

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS – UNISINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

SISTEMA DE MONITORAMENTO REMOTO E CONTROLE DE MICRORREDE  
HÍBRIDA ISOLADA

HENRIQUE TIGGEMANN

Dissertação de Mestrado

São Leopoldo, outubro de 2015

T566s Tiggemann, Henrique.  
Sistema de monitoramento remoto e controle de microrrede híbrida isolada / Henrique Tiggemann. – 2015.  
83 f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2015.

“Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias.”

1. Energia elétrica – Produção. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Baterias solares. 4. Redes de computadores – Acesso remoto. I. Título.

CDU 621.311

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
(Bibliotecária: Carla Maria Goulart de Moraes – CRB 10/1252)

SISTEMA DE MONITORAMENTO REMOTO E CONTROLE DE MICRORREDE  
HÍBRIDA ISOLADA

HENRIQUE TIGGEMANN

Trabalho submetido ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS como pré-requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo

Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Maria Luiza Sperb Indrusiak

São Leopoldo, outubro de 2015

Este trabalho teve apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) através do Programa de Suporte à Pós-Graduação de Instituições de Ensino Particulares (PROSUP).

## RESUMO

A busca de novas alternativas para o suprimento de energia elétrica em comunidades isoladas sempre foi um desafio motivacional tanto de âmbito científico quanto social. Busca-se uma solução robusta, que consiga suprir a demanda solicitada da melhor forma possível e com o menor impacto ambiental. São apresentados neste trabalho a caracterização e o desenvolvimento de uma microrrede híbrida fotovoltaica, conectada a um simulador de carga experimental com suporte a acesso remoto. A microrrede é constituída de quatro módulos fotovoltaicos de duas tecnologias, mono e multicristalino, totalizando 570 W pico de potência e com capacidade máxima de suprir um conjunto de cargas de até 1 kW em tensão alternada de 220 V. Também faz parte da microrrede um banco de estocagem inicial de energia de 200 Ah com tensão nominal de 24 V, formado por baterias seladas associadas em série/paralelo e um quadro de comando onde fica situado o controlador Arduino e demais componentes de conversão de energia. Para avaliar a microrrede em dias que o banco de estocagem estiver em nível mínimo, foi utilizada a rede da concessionária simulando uma fonte alternativa de energia, que pode ser pilha combustível, gerador a diesel, etc. Foi observado por meio de medições elétricas obtidas pelo sistema de aquisição que a microrrede está funcionando adequadamente. As cargas conectadas nesta microrrede são alimentadas segundo um perfil de funcionamento preestabelecido no projeto, com consumo diário de 962 Wh. Este perfil foi construído segundo um número de horas diárias para o funcionamento de cada carga da residência, podendo ser modificado pelo usuário visando uma economia de energia. A interrupção das cargas não prioritárias pode ser também realizada a distância. O sistema é monitorado e gerenciado através de um controlador Arduino, e o acesso remoto realizado através de um computador conectado à rede de dados (internet). Tal acesso remoto permite visualizar o comportamento elétrico e energético da microrrede além de possibilitar a utilização do sistema para experimentos técnicos e implementação de novas ações de controle à distância. A microrrede está instalada no prédio C02 da UNISINOS.

Palavras-chave: Microrrede híbrida fotovoltaica com estocagem; Sistema isolado; Monitoramento remoto e controle.

## ABSTRACT

The search for new alternatives for energy supply in island communities has always been a motivational challenge in the scientific and societal context. The aim is a robust solution which is able to meet the demand requested in the best way as possible and with the least environmental impact. Is being presented in this work the characterization and the development of a hybrid photovoltaic microgrid, connected to an experimental load simulator that supports remote access. The microgrid consists of four photovoltaic modules of two technologies, monocrystalline and multicrystalline totaling 570 W peak power and capacity to supply loads of up to 1 kW with alternating voltage of 220 V. Is also part of the microgrid an initial storage power bank of 200 Ah with a nominal voltage of 24 V, consisting of sealed batteries linked in series / parallel, and a control panel where the Arduino controller is located and other power conversion components. To assess the microgrid in days of the storage bank is at minimum, the power line grid was used to simulate an alternative source of energy, which can be fuel cell, diesel generator, etc. Has been observed through electrical measurements obtained by the acquisition system that the microrrede is working properly. Loads connected in this microgrid are powered according to operating profile predetermined in the project, with daily consumption of 962 Wh. This profile has been built according to a number of daily hours of operation of each residence load and can be modified by the user aiming energy savings. The interruption of non-priority loads can also be performed virtually. The system is monitored and managed through an Arduino controller, and remote access done through a computer connected to the data network (internet). Such remote access allows viewing the electrical and energetic behavior of the microrrede besides enabling the use of the system for technical experiments and implementing new distance control actions. The microgrid is installed on the C02 building at UNISINOS.

Key-words: Photovoltaic hybrid microgrid with storage; Island system; Remote monitoring and control.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Fusões nucleares na superfície do Sol. ....	19
Figura 2.2 - Mapa solarimétrico do Brasil (BUENO PEREIRA, RAMOS MARTINS, <i>et al.</i> , 2006). ....	20
Figura 2.3 - Irradiância solar ao longo de um dia de céu claro (Estação Meteorológica UNISINOS). ....	21
Figura 2.4 - Célula fotovoltaica. Adaptado (PINHO e GOLDINO, 2014). ....	22
Figura 2.5 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino. ....	23
Figura 2.6 - Célula fotovoltaica de silício multicristalino. ....	24
Figura 2.7 - Circuito equivalente e curva característica da célula fotovoltaica: (a) Não iluminada; (b) Iluminada. ....	27
Figura 2.8 - Curva característica IxV de uma célula fotovoltaica. ....	28
Figura 2.9 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. ....	28
Figura 2.10 - Circuito equivalente de módulos fotovoltaicos em paralelo. ....	30
Figura 2.11 - Curva característica de uma célula fotovoltaica com os principais pontos. ....	30
Figura 2.12 - Curva I x V de uma célula fotovoltaica para irradiâncias variadas, com a mesma temperatura de 25°C. ....	32
Figura 2.13 - Curva P x V de um módulo fotovoltaico para irradiâncias variadas, com temperatura de módulo de 25 °C. ....	33
Figura 2.14 - Curvas I x V de um módulo fotovoltaico para temperaturas variadas, com irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> . ....	33
Figura 2.15 - Curva P x V de um módulo fotovoltaico para temperaturas variadas, com irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> . ....	34
Figura 2.16 - Módulo fotovoltaico com carga. ....	35
Figura 2.17 - Módulo fotovoltaico sombreado. ....	35
Figura 2.18 - Módulo fotovoltaico sombreado com diodos de derivação. ....	35
Figura 3.1 - (a) Célula fotovoltaica; (b) Módulo Fotovoltaico; (c) Painel Fotovoltaico. ....	37
Figura 3.2 - Classificação dos sistemas armazenadores (LEADBETTER e SWAN, 2012). ....	41
Figura 3.3 - Densidade de energia típica para cada célula eletroquímica, (PADBURY e ZHANG, 2011). ....	42
Figura 3.4 - Diagrama de causa e efeito (Ishikawa) da eficiência da bateria. ....	43
Figura 3.5 - Sensor de radiação solar <i>Sunny Sensorbox</i> . ....	45
Figura 3.6 - Arduino ATmega 2560 (Arduino Mega 2560, 2015). ....	46
Figura 3.7 - Sistema fotovoltaico conectado à rede. ....	47
Figura 3.8 - Sistema fotovoltaico autônomo. ....	48
Figura 3.9 - Sistema híbrido. ....	48
Figura 3.10 - Sistema híbrido (BEHNKE <i>et al.</i> , 2012). ....	50
Figura 3.11 - Topologia do sistema isolado (NARAYANAN, PELTONIEMI, <i>et al.</i> , 2014). ....	51
Figura 3.12 - Topologia sistema (VIVEKANANDAN e PRABU, 2014). ....	51
Figura 3.13 - Topologia sistema (CAVALCANTE, JÚNIOR e MACÊDO, 2014). ....	52
Figura 4.1 - Diagrama da microrrede híbrida. ....	54
Figura 4.2 - Marquise do portão de acesso ao prédio C02. ....	56
Figura 4.3 - Projeto conceitual da estrutura de suporte dos módulos. ....	56

Figura 4.4 - Projeto executivo da estrutura metálica. ....	57
Figura 4.5 - Projeto do painel de comando e banco de estocagem. ....	57
Figura 4.6 - Instalação da estrutura de suporte dos módulos. ....	58
Figura 4.7 - Módulos instalados. ....	58
Figura 4.8 - Montagem do quadro de comando em bancada. ....	59
Figura 4.9 - Quadro de comando. ....	59
Figura 4.10 - Programa principal. ....	61
Figura 4.11 - Ligação e protocolo de comunicação do controlador Tracer 2210. ....	62
Figura 4.12 - Fluxograma da função de dados do controlador. ....	63
Figura 4.13 - Ligação e protocolo de comunicação das residências. ....	63
Figura 4.14 - Fluxograma da função de troca de dados das residências. ....	64
Figura 4.15 - Ligação do sistema de seleção da alimentação da carga. ....	64
Figura 4.16 - Fluxograma da função para controlar o gerador auxiliar. ....	65
Figura 4.17 - Envio da informação pela serial virtual. ....	65
Figura 4.18 - Programa principal da carga experimental. ....	66
Figura 4.19 - Ligação RTC no simulador experimental. ....	66
Figura 4.20 - Ligação do <i>display</i> 20x4 no simulador experimental. ....	67
Figura 4.21 - Ligação das cargas no simulador experimental. ....	67
Figura 4.22 - Fluxograma da função controle do simulador de carga experimental. ....	68
Figura 5.1 - Acesso remoto com <i>TeamViewer</i> 10. ....	70
Figura 5.2 - Tela de acesso ao programa de acesso remoto. ....	70
Figura 5.3 - Dados do <i>Sunny Sensorbox</i> . ....	71
Figura 5.4 - Rede interna das câmeras de visualização. ....	72
Figura 5.5 - Perfil de acionamento das cargas da residência. ....	72
Figura 5.6 - Irradiância e temperatura no centro de um dos módulos. ....	74
Figura 5.7 - Tensão de saída dos arranjos fotovoltaicos. ....	74
Figura 5.8 - Corrente elétrica fornecida para o inversor. ....	75
Figura 5.9 - Tensão do banco de estocagem. ....	75
Figura 5.10 - Gráfico da corrente enviada para o banco de estocagem. ....	76
Figura 5.11 - Tensão do banco de estocagem utilizando o gerador auxiliar. ....	76
Figura 5.12 - Corrente fornecida para o inversor utilizando o gerador auxiliar. ....	77

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Máxima eficiência fotovoltaica (GREEN, EMERY, <i>et al.</i> , 2014).....	26
Tabela 3.1 - Normas e regulamentos sobre módulos fotovoltaicos.....	38
Tabela 3.2 – Comparativo da distorção harmônica gerada pela modulação da tensão de saída de um inversor.....	39
Tabela 3.3 – Tecnologias de armazenamento de energia (GUERRERO, ROMERO, <i>et al.</i> , 2013).....	40
Tabela 4.1 - Especificação dos principais componentes da microrrede.....	53

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

AM - Massa de ar

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CA - Corrente alternada

CAES - Sistema de armazenamento de energia por ar comprimido

CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior

CC - Corrente contínua

CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica

CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

EDLC - Supercapacitores

FW - Acumulador Eletromecânico por inércia *Flywheels*

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEA - Agencia Internacional de Energia

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)

Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

ISO - *International Standards Organization* (Organização Internacional de Padrões)

Li-Ion - Bateria de Íons de Lítio

MIGDI - Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

MME - Ministério de Minas e Energia

MPP - Ponto de maior potência

Na-S - Bateria de Sulfato de Sódio

NBR - Norma Brasileira

Ni-Cd - Bateria de Níquel Cádmio

Ni-MH - Bateria de Níquel Metal Hidreto

Procel - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PROSUP - Programa de Suporte à Pós-Graduação de Instituições de Ensino Particulares

PSH - Acumulador por Bombeamento de Água

SIGFI - Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes

SPMP - Seguidor do ponto de máxima potência

STC - *Standard Test Conditions* (Condições Padrão de Ensaio)

VR - Bateria de Fluxo de Vanádio Redox

## LISTA DE SÍMBOLOS

- $A$  - área [m<sup>2</sup>]  
 $D$  - diâmetro [m]  
 $E_f$  - energia do fóton [J]  
 $E_g$  - energia de *gap* [eV]  
 $f$  - frequência da radiação [Hz]  
 $G$  - irradiância solar [W/m<sup>2</sup>]  
 $G'$  - irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup>  
 $h$  - constante de Planck [J s]  
 $I$  - corrente elétrica produzida pela célula fotovoltaica [A]  
 $I_D$  - corrente elétrica máxima de saturação do diodo [A]  
 $I_e$  - corrente elétrica na entrada do inversor [A]  
 $I_{ger1}$  - corrente elétrica de saída do arranjo monocristalino [A]  
 $I_{ger2}$  - corrente elétrica de saída do arranjo multicristalino [A]  
 $I_P$  - corrente elétrica de fuga na célula [A]  
 $I_{PV}$  - corrente elétrica fotogerada [A]  
 $I_s$  - corrente elétrica de saída do inversor [A]  
 $I_{SC}$  - corrente elétrica de curto-circuito [A]  
 $I'_{SC}$  - corrente elétrica de curto-circuito na condição padrão [A]  
 $K$  - constante de Boltzmann ( $K = 1,38 \times 10^{-23}$ ) [J/(mol K)]  
 $m$  - fator de idealidade do diodo  
 $N_P$  - número de células fotovoltaicas associadas em paralelo  
 $N_S$  - número de células fotovoltaicas associadas em série  
 $P_{banco}$  - potência do banco de baterias [W]  
 $P_{cc1}$  - potência de saída do controlador de carga com arranjo monocristalino [W]  
 $P_{cc2}$  - potência de saída do controlador de carga com arranjo multicristalino [W]  
 $P_e$  - potência de entrada do inversor [W]  
 $P_{ger1}$  - potência do gerador fotovoltaico com módulos monocristalino [W]  
 $P_{ger2}$  - potência do gerador fotovoltaico com módulos multicristalino [W]



- $P_s$  - potência de saída do inversor [W]
- $P_{STD}$  - potência do gerador fotovoltaico na condição padrão [W]
- $q$  - carga elementar do elétron ( $q = 1,602 \times 10^{-19} C$ )
- $R$  - resistência elétrica [ $\Omega$ ]
- $R_P$  - resistência elétrica em paralelo do módulo fotovoltaico [ $\Omega$ ]
- $R_S$  - resistência elétrica em série do módulo fotovoltaico [ $\Omega$ ]
- $T_c$  - temperatura de operação da célula [ $^{\circ}C$ ]
- $T_{Cref}$  - temperatura de referência da célula [ $^{\circ}C$ ]
- $V_{banco}$  - tensão elétrica do banco de baterias [V]
- $V_{bat}$  - tensão elétrica do banco de estocagem [V]
- $V_{CA}$  - tensão elétrica alternada [V]
- $V_{CC}$  - tensão elétrica contínua [V]
- $V_{cc1}$  - tensão elétrica de saída do controlador de carga com arranjo monocristalino [V]
- $V_{cc2}$  - tensão elétrica de saída do controlador de carga com arranjo multicristalino [V]
- $V_e$  - tensão elétrica na entrada do inversor [V]
- $V_{ger1}$  - tensão elétrica de saída do arranjo monocristalino [V]
- $V_{ger2}$  - tensão elétrica de saída do arranjo multicristalino [V]
- $V_{PV}$  - tensão elétrica nos terminais da célula fotovoltaica [V]
- $V_s$  - tensão elétrica de saída do inversor [V]
- $V_T$  - potencial térmico da célula
- $\eta_{inv}$  - eficiência do inversor
- $\eta_{SPMP}$  - eficiência do seguidor do ponto de máxima potência

