US\$ 125/mês na conta de luz, resultando em uma economia final de US\$ 42/mês.

Embora tenham sido pesquisadas, cobranças que levam em conta a demanda não são efetivas para sistemas FV, pois a cobrança é baseada no uso máximo durante um período de cobrança (normalmente um mês, 30 dias). Mesmo uma nuvem passando por um sistema FV durante um momento de pico de carga pode cancelar o efeito da economia que uma política de cobrança pela demanda poderia oferecer. Considerando um sistema FV que reduza a demanda de energia da concessionária por 29 dias (num período de 30 dias), o consumidor poderá ser cobrado pelo pico da demanda que ocorreu no único dia que o sistema FV teve a sua geração reduzida (talvez por causa de uma nuvem). Assim, os 29 dias que a energia gerada pelo sistema FV foi utilizada para diminuir a demanda serão irrelevantes, pois apenas o maior uso é contabilizado. Na realidade, são necessários apenas 15 minutos de nuvens num sistema FV em um período para alterar a demanda máxima (DORIS; ONG; GEET, 2009).

A partir da adoção de políticas de incentivos financeiros, os países encorajam a instalação e o uso de geradores de energia renovável. Esses sistemas ajudam a quebrar a dependência de combustíveis fósseis, diversificam a matriz energética e ajudam o meio ambiente. Além disso, sabe-se que consumidores com sistemas como o *net metering* costumam ser mais conscientes sobre o seu consumo de energia, de forma que esses passam a gastar menos energia do que os consumidores cativos (STATE ENVIRONMENTAL RESOURCE CENTER, 2012).

O governo pode fazer a sua parte para encorajar essas tendências: segundo Holbert (2007), em 2006, foi aprovado pelo governo americano o RES (*Renewable Energy Standards*), que obrigava que as concessionárias gerassem 15% do total de energia através de fontes renováveis até 2025. Segundo o documento, cada vez mais a matriz energética deveria ser proveniente de GD.

No caso do estado estudado por Holbert (2007), existem três tipos de incentivo, que são o Crédito fiscal estadual, o Crédito fiscal federal, e os programas de incentivos específicos da concessionária, como o retorno imediato do investimento em instalações solares na forma de abatimento. De forma a determinar o retorno financeiro em instalações FV, foi considerado que esse pode ocorrer de duas formas: o retorno inicial e imediato, e a economia de energia elétrica de longo prazo ou a venda para a rede.

De forma a ilustrar o retorno financeiro imediato dos incentivos, supõe-se que o consumidor instale 25 módulos FV de 200W cada, ou seja, um sistema de 5kW. Além disso, uma aproximação do custo do sistema baseado no sistema resulta em US\$ 1.000 para cada módulo, US\$3.000 para o inversor e US\$ 8.000 sendo o custo de instalação, o que resultaria

num total de US\$ 36.000. Juntamente com os incentivos financeiros citados acima, o custo do módulo cai pela metade, conforme pode ser visto na Tabela 3.5 (HOLBERT, 2007).

Tabela 3.5 - Exemplo de custo de um sistema FV de 5kW com a utilização dos incentivos financeiros no estado do Arizona, EUA

<b>Descrição</b>	<b>Preço (US\$)</b>
Módulos FV (25 a US\$1.000 cada)	25.000
Inversor	3.000
Instalação	8.000
<b>Custo total (A)</b>	<b>36.000</b>
Crédito fiscal estadual	1.000
Crédito fiscal federal	2.000
Programa de abatimento (5kW)x(\$3/W)	15.000
<b>Retorno inicial (B)</b>	<b>18.000</b>
<b>Investimento inicial total (A-B)</b>	<b>18.000</b>

Adaptado de: (HOLBERT, 2007)

Outra análise financeira é realizada por Bouazzi e Krani (2003): 1Wp produzido pelo sistema estudado resulta um total de energia de 34 a 44kWh em 20 anos, dependendo da localidade. Assumindo uma taxa de empréstimo para compra do sistema de 4% em 20 anos, uma taxa de 5% de desconto e inflação de 3,7%, tem-se que o preço do kWh equivale a 4,7 vezes o preço de varejo de uma fonte convencional, e mais de 15 vezes o preço de atacado. Um subsídio necessita ser pago de forma que o sistema se mantenha competitivo. Este pode ser utilizado para abater o preço da instalação na forma de um empréstimo com juros baixos, ou como no caso alemão, onde é praticada uma taxa especial para a venda da energia produzida à rede.

### 3.3 ATERRAMENTO E SEGURANÇA

O fenômeno de ilha (*islanding*), que é conhecido pela injeção de energia gerada pelos módulos FV na rede elétrica mesmo quando esta estiver desligada, pode resultar no energizamento da rede elétrica mesmo nos casos onde esta esteja desligada do sistema de geração central, logo oferecendo sérios riscos aos operadores da rede. De forma a mitigar esse problema são recomendados os transformadores de isolamento no sistema inversor. No

entanto, essa não é a única proteção necessária em sistemas FV: é necessário prover proteção contra sobrecorrentes, surtos, sobrefrequência, subfrequência, sobretensão e subtensão (RÜTHER, 2004). Além do mais, caso a microrede (de GD) esteja conectada à rede e no modo de ilhamento, frequência, tensão de estado estacionário, proteção e aterramento são parâmetros muito importantes a serem considerados (CARBONE, 2011).

De maneira geral, ilhamento ocorre quando parte da rede da concessionária é desconectada da rede principal e então passa a operar como um sistema independente alimentado com um ou mais geradores. Esse fenômeno resulta em variações anormais de frequência e tensão dentro da “ilha”. A abertura de uma espécie de chave faca durante uma falta pode levar à formação de dois sistemas independentes que atuem com diferentes frequências. O fechamento da chave enquanto os dois sistemas estiverem fora de fase pode trazer resultados desastrosos. Além do mais, a operação de ilhamento pode criar um sistema sem terra dependendo da conexão com o transformador. Dadas essas razões, essa é uma situação insegura e a desconexão imediata da GD da rede principal é recomendada (HAMMONS, 2009). A Tabela 3.6 demonstra o tempo de resposta para sistemas interconectados para tensões e frequências anormais para RD (recurso distribuído).

Tabela 3.6 - Tempo para resposta de sistemas interconectados para (a) tensão e (b) frequência anormais

<b>(a) Para tensão anormal</b>		
<b>Faixa de tensão (% da tensão de base)</b>	<b>Tempo para resposta (s)*</b>	
$V < 50\%$	0.16	
$50\% \leq V < 88\%$	2.00	
$110\% \leq V < 120\%$	1.00	
$V \geq 120\%$	0.16	
<b>(b) Para frequência anormal</b>		
<b>Tamanho do RD</b>	<b>Faixa de frequência (Hz)</b>	<b>Tempo de resposta (s)*</b>
$\leq 30\text{kW}$	$> 60.5$	0.16
	$< 59.3$	0.16
$> 30\text{kW}$	$> 60.5$	0.16
	$< 59.8-57.0$ (ajustável)	0.16 a 300 (ajustável)
	$< 57.0$	0.16

\*Máximo tempo de resposta para RD  $\leq 30\text{kW}$ ; Tempo de resposta padrão para RD  $> 30\text{kW}$

Adaptado de: (HAMMONS, 2009)

Recomendações técnicas, como a G59/1 e a G83/1 da *Energy Network Association* e o padrão 1547 do IEEE especificam que as fontes de microgeração devem ser desconectadas em caso de perda de energia da rede elétrica. O fato que essas fontes não seriam controladas pela concessionária no modo de ilhamento levaria à operação acima dos padrões desejados pela rede. Isso poderia causar problemas não apenas para os equipamentos de concessionária, mas também para os trabalhadores das linhas e dos equipamentos envolvidos (CARBONE, 2011).

A IEEE 1547, que trata de “Padrões IEEE para a interconexão de recursos distribuídos (DR) no sistema elétrico de potência”, de 2003, possui como objetivo a proteção e segurança para interconexão de GD. A maioria das concessionárias internacionais faz uso dessa norma para a formulação de regras para a interconexão de GD para as suas próprias redes. Essa norma, por exemplo, recomenda a desconexão de recursos distribuídos quando a tensão e/ou frequência no ponto de interconexão sejam diferentes dos seus valores base devido a falhas ou outros distúrbios. Também para um ilhamento sem intenção no qual o GD energize uma parte da rede, o sistema de interconexão com o GD deve detectar a situação e desconectar o GD dentro de dois segundos da formação do mesmo (HAMMONS, 2009).

Dessa forma, a adoção de uma estratégia de controle confiável para a operação da GD no modo de ilhamento pode vir a ser definido como um ponto chave no desenvolvimento da expansão da microgeração. A adoção dessas pode vir a aumentar os benefícios desta tecnologia, não apenas para o consumidor, mas também para a própria concessionária, uma vez que a operação de ilhamento planejada pode ser uma parte importante da estratégia e operação da concessionária. Além disso, a combinação de um sistema de armazenamento de energia com um gerador de backup também se mostra útil, ajudando a criar uma transição mais suave entre os modos de conexão à rede e de ilhamento (CARBONE, 2011).

No entanto, o fenômeno de ilhamento não é totalmente prejudicial. A integração de sistemas individuais de GD de pequena escala no lado de BT da rede pode trazer benefícios aos consumidores, não apenas economicamente, mas também de forma a garantir a alimentação de energia elétrica de forma contínua. A continuidade da alimentação pode ser alcançada associando as cargas (consumidores) com a interconexão de GD (microrredes). Dessa forma, uma microrrede conseguirá trabalhar em paralelo com a rede, com a capacidade de mudar para o modo desconectado da rede através de um ilhamento intencional, no caso de uma emergência na rede principal. Este método trata da transição forçada de um sistema para o modo de ilhamento devido a um evento na rede, de forma a garantir a confiabilidade e segurança do gerador (CARBONE, 2011).

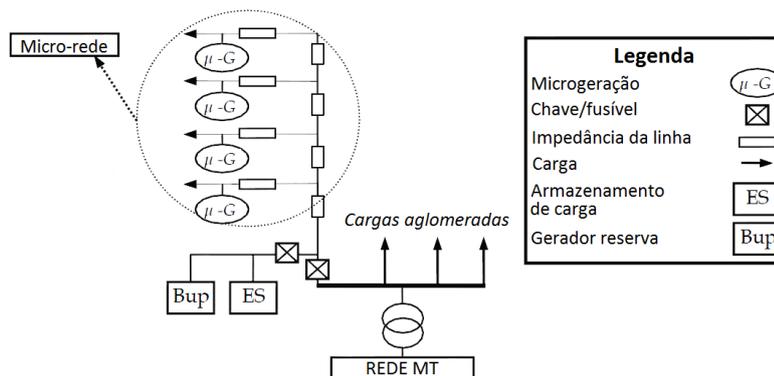
Existem vários métodos que realizam a proteção contra o ilhamento: os métodos passivos, que realizam as decisões baseado nas medições de variáveis elétricas como tensão e frequência. A utilização do relê de tensão é um dos métodos mais simples para a detecção desta situação. Tem-se também os métodos ativos, onde distúrbios são injetados na rede e o ilhamento é detectado com base na resposta do sistema a esses distúrbios (HAMMONS, 2009). Esses métodos são aplicados no inversor de forma a realizar a verificação da existência da conexão à rede.

Existem os métodos baseados em telecomunicação, que usam sinais de estado de abertura do circuito para alertar e mudar o estado da microrede quando o ilhamento ocorrer. O desempenho desse método é independente do tipo de GD envolvido. Por último, o ilhamento intencional de microredes: embora a operação em ilhamento de GDs seja uma situação perigosa, o gerador ou o conjunto de geradores operando de forma isolada (como uma microrede) pode conseguir alimentar parte de uma carga local quando a rede da concessionária não esteja disponível (HAMMONS, 2009).

O menor tamanho de uma microrede decorrente de um ilhamento, quando comparada a uma rede elétrica principal, passa a chamar atenção para questões como a de um microsistema que é mais sensível a variações de potência, onde pequenos desbalanços podem ser traduzidos em grandes e rápidas variações de frequência. Como o resultado de microgerações como FV e eólica dependem da intermitência de seus recursos, mudanças no balanço da potência não serão apenas dependentes da variação na carga, mas também dos recursos disponíveis para a GD (CARBONE, 2011).

A Figura 3.7 demonstra um estudo de caso de microrede em ilhamento onde a demanda da microrede é assumida pela potência gerada pelas GD, pelo gerador reserva e pelo armazenamento de energia. O uso desses componentes no PCC (ponto de acoplamento comum, tensão na conexão entre a rede e a GD) é proposto por Carbone (2011) para substituir a rede após a desconexão. O gerador será responsável por injetar potência para a microrede de forma a balancear o sistema. O gerador reserva portátil se mostra útil quando não é possível utilizar o sistema oficial.

Figura 3.7 - Conceito de microrede com ilhamento



Adaptado de: (CARBONE, 2011)

De forma geral, microredes operam no modo escravo (a tensão da rede é utilizada como referência aos sistemas de eletrônica de potência) quando conectadas à rede. Caso por uma situação anterior a um ilhamento intencional, a microgeração deva ser desconectada, a fonte de tensão é necessária para reenergizar a microrede. Alternativamente, a interface de eletrônica de potência de uma microgeração deve passar a operar no modo mestre (CARBONE, 2011).

Por causa da preocupação das concessionárias de os sistemas FV transmitirem energia à rede enquanto os empregados estivessem trabalhando nessa devido a uma falha, o uso de chaves de desconexão externas e acessíveis era considerando requisitos obrigatórios nesses casos. No entanto, a instalação destas, mesmo sendo dificilmente utilizadas, dava aos operadores a falsa impressão de segurança, aumentando a probabilidade de erro humano. Seguir os procedimentos operacionais da concessionária e tratar a linha como se estivesse energizada aumentam a segurança mais do que o uso das caras chaves de desconexão (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2005)

Outro ponto importante no estudo de segurança em sistemas é o transformador. Em sistemas FV com pequena potência, é possível remover o transformador. No entanto, a falta desse transformador não assegura a eliminação da corrente CC da rede. Esse componente CC é principalmente causado por um desbalanço na medida da corrente da rede elétrica, que é normalmente realizada através de sensores de efeito Hall. Um sensor de corrente baseado na tecnologia *fluxgate* poderia ser adotado de forma a mitigar esse problema (HAMMONS, 2009).

Embora seja possível, a falta de um transformador pode causar dois problemas: a segurança no caso de falhas que causem a isolação (pois o gerador FV não está isolado da rede), e a má operação por causa da corrente de fuga para o terra (por causa da grande

capacitância parasita dos módulos FV, na ordem de 10 a 100nF/kWp). Por causa disso, inversores sem transformador são equipados com Dispositivos de Corrente Residual (RCD), que monitoram a corrente de fuga para o terra durante a operação. Quando uma corrente perigosa é sentida, o inversor é automaticamente desconectado da rede principal (HAMMONS, 2009)

Os transformadores de isolamento são necessários sob várias circunstâncias, embora vários países, como os Estados Unidos, tenham adotado uma linguagem semelhante à da IEEE 1547. Esta não obriga o uso de transformadores, mas limita a injeção de corrente CC para no máximo 0,5% de toda a corrente de saída. Transformadores de isolamento servem para a isolação CC em inversores FV com um estágio de conversão CC-CA (DUGAN; KEY; BALL, 2005).

Ainda para os casos sem transformador, onde a geração FV parece estar flutuando para a rede elétrica, um terra local, criado para o aterramento do arranjo FV, será suficiente para a eliminação do transformador para aterramento e segurança (JAIN; AGARWAL, 2007). Mesmo assim, deve ser aterrada tanto a estrutura de montagem dos módulos, como também qualquer componente metálico desse, além do circuito de todo o arranjo fotovoltaico, segundo a IEA (RÜTHER, 2004).

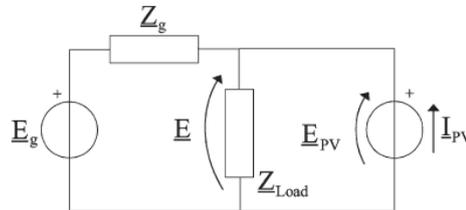
Atualmente algumas práticas permitem que as microgerações operem com o neutro aterrado ou não enquanto sincronizado com o sistema da concessionária. A prática comum é aterrar apenas o neutro do lado de BT do transformador de MT/BT. A principal razão para isso é o grau de complexidade no controle de correntes de falhas de terra, ainda mais com a conexão de aterramento do neutro. Quando a microrrede é intencionalmente aterrada, um ponto de referência do terra deve ser providenciado. A falta dessa referência pode levar à sobretensão e problemas de segurança (CARBONE, 2011).

Outras características para a segurança de um sistema também são importantes. Por exemplo, a conexão de um sistema FV à rede aumenta a tensão no PCC. O nível da tensão depende da configuração da rede sob condições de carga, e é relacionada à potência instantânea produzida pelo sistema FV. A distribuição de energia da concessionária necessita satisfazer algumas condições sobre a qualidade da energia (padrão EM 50610), e uma dessas condições é a tensão: caso esta alcance um valor muito alto, o sistema FV pode vir a ser parado justamente quando a potência gerada é máxima (CANOVA *et al.*, 2009).

Considerando o sistema da Figura 3.8, conseguimos chegar à Equação 3.1, onde  $E_g$  e  $Z_g$  são os parâmetros Thevenin do gerador da rede elétrica,  $Z_{Load}$  é a impedância da carga, e  $E_{FV}$  e  $I_{FV}$  são os parâmetros do sistema FV. Através desse modelo, o PCC pode ser calculado.

A Equação 3.1 demonstra que a tensão sem o sistema FV é aumentada de um valor que é proporcional a  $Z_g \cdot I_{PV}$  (CANOVA *et al.*, 2009)

Figura 3.8 - Representação do circuito de um sistema FV-carga-rede



Fonte: (CANOVA *et al.*, 2009)

$$\underline{E} = \frac{\underline{Z}_{Load}}{\underline{Z}_g + \underline{Z}_{Load}} (\underline{E}_g + \underline{Z}_g \underline{I}_{PV}). \quad \text{Equação 3.1}$$

E com isso chega-se a um limite para a corrente FV de forma a manter a tensão no PCC menor que o limite imposto, sendo que este pode, por exemplo, ser uma porção da tensão nominal da rede ( $k \cdot E_g$ ). O limite da corrente é demonstrado na Equação 3.2. Obviamente esta é apenas uma aproximação, considerando que normalmente os valores não são dados de forma tão acurada (CANOVA *et al.*, 2009).

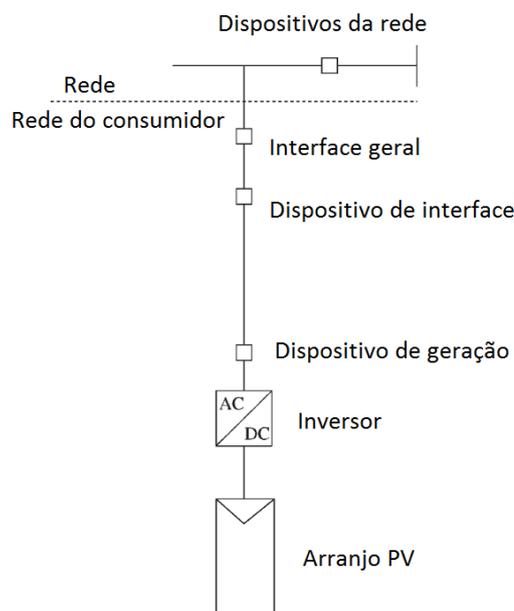
$$\underline{I}_{PV} \leq \underline{E}_g \left[ \frac{k}{\underline{Z}_{Load}} + \frac{k-1}{\underline{Z}_g} \right] \quad \text{Equação 3.2}$$

Além disso, também é importante levar em consideração as dependências que sistemas FV distribuídos devem ter da concessionária para o pleno funcionamento. A concessionária deve ser capaz de restaurar o serviço após grandes eventos como tempestades ou enchentes. A garantia da confiabilidade precisa ser uma prioridade. O estudo de Carbone (2011) cita os blackouts ocorridos naquele ano no Reino Unido para informar sobre o interesse público e privado na confiabilidade energética. Durante tempos de crise, descobriu-se que consumidores estão dispostos a pagar mais caro pela energia de forma a ter um serviço mais confiável. Como exemplo, é citado o uso de apoio (*backup*) de geração de forma a alcançar este resultado (CARBONE, 2011).

Outro detalhe importante que deve ser analisado para sistemas FV é a necessidade do conhecimento da localidade deste. Como exemplo, tem-se que a maior parte dos problemas relacionados ocorrem em uma linha rural em comparação à rede elétrica de uma cidade, pois o parâmetro com maiores influências em problemas como o aumento da tensão é a impedância das linhas de distribuição. Para o estudo conduzido por Canova *et al.* (2009), a maioria dos cabos em dada localidade na cidade possuíam seção de  $95\text{mm}^2$ , mesmo estando no final da linha, pois, em algumas configurações, como a manutenção de uma subestação, este estaria apto a transportar corrente de módulo maior nesta linha. No entanto, em linhas rurais as seções dos cabos vão diminuindo à medida que a linha vai chegando ao seu final, e, logo, em alguns casos a impedância da linha possui um alto valor, causando mudanças na tensão que excedem os limites impostos pela concessionária (CANOVA *et al.*, 2009).

Neste mesmo estudo, foi analisado o caso em que a geração do sistema FV de uma localidade é alta e a utilização desta é pequena, como num dia de semana ao meio-dia. Nesta configuração, a tensão cresce ao longo da rede, e a tensão ao final chega a um valor maior que 230V (tensão nominal). Muitos padrões, como o CEI 11-20, que não permitem essas condições, pois pedem que a rede seja considerada passiva, e então obrigam que o sistema seja desconectado da rede caso cause perturbação nesta. Na Figura 3.9 é demonstrado o padrão de conexão dado pelo CEI 11-20 para a conexão típica de um sistema FV, o que faz com que, devido aos relês de sub e sobretensão e sub e sobrefrequência, esta seja considerada uma rede passiva. Se o valor máximo da tensão no PCC for maior que o estabelecido no relê de sobretensão, o sistema FV será desconectado.

Figura 3.9 - Layout do sistema FV segundo a norma CEI 11-20

Adaptado de: (CANOVA *et al.*, 2009)

Em casos de falha, os tradicionais geradores rotacionais injetam grandes correntes de falha, e assim dispositivos de proteção na rede de distribuição detectam principalmente a sobrecorrente. No entanto, a corrente de falha emitida pela eletrônica de potência dos microgeradores dentro da microrrede será menor que os níveis de corrente dos geradores tradicionais, e, por causa disso, possivelmente essas correntes de falha dos microgeradores não serão detectadas pelos relês de sobrecorrentes existentes (CARBONE, 2011).

A Tabela 3.7 demonstra os padrões dados por essa mesma norma, CEI 11-20, para relês de sub e sobretensão e sub e sobrefrequência (CANOVA *et al.*, 2009). O conteúdo de harmônicos na rede proveniente da GD também deve ser controlado. Este deve ser baixo para proteger tanto as cargas (consumidores) como o equipamento da rede elétrica. Além disso, a forma de onda e o fator de potência devem estar dentro dos padrões aceitáveis pela concessionária ( $60\text{Hz} \pm 1\%$ , F.P. 0,9 indutivo a 0,9 capacitivo) (RÜTHER, 2004).

Tabela 3.7 - Limites para sub e sobrefrequência e tensão para relês segundo CEI 11-20

Relé	Valores nominais		Limiar	Precisão
	$V_n/E_n$ (V)	f (Hz)		
sobretensão	400/230		$1.2 E_n$	= 5%
subtensão	400/230		$0.8 E_n$	= 5%
sobrefrequência	400/230	50	50.3 ou 51 Hz	= 50 mHz
subfrequência	400/230	50	49.7 ou 49 Hz	= 50 mHz

Adaptado de: (CANOVA *et al.*, 2009)

Atualmente, dados os avanços tecnológicos em sistemas para geradores de pequena escala conectados à rede elétrica, os inversores deixaram de apenas converter tensão CC produzida pelos arranjos FV e turbinas eólicas em eletricidade CA, mas também se tornaram sistemas de gerencialmente de potência extremamente sofisticados. Estes agora incluem todas as funções de proteção necessárias para sincronizar confiável e seguramente o sistema com a rede, proteger a qualidade de energia da concessionária e prevenir o ilhamento, prevenindo dessa forma a injeção contrária de potência durante uma falta de energia da rede. Além do mais, esses equipamentos funcionam automaticamente. A maioria desses inversores obedece todos os códigos e padrões dos padrões internacionais como o UL 1741 e o IEEE 929 (CREATIVE ENERGIES, 2012).

Esses métodos de proteção presentes nos inversores mais recentes tratam de, principalmente, desestabilizar o circuito gerador-carga. Esses tem como objetivo flutuar o fator de potência em pequenos incrementos de tempo ou a continuamente tentar diminuir a frequência. Quando a rede elétrica está presente, o inversor não consegue realizar essa desestabilização, no entanto sob ilhamento a desestabilização rapidamente leva a tensão ou frequência para fora dos limites toleráveis fazendo com que o inversor desarme. A norma UL 1741 orienta que sejam realizados testes para verificar que os inversores desarmem 2 segundos após o ilhamento (DUGAN; KEY; BALL, 2005).

Outra característica importante dos inversores frente à segurança do sistema é a sua frequência de chaveamento. Esta deverá ser relativamente maior do que a frequência da rede, tipicamente entre 3 e 10kHz. A principal explicação para tal é que a contribuição da corrente para falhas pode ser terminada rapidamente uma vez que a falha é detectada simplesmente pelo desligamento do sinal de chaveamento. Isso normalmente ocorre antes que a corrente alcance duas vezes o seu valor nominal, de forma a proteger os transistores (DUGAN; KEY; BALL, 2005).

Por último, tem-se que, de forma a manter a segurança e confiabilidade do módulo fotovoltaico e de arranjos FV em geral, considera-se que a vida útil de um módulo alcança facilmente 20 anos, com nenhuma ou quase nenhuma manutenção (HUA, 2008), (BOUAZZI; KRANI, 2003).

## 4 PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Após serem verificados vários tópicos referentes a sistemas FV, será abordado neste capítulo um exemplo de instalação solar FV conectada à rede da concessionária. Esta instalação será planejada para ser realizada no prédio dos Departamentos de Física, Química e Matemática (Bloco C) da UDESC Joinville.

O escopo dessa instalação trata de um sistema conectado à rede dentro do sistema de compensação de energia elétrica da Celesc. Maiores detalhes serão vistos nas seções a seguir, no entanto como o consumo de energia elétrica da UDESC Joinville é alto, existe uma grande possibilidade de este sistema de geração raramente fornecer energia à rede elétrica. Isso ocorreria provavelmente apenas nos meses de férias, como parte de Dezembro e Janeiro.

Os passos a serem seguidos serão: estudo do layout do sistema FV, determinando a inclinação ótima dos módulos dependendo da localidade, levando também ao dimensionamento deste sistema; escolha do inversor ou dos inversores a serem utilizados nesta instalação; regras para fixação dos módulos e conexão dos componentes; e por último uma explicação sobre o uso das normas da Celesc com relação à microgeração para a correta conexão deste sistema à rede da concessionária.

### 4.1 MONTAGEM E ORIENTAÇÃO DO SISTEMA

Neste sistema, tem-se que muito provavelmente, independente do número de módulos instalados, a energia gerada pela instalação será totalmente utilizada, considerando o alto consumo de energia elétrica da UDESC. Talvez nas férias certa energia excedente possa vir a ser injetada na rede, mas os créditos provenientes do sistema de compensação de energia elétrica sempre serão utilizados dentro da própria instalação.

Por este motivo nenhum dimensionamento será realizado neste exemplo, especialmente para os módulos, como a sua quantidade, por exemplo. O que será considerado serão os cálculos necessários para garantir uma boa operação desses módulos, levando em conta a distância entre os módulos, distância para que uma fileira de módulos não sobreje outra fileira, e também considerando o estudo das sombras que ocorrem neste prédio durante o ano.

O primeiro passo é a verificação da melhor inclinação para esta instalação. Como comentado anteriormente, o estudo será feito para o Bloco C da UDESC Joinville. Verificando a sua latitude e longitude, tem-se latitude  $26^{\circ}15'9.37''S$  e longitude

48°51'18.28"O. O azimute desde prédio é de 10°, ou seja, é levemente inclinado para o leste. O estudo da melhor inclinação será feito com o programa Radiasol da UFRGS.

Este programa é bastante prático e permite que o usuário verifique dados a partir de estações meteorológicas já conhecidas, e também permite que o usuário adicione uma estação de sua preferência, com os dados de irradiação encontrados. Para isso é utilizada uma tabela de irradiação global disponível juntamente com o software, com dados de irradiação para diversas latitudes e longitudes, obtidos a partir da base de dados SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), do NREL.

As latitudes e longitudes disponíveis na tabela do programa Radiasol e a latitude e longitude desejada estão demonstradas na Figura 4.1. Por conta disso, foi escolhido o ponto mais próximo possível do local desejado, com ajuda do software *Google Earth*, a fim de fazer uso desses dados de irradiação no Radiasol.

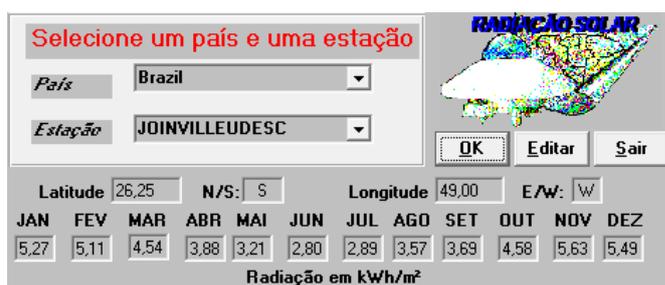
Figura 4.1 - Coordenadas da UDESC e pontos mais próximos e com dados disponíveis



Fonte: Do próprio Autor

E logo se tem que foi considerada latitude 26°13'12.00"S e longitude 48°50'24.00"O, pois são as coordenadas mais próximas do local desejado, e para as quais se possui os dados de irradiação média. O programa Radiasol da UFRGS e as irradiações estão demonstradas na Figura 4.2.