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>15</b>
1.1	PROPOSTA.....	16
1.2	OBJETIVOS.....	17
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo Geral</b> .....	<b>17</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>17</b>
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	18
<b>2</b>	<b>ENERGIA SOLAR</b> .....	<b>19</b>
2.1	CÉLULAS FOTOVOLTAICAS .....	21
2.2	TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	22
<b>2.2.1</b>	<b>Células de Silício Monocristalino</b> .....	<b>23</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Células de Silício Multicristalino</b> .....	<b>24</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Células de Silício Amorfo</b> .....	<b>24</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Células de Telureto de Cádmio</b> .....	<b>25</b>
<b>2.2.5</b>	<b>Comparação entre os Tipos de Células Fotovoltaicas</b> .....	<b>25</b>
2.3	MODELO ELÉTRICO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA .....	26
2.4	MODELAMENTO MATEMÁTICO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA .....	29
2.5	EFEITOS DOS FATORES METEOROLÓGICOS.....	31
<b>2.5.1</b>	<b>Efeito da Radiação Solar</b> .....	<b>32</b>
<b>2.5.2</b>	<b>Efeito da Temperatura no Módulo</b> .....	<b>33</b>
<b>2.5.3</b>	<b>Efeito do Sombreamento</b> .....	<b>34</b>
<b>3</b>	<b>SISTEMA FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>36</b>
3.1	COMPONENTES BÁSICOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	36
<b>3.1.1</b>	<b>Módulo Fotovoltaico</b> .....	<b>36</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Inversor</b> .....	<b>39</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Banco de Armazenamento de Energia</b> .....	<b>40</b>
<b>3.1.4</b>	<b>Controlador de Carga</b> .....	<b>43</b>
<b>3.1.5</b>	<b>Sensor de Radiação</b> .....	<b>44</b>
<b>3.1.6</b>	<b>Controlador do Sistema - Microcontrolador</b> .....	<b>45</b>
3.2	TOPOLOGIAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	46
<b>3.2.1</b>	<b>Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede</b> .....	<b>46</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Sistemas Fotovoltaicos Isolados</b> .....	<b>47</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Sistemas Híbridos</b> .....	<b>48</b>

3.3	TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO DE MICRORREDES .....	49
3.3.1	<b>Estratégias de Controle em Microrredes Isoladas Híbridas .....</b>	<b>50</b>
3.3.2	<b>Vantagens do Gerenciamento de Microrredes .....</b>	<b>52</b>
4	<b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>53</b>
4.1	DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO .....	53
4.1.1	<b>Dimensionamento .....</b>	<b>53</b>
4.1.2	<b>Projeto Conceitual.....</b>	<b>55</b>
4.1.3	<b>Projeto Executivo .....</b>	<b>57</b>
4.1.4	<b>Execução do Projeto.....</b>	<b>58</b>
4.2	METODOLOGIA DE FUNCIONAMENTO DA MICRORREDE .....	60
4.2.1	<b>Programação Arduino – Microrrede.....</b>	<b>61</b>
4.2.2	<b>Programação Arduino – Simulador experimental.....</b>	<b>65</b>
5	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>69</b>
5.1	MONITORAMENTO, VISUALIZAÇÃO E CONTROLE.....	69
5.1.1	<b>Acesso Remoto .....</b>	<b>69</b>
5.1.2	<b>Visualização .....</b>	<b>71</b>
5.1.3	<b>Controle.....</b>	<b>72</b>
5.2	ANÁLISES DAS MEDIÇÕES .....	73
6	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>78</b>
7	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>79</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>80</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Um dos pilares fundamentais para o desenvolvimento de uma economia é a produção de energia. A sua escassez ou falta traz reflexões em busca de uma saída rápida e confiável ao problema energético. Além disso, grandes emissões de dióxido de carbono e agentes nocivos à atmosfera e aos seres vivos estão transformando o meio ambiente a uma velocidade maior do que a esperada (SICSÚ e CASTELAR, 2009). Este fato faz com que surjam tendências para o desenvolvimento de tecnologias limpas de produção de energia, que possam atender regiões de difícil acesso com confiabilidade e flexibilidade (ROSA, 2007).

Comunidade isolada, segundo o conceito comumente adotado na área elétrica, é aquela que se caracteriza por não ser assistida pelos meios convencionais de energia elétrica. A falta de acesso a essa fonte de energia afeta diretamente os processos de produção e de consumo no dia-a-dia de seus indivíduos. No entanto, o desenvolvimento dessas comunidades, conforme as tendências mundiais de sustentabilidade, é avaliado e monitorado de modo que o investimento realizado possa ser útil e venha a refletir no progresso da região, além de satisfazer os critérios de desenvolvimento socioeconômicos estabelecidos pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento.

O aproveitamento de energias renováveis, obtida através da transformação direta de recursos naturais como o potencial hídrico, energia do vento, biomassa e energia solar, tem sido uma importante opção na atual conjuntura mundial (IEA, 2013). No Brasil, com exceção das hidroelétricas, este tipo de geração não é ainda muito utilizado devido em parte ao custo elevado (ANEEL, 2008). Porém, com a crescente demanda global por energia e a importância do impacto das políticas energéticas sobre o meio ambiente, cria-se a necessidade de se optar por fontes de energia que possam abastecer a demanda de forma eficiente e sem agredir o meio ambiente, formando assim a base para um desenvolvimento sustentável (ORTIZ, 2002) (ANEEL, 2013).

Neste cenário, a conversão direta de energia solar em elétrica, denominada energia solar fotovoltaica, tem apresentado resultados significativos em aplicações onde se deseja uma fonte abundante e ecologicamente correta, com versatilidade, modularidade e de baixa manutenção (SONG, KRISHNAMURTHY, *et al.*, 2013).

## 1.1 PROPOSTA

O atendimento ao fornecimento de energia elétrica em comunidades isoladas é prejudicado pelos arranjos de distribuições energéticas convencionais e considerada não rentável economicamente, sendo ainda um desafio essencialmente social.

Através do censo realizado em 2010 pelo IBGE, foi detectado que o Brasil possuía 715 mil famílias sem energia elétrica na zona rural. De janeiro de 2011 até o início de 2014, o Programa Luz para Todos, do Ministério de Minas e Energia - MME, disponibilizou acesso à energia elétrica para aproximadamente 458 mil famílias (MME, 2014). Considerando estes dados, existem atualmente cerca de 257 mil famílias brasileiras que não possuem acesso à eletricidade.

Considerando o relativo crescimento no consumo de energia elétrica no Brasil, se faz necessário o desenvolvimento de uma alternativa economicamente viável, confiável e sustentável para auxiliar no atendimento destas comunidades. Este trabalho propõe a instalação e o estudo de um protótipo de microrrede híbrida com estocagem de energia convertida por módulos fotovoltaicos, tendo como sistema auxiliar a rede da concessionária. Embora uma comunidade isolada não tenha a presença da rede da concessionária, é importante salientar que neste estudo a rede da concessionária atuará como um gerador auxiliar e será solicitada sempre que o sistema fotovoltaico com estocagem não for capaz de atender a demanda, simulando assim, a energia que seria entregue por um gerador a diesel, eólico, pilha combustível, entre outros. Este recurso de rede auxiliar permite verificar a disponibilidade energética da atual microrrede.

A microrrede híbrida é constituída por dois arranjos de módulos fotovoltaicos formados por dois módulos monocristalinos de 150 W pico e dois módulos multicristalinos de 135 W pico, ambos ligados em série. Cada um destes arranjos é conectado a um controlador de carga com Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP). Os dois controladores de cargas são conectados a um banco de baterias com tensão nominal de 24 V, interligado a um inversor de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). O banco de acumuladores é carregado através do aporte energético do sistema fotovoltaico, que serve também para alimentar uma carga em regime de 24 h por 7 dias, simulando uma comunidade isolada. A microrrede pode entregar até 1 kW em 220 V.

A gestão desta rede híbrida é realizada através de um controlador específico, baseado em plataforma de Hardware livre – Arduino. O controlador administra a entrada e saída de energia no banco de estocagem e também a entrega de energia para as cargas solicitantes,

conforme análise do estado atual dos equipamentos e da programação solicitada. O sistema auxiliar de energia se justifica como suporte em caso de vários dias consecutivos sem a presença eficaz da radiação solar.

O monitoramento e o acompanhamento do estado atual da microrrede é realizado através de um programa dedicado, com opção de acesso remoto para eventuais suportes de manutenção ou atualizações no sistema.

Todas as informações referentes ao fluxo energético e gerenciamento de rede é realizado através do controlador Arduíno, que centraliza todas as medidas elétricas dos controladores de carga, bem como das medidas de radiação solar e temperatura de módulo obtidas pelo *Sunny Sensorbox*.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 **Objetivo Geral**

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma alternativa para suprir o consumo de energia elétrica de comunidades isoladas e mostrar através de um protótipo de microrrede híbrida conectada a uma carga definida, a capacidade do processo de geração e de estocagem para atendimento da demanda, bem como servir de plataforma de pesquisa e ensino experimental a distância.

### 1.2.2 **Objetivos Específicos**

- Dimensionar e montar um protótipo de microrrede híbrida com estocagem de energia para atender uma pequena comunidade isolada, de até 1 kW de potência em 220 V;
- Criar uma sistemática de monitoramento remoto do sistema, suportando alterações e customizações quando necessárias;
- Desenvolver um software dedicado para o controlador, visando executar as funções de medições e controle;
- Criar um perfil experimental definido de cargas, com um software dedicado para possibilitar a customização do padrão de carga, conforme necessidade do experimento;
- Quantificar a energia entregue pelo gerador auxiliar, para atender as cargas previstas no experimento;
- Quantificar a qualidade dos resultados por meio das incertezas das medições.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos necessários para a elaboração da dissertação, sendo abordados os fundamentos sobre a energia solar fotovoltaica.

O capítulo 3 inicialmente apresenta a caracterização dos principais componentes utilizados em uma microrrede, bem como as diferentes tecnologias que podem ser empregadas, em seguida as topologias de ligações, finalizando com conceitos de redes inteligentes.

O capítulo 4 apresenta os materiais e métodos experimentais adotados, explanando os sistemas de geração, aquisição e controle, além das análises de incertezas envolvidas no processo.

O capítulo 5 apresenta os resultados e análises do funcionamento da microrrede, levando em consideração a programação do equipamento.

O capítulo 6 apresenta a conclusão final dessa dissertação e o capítulo 7 as propostas de futuros trabalhos a serem desenvolvidos.

## 2 ENERGIA SOLAR

O Sol fornece energia na forma de radiação eletromagnética, sendo o principal responsável pela dinâmica da atmosfera terrestre e pelas características climáticas do planeta. No centro do Sol, a fusão transforma núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é convertida em energia (Figura 2.1). Sendo assim, o Sol pode ser considerado um grande reator de fusão nuclear.

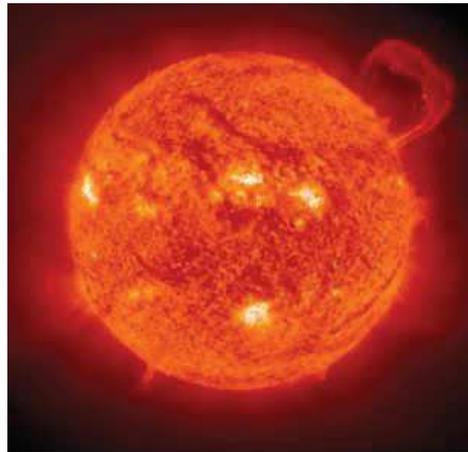


Figura 2.1 - Fusões nucleares na superfície do Sol.

A utilização prática direta da energia solar pode ser dividida em dois grandes grupos (BANDEIRA, 2012):

- **Térmica:** Conversão direta da energia solar em energia térmica. Consiste na absorção da radiação solar em uma superfície absorvedora (coletor) e sua posterior transferência na forma de calor para um elemento secundário.
- **Fotovoltaica:** Conversão direta da energia solar em energia elétrica. Essa conversão é realizada através de células fotovoltaicas.

A abundância da radiação proveniente do Sol pode ser mostrada pelos valores coletados experimentalmente, sendo que a Terra recebe, em dias de céu limpo e próximo ao meio dia, aproximadamente  $1 \text{ kW/m}^2$  em sua superfície (PEREIRA et al., 2006). A Figura 2.2 apresenta o mapa solarimétrico do Brasil com os valores de irradiação solar global horizontal, onde se observam valores diários médios superiores a  $4,5 \text{ kWh/m}^2$  ao longo de todo o território nacional.

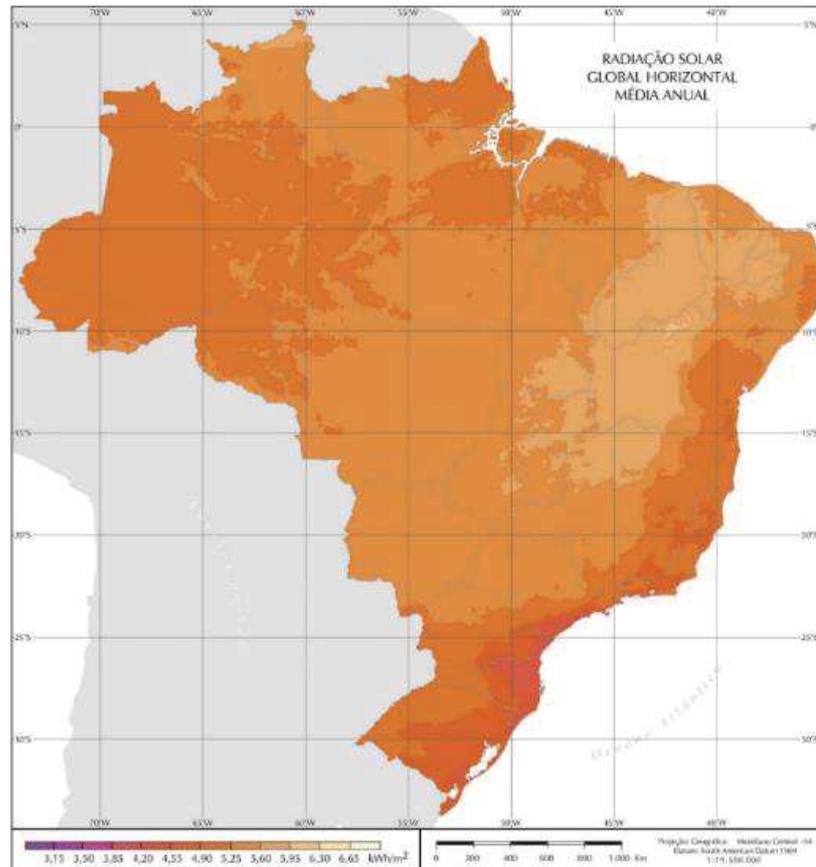


Figura 2.2 - Mapa solarimétrico do Brasil (BUENO PEREIRA, RAMOS MARTINS, *et al.*, 2006).