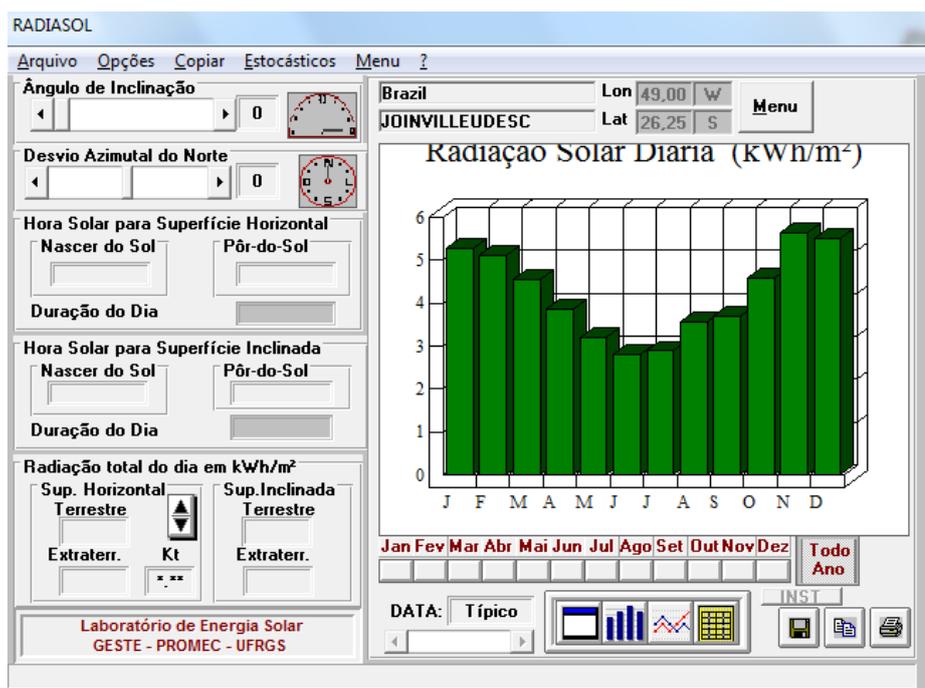
Figura 4.2 - Programa Radiasol da UFRGS e irradiação para a instalação exemplo



Fonte: Do próprio Autor

E então o programa Radiasol leva a diversas informações, inclusive possibilitando a variação do ângulo de inclinação e do desvio azimutal do norte, resultando assim em uma curva de radiação solar diária e ao gráfico em tabela. Esses podem ser vistos na Figura 4.3.

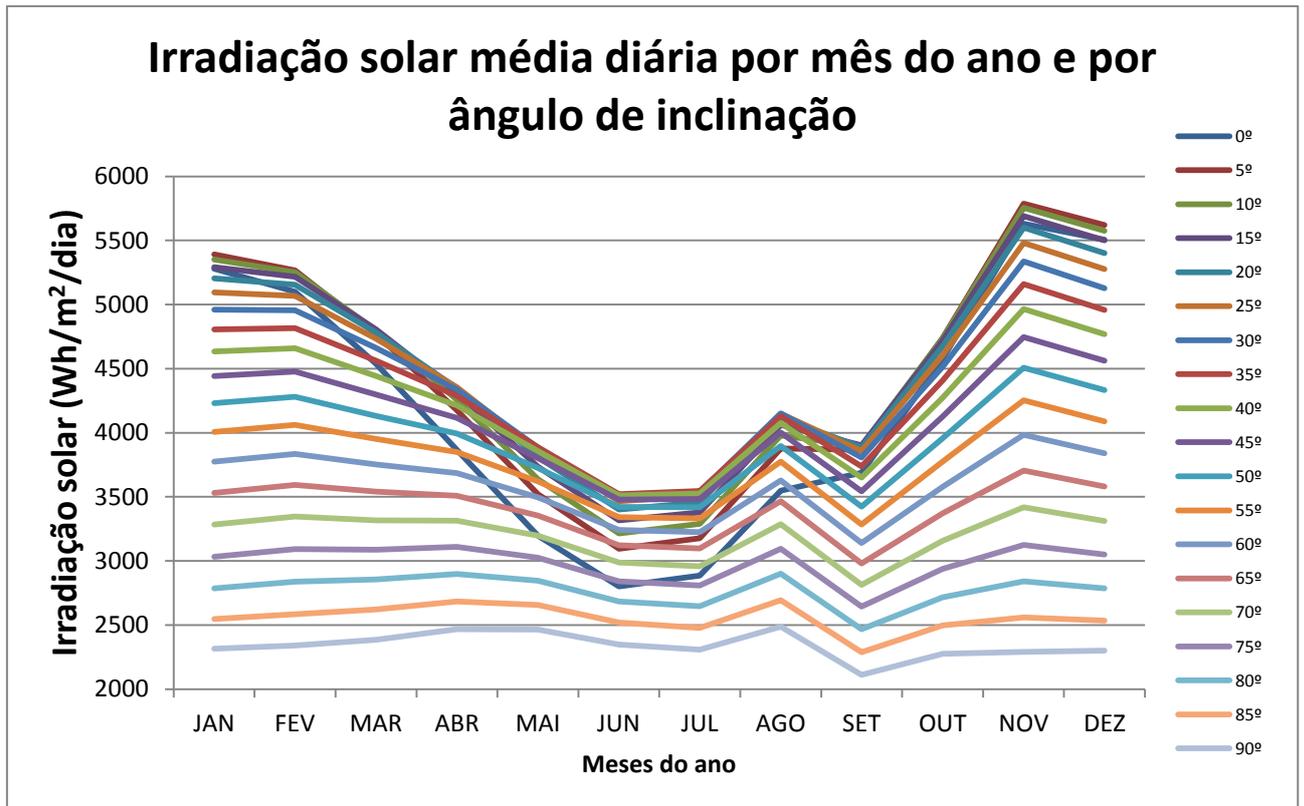
Figura 4.3 - Programa Radiasol com os dados para a localização desejada



Fonte: Do próprio Autor

A ideia é encontrar o ângulo com maior potencial de geração de energia na área considerada. Para tal, foram verificadas as irradiações a cada 5°, ou seja, para 0°, 5°, 10°, e assim por diante. A Figura 4.4 demonstra a irradiação solar média diária de acordo com as diferentes inclinações consideradas. De forma a facilitar o entendimento, tem-se que a ordem dos pontos na extrema direita das linhas do gráfico segue exatamente a ordem de 0° a 90°.

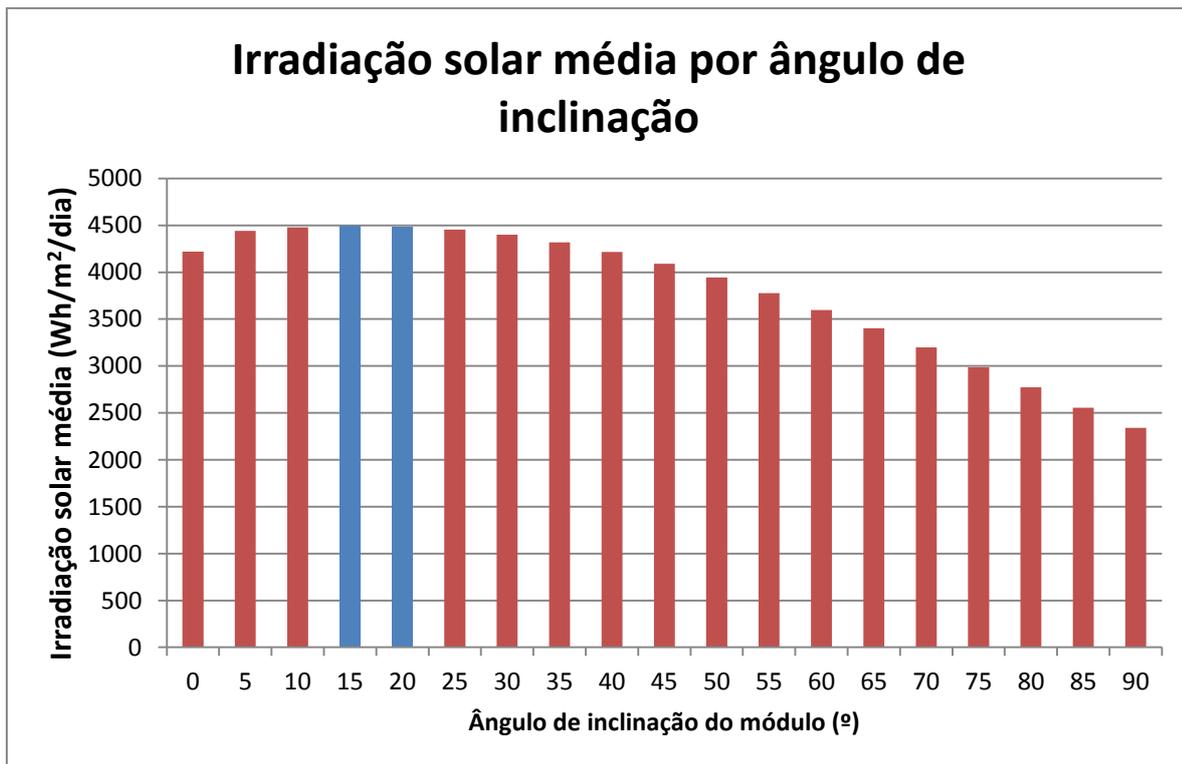
Figura 4.4 - Radiação solar para os meses do ano de acordo com diferentes inclinações



Fonte: Do próprio Autor

Com este resultado é possível verificar a tendência de geração nesta localidade. A Figura 4.5 demonstra a irradiação solar considerando a média de todos os meses, variando apenas com o ângulo de inclinação. Com este se consegue verificar a tendência de maior geração de energia com um ângulo de inclinação de 15° (4.494,3Wh/m<sup>2</sup>) ou 20° (4.486,4Wh/m<sup>2</sup>). Esta constatação vai totalmente de acordo com os cálculos práticos dados por Villalva e Gazolli (2012), onde, para uma latitude entre 21° e 30°, o ângulo de inclinação recomendado é calculado pela latitude do ponto em questão diminuído de 5°.

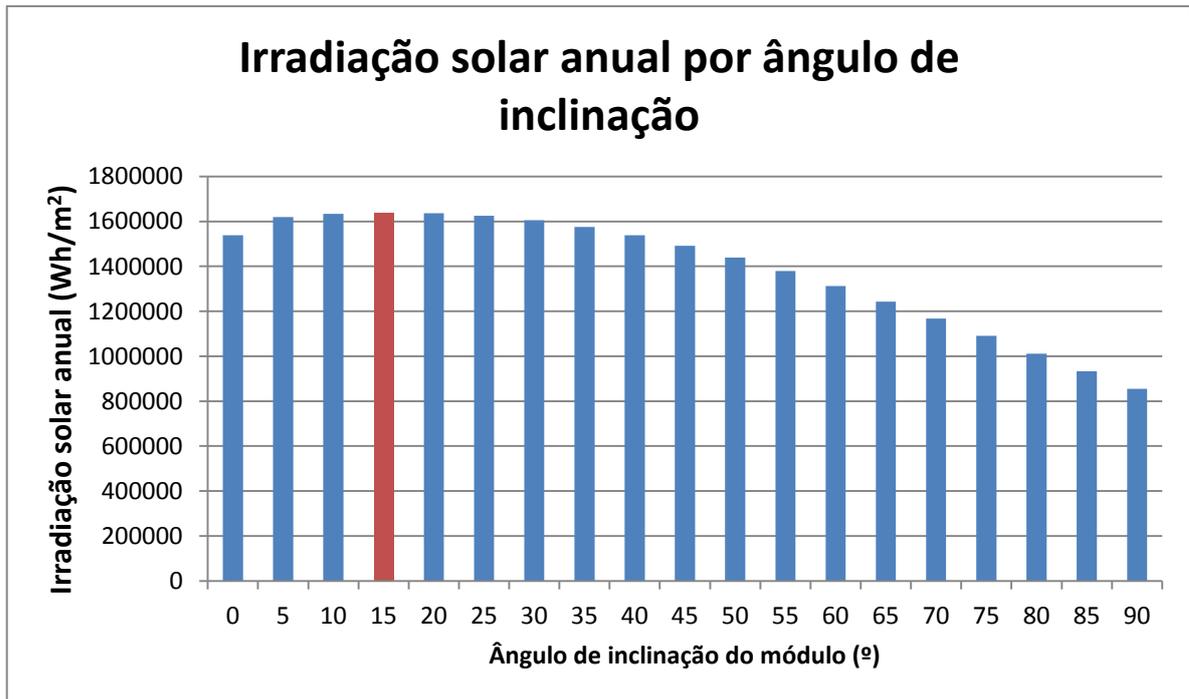
Figura 4.5 - Inclinação solar média do ano pela variação do ângulo de inclinação dos módulos



Fonte: Do próprio Autor

Para se ter certeza da melhor inclinação, um último cálculo feito é demonstrado na Figura 4.6. Este leva em conta a duração de um mês para os valores de irradiação solar diária, multiplicando assim esta irradiação pelos dias do mês (que variam dentro de um ano), e assim chegando à geração total. Nesta configuração, tem-se que novamente os ângulos de inclinação com maior potencial de geração são 15° (1.639kWh/m<sup>2</sup>) e 20° (1.636kWh/m<sup>2</sup>).

Figura 4.6 - Irradiação total anual pela variação do ângulo de inclinação dos módulos



Fonte: Do próprio Autor

E conforme pode ser visto na Figura 4.6, tem-se que a melhor inclinação para esta localidade é 15°. Isso ocorre tanto considerando a média dos meses, quanto considerando a geração total de energia em um ano (a partir dos valores médios obtidos). Logo se tem que, com inclinação de 15°, a irradiação média é de 4494,3Wh/m<sup>2</sup>/dia, e a irradiação total num ano é de 1.639kWh/m<sup>2</sup>.

Definida a inclinação, a próxima tarefa será a determinação o layout dos módulos fotovoltaicos que ficarão no terraço do prédio em questão. Para tal, serão utilizados cálculos práticos e simples. Esses cálculos são necessários, pois parte-se do princípio que o terraço é plano (de forma a melhorar as condições para fixação e cálculos de inclinação e variação azimutal), e logo deverão ser utilizadas estruturas com o objetivo de gerar esta inclinação de 15°.