A geração de energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos está diretamente relacionada com a intensidade da radiação solar, sendo assim, o fornecimento não segue um padrão constante ao longo do dia. Durante a noite ou em períodos de baixa insolação a conversão de energia é reduzida, atingindo o ponto máximo em torno do meio dia. A Figura 2.3 mostra o comportamento da irradiância global horizontal ao longo de um dia ensolarado, medida pela estação meteorológica do Laboratório de Energias Renováveis da UNISINOS.

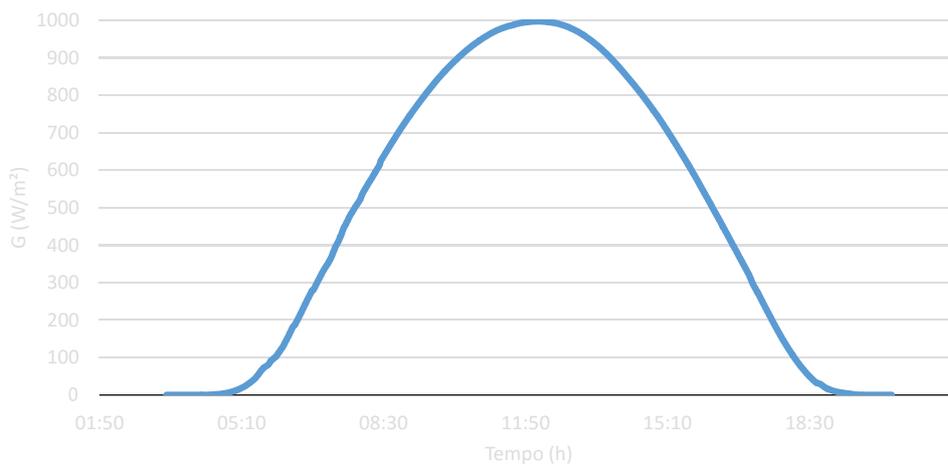


Figura 2.3 - Irradiância solar ao longo de um dia de céu claro (Estação Meteorológica UNISINOS).

Neste capítulo o enfoque será dado na conversão de energia a partir do efeito fotovoltaico. Além disso, serão apresentados os circuitos equivalentes para a representação de uma célula fotovoltaica, o seu modelamento matemático e o seu comportamento em relação a alterações de alguns fatores climáticos, como temperatura e sombreamento.

## 2.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As células fotovoltaicas são compostas por um material semicondutor, geralmente silício, ao qual são adicionadas substâncias, denominadas dopantes, de modo a criar um campo elétrico interno adequado para o estabelecimento do efeito fotovoltaico.

Os átomos de silício puro possuem quatro elétrons na camada de valência (tetravalente) que se ligam aos átomos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao ser dopado com átomos com cinco elétrons na camada de valência (pentavalentes), como o fósforo, haverá um elétron em excesso, sendo este fracamente ligado a seu átomo de origem. Assim, o fósforo se torna um dopante doador de elétrons, denominado de dopante *n* (PARIDAA, INIYANB e GOICC, 2011). Com a introdução de átomos com apenas três elétrons na camada de valência (trivalentes), como o boro, haverá a falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada de lacuna. Logo, devido a baixa energia solar, um elétron de uma localidade vizinha pode ocupar esta posição, fazendo com que a lacuna se desloque. A Figura 2.4 apresenta uma ilustração de uma célula fotovoltaica. A legenda indica, principalmente, as camadas *p* e *n* da célula e o sentido de movimento dos elétrons e lacunas entre as duas camadas.

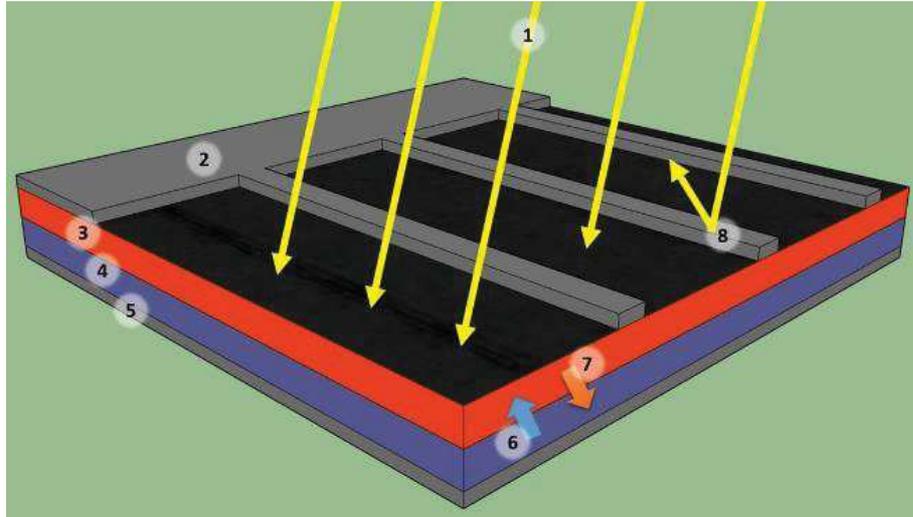


Figura 2.4 - Célula fotovoltaica. Adaptado (PINHO e GOLDINO, 2014).

Legenda:

- |                         |                          |
|-------------------------|--------------------------|
| 1. Radiação solar       | 5. Contato de base       |
| 2. Contato frontal      | 6. Movimento de lacunas  |
| 3. Camada tipo <i>n</i> | 7. Movimento de elétrons |
| 4. Camada tipo <i>p</i> | 8. Reflexão              |

Se uma junção *pn* (célula solar) for exposta à radiação solar, os fótons de energia de *gap* maior ou igual a energia de *gap* do material, representado por  $E_g$ , são absorvidos pelos elétrons e consequentemente as ligações entre os elétrons são quebradas. Os elétrons liberados são conduzidos através do campo elétrico para a camada *p*. Esse processo é denominado efeito fotovoltaico. Se as duas extremidades, contato frontal e de base, forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de corrente elétrica. A energia de *gap* é calculada pela Eq. (2.1)

$$E_g = hf \quad (2.1)$$

onde  $h$  é a constante de Planck e  $f$  é a frequência da radiação incidente. O valor da  $E_g$  depende da tecnologia da célula.

## 2.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Um dos materiais mais importantes para a produção das células solares é o silício. Que, na natureza não é encontrado puro, mas sim um sólido de dióxido de silício. A obtenção do silício é feita retirando-se o oxigênio do dióxido de silício. Para isso, a areia de sílica é aquecida e fundida junto com pó de carvão. Nesta etapa é criado o silício metalúrgico, com pureza aproximada de 98%.

Após esta etapa, o silício é purificado através de processos químicos e depositado em um forno com ácido clorídrico. Após várias etapas consecutivas deste mesmo processo, o silício pode ser processado para fabricação de células fotovoltaicas.

As células fotovoltaicas são fabricadas, na sua grande maioria, por silício (*Si*) constituído por cristais monocristalinos, multicristalinos ou de silício amorfo. Existem também células fabricadas com Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (*CIGS*), Telureto de Cádmiio (*CdTe*) e Semicondutores Orgânicos (PARIDAA, INIYANB e GOICC, 2011) (MELO, 2010).

### 2.2.1 Células de Silício Monocristalino

O processo de fabricação da célula fotovoltaica monocristalina, Figura 2.5, é realizado através do processo de um núcleo de cristal com orientação definida e altamente puro de silício. Esse método produz as células fotovoltaicas com maior eficiência. No entanto, o material bruto necessário para alcançar esta pureza é muito oneroso.

A célula fotovoltaica monocristalina pode atingir uma eficiência na conversão da radiação solar na ordem de 25%, em laboratório. A alta eficiência de conversão é obtida com a utilização de materiais de elevada pureza e técnicas específicas de fabricação (GREEN, EMERY, *et al.*, 2014).

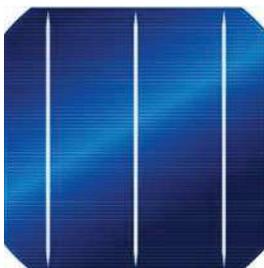


Figura 2.5 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino.

Suas principais características físicas são listadas como segue:

- Forma: são produzidas células redondas, semi-quadradas ou quadradas, dependendo da dimensão do cristal único. As células redondas são mais baratas do que as semi-quadradas/quadradas, uma vez que se perde menos material durante a sua produção;
- Tamanho: (100x100) mm ou (125x125) mm;
- Espessura: 0,3 mm;
- Estrutura: homogênea;

- Coloração: azul escuro para preto.

### 2.2.2 Células de Silício Multicristalino

O processo de fabricação da célula fotovoltaica multicristalina, Figura 2.6, é realizado através da junção de cristal de silício. Por exigir um processo menos rigoroso da preparação, as células de silício multicristalino são mais baratas. A eficiência de conversão da radiação solar é menor, atingindo valores de 20%, em laboratório (GREEN, EMERY, *et al.*, 2014).

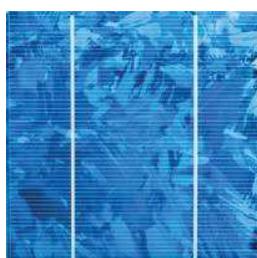


Figura 2.6 - Célula fotovoltaica de silício multicristalino.

Suas principais características físicas são listadas como segue:

- Forma: quadradas;
- Tamanho: (100x100) mm ou (125x125) mm, (150x150) mm;
- Espessura: 0,3 mm;
  - Estrutura: durante a solidificação do bloco, formam-se cristais com várias orientações. Os cristais individuais podem ser vistos na superfície devido ao efeito criado pela diferente reflexão da radiação solar;
  - Coloração: azul e cinza prateado.

### 2.2.3 Células de Silício Amorfo

Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos. A utilização de silício amorfo para uso em células fotovoltaicas tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades elétricas quanto no processo de fabricação. A utilização de silício amorfo apresenta duas desvantagens, baixa eficiência de conversão comparada às células de silício monocristalino e multicristalino e as células são afetadas por um processo de degradação nos primeiros meses de operação, reduzindo sua eficiência ao longo da sua vida útil. Sua eficiência é baixa, apresentando um

valor de até 10%, em laboratório (GREEN, EMERY, *et al.*, 2014) (BENAGLI, BORRELLO, *et al.*, 2009).

Por outro lado, o silício amorfo apresenta vantagens que compensam as deficiências citadas, como: (LUQUE e HEGEDUS, 2011)

- Processo de fabricação simples e barato;
- Possibilidade de fabricação de células com grandes áreas;
- Baixo consumo de energia na produção.

Suas principais características físicas são listadas como segue:

- Forma: livre escolha;
- Tamanho: livre escolha;
- Espessura: 1-3 mm para o substrato (plástico, metal ou vidro) e com um revestimento de silício amorfo de aproximadamente 0,001 mm;
- Estrutura: Homogênea;
- Coloração: marrom escuro para preto.

#### 2.2.4 Células de Telureto de Cádmio

Seu mercado ainda é limitado, se comparado ao do silício cristalino. Apresenta uma eficiência em torno de 21%, em laboratório. Sua produção em larga escala envolve problemas ambientais por apresentar elementos altamente tóxicos em sua composição (GREEN, EMERY, *et al.*, 2014). O mesmo ocorre com a célula de Cobre, Índio, Gálio e Selênio (CIGS), pois além de apresentar elementos tóxicos (*Cd*, *Se*, *Te*), alguns também são raros (*Te*, *Se*, *Ga*, *In*, *Cd*) o que torna um obstáculo à expansão dessa tecnologia (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

#### 2.2.5 Comparação entre os Tipos de Células Fotovoltaicas

Os valores máximos de eficiência das células e módulos fotovoltaicos, obtidos em laboratório, são mostrados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Máxima eficiência fotovoltaica (GREEN, EMERY, *et al.*, 2014).

Material	Eficiência $\eta_Z$ (Célula)	Eficiência $\eta_Z$ (Módulo)
Silício monocristalino	25,6% $\pm$ 0,5	22,9% $\pm$ 0,6
Silício multicristalino	20,8% $\pm$ 0,6	18,5% $\pm$ 0,4
Silício amorfo*	13,4% $\pm$ 0,4	12,2% $\pm$ 0,3
Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio	20,5% $\pm$ 0,6	17,5% $\pm$ 0,5
Telurieto de Cádmi	21,0% $\pm$ 0,4	17,5% $\pm$ 0,7

\* no estado estável

Das tecnologias mostradas na tabela, as mais empregadas atualmente em projetos de sistemas fotovoltaicos são as de silício mono e multicristalino, devido a suas eficiências elevadas e também pela disponibilidade comercial no Brasil.

### 2.3 MODELO ELÉTRICO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Uma célula fotovoltaica composta por camadas de silício dopadas por impurezas do tipo *p* e do tipo *n* tem o mesmo comportamento de um diodo comum de silício. Ambos apresentam propriedades elétricas semelhantes.

Uma célula fotovoltaica pode ser representada por um circuito elétrico equivalente simplificado, que consiste em um gerador de corrente constante em paralelo com uma junção *pn*, operando como um diodo polarizado positivamente. A Figura 2.7(a) ilustra o comportamento de uma célula fotovoltaica em total escuridão. Para uma célula fotovoltaica monocristalina, a tensão limiar de condução é aproximadamente 0,5 V e a tensão inversa de 12-50 V, dependendo da qualidade e do material utilizado na célula.

Quando a radiação solar incide na célula fotovoltaica, produz uma corrente elétrica  $I_{PV}$ . A corrente depende diretamente da intensidade da radiação solar. Nesta condição a curva característica do diodo é desviada pela magnitude da corrente  $I_{PV}$ , na direção da polarização inversa, como apresentado na Figura 2.7(b). A corrente máxima de polarização do diodo é representada por  $I_D$ .  $I$  é a corrente elétrica produzida pela célula e  $V$  a tensão elétrica nos terminais da célula.