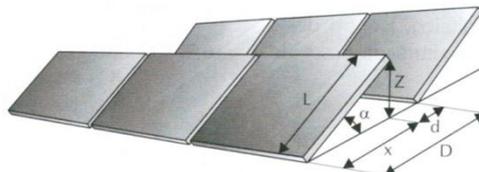
De acordo com Villalva e Gazolli (2012), as expressões demonstradas a seguir serão utilizadas para o cálculo das dimensões da estrutura, conforme a Figura 4.7. Este é um cálculo simples, onde  $z$  é a altura da estrutura,  $x$  o comprimento da estrutura,  $L$  o comprimento do módulo,  $\alpha$  é a inclinação, que foi determinada em 15°, e  $d$  é a distância entre as fileiras de módulos de forma a evitar o sombreamento. Neste exemplo faz-se uso de módulos solares de 260W da Yingli, com 260W de potência máxima e 15,9% de eficiência. Suas dimensões são: 1,66m x 0,99m (YINGLI, 2014).

$$z = L \cdot \sin \alpha = 0,99 \cdot 0,2588 = 0,256 \cong 26\text{cm}$$

$$x = L \cdot \cos \alpha = 0,99 \cdot 0,9659 = 0,9562 \cong 96\text{cm}$$

$$d = 3,5 \cdot z = 0,896 \cong 90\text{cm}$$

Figura 4.7 - Fileira de módulos FV e seus parâmetros



Fonte: (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Finalizada esta etapa, pode-se começar a montar o layout das fileiras de módulos a serem utilizados no topo do prédio. Para tal, foram tiradas fotos, de forma a entender os obstáculos, e também foi conseguida, com a ajuda do Setor de Obras da UDESC Joinville, uma planta deste prédio, de forma a se ter as medidas exatas para um correto dimensionamento.

A vantagem deste prédio é a sua altura, pois, como pode ser verificado na Figura 4.8, ele não possui nada ao seu redor que possa produzir um sombreamento sobre os módulos FV que ali serão instalados. A maior desvantagem (e a maior fonte de sombreamento) provém de si mesmo. Como fica claro na Figura 4.8, este edifício contém uma estrutura montada para as caixas d'água e também um semicírculo com objetivo estético, e essas serão as fontes de sombra que deverão ser analisadas.

Figura 4.8 - Vistas lateral (oeste para leste) e frontal (sul para norte) do prédio do DFIS



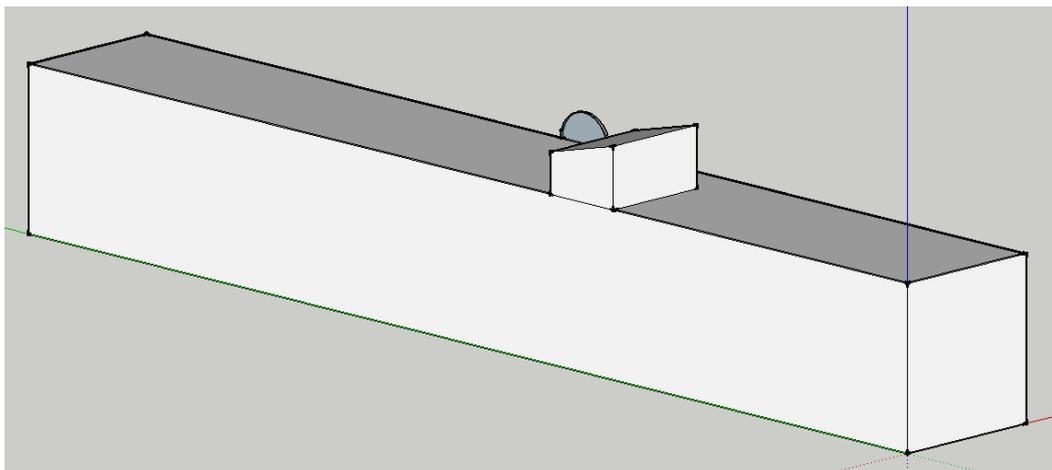
Fonte: Do próprio Autor

A ideia de ter as medidas deste edifício possui como objetivo realizar uma análise de todas as sombras causadas pelos objetos nesse prédio. E então não seriam projetados módulos

para as áreas com sombra, pois seria um desperdício, considerando que estes funcionariam apenas em algumas horas do dia. Conforme visto na Figura 4.8, a chaminé do Laboratório de Química não precisará ser levada em conta, pois esta não gerará sombra em cima dos módulos, por causa da sua localização.

As sombras serão simuladas através de uma ferramenta disponível no programa *SketchUp Make*. Este permite adicionar uma geolocalização no modelo, através do *Google Earth*. Esta já é uma vantagem por si só, pois permite importar um recorte do *Google Earth*, e junto com este todas as informações referentes ao local onde este está situado, como latitude, longitude e direção. No entanto com este programa também é possível simular sombras durante todas as horas do dia e todos os dias do ano, de forma a verificar onde não valerá a pena instalar módulos FV. A Figura 4.9 demonstra o desenho feito para simular o prédio em questão.

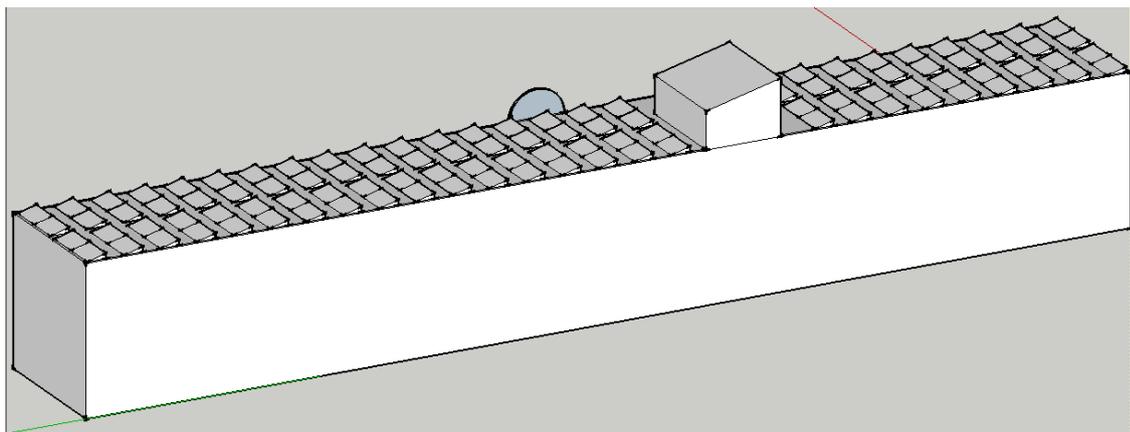
Figura 4.9 - Modelo do prédio em questão no programa SketchUp Make



Fonte: Do próprio Autor

A partir deste ponto, foram montadas as fileiras de módulos FV de forma a fazer um estudo aprofundado da quantidade de módulos, da potência total e também das sombras que estes possuirão. A princípio, a ideia é demonstrar um arranjo completo de módulos FV neste edifício, como dado pela Figura 4.10. Para tal, foi considerado um aumento de 2,5cm em cada lateral desde módulo, pois esta leva em consideração os prendedores, que irão segurar os módulos às estruturas, e também eventual dilatação que possa ocorrer no verão.

Figura 4.10 - Edifício coberto de módulos FV para início do estudo

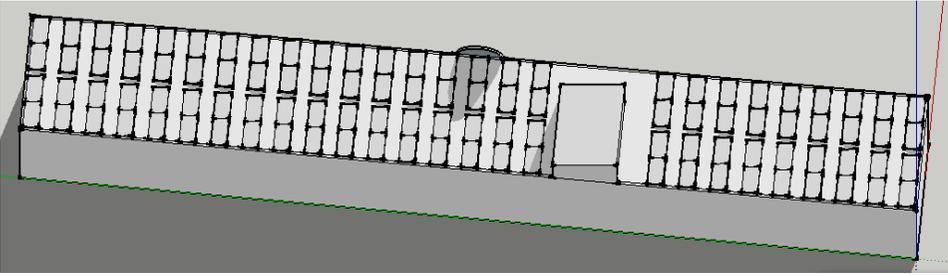
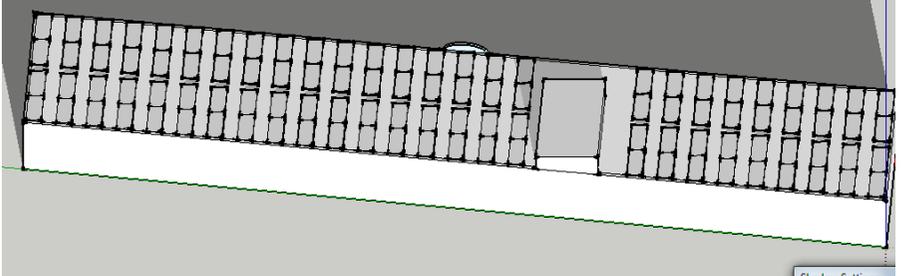
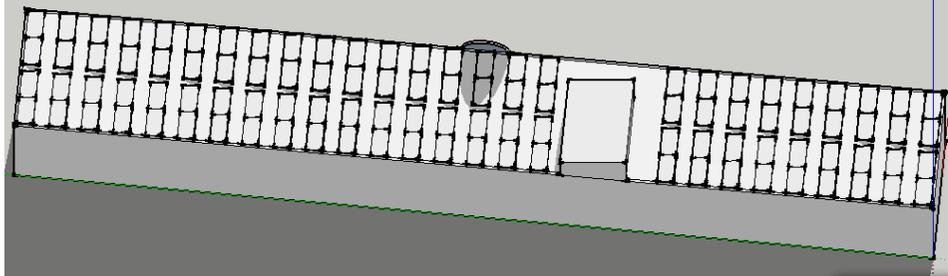
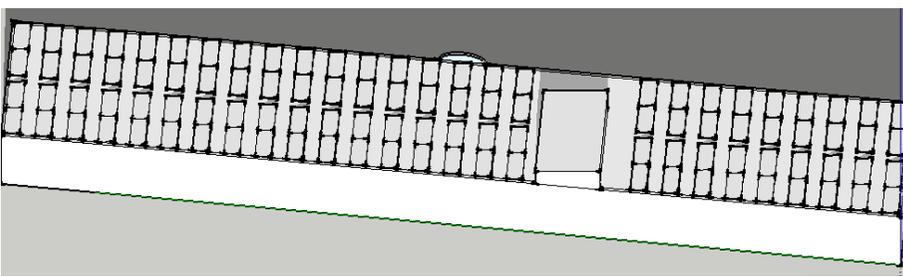
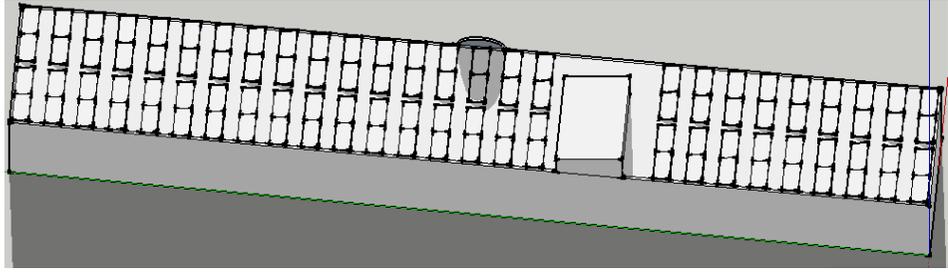
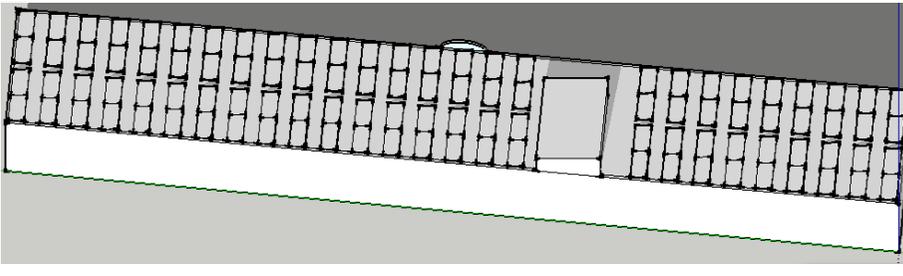


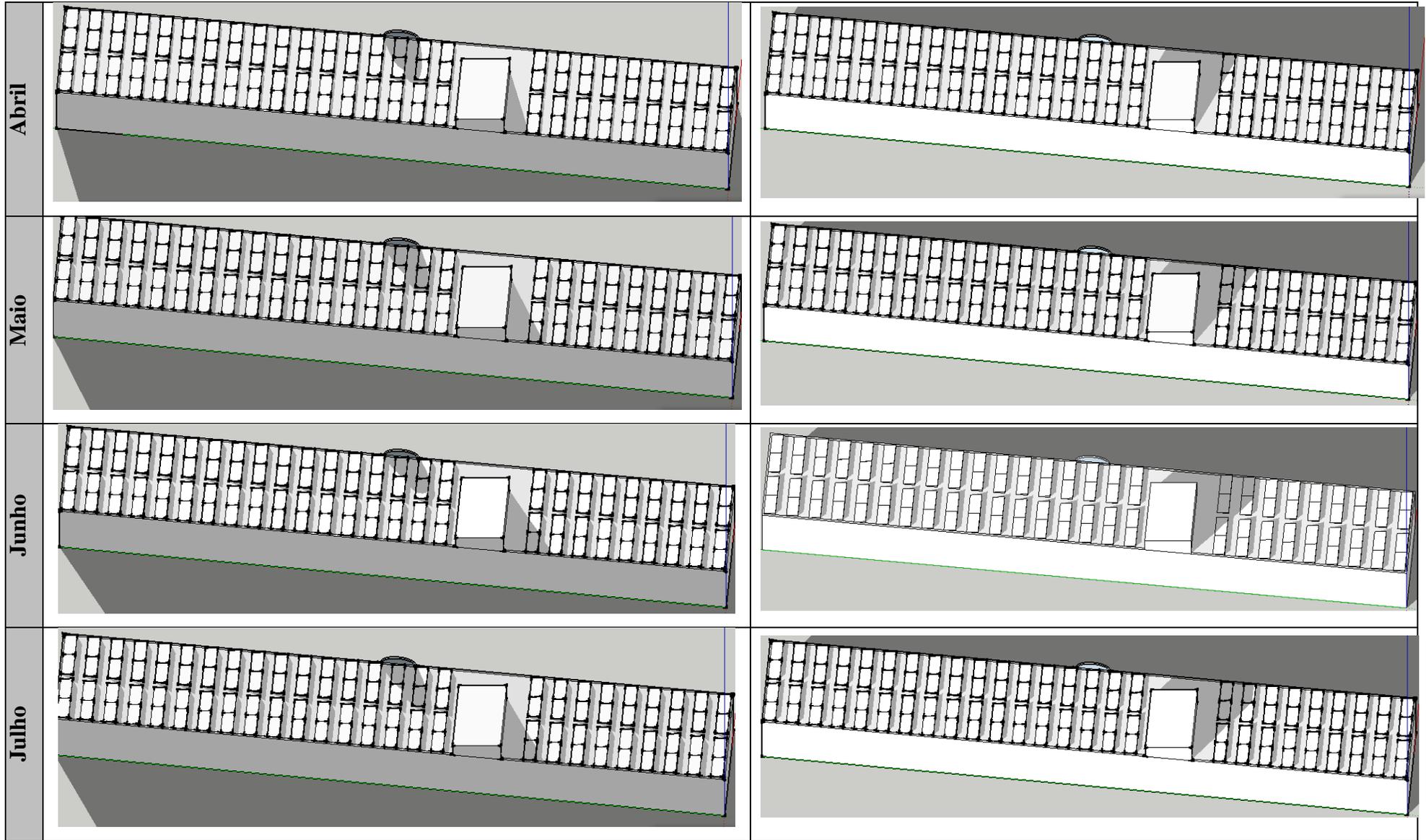
Fonte: Do próprio Autor

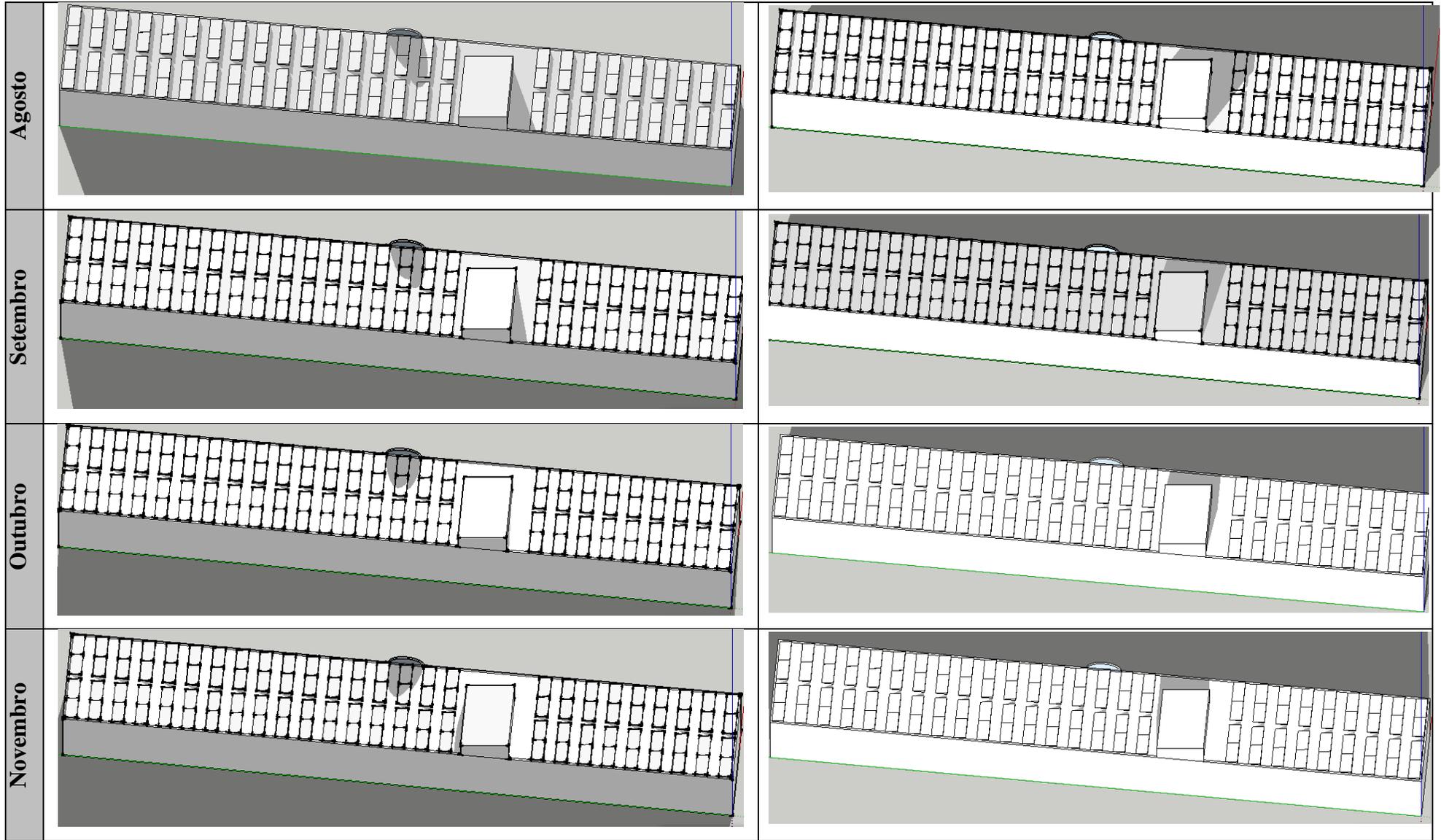
E, conforme disponibilizado pelo *SketchUp*, foram simuladas várias datas e então verificadas as que apresentam o pior caso para os módulos. Dependendo da quantidade de sombra que esses módulos recebem, pode-se retirar os que receberem a maior quantidade de sombra, ou modificar as ligações elétricas na entrada no inversor de forma a minimizar os impactos negativos que estes causarão no sistema.

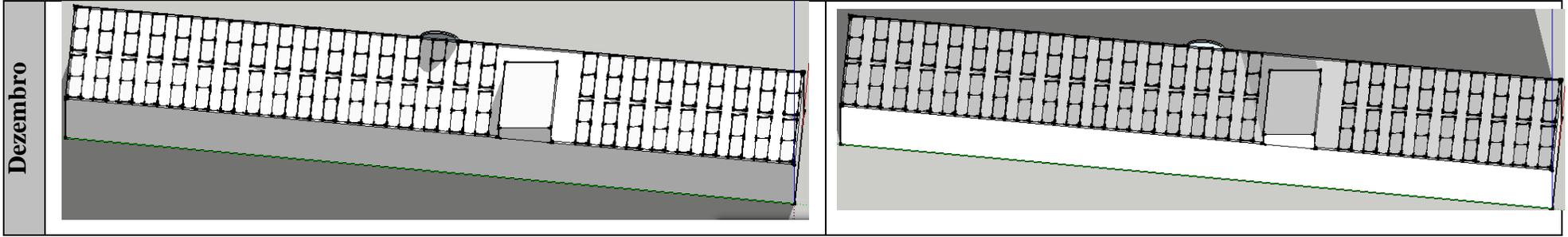
O próximo passo é o estudo das sombras. Com o *SketchUp*, conforme pode ser verificado nas figuras abaixo, é possível realizar um estudo das sombras de acordo com a latitude e longitude importadas do *Google Earth*, da orientação e das diferentes datas. Por causa da grande quantidade de módulos, e com o intuito de ter uma boa geração de energia nas *strings*, foi escolhido retirar os módulos que ficassem muito tempo sob o efeito de sombreamento.

Nas ilustrações a seguir, fica claro o pior caso entre os horários da manhã e tarde para o 15º dia de cada mês. Esses são os piores horários, pois o prédio, por ser mais alto, não possui nenhuma sombra em volta dele, que seja causada por outros prédios ou árvores. As únicas sombras são as decorrentes das duas instalações (casa para caixa d'água e um semicírculo) presentes no terraço do próprio prédio. A partir desses dados, chega-se a algumas conclusões com relação aos módulos.

	Manhã (Pior caso entre 07h e 09h)	Tarde (Pior caso entre 16h e 18h)
Janeiro		
Fevereiro		
Março		



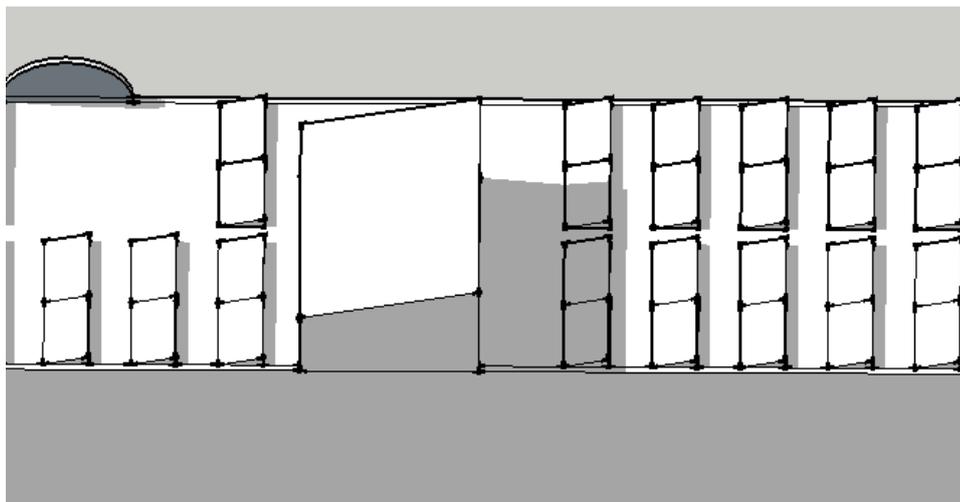




Com os resultados demonstrados anteriormente, chega-se à configuração final dos módulos no terraço do prédio. No caso dos módulos sombreados pelo semicírculo presente no topo do prédio, foram retirados os dois módulos perpendiculares a esse, pois esses sofrem sombra durante algumas horas da manhã em todos os meses do ano. Os módulos atrás desses primeiros também serão retirados, pois esses sofrem sombra durante algumas horas da manhã em pelo menos quatro meses do ano. A única forma de fazer uso desses módulos sem retirá-los, de forma a diminuir o impacto destes na geração dos demais, seria utilizar uma entrada com um MPPT separado apenas para esses, o que na realidade não seria interessante, considerando que a princípio apenas esses dois módulos estariam envolvidos.

Com relação ao sombreamento ocasionado pela casa da caixa d'água, a princípio os únicos módulos que deveriam ser retirados, conforme verificado nas figuras acima, seriam os dois módulos que mais sofrem com sombras ocasionadas por essa. A sombra dos demais não é tão problemática, considerando que isso ocorre apenas no final da tarde, durante poucas horas e no pior caso em apenas dois meses do ano. Realizando uma análise considerando apenas o pico, ou seja, meio dia, tem-se que, conforme a Figura 4.11 para o mês de Junho, os outros dois módulos diretamente atrás da casa da caixa d'água também deveriam ser retirados, pois nesses ocorre sombreamento durante pelo menos quatro meses do ano justamente no horário de maior geração (ao meio dia).

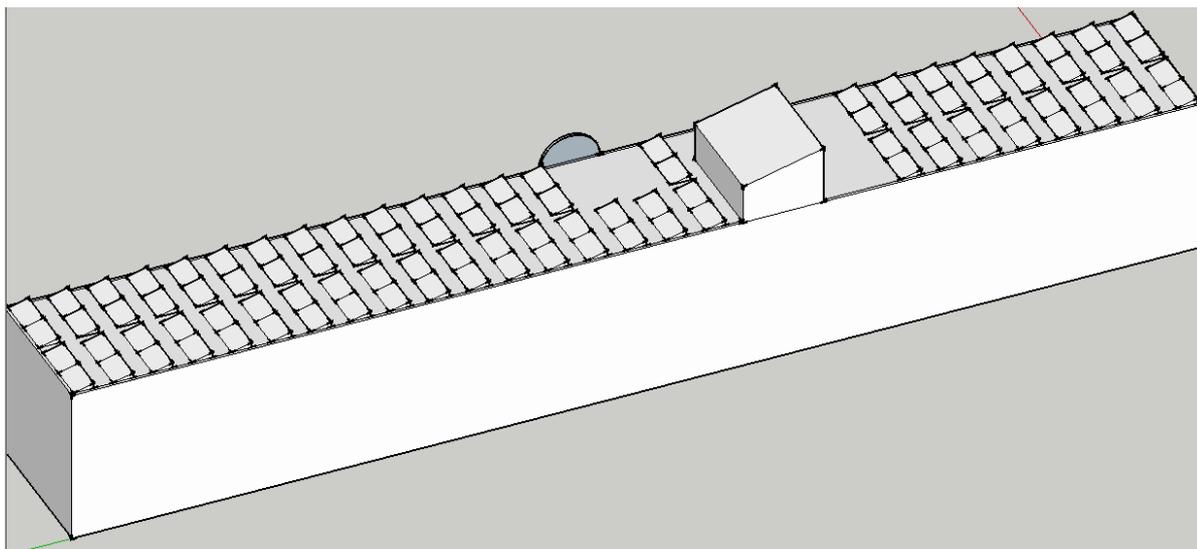
Figura 4.11 - Sombreamento ao meio dia do dia 15 de Junho



Fonte: Do próprio Autor

E, dessa forma, chega-se ao design conforme figura abaixo. Neste, tem-se 96 módulos de 260W, o que leva à uma instalação de 24.96kWp. A Figura 4.12 demonstra o design final dos módulos levando em consideração o sombreamento existente.

Figura 4.12 - Design final dos módulos levando em conta o sombreamento existente



Fonte: Do próprio Autor

## 4.2 DEFINIÇÃO DO ARRANJO DO SISTEMA E DO INVERSOR

Definida a primeira parte do sistema FV, onde se definiu as características físicas dos módulos, a segunda etapa trata do dimensionamento do inversor. Esta é uma etapa bastante importante, pois deve levar em consideração não apenas as características elétricas do equipamento, mas também as características físicas do local onde esse vai ser instalado. Ou seja, isso significa que uma instalação FV na Alemanha será consideravelmente diferente se fosse feita em um mesmo prédio, com a mesma inclinação do Brasil, por exemplo.

A primeira etapa é a definição dos arranjos dos módulos FV. Esta etapa é muito importante, pois é nela onde se determina quantas entradas com MPPT diferentes serão necessárias, e também a potência de cada um desses arranjos.

Conforme demonstrado na Figura 4.12, foi preferido neste projeto retirar os módulos mais sombreados ao invés de deixá-los. Existe a possibilidade de deixar os módulos que sofrem mais com sombra durante o dia no projeto, no entanto, considerando o alto número de módulos instalados, o alto preço do mesmo e a baixa geração que estes iriam fornecer, essa opção foi descartada.

Módulos com sombreamento podem ser instalados, no entanto, de forma a não comprometer a geração de energia do conjunto, esses deveriam ser instalados em uma entrada com outro MPPT. Caso isso ocorra, os módulos com sombreamento no mesmo horário terão um MPPT próprio, maximizando assim a sua geração de energia, e além disso não diminuindo a geração de energia dos demais módulos que não possuem sombras durante o dia.

Como os módulos mais sombreados foram excluídos do projeto, as próximas variáveis a serem consideradas no dimensionamento de arranjos são a tensão e corrente máximas que cada entrada MPPT de um determinado inversor pode aguentar, e também a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto característica dos módulos. Essa análise será feita através dos passos a seguir.

#### **4.2.1 Verificação do inversor com a potência mais próxima da potência desejada.**

A potência dos módulos do sistema calculado ficou em 24,96kWp, ou seja, aproximadamente 25kWp. Este é um ponto crucial no projeto de sistemas fotovoltaicos. Em países mais frios, como a Alemanha, a tendência é a de seguir os preceitos dados pela Figura 2.16.

A Figura 2.16 demonstra que a eficiência de um inversor não é máxima na máxima potência desse equipamento. Ou seja, esta eficiência aumenta com a diminuição da potência pico dos módulos FV. Por causa disso, em países mais frios a ideia básica é a de selecionar um inversor solar com potência aproximadamente 20% a menos da potência de pico dada pelos módulos instalados.

No caso do Brasil este fator pode não ser levado à risca ao fazer o projeto deste sistema. Isto ocorre, pois, por causa das altas temperaturas, a eficiência total dos módulos diminui, ou seja, embora a irradiação possa ser praticamente 100% direta, o alto calor fará com que esse conjunto de módulos nunca gere realmente 25kW.