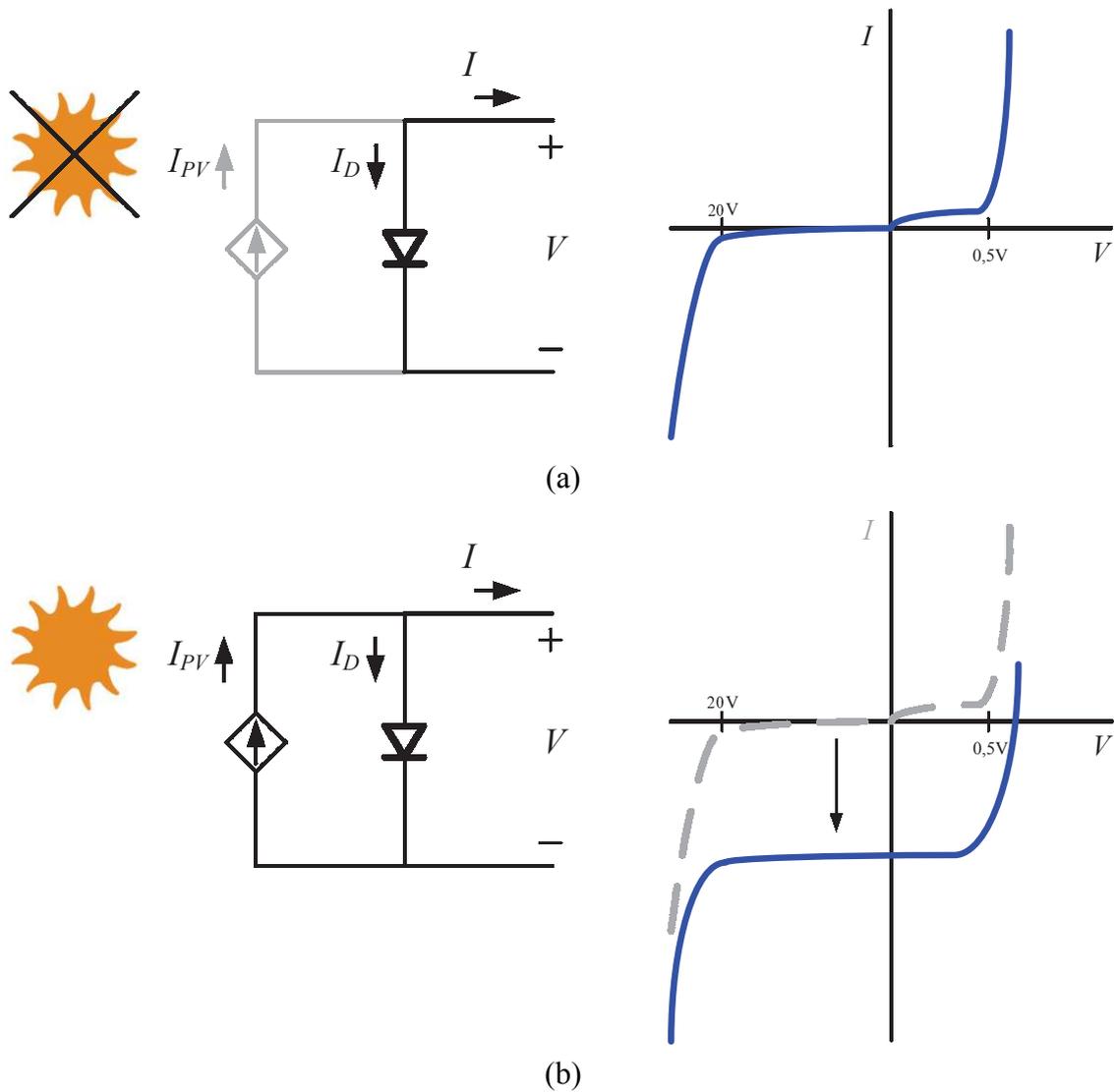


Figura 2.7 - Circuito equivalente e curva característica da célula fotovoltaica: (a) Não iluminada; (b) Iluminada.

Na literatura técnica é encontrado com frequência apenas o gráfico da curva de corrente e tensão, como apresentado na Figura 2.8. Esta representação, denominada curva característica, facilita a visualização dos pontos de operação da célula fotovoltaica (GONG, LV, *et al.*, 2009).

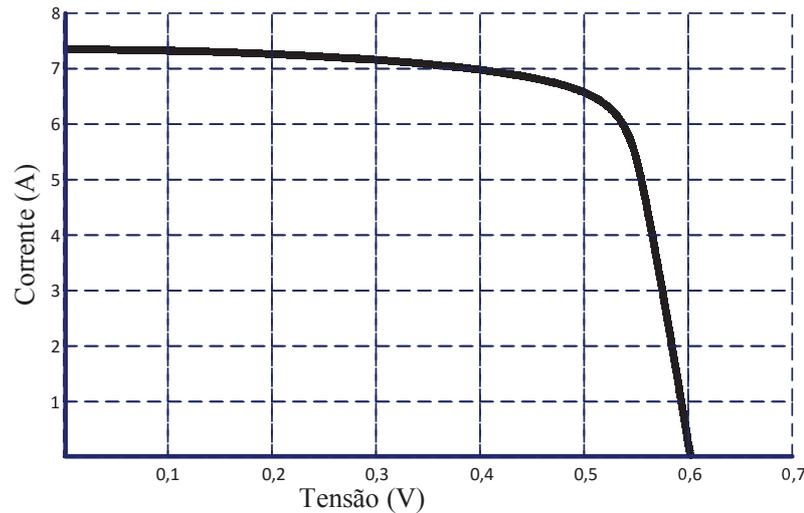


Figura 2.8 - Curva característica IxV de uma célula fotovoltaica.

Outro circuito comumente utilizado para representar com mais precisão o funcionamento de uma célula fotovoltaica é apresentado na Figura 2.9. Nesta representação é adicionada uma resistência em série  $R_s$  e outra em paralelo  $R_p$  ao circuito simplificado, representando respectivamente a queda de tensão quando existir uma corrente passante pela célula e a corrente de fuga nas bordas da célula. Ambas as resistências favorecem a redução da potência de saída.  $I_p$  é a corrente elétrica de fuga da célula.

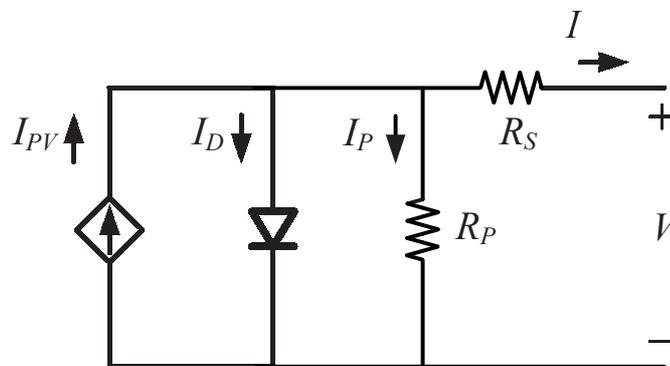


Figura 2.9 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

Existem outros circuitos equivalentes mais detalhados para representar o funcionamento da célula solar como o apresentado por BÜHLER e KRENZINGER (2013). O objetivo principal destes modelos é descrever a curva característica o mais fielmente possível. Contudo, estes modelos não serão discutidos nesta pesquisa, pois o apresentado na Figura 2.9 permite determinar a curva característica de células fotovoltaicas sob diversas condições de operação de forma bastante satisfatória e com baixo custo computacional.

## 2.4 MODELAMENTO MATEMÁTICO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

O modelamento de uma célula fotovoltaica e de um módulo fotovoltaico é de fundamental importância para prever o comportamento de um arranjo de módulos sob diferentes condições de operação.

No circuito da Figura 2.9, a corrente que a célula é capaz de entregar é calculada pela Eq. (2.2) (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2013).

$$I = I_{PV} - I_D - I_P \quad (2.2)$$

sendo que  $I_D$  é encontrada através da Eq. (2.3).

$$I_D = I_0 \left( e^{\left[ \frac{q(V+IR_S)}{mKT} \right]} - 1 \right) \quad (2.3)$$

onde  $I$  representa a corrente da célula fotovoltaica,  $I_{PV}$  a corrente fotovoltaica,  $I_D$  a corrente máxima de saturação do diodo,  $I_P$  a corrente de fuga nas bordas da célula,  $I_0$  a corrente de saturação reversa do diodo,  $V$  a tensão nos terminais da célula fotovoltaica,  $K$  a constante de Boltzmann,  $T$  a temperatura da célula,  $q$  a carga elementar do elétron e  $m$  o fator de idealidade do diodo.

A corrente que flui pela célula, em função da tensão, pode ser expressa pela Eq. (2.4).

$$I = I_{PV} - I_0 \left( e^{\left[ \frac{q(V+IR_S)}{mKT} \right]} - 1 \right) - \frac{V+IR_S}{R_P} \quad (2.4)$$

Quando se tem módulos com células conectadas em série e paralelo, a equação anterior fica acrescida de um termo que representa o número de células em série  $N_S$  e outro,  $N_P$ , que representa o número de células em paralelo, como mostra a Eq. (2.5) e Figura 2.10 (MOLINA e ESPEJO, 2014).

$$I = N_P I_{PV} - N_P I_0 \left\{ e^{\left[ \frac{q \left( \frac{V}{N_S} + \frac{IR_S}{N_P} \right)}{mKT} \right]} - 1 \right\} - N_P \frac{\frac{V}{N_S} + \frac{IR_S}{N_P}}{R_P} \quad (2.5)$$

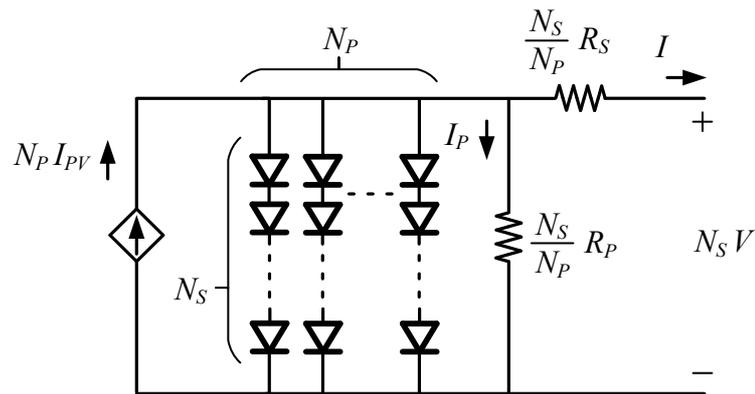


Figura 2.10 - Circuito equivalente de módulos fotovoltaicos em paralelo.

A resistência série de uma célula fotovoltaica é composta de três elementos: a resistência do silício, a resistência de contato entre o silício e a metalização da célula e também a própria resistência de metalização. No caso de um módulo, onde se associam várias células em série, somam-se todos os componentes citados anteriormente.

A resistência paralela é determinada pelas fugas nas bordas da célula e pela corrente de fuga inversa do diodo. Defeitos mínimos no cristal, decorrentes do processo de fabricação, podem provocar curtos-circuitos. Valores baixos da resistência paralela são caminhos alternativos para a corrente gerada pelo módulo, reduzindo a corrente de saída produzida pela célula, diminuindo a tensão da mesma.

A curva característica de uma célula fotovoltaica na condição padrão de testes, ou seja, para uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  na célula e massa de ar AM 1,5, é apresentada na Figura 2.11.

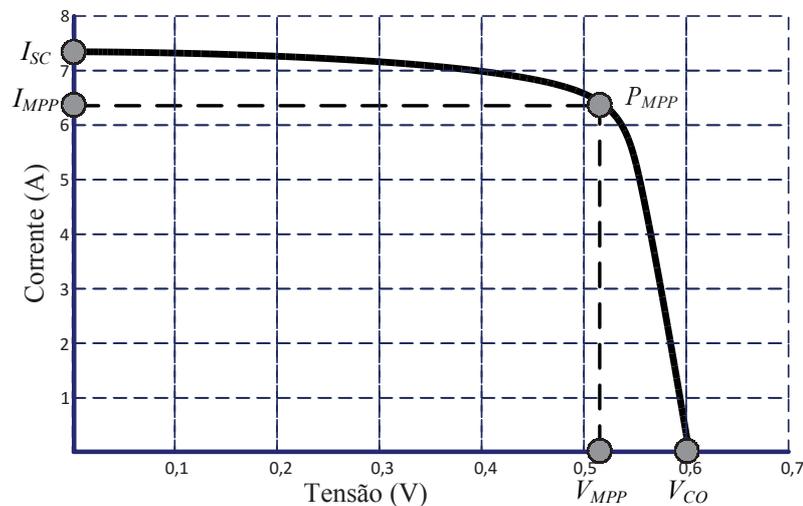


Figura 2.11 - Curva característica de uma célula fotovoltaica com os principais pontos.

Na curva característica, destacam-se três pontos de operação que ditam o comportamento de um módulo fotovoltaico:

a) Corrente de Curto Circuito -  $I_{SC}$ , Eq. (2.6): é o valor máximo da corrente fornecida pela célula fotovoltaica, ou seja, a corrente de carga máxima. Este valor é fornecido pelo fabricante na condição padrão. Nesta condição, a tensão da célula fotovoltaica, Eq. (2.7), e a corrente de saturação do diodo, Eq. (2.8), são nulas, conforme:

$$I = I_{PV} = I_{SC} \quad (2.6)$$

$$V = 0 \quad (2.7)$$

$$I_D = 0 \quad (2.8)$$

b) Tensão de Circuito Aberto -  $V_{OC}$ , Eq. (2.9): é o valor máximo da tensão fornecida pelo módulo fotovoltaico, quando se encontra sem carga, ou seja, com corrente da célula fotovoltaica nula, Eq. (2.10). Este valor também é fornecido pelo fabricante na condição padrão. Nesta condição:

$$V = V_{OC} = \frac{mKT}{q} \ln \left( 1 + \frac{I_{PV}}{I_0} \right) \quad (2.9)$$

$$I = 0 \quad (2.10)$$

c) Ponto de Máxima Potência -  $MPP$ , Eq. (2.11): é o ponto da curva característica onde a célula fotovoltaica funciona com a máxima potência. Este ponto é obtido através do produto da tensão, Eq. (2.12), pela corrente, Eq. (2.13), gerada pela célula fotovoltaica no ponto de máxima potência. Para cada valor de temperatura e radiação, só existe um ponto distinto de máxima potência. Nesta condição:

$$P = P_{MPP} \quad (2.11)$$

$$V = V_{MPP} \quad (2.12)$$

$$I = I_{MPP} \quad (2.13)$$

## 2.5 EFEITOS DOS FATORES METEOROLÓGICOS

Diferente de outras tecnologias, os sistemas fotovoltaicos raramente operam em condições nominais de funcionamento. O desempenho e as curvas características dos módulos fotovoltaicos dependem da temperatura das células e da intensidade da radiação solar incidente.

Estes fatores devem ser levados em consideração no desenvolvimento de uma ferramenta que simule as características de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico. Cada

uma dessas variáveis deve apresentar um comportamento distinto sob condições de temperatura e radiação solar diferentes da condição padrão de teste (BUHLER, GASPARIN e KRENZINGER, 2014).

### 2.5.1 Efeito da Radiação Solar

O valor da energia que atravessa a célula é praticamente proporcional à variação da radiação solar ao longo do dia. Quando a radiação solar diminui, a produção de energia elétrica também diminui.

Por outro lado, a tensão no ponto de máxima potência  $V_{MPP}$ , e de circuito aberto  $V_{OC}$ , permanece relativamente constante com as variações da radiação solar, como pode ser observado na Figura 2.12, que apresenta as curvas características de uma célula fotovoltaica em diversos valores de irradiância. A tensão de circuito aberto sofre uma variação mais acentuada quando a radiação solar é muito baixa e  $V_{OC}$  decresce rapidamente até zero, na condição de total escuridão.