Considerando isso, tem-se que, no caso brasileiro, a potência do inversor pode ser igual ou até mesmo razoavelmente inferior à potência dos módulos. A princípio serão escolhidos dois inversores, que poderão ser modificados posteriormente, de acordo com o que for decidido com base nas próximas etapas de dimensionamento deste sistema.

O inversor escolhido está demonstrado na Figura 4.13. Este é um Sunny Tripower TL, ou seja, um inversor da SMA Solar Technology que é trifásico e não possui transformador (SMA, 2014). Inversores sem transformador não possuem isolamento galvânica, e, por esse motivo, não podem ser utilizados com módulos de filmes finos. Isso ocorre, pois esse tipo de módulos possui uma tendência à corrosão, o que pode levar a uma perda na potência de saída. A solução nesse caso é de conectar negativamente o gerador ao terra. Esse é o motivo pelo qual inversores sem transformador não são uma opção válida.

Neste estudo de caso, os módulos a ser utilizados são policristalinos, e por causa disso o uso de um inversor sem transformador (TL) não apresenta problemas. Módulos cristalinos são quimicamente robustos e não tendem à corrosão mesmo em casos de potenciais negativos. Por causa disso não é necessário o aterramento. A espessura considerável desses módulos também leva a uma capacitância parasita relativamente pequena. Módulos cristalinos podem trabalhar com qualquer tipo de inversores (SMA, 2010).

Figura 4.13 - Inversor Sunny Tripower TL da SMA Solar Technology



Fonte: (SMA, 2014)

Com relação à potência, foi escolhido um inversor com uma potência que somasse 24kW. Esta escolha foi realizada, pois, através do planejamento, consegue-se uma área bastante grande, com praticamente nenhum sobreamento e com uma melhor angulação para a geração máxima de energia elétrica. No entanto, por causa das altas temperaturas nos períodos de maior insolação na região (verão), a potência gerada dificilmente chegará à exatamente 25kW.

Por causa disso os inversores escolhidos foram dois do modelo 12000TL. Os seus dados técnicos estão demonstrados na Figura 4.14. Destes, os dados mais importantes para essa etapa são a tensão máxima de alimentação e a corrente máxima por *string*. Os dados do módulo escolhido, da Yingli, são dados pela Figura 4.15.

Figura 4.14 - Dados técnicos do inversor Sunny Tripower 12000TL

<a href="#">Show All / Hide All</a>	<b>SUNNY TRIPOWER 12000TL</b>
<b>- Input (DC)</b>	
Max. DC power (@ $\cos \varphi=1$ )	12250 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	380 V – 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	22 A / 11 A
Max. input current per string input A** / input B**	33 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:4; B:1
<hr/>	
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	12000 W
Max. apparent AC power	12000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	19.2 A
Power factor at rated power	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3

Fonte: (SMA, 2014)

Figura 4.15 - Dados técnicos do módulo YL260P-29b da Yingli

ELECTRICAL PERFORMANCE							
Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)							
Module type			YL260P-29b	YL255P-29b	YL250P-29b	YL245P-29b	YL240P-29b
Power output	$P_{max}$	W	260	255	250	245	240
Power output tolerances	$\Delta P_{max}$	%	-0 / +3				
Module efficiency	$\eta_m$	%	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7
Voltage at $P_{max}$	$V_{mpp}$	V	30.3	30.0	29.8	29.6	29.3
Current at $P_{max}$	$I_{mpp}$	A	8.59	8.49	8.39	8.28	8.18
Open-circuit voltage	$V_{oc}$	V	37.7	37.7	37.6	37.5	37.5
Short-circuit current	$I_{sc}$	A	9.09	9.01	8.92	8.83	8.75

STC: 1000W/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5g spectrum according to EN 60904-3  
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1

Fonte: (YINGLI, 2014)

#### 4.2.2 Dimensionamento dos arranjos por corrente e tensão máximas

Os dados demonstrados nas Figuras 4.15 e 4.16 são muito importantes na determinação dos arranjos de módulos do sistema FV. Pelos dados técnicos do inversor, tem-se que a tensão máxima deste é 1000V e a tensão mínima para inicialização do MPPT é 380V.

Ao mesmo tempo, tem-se que, pelos dados técnicos do módulo, a tensão de circuito aberto do módulo é 37,7V, e a corrente de curto-circuito é 9,09A. Esses são os dados que irão ajudar neste dimensionamento.

De acordo com Mertens (2013), para o dimensionamento do número máximo de módulos por *string*, deve-se imaginar a pior situação para esse inversor: a situação crítica seria uma inicialização de um inversor em um dia frio e ensolarado, no qual os módulos iriam então fornecer uma temperatura próxima à sua tensão de circuito aberto (37,7V). Ou seja, neste caso, a tensão dos módulos em série nessa *string* não poderia ser maior que os 1000V dados pelo *datasheet*.

$$n_{\max\_Módulos} = \frac{V_{\max.do\ inversor}}{V_{circuito-aberto\ do\ módulo}} = \frac{1000V}{37,7V} = 27\ Módulos$$

De acordo com essa análise, o número máximo de módulos em série numa *string* é 27. Para o número mínimo de módulos em série em uma *string* o princípio a ser seguido é parecido com este: a diferença é que agora a tensão a ser considerada não seria a máxima do inversor, mas sim a tensão mínima para inicialização do MPPT.

Neste pior caso, é avaliado um dia ensolarado, no qual a temperatura dos módulos chegue em 70°C. Neste caso, a tensão MPP da *string* não pode baixar da tensão mínima do *range* do MPPT, pois neste caso ele não iria fornecer a máxima energia possível ou talvez inclusive ocorresse um desligamento do inversor. A tensão do módulo levada em consideração é justamente a tensão no caso de 70°C, ou seja, uma tensão abaixo da tensão de circuito aberto.

$$n_{\min\_Módulos} = \frac{V_{\min.\text{para inicialização do MPPT}}}{V_{\text{módulo na potência máxima}}} = \frac{380V}{30,3V} = 13 \text{ Módulos}$$

Agora que foi determinado o número máximo e mínimo de módulos por *string*, outra análise necessária é o número máximo de *strings* em um arranjo. Esta, segundo Mertens (2013), será dada através da corrente máxima por *string* do inversor e também da corrente máxima fornecida pelo módulo. No caso do inversor escolhido, as correntes máximas da *string* A e *string* B são diferentes, e por causa disso um estudo será feito para cada um deles.

$$n_{\max\_String\ A} \leq \frac{I_{\max.\ \text{do inversor}}}{I_{\text{curto circuito do módulo}}}$$

$$n_{\max\_String\ A} \leq \frac{33A}{9,09}$$

$$n_{\max\_String\ A} \leq 3,63$$

$$\mathbf{n_{\max\_String\ A} = 3}$$

$$n_{\max\_String\ B} \leq \frac{I_{\max.\ \text{do inversor}}}{I_{\text{curto circuito do módulo}}}$$

$$n_{\max\_String\ B} \leq \frac{11A}{9,09}$$

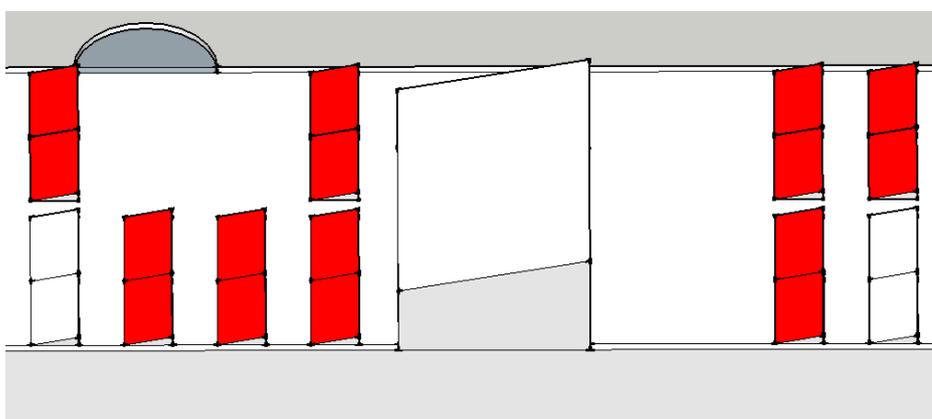
$$n_{\max\_String\ B} \leq 1,21$$

$$\mathbf{n_{\max\_String\ B} = 1}$$

Esses resultados levam às seguintes conclusões: cada *string* deverá ter entre 13 e 27 módulos, e cada arranjo para a entrada A do inversor deverá ter no máximo três *strings* e para a entrada B deverá ter no máximo uma *string*.

Com esses valores, chega-se ao seguinte dimensionamento: como se tem dois inversores de 12kW cada, e 96 módulos, chega-se a 48 módulos por inversor. Existem dezesseis módulos que são parcialmente sombreados durante os dias do ano, conforme verificado na análise anterior. Estes módulos estão marcados pela cor vermelha na Figura 4.16. Por esse motivo esses módulos sombreados serão agrupados em uma *string*, que terá um MPPT apenas para ela, de forma a não impactar negativamente na geração de energia de todo o sistema. A divisão está demonstrada na Tabela 4.1.

Figura 4.16 - Módulos que possuem sombreamento em algum período do ano



Fonte: Do próprio Autor

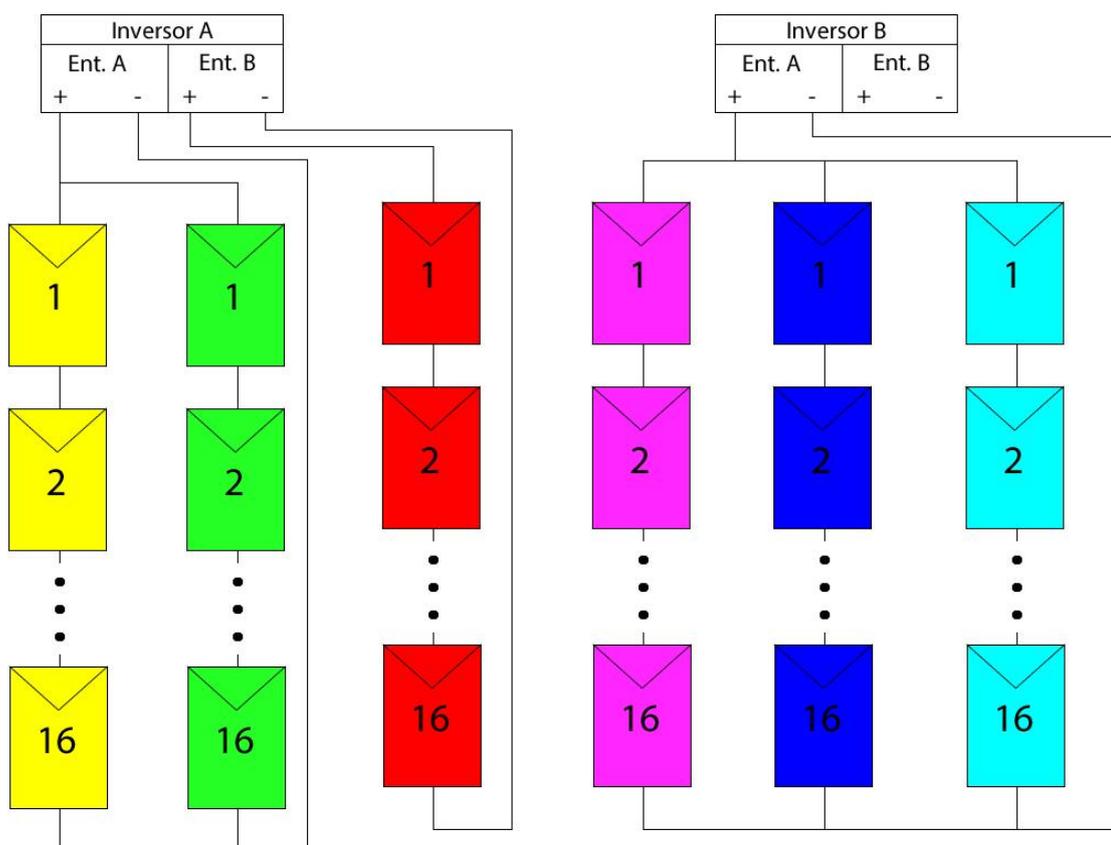
Tabela 4.1 - Divisão de módulos por inversor e entrada

	<b>Entrada A</b>	<b>Entrada B</b>
<b>Inversor A</b>	2x <i>strings</i> com 16 módulos cada	1x <i>string</i> com 16 módulos cada (parcialmente sombreado)
<b>Inversor B</b>	3x <i>strings</i> com 16 módulos cada	-

Fonte: Do próprio Autor

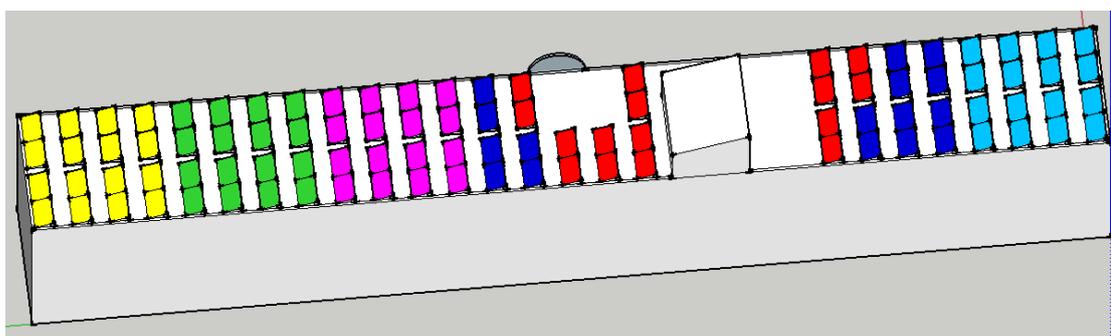
A configuração de *strings* formando arranjos nas diferentes entradas dos inversores é demonstrada em forma de esquemático na Figura 4.17. As diferentes cores se referem exatamente às cores conforme a Figura 4.18, demonstrando o real posicionamento dos módulos, *strings* e arranjos no terraço do edifício.