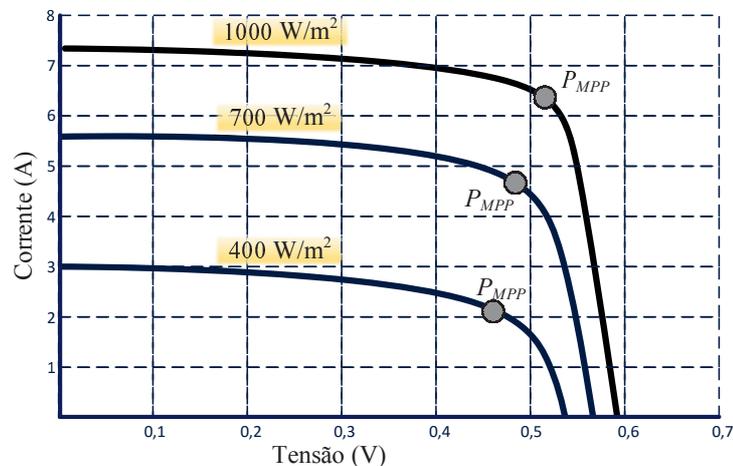


Figura 2.12 - Curva I x V de uma célula fotovoltaica para irradiâncias variadas, com a mesma temperatura de 25°C.

A corrente  $I_{SC}$  é influenciada diretamente pela irradiância incidente, conforme descrito na Eq. (2.14).

$$I_{SC} = I'_{SC} \frac{G}{G'} \quad (2.14)$$

onde  $I'_{SC}$  é a corrente de curto circuito na condição padrão,  $G$  é irradiância incidente e  $G'$  é a irradiância de 1000  $W/m^2$ .

Na Figura 2.13 é apresentada a curva característica da potência em relação à tensão de um módulo fotovoltaico para a variação de irradiância incidente, considerando uma temperatura de módulo constante de 25 °C. Em cada curva característica se encontra um ponto de máxima potência.

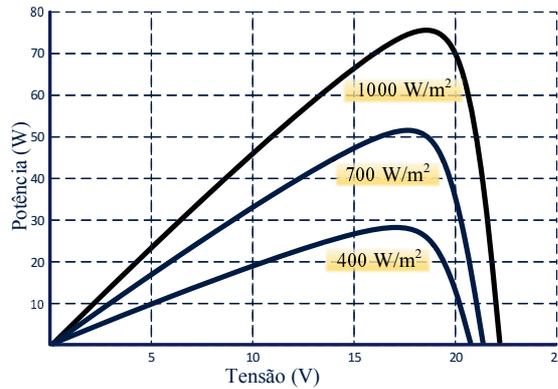


Figura 2.13 - Curva P x V de um módulo fotovoltaico para irradiâncias variadas, com temperatura de módulo de 25 °C.

### 2.5.2 Efeito da Temperatura no Módulo

A tensão do módulo é a principal variável afetada pela variação da temperatura. Em contrapartida, a corrente gerada pelo módulo não apresenta variação significativa.

Conforme a temperatura no módulo aumenta, a tensão de circuito aberto apresenta uma redução em seu valor. Na Figura 2.14 é apresentada a curva característica da corrente em relação à tensão para três temperaturas.

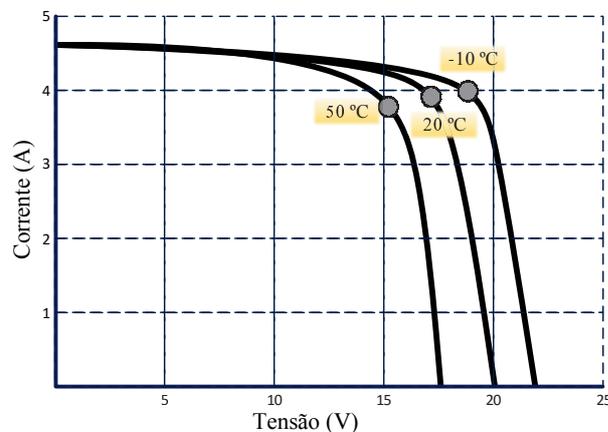


Figura 2.14 - Curvas I x V de um módulo fotovoltaico para temperaturas variadas, com irradiância de 1000 W/m².

Conforme MOLINA e ESPEJO (2014) a corrente de saturação pode ser expressa pela Eq. (2.15)

$$I_0 = I'_0 \left( \frac{T_C}{T_{Cref}} \right)^3 e^{\left[ \frac{qE_G}{mK} \left( \frac{1}{T_{Cref}} - \frac{1}{T_C} \right) \right]} \quad (2.15)$$

onde  $I'_0$  representa a corrente de saturação reversa na temperatura de referência da célula  $T_{Cref}$  e  $T_C$  é a temperatura da célula.

Levando em consideração que a corrente inversa máxima é diretamente influenciada pela temperatura, a tensão de circuito aberto também irá se alterar, sendo seu comportamento descrito pela Eq. (2.16).

$$V_{OC} = mV_T \ln \left( 1 + \frac{I_{PV}}{I_0} \right) \quad (2.16)$$

Na Figura 2.15 é apresentada a curva característica da potência em relação à tensão de um módulo fotovoltaico para a variação de temperatura, considerando uma irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>.

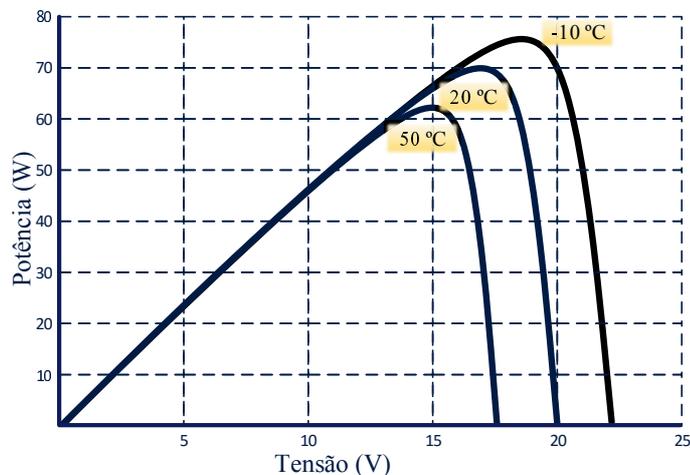


Figura 2.15 - Curva P x V de um módulo fotovoltaico para temperaturas variadas, com irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>.

### 2.5.3 Efeito do Sombreamento

Na Figura 2.16 é apresentado um módulo fotovoltaico com “n” células conectadas em série, em condições normais de operação, onde a corrente de carga  $I$  está percorrendo todas as células fotovoltaicas com a mesma intensidade.

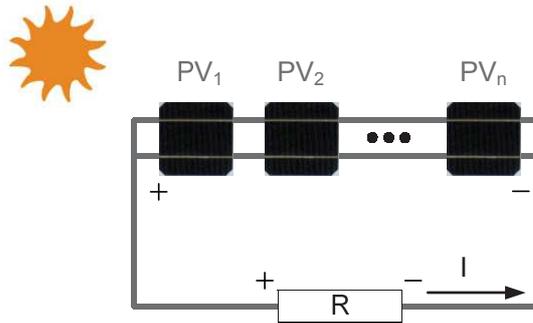


Figura 2.16 - Módulo fotovoltaico com carga.

Caso ocorra uma obstrução na radiação solar, de tal forma que uma ou mais células deste módulo seja completamente escurecida, esta célula ficará inversamente polarizada, atuando como uma carga e convertendo energia elétrica em energia térmica, como é apresentado na Figura 2.17. Se a corrente for suficientemente elevada, poderá resultar na queima desta célula fotovoltaica.

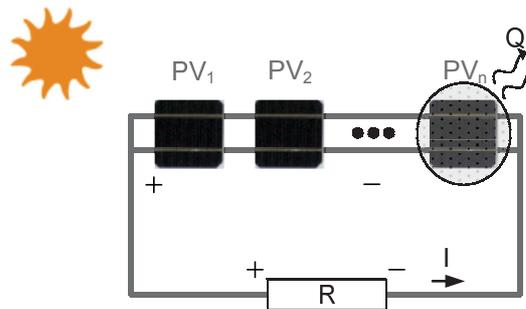


Figura 2.17 - Módulo fotovoltaico sombreado.

Para evitar este efeito de sombreamento, usualmente se utilizam diodos em antiparalelo com as células fotovoltaicas, chamados de diodo de *bypass* ou de derivação. Estes diodos têm a função de desviar a corrente, evitando assim a geração de tensões inversas elevadas nas células. Na prática, as células são associadas em conjuntos, sendo que a cada 18 ou 20 células utiliza-se um diodo de derivação, conforme apresentado na Figura 2.18.

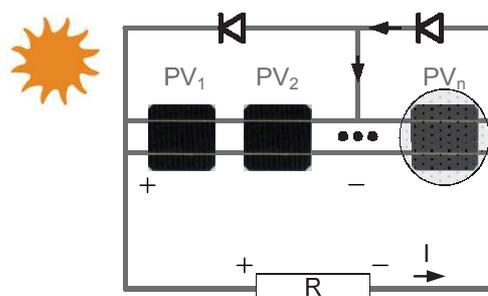


Figura 2.18 - Módulo fotovoltaico sombreado com diodos de derivação.

### 3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Neste capítulo são apresentados os principais componentes utilizados em um sistema fotovoltaico, além de uma descrição das principais configurações e topologias em que os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados.

#### 3.1 COMPONENTES BÁSICOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

##### 3.1.1 Módulo Fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é constituído por várias células fotovoltaicas conectadas entre si. Sua função é transformar a energia solar em energia elétrica. Cada célula isoladamente tem a capacidade limitada de produzir potência elétrica, tipicamente 1,5 W, correspondendo a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 3 A. Portanto, para a maioria dos equipamentos elétricos faz-se necessária a associação de várias células, em ligações em série e/ou paralelo, formando os módulos fotovoltaicos.

O número de células solares pode variar segundo a necessidade de tensão e corrente da carga. Normalmente um módulo fotovoltaico é constituído de 36 células ligadas em série e produz uma tensão suficiente para carregar uma bateria de 12 V ou 72 células para uma tensão de 24 V. Este número pode variar conforme o tipo de célula a ser utilizada, sendo que as mais comuns são as de silício monocristalino e de silício multicristalino (MORAES, 2009) (DURYEA, ISLAM e LAWRANCE, 2001).

Os catálogos dos fabricantes fornecem potência, tensão e corrente do módulo fotovoltaico, medidas para a condição padrão de teste (*Standard Test Condition* ou *STC*), definida pela norma IEC 61215 como apresenta JÚNIOR, MACÊDO e PINHO (2013). Na condição *STC*, a irradiância global incidente equivale a 1000 W/m<sup>2</sup>, com massa de ar AM 1.5 (*Air Mass*) e temperatura de célula de 25 °C (IEC 61215, 2005).

Como o módulo fotovoltaico trabalha exposto à radiação solar, a temperatura de operação possivelmente ultrapassará os 25 °C especificados pela *STC*, sendo esta uma variável que deve ser levada em consideração quando for efetuado o dimensionamento do sistema fotovoltaico. A Figura 3.1 ilustra a nomenclatura utilizada para célula, módulo e painel.

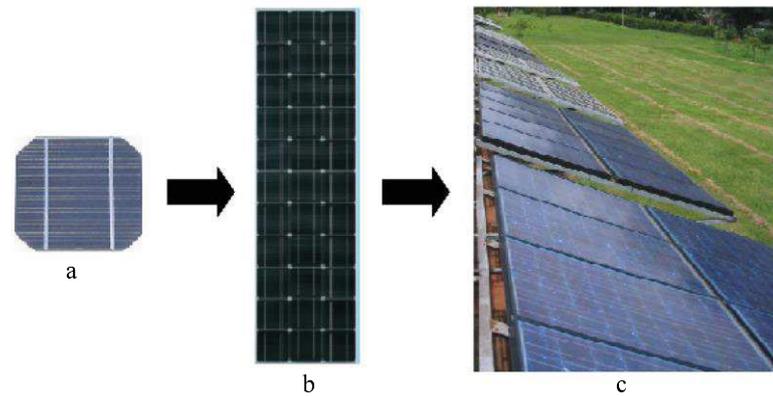


Figura 3.1 - (a) Célula fotovoltaica; (b) Módulo Fotovoltaico; (c) Painel Fotovoltaico.

Existem normas e regulamentos, nacionais e internacionais, que regem sistemáticas de ensaios e requisitos dos módulos fotovoltaicos, alguns dos principais utilizados são listados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Normas e regulamentos sobre módulos fotovoltaicos.

Número	Ano	Nome	Descrição	Aplicação
IEC 61215	2005	<i>Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules. Design qualification and type approval</i>	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos em operação de longo prazo, em climas gerais como definidos na IEC 60721-2-1. Esta norma não se aplica aos módulos usados com luz solar concentrada.	Módulos de Silício monocristalino e multicristalinos
IEC 61646	2008	<i>Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval</i>	Estabelece os requisitos para a qualificação de criação e homologação dos módulos fotovoltaicos de película fina, adequados para operação de longo prazo, em climas gerais como definidos na IEC 60721-2-1. Esta norma aplica-se a todos os módulos fotovoltaicos não abrangidos pela IEC 61215.	Módulos fotovoltaicos de película fina
IEC 61730-2	2004	<i>Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing</i>	Descreve os requisitos de teste dos módulos fotovoltaicos com a finalidade de proporcionar um funcionamento elétrico e mecânico seguro durante a sua vida útil. Aborda a prevenção de choque elétrico, os riscos de incêndio, ambientais e instalação. Descreve os requisitos de teste que devem ser utilizados em conjunto com a norma IEC 61215 ou IEC 61646.	Módulos fotovoltaicos
IEC 61701	2011	<i>Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules</i>	Descreve sequências de teste para determinar a resistência de diferentes módulos fotovoltaicos para a corrosão por nevoeiro salino contendo Cl- (NaCl, MgCl <sub>2</sub> , etc.). A maioria dos testes incluídos nas sequências, estão descritos nas normas IEC 61215, IEC 61646, IEC 62108, IEC 61730-2 e IEC 60068-2-52.	Módulos fotovoltaicos
IEC 62108	2007	<i>Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval</i>	Especifica os requisitos mínimos para a qualificação e homologação dos módulos fotovoltaicos com concentradores e conjuntos adequados para operação de longo prazo, em climas gerais como definidos na IEC 60721-2-1.	Módulos fotovoltaicos com concentradores
NBR 10899	2013	Energia solar fotovoltaica - Terminologia	Define os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica. Não inclui os termos gerais de eletricidade, que são definidos na NBR5456.	Módulos fotovoltaicos
NBR 11876 (*)	2010	Módulos fotovoltaicos - Especificação	Especifica os requisitos exigíveis e os critérios para aceitação de módulos fotovoltaicos para uso terrestre, de construção plana e sem concentradores, que utilizem dispositivos fotovoltaicos como componentes ativos para converter diretamente a energia radiante em elétrica.	Módulos fotovoltaicos.

(\*) Esta norma foi cancelada sem substituição em 2015

### 3.1.2 Inversor

Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados diretamente em cargas de corrente contínua (CC), como motores, lâmpadas e alguns instrumentos de medição. Entretanto, os equipamentos que utilizam uma fonte CC são limitados no mercado. Com isso, os sistemas fotovoltaicos necessitam de um sistema de conversão para transformar a energia CC para energia em corrente alternada (CA), de forma eficiente e com qualidade. Assim, o sistema fotovoltaico pode suprir de energia elétrica a maioria dos aparelhos eletroeletrônicos disponibilizados no mercado.

A forma de onda da tensão de saída de um inversor para sistemas isolados idealmente deveria ser senoidal. Entretanto, grande parte dos inversores comerciais de baixa potência apresentam formas de onda quadrada ou trapezoidal, procurando redução de custo de fabricação. Soluções como estas, contudo, apresentam elevado conteúdo harmônico e consequentemente baixa eficiência.

Um comparativo entre as três principais formas de modulação da tensão de saída de um inversor é apresentado na Tabela 3.2. São comparadas a modulação por largura de pulso (PWM) por pulso-único, modulação por largura de pulsos múltiplos (UPWM) e modulação por largura de pulsos senoidais (SPWM). Para esta análise foi utilizado uma frequência da portadora de 30 kHz, potência de saída 250 W e uma carga resistiva.

Tabela 3.2 – Comparativo da distorção harmônica gerada pela modulação da tensão de saída de um inversor.

Modulação	Amplitude da harmônica (V)								
	1 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup>	5 <sup>a</sup>	7 <sup>a</sup>	9 <sup>a</sup>	30k	60k	90k	120k
PWM Pulso-único	220	165	80	1,63	43	1,02	0,49	0,32	0,25
UPWM	220	73	44	31	24	160	34	45	32
SPWM	220	0,51	0,34	0,31	0,47	148	18	28	13

Conforme PINHO e GALDINO (2014) um inversor deve possuir as seguintes características:

- Alta eficiência de conversão, tanto em carga nominal quanto parcial;
- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Operação em faixa ampla de tensão de entrada;
- Boa regulação na tensão da saída;
- Forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico;

- Baixa emissão de interferência eletromagnética;
- Tolerância aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas;
- Segurança tanto para as pessoas quanto para a instalação;
- Grau de proteção IP adequado ao tipo de instalação.

### 3.1.3 Banco de Armazenamento de Energia

Devido às alterações climáticas (radiação solar e temperatura), os sistemas isolados que utilizam as células fotovoltaicas como fonte primária requerem um sistema armazenador de energia. Neste caso usualmente é utilizado um banco de baterias, responsável por suprir as necessidades das cargas durante a noite ou em períodos de baixa ou nenhuma insolação.

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica têm um papel fundamental em sistemas de energias renováveis, seja solar ou eólica, pois somente é possível aproveitar diretamente tal energia em curtos períodos do dia. Existem diversas formas usuais de armazenamento de energia, sendo as principais apresentadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Tecnologias de armazenamento de energia (GUERRERO, ROMERO, *et al.*, 2013).

Tecnologia	Potência	Densidade energética	Tempo de back-up	Tempo de resposta	Eficiência	Tempo de vida
Bombeamento hidráulico	100 MW – 2 GW	400 MWh – 20 GWh	horas	12 min	70 - 80%	50 anos
Sistema compressão do ar	110 MW – 290 MW	1,16 GWh - 3 GWh	horas	12 min	99%	< 50 anos
Baterias	100 W – 100 MW	1 kWh - 200 MWh	horas	1 s	60 - 80%	< 10 anos
Eletromecânico volante por inércia	5 kW – 90 MW	5 kWh – 200 kWh	minutos	12 min	80 - 95%	20 anos
Energia magnética SMES	170 kW – 100 MW	110 Wh – 27 kWh	segundos	ms	95%	30 anos
Supercapacitores	< 1 MW	1 Wh- 1 kWh	segundos	ms	> 95%	> 10 anos

Na Figura 3.2 é apresentada a classificação dos acumuladores em função de sua potência nominal e sua capacidade de fornecer energia a uma carga.

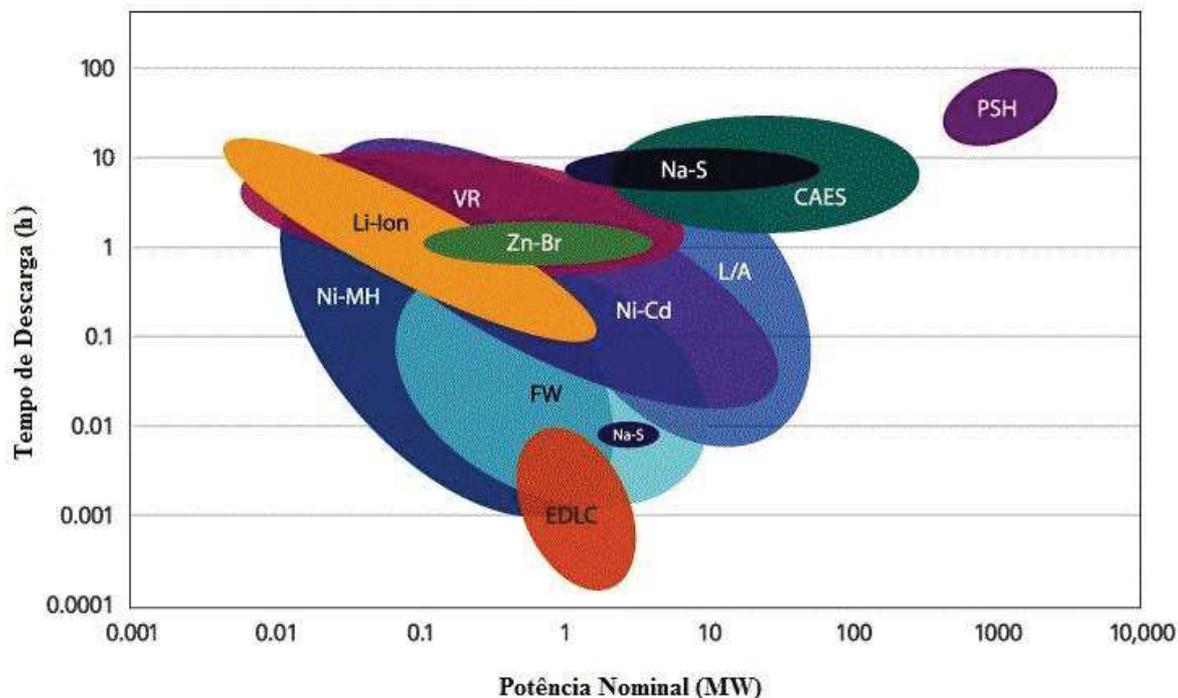


Figura 3.2 - Classificação dos sistemas armazenadores (LEADBETTER e SWAN, 2012).

Nessa figura, EDLC representa os acumuladores por supercapacitores, FW volante de inércia, PSH por bombeamento de água, L/A as baterias de chumbo-ácido, Li-Íon de lítio, Na-S de sulfato de sódio, Ni-Cd de níquel cádmio, Ni-MH de níquel metal hidreto, Zn-Br de zinco e bromo, VR de fluxo de vanádio redox.

#### *Armazenadores de campo elétrico*

Os armazenadores através de supercapacitores, também conhecidos como ultracapacitores, podem ser utilizados em aplicações que exigem altas taxas de carga e descarga, não apresentando degradação aparente após 1.000.000 de ciclos de carga e descarga (GUERRERO, ROMERO, *et al.*, 2013).

As principais desvantagens desta tecnologia são que a densidade energética em relação a uma bateria eletroquímica é muito baixa e que a tensão varia com a energia armazenada. Para armazenar efetivamente e recuperar energia é necessário um controle eletrônico, que também resulta em perda de energia.

### *Armazenadores por campo magnético*

Os armazenadores por campo magnético, conhecidos como indutores com supercondutores, SMES - *Superconducting Magnetic Energy Storage*, são dispositivos que permitem armazenar energia magnética no núcleo de uma bobina supercondutora. Quando percorrida por uma corrente contínua a resistência da bobina pode ser considerada virtualmente nula, preservando assim a energia no seu interior sem que haja perdas. A eficiência SMES fica entre 95% e 98%, possui uma elevada disponibilidade de fornecer energia em poucos milissegundos (SCHAINKER, 2004).

A principal desvantagem do sistema é que a densidade energética é baixa e há uma necessidade de instalar um sistema de criogenia, sendo muito complexo para aplicações de sistemas isolados.

### *Armazenadores eletroquímicos*

Os armazenadores eletroquímicos são os mais comuns e utilizados atualmente. Existem várias alternativas de baterias, cujas células são baseadas em diferentes tipos de elementos químicos utilizados no processo da reação química. Cada elemento possui uma densidade de energia armazenada, como pode ser observado na Figura 3.3 (LEADBETTER e SWAN, 2012) e (PADBURY e ZHANG, 2011).

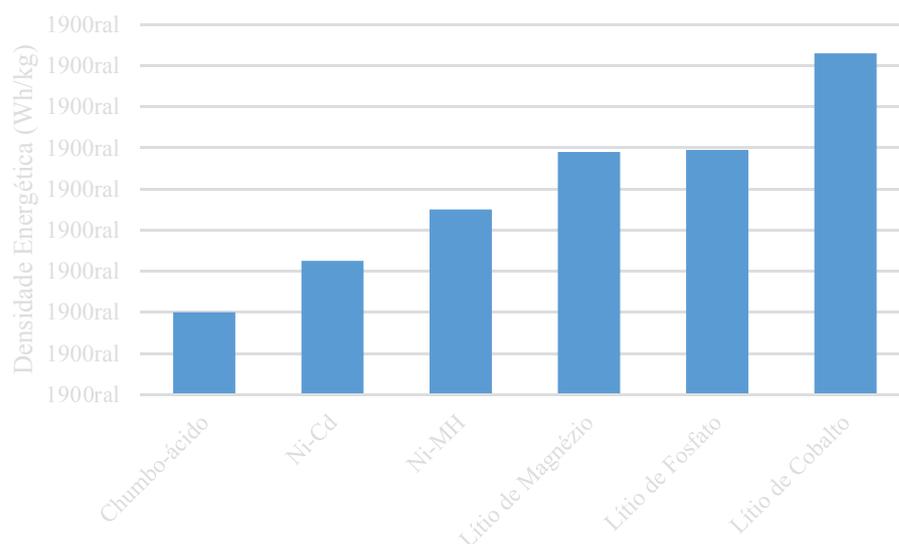


Figura 3.3 - Densidade de energia típica para cada célula eletroquímica, (PADBURY e ZHANG, 2011).

Dentre os vários tipos de acumuladores eletroquímicos, a bateria de chumbo-ácido ainda é a tecnologia mais empregada. As baterias com tecnologias mais modernas, tais como níquel-cádmio (Ni-Cd), hidreto metálico de níquel (Ni-MH), íon de Lítio (Li-ion), dentre outras, embora apresentando vantagens (maior eficiência, maior vida útil, maior profundidade de descarga), geralmente não são ainda economicamente viáveis na maioria dos sistemas fotovoltaicos (TAVARES PINHO e ANTONIO GALDINO, 2014).

Para a correta utilização da bateria, é importante um estudo sobre os fatores que afetam a eficiência e conseqüentemente a durabilidade da mesma. Os principais fatores estão sintetizados no diagrama de causa e efeito (Ishikawa) na Figura 3.4.

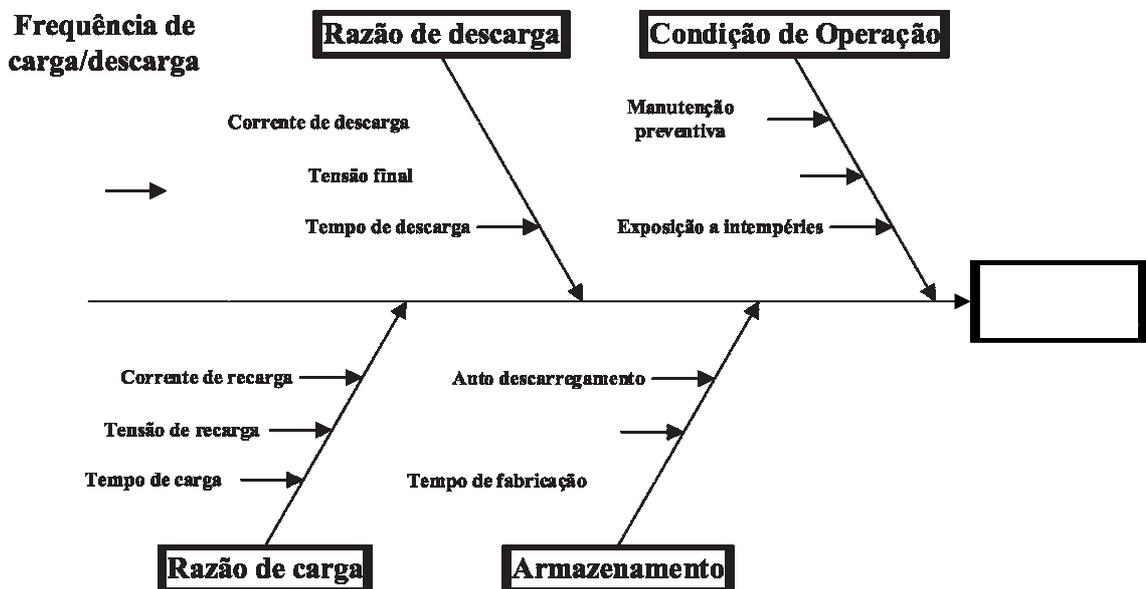


Figura 3.4 - Diagrama de causa e efeito (Ishikawa) da eficiência da bateria.

### 3.1.4 Controlador de Carga

O papel principal de um controlador de carga em um sistema fotovoltaico é transferir a energia proveniente dos módulos para o banco de estocagem (baterias), obedecendo regras de proteção contra cargas e descargas excessivas, garantindo uma maior vida útil ao banco de baterias. Um controlador de carga, quando não configurado corretamente, pode provocar danos irreversíveis ao banco de estocagem.

Estes equipamentos são dotados de recursos que informam o estado de carga do banco de estocagem e alertam quando algo não está conforme com o funcionamento normal do sistema. Visando aumentar a eficiência da extração de energia dos módulos, eles também

podem ser dotados de um seguidor de ponto de máxima potência - SPMP. Em seu dimensionamento devem ser levadas em consideração as características do sistema fotovoltaico utilizado, como a potência instalada dos módulos, tensão de trabalho e a máxima corrente drenada ou fornecida do banco de estocagem.

Os controladores podem ser classificados de duas formas, em paralelo ou série. O controlador paralelo possui um sistema de chaveamento interno que controla o fluxo de corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos para o banco de estocagem. Esse dispositivo fica ligado em paralelo ao banco de estocagem, permitindo somente a passagem da quantidade de energia necessária para o sistema. Essa topologia requer um diodo em série com o fluxo de corrente, com a finalidade de impedir o fluxo de corrente reversa no período de baixa irradiância.