Figura 4.17 - Esquemático da divisão de strings e arranjos por inversor e entrada



Fonte: Do próprio Autor

Figura 4.18 - Divisão de strings e arranjos por cor no terraço do edifício



Fonte: Do próprio Autor

### 4.2.3 Cálculo do potencial de geração deste arranjo

O cálculo para determinação do potencial de geração parte do tamanho da planta FV e também do potencial energético do sol em dada região é uma parte muito importante no planejamento de sistemas FV. O princípio básico para este levantamento é a consideração de que a eficiência entre a entrada CC, considerando perdas no inversor, cabos, módulos e afins, e entre a saída CA é de cerca de 80%. A partir desta constatação, parte-se da Equação 4.1.

$$P_{FV} = \frac{E \cdot G_{CNTP}}{H_{TOT} \cdot TD} \quad \text{Equação 4.1}$$

$P_{FV}$  – potência instalada (Wp)

$E$  – energia a ser gerada (Wh)

$G_{CNTP}$  – irradiação nas CNTP (padrão: 1000W/m<sup>2</sup>)

$H_{TOT}$  – irradiação total (Wh/m<sup>2</sup>)

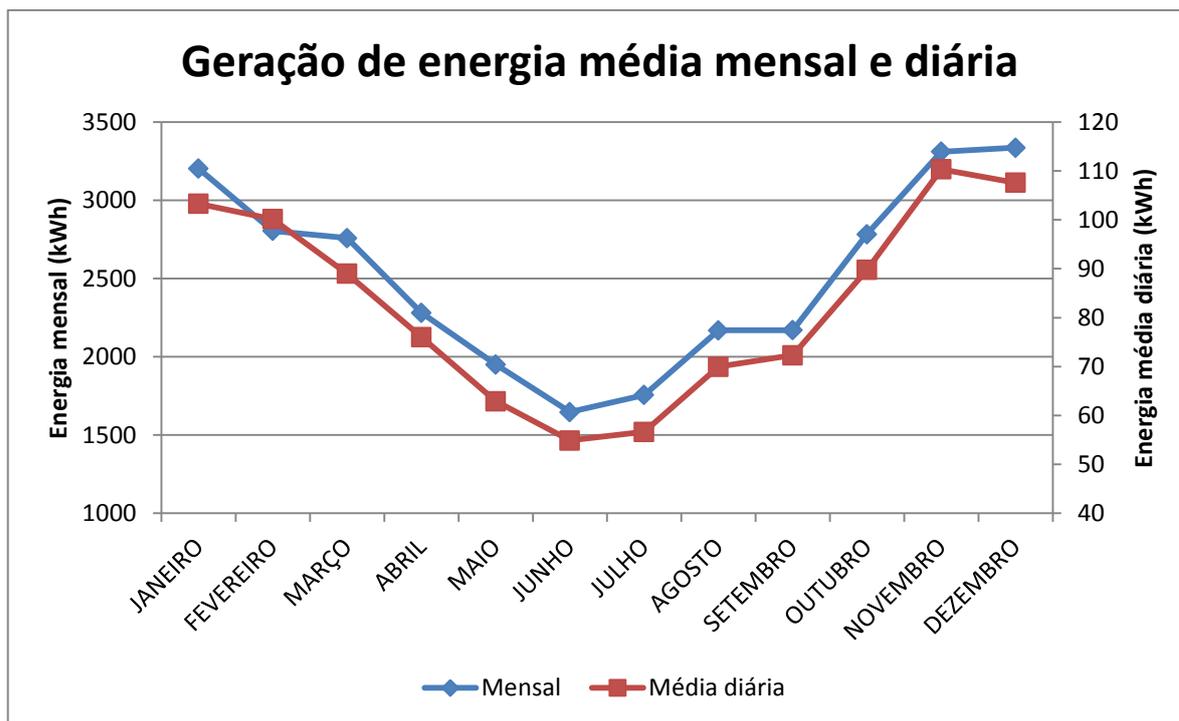
$TD$  – taxa de desempenho ou *performance ratio* (padrão: 0,8)

A base da Equação 4.1 é explicada na seção 2.1, por esse motivo aqui será apresentado apenas um breve esclarecimento. Esta equação se refere a uma relação direta com a eficiência (ou taxa de desempenho). Esta diz que a energia a ser gerada  $E$  corresponde a 80% da potência instalada  $P_{FV}$ .

A segunda relação presente nesta equação é  $H_{TOT}/G_{CNTP}$ . Esta relaciona a irradiação total pela irradiação nas CNTP, resultando em um valor numérico em horas, sendo esta a quantidade de horas, em determinada localidade, durante as quais irão ocorrer 1000W/m<sup>2</sup>, ou seja, a duração da “irradiação padrão” em determinado local. Este valor é útil, pois os dados apresentados referentes ao módulo FV são sempre feitos com base neste valor de irradiação.

Referenciando-se à Equação 4.1, chega-se à média diária e mensal de geração de energia nesta localidade, com o arranjo fotovoltaico montado neste exemplo. Este cálculo foi realizado considerando que a potência do sistema fotovoltaico é de 24,5kW (potência máxima CC dos inversores) e para a irradiação solar foi considerada a média mensal da base de dados SWERA utilizada no programa RadiaSol anteriormente. A geração de energia elétrica total em um ano será de 32.194kWh. O gráfico está demonstrado na Figura 4.19.

Figura 4.19 - Geração de energia média mensal e diária do sistema FV proposto neste trabalho



Fonte: Do próprio Autor

Desta forma, verifica-se que o mês com a menor geração de energia será em Junho, com um total de 1.950,4kWh, e o mês com a maior geração de energia elétrica será em Dezembro, com 3.341,8kWh.

#### 4.2.4 Demais características importantes na construção de um sistema FV

Além de todos os tópicos já considerados neste trabalho, ainda faltam alguns detalhes importantes na construção deste sistema fotovoltaico. Esses são, principalmente: características de qualidade de energia, proteção, conexão à rede, condutores e o medidor.

Começando pelas características de qualidade de energia, proteção e conexão à rede: esses detalhes serão verificados na próxima etapa, onde será verificada a possibilidade de regularização do sistema FV proposto perante o Sistema de Compensação de Energia Elétrica da Celesc Distribuição S.A.. Esses manuais ditam os procedimentos necessários para a conexão do sistema à rede de distribuição da Celesc Distribuição S.A., além de informar sobre as características necessárias de forma a manter a qualidade de energia elétrica gerada, a proteção desses sistemas, dos trabalhadores, entre outras características.

A constatação com relação aos condutores é também bastante importante. Esta trata da forma como será realizada a conexão entre os módulos, entre módulos e inversor, e entre inversor e a caixa de distribuição.

A conexão entre os módulos deverá ser realizada com os cabos positivo e negativo que se encontram na parte de trás dos mesmos. Esses cabos possuem o padrão MC4, e são feitos de forma a facilitar a instalação e promover segurança nesta operação. O padrão MC4 foi desenvolvido pela empresa Multi-Contact e é o mais utilizado em aplicações fotovoltaicas (MULTICONTACT, 2014), sendo este protocolado pela UL para uma tensão máxima de 1000V e corrente máxima que varia de 17A a 43A, dependendo do diâmetro do cabo.

Como os módulos possuem essas conexões, estas serão utilizadas para a conexão série de forma a montar as *strings*. Conforme verificado pela Figura 4.14, a entrada A do inversor possui quatro conectores macho separados, e a entrada B possui apenas um conector, permitindo que cada uma das *strings* seja conectada diretamente ao inversor, sem a necessidade de qualquer outro tipo de manipulação dos cabos.

Para a conexão entre a saída do inversor e a rede, esta dependerá da distância entre os inversores e a rede de distribuição, ou, no caso da UDESC, da conexão até o transformador. Por este motivo, abaixo será demonstrada a equação a ser levada em consideração neste cálculo, e o cálculo realizado será um tanto quanto superficial, pois isso depende de onde o projetista decidir colocar os inversores. Segundo Viana e Urbanetz (2012), o condutor pode ser calculado através da Equação 4.2.

$$S_{Cond} = \frac{2 \cdot l \cdot P \cdot 0,0178}{V^2 \cdot \Delta V} \quad \text{Equação 4.2}$$

$\Delta V$  – queda de tensão (0,02 para CC e 0,04 para CA)

$l$  – comprimento do cabo (em metros)

$V$  – tensão de operação CC ou CA (em Volts)

$P$  – potência máxima

Caso seja escolhido deixar os inversores dentro da estrutura no terraço, onde estão as caixas d'água, por exemplo, pode-se calcular o dimensionamento do condutor da seguinte forma: considerando que o comprimento do cabo  $l$  deverá levar o condutor do inversor até o transformador na entrada da UDESC, foi calculado um comprimento de aproximadamente 85m. Com base nisso, tem-se que a seção transversal será conforme calculado abaixo.

$$S_{Cond} = \frac{2.85.24000.0,0178}{220^2.0,04} \cong 37,5mm^2$$

Com relação ao medidor de energia bidirecional, a necessidade deste deverá ser discutida com a Celesc Distribuição. Como a UDESC recebe energia em média tensão e possui um transformador abaixador, os aspectos com relação à medição de energia se tornam um pouco mais complexos.

O outro ponto é o fato de que, conforme comentado no início do capítulo, os únicos momentos onde a UDESC poderá vir a gerar mais energia do que consome é durante uma parte dos meses de Dezembro e Janeiro, onde oficialmente são férias, embora muitos professores, mestrandos e doutorandos continuem os seus trabalhos independente deste fato, além de que a iluminação externa também funciona durante este período, o que consumiria energia. A outra questão é a de que, durante todo um ano, a energia consumida pela UDESC será sempre muito superior à energia gerada por este sistema.

#### 4.3 DOCUMENTAÇÃO PARA REGULARIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO CONECTADA À REDE

Para a instalação de mini e microgeração na rede da Celesc Distribuição, algumas etapas necessitam ser preenchidas. O início do processo se dá com a Solicitação de Acesso. Isso significa que o acessante precisará enviar à Agência Regional da Celesc, nesse primeiro momento, o formulário de solicitação de acesso, o memorial descritivo da instalação, com diagrama unifilar, desenhos e projetos elétricos e a especificação técnica dos equipamentos a serem instalados. A Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do profissional responsável também deve fazer parte, com assinatura do titular da unidade consumidora.

A partir desse passo a Celesc avaliará a documentação enviada, e caso haja informações pendentes, o acessante terá sessenta dias para reapresentar as informações. Passados no máximo 30 dias para casos onde não haja a necessidade de obras ou reforços no sistema, ou 60 caso haja, a Celesc irá distribuir o parecer técnico de acesso, onde ficam estabelecidos os requisitos e características técnicas da conexão, condições de acesso e demais características.

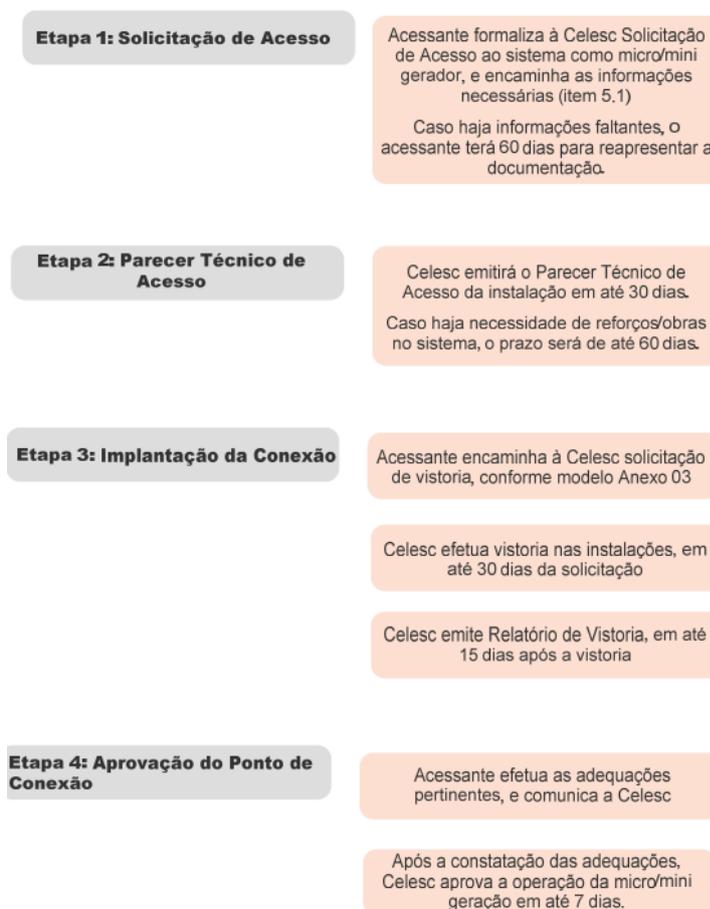
Juntamente com esse parecer a Celesc também encaminhará um aditivo do contrato da unidade consumidora, com o objetivo de formalizar as regras de faturamento do sistema de

compensação de energia elétrica, e também um acordo operativo. Esses devem ser acertados no prazo máximo de 90 dias após a emissão do parecer de acesso.

Ao final de todo esse processo, o acessante deverá efetuar a solicitação de vistoria, encaminhando à Agência Regional da Celesc o formulário de solicitação de vistoria e a ART de supervisão e de execução da obra realizada. A vistoria será realizada em até 30 dias após o recebimento da solicitação de vistoria. Em até 15 dias a Celesc emitirá o relatório de vistoria, apontando as eventuais pendências técnicas da instalação.

Não havendo pendências técnicas, a Celesc emitirá a aprovação do ponto de conexão em até sete dias após a emissão do relatório de vistoria. Caso haja pendências, essas deverão ser eliminadas, e a Celesc deverá ser informada quando isto ocorrer. Então a Celesc realizará uma avaliação técnica, e caso não haja pendências a aprovação será feita em até sete dias. A Figura 4.20 demonstra um fluxograma dos processos necessários para a instalação.

Figura 4.20 - Fluxograma do processo de viabilização de acesso à rede da Celesc



Fonte: (CELESC, 2013)

Existem algumas características importantes para a conexão, como por exemplo, o fato de que o acessante não poderá prejudicar o desempenho do sistema elétrico ou comprometer a sua qualidade, e também não poderá afetar a segurança do pessoal de manutenção e operação da própria Celesc, ou a proteção dos equipamentos do sistema elétrico existente.

Em ocorrências de procedimento irregular, deficiência técnica e/ou de segurança nas instalações de conexão, com iminente dano a pessoas ou bens, ou até mesmo caso o processo de acesso descrito acima não tenha sido seguido, a Celesc poderá realizar a desconexão do sistema e mini e microgeração.

Outra característica muito importante é a de que o sistema de geração de energia do acessante só poderá operar enquanto este esteja energizado pela Celesc. Caso a Celesc desenergize o consumidor, o gerador do acessante deverá ser automaticamente desconectado.

A proteção dos equipamentos para geração de energia do acessante e a sincronização dos geradores com o sistema elétrico da Celesc são de responsabilidade do consumidor. O sistema também deverá obrigatoriamente reconhecer a desconexão da energia da rede, e atuar no sentido de impedir que o sistema de geração particular opere isolando (proteção anti-ilhamento). No caso de utilização de inversores eletrônicos, o sistema de proteção deverá dispor minimamente das funções de proteção conforme Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Parâmetros para proteção de sistemas conectados à rede da Celesc

Função	Parametrização (Referência)
Subtensão	0,8 pu
Sobretensão	1,1 pu
Subfrequência	57,5 Hz
Sobrefrequência	60,5 Hz
Sobrecorrente	Conforme padrão de entrada
Anti-ilhamento	Ativa

Fonte: (CELESC, 2013)

Outros parâmetros referentes à qualidade da energia gerada estão disponíveis na resolução da Celesc, além de discriminados de forma mais clara no Módulo 8 do PRODIST, conforme comentado na revisão bibliográfica. Esses parâmetros deverão ser configurados (caso ainda não estejam) no inversor utilizado.

O inversor em uso deverá ter a homologação do INMETRO, e caso não seja possível, ou seja, enquanto em processo de homologação no INMETRO, poderão ser aceitas certificações de laboratórios internacionais acreditados pelo INMETRO.