O controlador série possui também um sistema de chaveamento, porém ligado em série com o fluxo de corrente, sendo utilizado principalmente em sistemas com tensões mais baixas, não necessitando do diodo de proteção.

### 3.1.5 Sensor de Radiação

A medição da radiação solar é fundamental no desenvolvimento de projetos que visam a captação e a conversão da energia solar. Com um histórico dessas medidas, pode-se viabilizar a instalação ou ampliação de um sistema fotovoltaico. Esse sensor também pode ser utilizado como padrão para analisar a eficiência global do sistema.

O objetivo da medição dos dados solares é a obtenção experimental do valor instantâneo do fluxo energético solar (irradiância) ou integrado (irradiação) ao longo de tempo determinado.

Os sensores de radiação podem ser genericamente diferenciados pelo seu princípio físico de detecção, térmico ou fotovoltaico, bem como por sua finalidade piranômetro (irradiância global) ou pireliômetro (irradiância direta).

O piranômetro do tipo fotovoltaico é composto por uma pequena célula fotovoltaica calibrada. Sua vantagem é o menor custo, porém com a desvantagem do fornecimento de medidas com menor exatidão em comparação aos térmicos.

Um exemplo de piranômetro fotovoltaico ou sensor de radiação solar é o *Sunny Sensorbox*, Figura 3.5, fabricado para ser instalado em sistemas fotovoltaicos, junto aos módulos fotovoltaicos. Esse sensor apresenta uma incerteza de  $\pm 8\%$ , e em fundo de escala, uma incerteza de  $\pm 120 \text{ W/m}^2$ . Para a leitura de temperatura, a incerteza é de  $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$ , com resolução de  $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ , conforme SMA (2010).



Figura 3.5 - Sensor de radiação solar *Sunny Sensorbox*.

### 3.1.6 Controlador do Sistema - Microcontrolador

Em um sistema híbrido de maior complexidade, se faz necessário um dispositivo com a capacidade de interpretar e atuar sobre as principais variáveis envolvidas no sistema. Para realizar esta gestão, é utilizado um controlador principal.

Esse dispositivo, geralmente microcontrolado, centraliza as informações da geração de energia fotovoltaica, do estado atual das baterias, das fontes auxiliares e das cargas prioritárias. Com posse destas informações, o sistema pode ser automaticamente adaptado visando, por exemplo, um prolongamento da vida útil do banco de baterias ou uma redução do consumo energético desconectando cargas não prioritárias.

Funções avançadas de controle também podem ser implementadas, como a gestão adaptativa conforme previsão das condições climáticas (DOS SANTOS, SECHILARIU e LOCMONT, 2014), como outras.

O Arduíno pode ser utilizado como controlador do sistema. Ele é uma plataforma de prototipagem eletrônica de hardware livre, projetada com um microcontrolador Atmel ATmega 2560, com suporte de pinos de entrada/saída embutido, com linguagem de programação padrão C/C++. A Figura 3.6 mostra a placa do Arduíno, com o seu processador na área central.



Figura 3.6 - Arduino ATmega 2560 (Arduino Mega 2560, 2015).

### 3.2 TOPOLOGIAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A classificação varia conforme a configuração de instalação dos sistemas fotovoltaicos, que podem ser divididas em três grandes categorias:

- Sistemas conectados à rede (*Grid Connection*);
- Sistemas isolados (*Stand Alone*);
- Sistemas híbridos (*Hybrid System*).

#### 3.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede necessitam obrigatoriamente de uma rede elétrica como referência e normalmente não possuem um sistema de estocagem. Toda a energia elétrica produzida é injetada diretamente na rede elétrica (LOPEZ, 2012).

São constituídos basicamente por um conjunto de módulos fotovoltaicos, ligados em série e/ou paralelo a fim de chegarem a um determinado valor de tensão e corrente, conectados a um inversor que transforma corrente contínua em corrente alternada, sincronizada com a rede da concessionária.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Figura 3.7, fornecem toda a energia produzida à rede elétrica e, devido a esta transferência, não necessitam de elementos de armazenamento de energia (PANDA, PATHAK e SRIVASTAVA, 2012). Este sistema pode ser considerado como uma fonte complementar, seguindo a tendência de descentralização da produção de energia elétrica (DIAS, 2006).

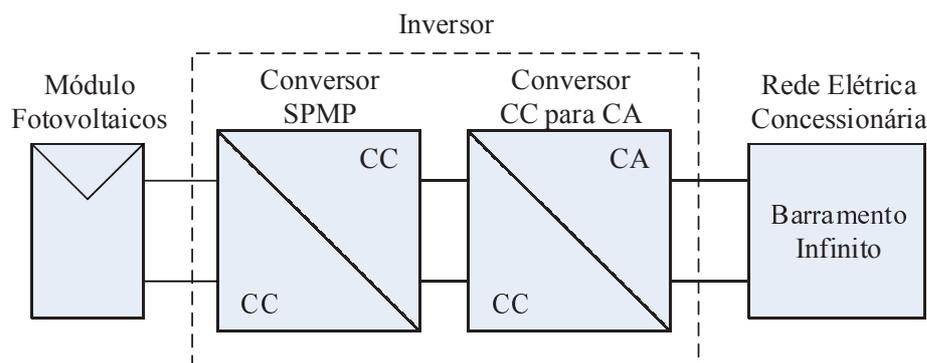


Figura 3.7 - Sistema fotovoltaico conectado à rede.

Para cada valor de irradiância e temperatura, o módulo fotovoltaico fornece um valor distinto de potência. O seguidor do ponto de máxima potência fica responsável por rastrear o ponto de maior potência MPP (LÓPEZ SEGUEL, 2009).

### 3.2.2 Sistemas Fotovoltaicos Isolados

Os sistemas fotovoltaicos isolados são empregados em locais onde não há a disponibilidade de eletricidade oriunda de uma concessionária, sendo constituídos por um conjunto de módulos fotovoltaicos, banco de baterias, controlador de carga e inversor, para poder suprir uma determinada carga.

Os sistemas isolados podem ser individuais ou em microrredes. No primeiro caso a energia é exclusiva para atendimento de uma única unidade consumidora, enquanto que no segundo, a geração é dividida entre um grupo de unidades consumidoras que estão geograficamente próximas.

Devido à necessidade de regulamentar a utilização destes sistemas em relação à demanda, a Aneel publicou a Resolução N° 493/2012 (ANEEL, 2012), que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI), além do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI).

Nos sistemas autônomos, apresentados na Figura 3.8, a fonte primária de energia é o gerador fotovoltaico. Dessa forma, para garantir o fornecimento de energia durante a noite ou em períodos com pouca radiação, faz-se necessário a utilização de um sistema de armazenamento de energia.

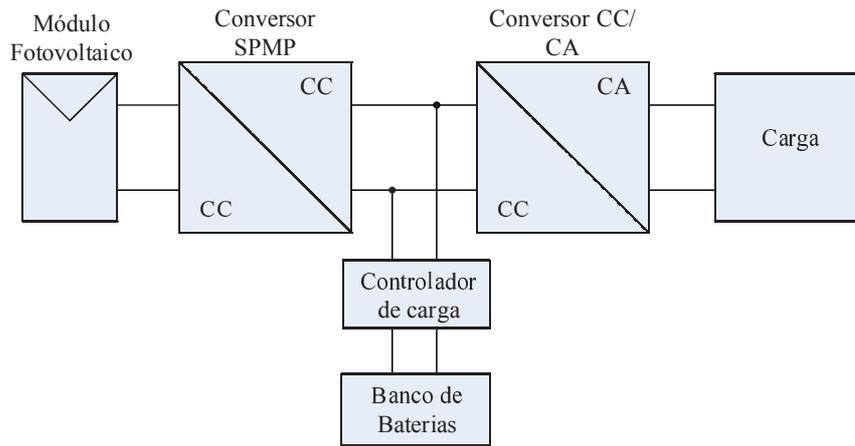


Figura 3.8 - Sistema fotovoltaico autônomo.

### 3.2.3 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos, apresentado esquematicamente na Figura 3.9, são caracterizados pela utilização de diversas fontes de geração de energia elétrica como, por exemplo, solar, eólica, pilhas combustível, geradores a diesel entre outras. Esta diversificação possibilita um dimensionamento otimizado do sistema fotovoltaico, bem como da capacidade dos elementos armazenadores de energia, pois as fontes complementares podem garantir a produção de energia elétrica durante a noite ou em dias de pouca radiação solar.

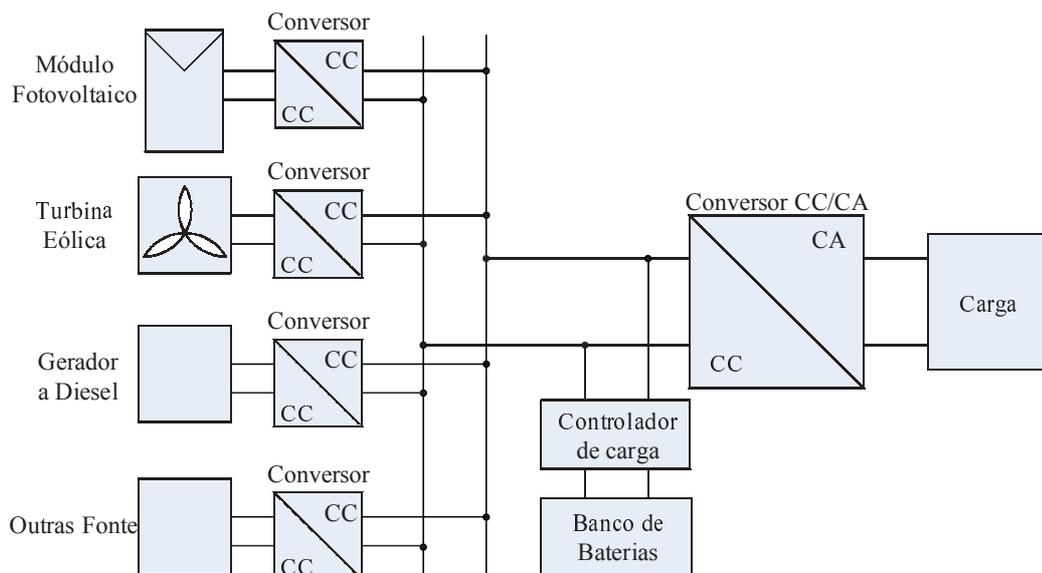


Figura 3.9 - Sistema híbrido.

Estes sistemas são mais complexos e necessitam de algum tipo de controle com a finalidade de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação. Existem diversas configurações possíveis, assim como estratégias de uso para cada fonte de energia.

Os sistemas híbridos, dada a capacidade de uma fonte suprir a falta temporária de outra, permite que os mesmos operem com o mínimo de interrupções e com custos mínimos, podendo funcionar isolados ou conjugados com a rede. A capacidade desses sistemas pode variar de alguns poucos kW até vários MW.

### 3.3 TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO DE MICRORREDES

Ao contrário das redes de energia tradicionais, as redes inteligentes – *Smart Grids* - compreendem todos os sistemas de transmissão e distribuição, geradores e usuários. Outra diferença importante é a incorporação de tecnologia digital embarcada, de modo que exista um fluxo bidirecional de informação entre as unidades produtoras e consumidoras, reduzindo assim custos de produção e transporte, ao mesmo tempo melhorando a eficiência e confiabilidade. Além disso, compreende a integração de sistemas de energias renováveis e de armazenamento (FOSSATI, 2011).

Uma microrrede é um componente da rede inteligente, que é parte da rede de distribuição que, por sua vez, pode ser independente e/ou autossuficiente (DOBAKHSHARI, AZIZI e RANJBAR, 2011). A microrrede consiste de um conjunto de cargas e geradores operando como um único sistema capaz de fornecer energia. A operação e o controle ficam sobre responsabilidade do sistema gerenciador, que possui a flexibilidade necessária para garantir o funcionamento de todo o sistema.

A microrrede de controle flexível permite a utilização otimizada do sistema elétrico abastecendo as necessidades locais com confiabilidade e segurança, integrando várias fontes renováveis e convencionais de energia.

Existem ainda diversos entraves para a implementação, como desafios na otimização da comunicação entre os sistemas devido à distância entre equipamentos, diversidade de padrões dos sistemas, complexidade e quantidade de dados trafegados (GUNGOR, SAHIN, *et al.*, 2011).

### 3.3.1 Estratégias de Controle em Microrredes Isoladas Híbridas

A utilização de um controle centralizado é evidenciada no experimento de (KESRAOUI e CHAIB, 2013), que estuda uma comunidade isolada suprida por energia elétrica baseada em módulos fotovoltaicos, turbina eólica, usina de biomassa e gerador a diesel. O controle do sistema é realizado através de um sistema supervisorio conectado a controladores distribuídos em cada unidade consumidora e fornecedora. Neste trabalho também foi levada em consideração uma separação na ligação das cargas prioritárias e não prioritárias para auxiliar na tomada de decisão quando a energia armazenada está em um patamar baixo.

O trabalho de (BEHNKE *et al.*, 2012) apresenta uma solução de microrrede com controle centralizado, abrangendo aspectos técnicos e de integração da comunidade, conforme a Figura 3.10. A abordagem é aplicada no âmbito de um projeto de pesquisa para uma cidade isolada localizada na região norte do Chile.

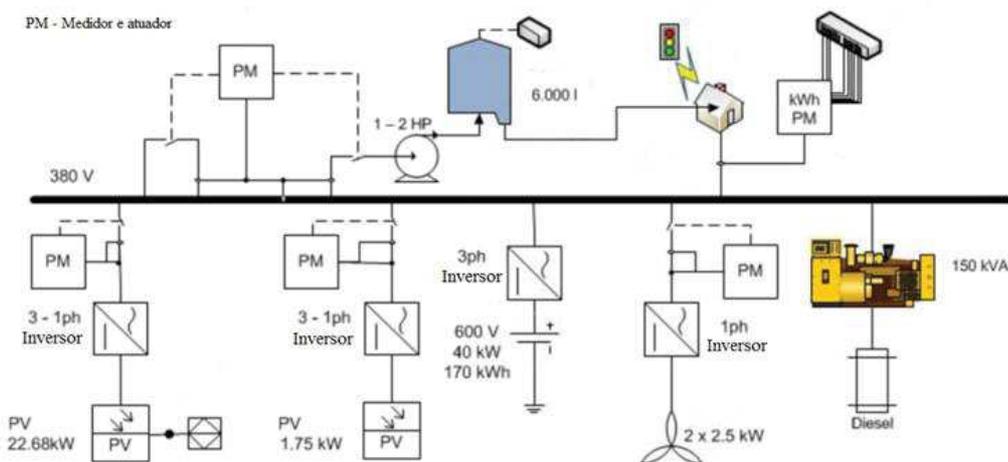


Figura 3.10 - Sistema híbrido (BEHNKE *et al.*, 2012).

Em uma abordagem similar, a distribuição e controle de uma microrrede isolada em tensão contínua é analisado no trabalho de (NARAYANAN *et al.*, 2014). Neste sistema, o controlador principal registra o aporte energético dos módulos fotovoltaicos e o nível das baterias para gerenciar as cargas que serão supridas com energia elétrica, priorizando cargas conforme a quantidade de energia disponível no sistema isolado.