Por fim, para os acessantes classificados como micro ou minigeração, a Celesc instalará um medidor de energia bidirecional (quatro quadrantes) em substituição ao instalado na unidade consumidora. Excepcionalmente, por conveniência técnica, a Celesc poderá optar pela instalação de dois medidores de energia unidirecionais. Maiores informações focadas na regularização de uma instalação FV na rede da Celesc Distribuição estão demonstrados no TCC do aluno João Medeiros e Silva da UDESC, conforme referência bibliográfica.

## CONCLUSÃO

O uso de energia solar no Brasil precisa ser mais conhecido e disseminado. Somente mostrando as vantagens relacionadas à geração de energia solar na própria residência, comércio e indústria é que será possível aumentar essa modalidade de geração, diminuindo assim a necessidade de investimentos do governo na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Este é um tema estudado há aproximadamente vinte anos em países como Alemanha e Estados Unidos, e que precisa ser cada vez mais estudado e aplicado também no Brasil, onde existe um grande potencial de geração por causa da alta irradiação solar existente.

Desta forma, pode-se concluir que o objetivo proposto do trabalho foi cumprido, uma vez que os temas relacionados à energia solar foram explanados, a partir de estudos feitos com base em artigos, livros e trabalhos provenientes de fontes internacionais, e também foi possível verificar o alto potencial de geração de energia elétrica através da energia solar fotovoltaica numa estrutura na UDESC.

O estudo de caso deste trabalho, que objetivou juntar todos os conceitos e tópicos estudados na revisão bibliográfica em um mesmo local, e ao mesmo tempo demonstrar o uso de ferramentas e *softwares* que possibilitam uma boa aproximação e uma boa configuração para um sistema a ser instalado na UDESC Joinville, trouxe um passo a passo do cálculo e projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Neste, chegou-se à conclusão que, para a localidade de Joinville, a melhor inclinação dos módulos fotovoltaicos foi de 15°. Um dos principais fatores que levaram a esse valor (menor que a latitude) foi a grande quantidade de dias nublados e chuva na região, o que faz com que a irradiação difusa e de albedo sejam relativamente grandes quando comparadas à irradiação direta.

Feitas as simulações das situações de sombreamento com a ajuda do software *SketchUp*, foram retirados os módulos que mais sofriam com esse efeito, e então se chegou a 96 módulos de 260W e uma potência instalada de 24960W<sub>p</sub>.

Para a escolha do inversor, foram utilizados dois inversores trifásicos e sem transformador de 12kW da *SMA Solar Technology*. A partir de cálculos, chegou-se que cada *string* poderia comportar entre 13 e 27 módulos, e que a entrada A do inversor suportar até três *strings* em paralelo, e a entrada B apenas uma *string*.

Com isso, chegou-se à configuração final do sistema, com *strings* de 16 módulos cada, onde os módulos que sofriam com sombreamento parcial apenas durante poucos momentos

do dia foram segregados em uma *string* e com um MPPT apenas para eles, de forma a não prejudicar a geração de energia dos demais módulos.

Demais características, como medidores, qualidade de energia, proteção, cálculo de condutores e demais foram devidamente comentados, no entanto por já terem sido abordados anteriormente em outro TCC não foram aqui repetidos.

As recomendações para os próximos trabalhos são:

- Continuação do estudo dos aspectos regulatórios perante a concessionária: o fato de a UDESC Joinville possuir um alto consumo e um transformador no ramal de entrada pode vir a complicar a conexão com a concessionária. Por esse motivo uma continuação de estudo nesse caso seria interessante;
- Melhoria no estudo do uso de medidores e do cabeamento: as questões específicas relativas aos medidores e cabeamento seguem o mesmo padrão que especificado acima, ou seja, podem variar considerando o ponto de conexão com a concessionária e a forma como isso será realizado. Por esse motivo esse estudo pode ser continuado;
- Testes com outras bases de dados de irradiação: O fato de a latitude de Joinville ser de 21° e a inclinação ótima para os módulos ser de 15° leva a algumas dúvidas. O principal motivo desse fato poderia ser a questão de Joinville ser uma região muito chuvosa e nublada, o que faz com que a parcela de irradiação difusa seja maior do que a irradiação direta, alterando assim a inclinação ótima dos módulos. No entanto um estudo fazendo uso de outras bases de dados e de outros *softwares* pode vir a ser interessante de forma a não deixar dúvidas.

## REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Org.). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Brasília: MME, 2012.
- [2] ALTESTORE. **Introduction to Solar Electricity and Residential Solar Panels**. Disponível em: <<http://altestore.com/howto/Renewable-Energy-Energy-Efficiency/Introduction-to-Solar-Electricity/a89/>>. Acesso em: 23 jul. 2012.
- [3] BIALASIEWICZ, J. T.. **Renewable Energy Systems With Photovoltaic Power Generators: Operation and Modeling**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 55, n. 7, p. 2752-2758, 01 jul. 2008.
- [4] BLUMSACK, S.; BROWNSON, J.; RAYL, J.. **Matching Photovoltaic Orientation to Energy Loads**. 43rd Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), Honolulu, EUA, p. 1-6, 05 jan. 2010.
- [5] BOUAZZI, A. S.; KRANI, M.. **Net metering and its impact on FV program in Tunisia**. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Osaka, Japão, v. 3, p. 2562-2565, 18 maio 2003.
- [6] CAMPOCCIA, A. *et al.* **Feed-in Tariffs for Grid-connected FV Systems: the Situation in the European Community**. IEEE Power Tech Lausanne, Lausanne, Suíça, v. 318, n. 1, p. 1981-1986, 1 jul. 2007.
- [7] CANOVA, A. *et al.* **Electrical Impact of Photovoltaic Plant in Distributed Network**. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 45, n. 1, p. 52-64, 1 jan. 2009.
- [8] CARBONE, R. (Ed.). **Energy storage in the emerging era of Smart Grids**. Rijeka, Croatia: Intech, 2011. 492 p.
- [8] CHEN, Y. *et al.* **The AC Line Current Regulation Strategy for the grid-connected FV system**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 25, n. 1, p. 209-218, 01 jan. 2010.
- [9] COBALT POWER SYSTEMS INC. **Electricity Rates and Photovoltaic Systems**. Disponível em: <[http://www.cobaltpower.com/docs/wp\\_elec\\_rates\\_6.4\\_e6.pdf](http://www.cobaltpower.com/docs/wp_elec_rates_6.4_e6.pdf)>. Acesso em: 01 ago. 2012.
- [10] CREATIVE ENERGIES. **Net Metering: Frequently Asked Questions**. Disponível em: <[www.cesolar.com/files/net\\_metering\\_faq.pdf](http://www.cesolar.com/files/net_metering_faq.pdf)>. Acesso em: 27 maio 2012.
- [11] DORIS, E.; BUSCHE, S.; HOCKETT, S.. **Net Metering Policy Development in Minnesota: overview of trends in nationwide policy development and implications of increasing the eligible system size cap**. Golden, EUA, National Renewable Energy Laboratory, 2009. 34 p.
- [12] DORIS, E.; ONG, S.; GEET, O. V.. **Rate Analysis of Two Photovoltaic Systems in San Diego**. Golden, EUA National Renewable Energy Laboratory, 2009. 19 p.

- [13] DUGAN, R. C.; KEY, T. S.; BALL, G. J.. **On Standards for Interconnecting Distributed resources**. Rural Electric Power Conference, San Antonio, EUA, v. 3, p. 1-8, 08 maio 2005.
- [14] ESTEVES, S. C.; MONTEIRO, L. S.. **Curso básico de Energia Solar Fotovoltaica: projeto, seleção de equipamentos, orçamento e instalação**. 2014. 84 f. Material de curso – Seatec Microgeração, Porto Alegre, 2014.
- [15] FAIRLEY, P.. **Plastic Solar Cells Roll Into Unlit Villages**. IEEE Spectrum, p.13-14, 01 nov. 2009.
- [16] GONZÁLEZ, R. *et al.* **First 3-phase Grid-connected Photovoltaic System in Mexico**. 3rd International Conference on Electrical And Electronics Engineering, Veracruz, México, p. 1-4, 6 set. 2006.
- [17] GUERRERO, J. M. *et al.* **Distributed generation toward a new energy paradigm**. IEEE Industrial Electronics Magazine, p. 52-64, 1 mar. 2010
- [18] HAMMONS, T. J. (Ed.). **Renewable Energy**. Vukovar, Croatia: Intech, 2009. 588 p.
- [19] HILL, J. S. **One Millionth PV Module Installed at Californian Solar Project**. Disponível em: <<http://cleantechnica.com/2012/10/25/one-millionth-pv-module-installed-at-californian-solar-project/>>. Acesso em: 1 junho 2014.
- [20] HOLBERT, K. E.. **An analysis of Utility Incentives for Residential Photovoltaic Installations in Phoenix, Arizona**. 39th North American Power Symposium, Las Cruces, EUA, p. 189-196, 30 set. 2007.
- [21] HUA, C.. **Modeling of a Renewable Energy System: Experiential Innovation and Technology Centre**. 2008. 166 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, University of Waterloo, Waterloo, Canada, 2008.
- [22] JAIN, S.; AGARWAL, V.. **A Single-Stage Grid Connected Inverter Topology for Solar FV Systems With Maximum Power Point Tracking**. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 22, n. 5, p. 1928-1940, 1 out. 2007.
- [23] MERTENS, K. **Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis**. Hanser, Munique, v. 2., 2013.
- [24] MULTI-CONTACT. **Solar line: Übersicht für Installateure**. Disponível em: <[http://www.multi-contact.com/AcroFiles/Catalogues/FV\\_Solar-N\\_\(de\)\\_hi.pdf](http://www.multi-contact.com/AcroFiles/Catalogues/FV_Solar-N_(de)_hi.pdf)>. Acesso em: 20 abril 2014.
- [25] MUNEER, W.. **Large-Scale Solar FV: Investment Planning Studies**. 2011. 77 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, University of Waterloo, Waterloo, Canada, 2011.
- [26] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **How to Change Parameters**. Disponível em: <[http://www.nrel.gov/rredc/FVwatts/changing\\_parameters.html#electricit](http://www.nrel.gov/rredc/FVwatts/changing_parameters.html#electricit)>. Acesso em: 23 jul. 2012.

- [27] OCHIENG, R. M. (Ed.). **Solar Collectors and Panels, Theory and Applications**. Rijeka, Croatia: Sciyo, 2010. 454 p.
- [28] OMRAN, W.. **Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems**. 2010. 196 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, University of Waterloo, Waterloo, Canadá, 2010.
- [29] RIKOS, E. *et al.* **Stability and Power Quality Issues in Microgrids under weather disturbances**. IEEE Journal of selected topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, v. 1, n. 3, p. 170-179, 01 set. 2008.
- [30] RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos**. Florianópolis, SC: UFSC/LABSOLAR, 2004. 113 p.
- [31] SAWIN, J. L. *et al.* (Org.). **Renewables 2014: global status report**. Paris, França: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2004. 215 p.
- [32] SEDGHISIGARCHI, K.. **Residential Solar Systems: Technology, Net-metering, and Financial payback**. 2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference, Montreal, Canadá, p. 1-6, 22 out. 2009.
- [33] SHADMAND, M. B.; PASUPULETI, M.; BALOG, R.. **Photovoltaic-Wind Hybrid system with battery backup, optimized for apartment complexes and other community living environments**. 2011 IEEE Energy Conversion Congress And Exposition (ECCE), Phoenix, EUA, p. 3626-3632, 17 set. 2011.
- [34] SILVA, J. L. M.. **Estudo das normas e procedimentos de acesso de uma microgeração solar fotovoltaica ao sistema de compensação de energia elétrica da Celesc Distribuição S/A**. 2013. 74 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, 2013.
- [35] SIMÕES, M. G.; URIARTE, C. S.; FARRET, F. A.. **Cost Considerations on Fuel Cell Renewable Energy Systems**. The 2006 IEEE Industry Applications Conference. 41st IAS Annual Meeting, Tampa, EUA, v. 5, p. 2169-2176, 30 set. 2007.
- [36] SMA. **Sma Solar Technology**. Disponível em: < <http://www.sma.de> >. Acesso em: 14 fev. 2014.
- [37] SMA. **Which inverter is the right one?**. Disponível em: <<http://www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/knowledgebase/which-inverter-is-the-right-one.html>>. Acesso em: 6 abr. 2014.
- [38] SOYSAL, O. A.; SOYSAL, H. S.. **A Residential Example of Hybrid Wind-Solar Energy System: WISE**. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, EUA, p. 1-5, 20 jul. 2008.
- [39] STATE ENVIRONMENTAL RESOURCE CENTER. **Net Metering**. Disponível em: <<http://www.serconline.org/netmetering/index.html>>. Acesso em: 27 maio 2012.

- [40] THE PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF OHIO. **Generating Your Own Electricity: Net-Metering**. Disponível em: <<http://www.puco.ohio.gov/puco/index.cfm/consumer-information/consumer-topics/generating-your-own-electricity-net-metering/>>. Acesso em: 27 maio 2012.
- [41] TRAN, T.; NAHAVANDI, S.; REID, R.. **Design of Electrical Infrastructure at Container Terminal and 'Net Metering'**. Power Quality And Supply Reliability Conference, Parnu, Estônia, p. 37-40, 27 ago. 2008.
- [42] TRIGOSO, F. B. M.. **Demanda de energia elétrica e desenvolvimento socioeconômico: o caso das comunidades rurais eletrificadas com sistemas fotovoltaicos**. 2004. 311 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-Graduação Interunidades em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- [43] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (Org.). **Overcoming Net Metering and Interconnection Objections**. Golden, EUA: National Renewable Energy Laboratory, 2005. 2 p.
- [44] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (Org.). **Solar Leasing for Residential Photovoltaic Systems**. Golden, EUA National Renewable Energy Laboratory, 2009. 6 p.
- [45] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Metering and Rate Arrangements for Grid-Connected Systems**. Disponível em: <[www.energysavers.gov/your\\_home/electricity/index.cfm/mytopic=10600](http://www.energysavers.gov/your_home/electricity/index.cfm/mytopic=10600)>. Acesso em: 27 maio 2012.
- [46] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Net Metering**. Disponível em: <<http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/netmetering.shtml>>. Acesso em: 27 maio 2012.
- [47] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Operating Your System Off-Grid**. Disponível em: <[www.energysavers.gov/your\\_home/electricity/index.cfm/mytopic=10600](http://www.energysavers.gov/your_home/electricity/index.cfm/mytopic=10600)>. Acesso em: 27 maio 2012.
- [48] UNGER, K.. **Organically Grown Microgrids: the development and simulation of a solar home system-based microgrid**. 2012. 92 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, University of Waterloo, Waterloo, Canada, 2012.
- [49] VIANA, T.; URBANETZ JR, J.. **Fundamentos dos sistemas fotovoltaicos**. 2012. Material de aula, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.
- [50] VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.. **Energia solar fotovoltaica – conceitos e aplicações**. Érica, São Paulo, 2012.
- [51] YINGLI. **Solar Panels – Yingli Solar**. Disponível em: <<http://www.yinglisolar.com/en/products/solar-modules/>>. Acesso em: 1 maio 2014.