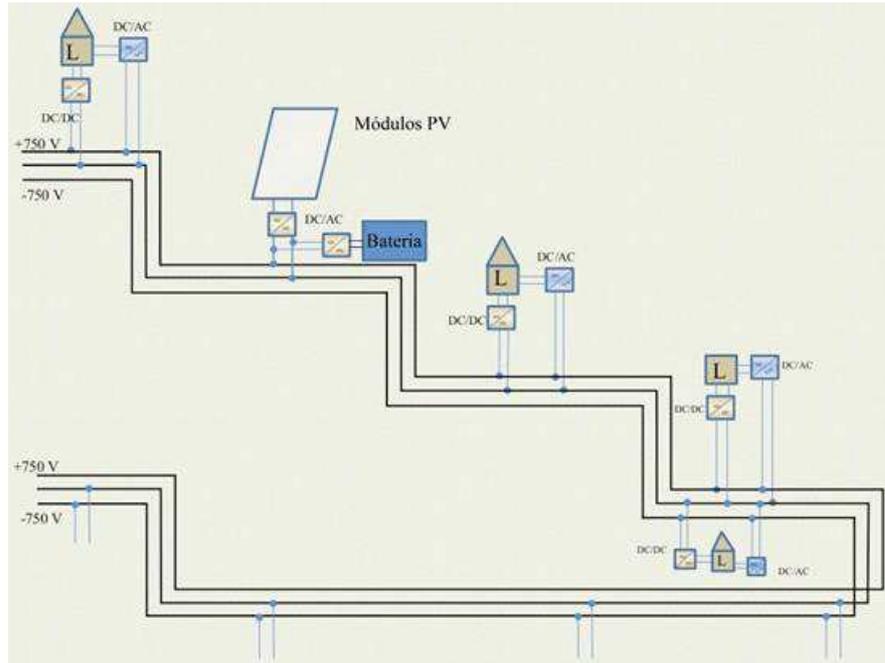


Figura 3.11 - Topologia do sistema isolado (NARAYANAN, PELTONIEMI, *et al.*, 2014).

No estudo de (VIVEKANANDAN e PRABU, 2014), a utilização de energia convencional (nuclear e carvão) e não-convencional (fotovoltaica e eólica) são gerenciadas através de um sistema centralizado para atender cargas específicas, classificadas em críticas e não críticas. A escolha da fonte fica baseada na disponibilidade instantânea de energia. A simulação evidenciou o funcionamento do sistema, que conta com medidores bidirecionais em cada saída das fontes geradoras.

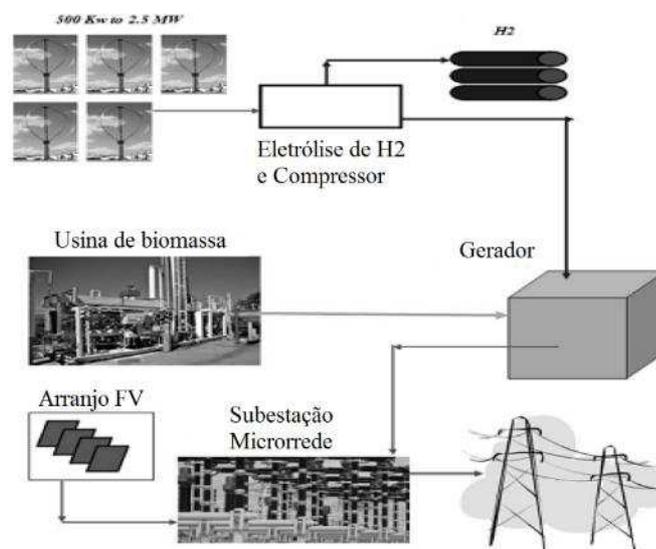


Figura 3.12 - Topologia sistema (VIVEKANANDAN e PRABU, 2014).

No estudo de (CAVALCANTE, JÚNIOR e MACÊDO, 2014) foram utilizados, para aquisição de dados do sistema, transdutores de corrente e tensão e sensores de temperatura, velocidade e direção de vento, além de uma placa de aquisição de dados NI-25018, da *National Instruments*, e um computador dedicado. Para o processamento e exibição dos dados, foi desenvolvido um programa em ambiente *Labview*, que possui do conceito de Instrumentação Virtual (*VI – Virtual Instruments*). O sistema visa a monitorar os principais parâmetros dos equipamentos conectados ao sistema híbrido. Na Figura 3.13 é mostrado o layout do sistema, com a indicação de seus respectivos sensores e parâmetros monitorados.

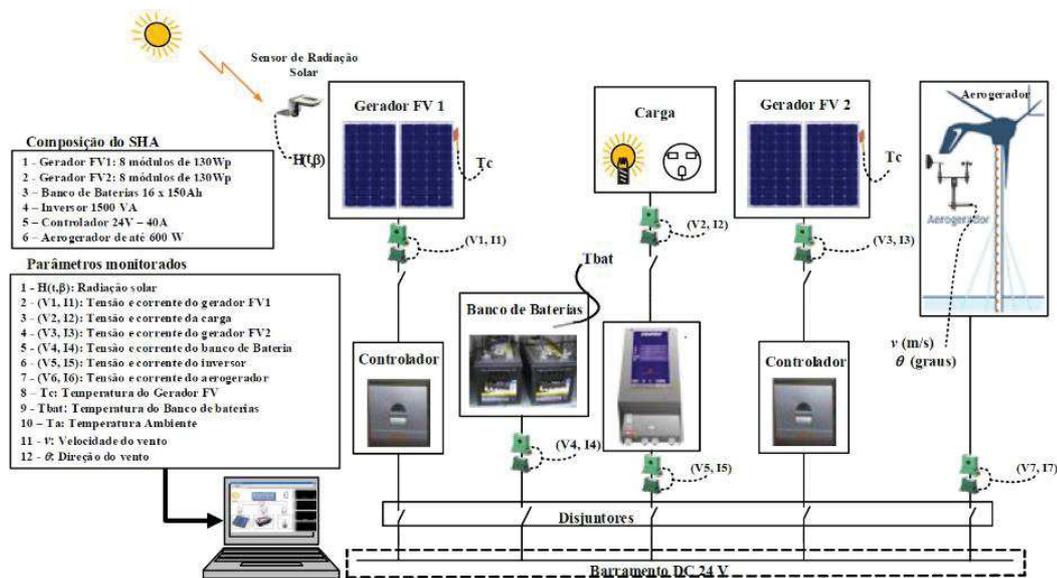


Figura 3.13 - Topologia sistema (CAVALCANTE, JÚNIOR e MACÊDO, 2014).

### 3.3.2 Vantagens do Gerenciamento de Microrredes

As principais vantagens introduzidas com o conceito *Smart Grids* em microrredes, são:

- Melhor aproveitamento da energia armazenada no banco de estocagem, sendo disponibilizada para cargas que realmente são prioritárias;
- Possibilidade de alteração do perfil de fornecimento baseado em informações de previsão do tempo e consequente produção energética;
- Controle e monitoramento instantâneo de todas as fontes geradoras do sistema e de todo o consumo por unidade consumidora (caso tenha medidores individualizados);
- Histórico das variáveis mais importantes do sistema, visando futuras estatísticas e melhoramentos no sistema.

## 4 MATERIAIS E MÉTODOS

Nesse capítulo são apresentados os materiais e métodos utilizados para o desenvolvimento da microrrede híbrida fotovoltaica proposta e instalada na UNISINOS, sendo dividida em duas partes: descrição da instalação e metodologia de funcionamento.

### 4.1 DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO

A instalação da microrrede híbrida foi concebida em quatro partes distintas: dimensionamento, projeto conceitual, projeto executivo e execução.

#### 4.1.1 Dimensionamento

O dimensionamento da microrrede foi baseado em uma premissa de atendimento de cargas que somadas não ultrapassem 1 kW, com um banco de baterias inicial de 200 Ah em 24 V e com uma potência fotovoltaica total, na condição padrão, de 570 W pico, utilizando duas tecnologias de módulos fotovoltaicos.

Levando em consideração as premissas, foram utilizados os seguintes equipamentos para constituir a microrrede, listados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Especificação dos principais componentes da microrrede.

Equipamento	Quantidade	Código
Módulo fotovoltaico monocristalino - 150 W pico	2	HSPV-150 Wp-36M
Módulo fotovoltaico multicristalino - 135 W pico	2	Kyocera modelo KD135SX-UPU
Controlador de Carga com MPPT - 20 A	2	Tracer-2210RN
Inversor senoidal puro - 1000 W	1	Inversor Senoidal SP05 1 kW / 24 V
Bateria selada - 12 V / 50 Ah	8	Bateria Moura 12 V / 50 Ah
Sensor de radiação solar e temperatura	1	Sunny Sensorbox
Controlador Arduíno	1	MEGA 2560 R3

O diagrama de interligação destes equipamentos pode ser visto na Figura 4.1, onde fica evidenciado que o gerador auxiliar é a rede elétrica da concessionária.

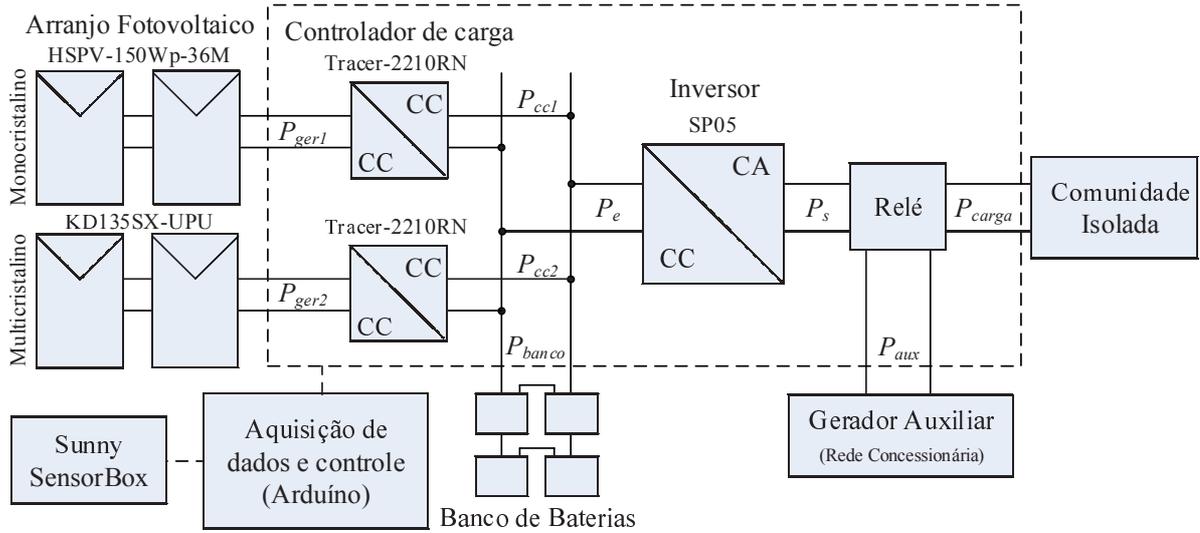


Figura 4.1 - Diagrama da microrrede híbrida.

Nesta topologia são utilizados dois arranjos fotovoltaicos independentes, o primeiro composto por dois módulos monocristalinos, fornecendo uma potência elétrica  $P_{ger1}$ , e o segundo por dois módulos multicristalinos fornecendo  $P_{ger2}$ , conforme Eq. (4.1) e Eq. (4.2).

$$P_{ger1} = I_{ger1}V_{ger1} \quad (4.1)$$

$$P_{ger2} = I_{ger2}V_{ger2} \quad (4.2)$$

onde  $I_{ger1}$  e  $I_{ger2}$  representam a corrente elétrica de cada gerador ou arranjo e  $V_{ger1}$  e  $V_{ger2}$  a sua respectiva tensão elétrica.

Cada arranjo está conectado a um controlador de carga, gerando respectivamente uma potência de saída  $P_{cc1}$ , Eq. (4.3) e  $P_{cc2}$ , Eq. (4.4), responsáveis por carregar o banco de estocagem  $P_{banco}$  e fornecer potência elétrica ao inversor  $P_e$ , Eq. (4.5).

$$P_{cc1} = P_{ger1}\eta_{SPMP1} \quad (4.3)$$

$$P_{cc2} = P_{ger2}\eta_{SPMP2} \quad (4.4)$$

$$P_e = P_{cc1} + P_{cc2} + P_{banco} \quad (4.5)$$

onde  $\eta_{SPMP1}$  e  $\eta_{SPMP2}$  representam as eficiências do seguidor do ponto de máxima potência dos controladores de carga.

A potência de entrada do inversor pode ser expressa pela Eq. (4.6), pois os controladores, o banco de estocagem e a entrada do inversor estão no mesmo potencial elétrico  $V_e$ , Eq. (4.7).

$$P_e = (I_{ger1} + I_{ger2} + I_{banco})V_e \quad (4.6)$$

$$V_{ger1} = V_{ger2} = V_{banco} = V_e \quad (4.7)$$

O inversor converte a potência elétrica  $P_e$ , recebida em corrente contínua, para  $P_s$  em corrente alternada. Em regime normal de trabalho, a potência fornecida para a carga  $P_{carga}$  é suprida integralmente pelo inversor, Eq. (4.8).

$$P_e \eta_{inv} = P_s = P_{carga} \quad (4.8)$$

onde  $\eta_{inv}$  representa a eficiência do inversor.

Porém, quando o banco de baterias estiver em um nível baixo crítico, o controlador do sistema (Arduíno) desliga a saída do inversor e aciona a fonte auxiliar  $P_{aux}$  para alimentar a carga, Eq. (4.9).

$$P_{aux} = P_{carga} \quad (4.9)$$

#### 4.1.2 Projeto Conceitual

Para a elaboração do projeto conceitual, algumas premissas foram adotadas para a escolha do local de instalação, sendo elas:

- Os módulos fotovoltaicos deveriam estar dispostos próximos à sala C02-110;
- O suporte dos módulos fotovoltaicos não deveria modificar significativamente o layout da fachada do prédio;
- O local de instalação não deveria ser de difícil acesso;
- O projeto deveria ser aprovado pelo setor de infraestrutura da UNISINOS.

Seguindo estas premissas, foi concluído que o melhor local para a fixação do suporte dos módulos fotovoltaicos seria na marquise do portão de acesso ao prédio C02, conforme Figura 4.2, devido à sua localização voltada para o norte geográfico e facilidade de acesso. O painel de controle deveria ficar na sala C02-110 para reduzir as perdas nos cabos.



Figura 4.2 - Marquise do portão de acesso ao prédio C02.

Tendo em vista o local de instalação e a área útil de construção, foi utilizado o software *Sketchup*® para verificar o melhor ponto de instalação, para evitar sombras da própria construção. A Figura 4.3 apresenta o projeto em 3D da alternativa que menos era afetada por sombras. Os módulos fotovoltaicos foram dispostos com ângulo de inclinação, em relação ao plano horizontal  $\beta = 30^\circ$  e ângulo azimute  $\gamma_s = 195^\circ$

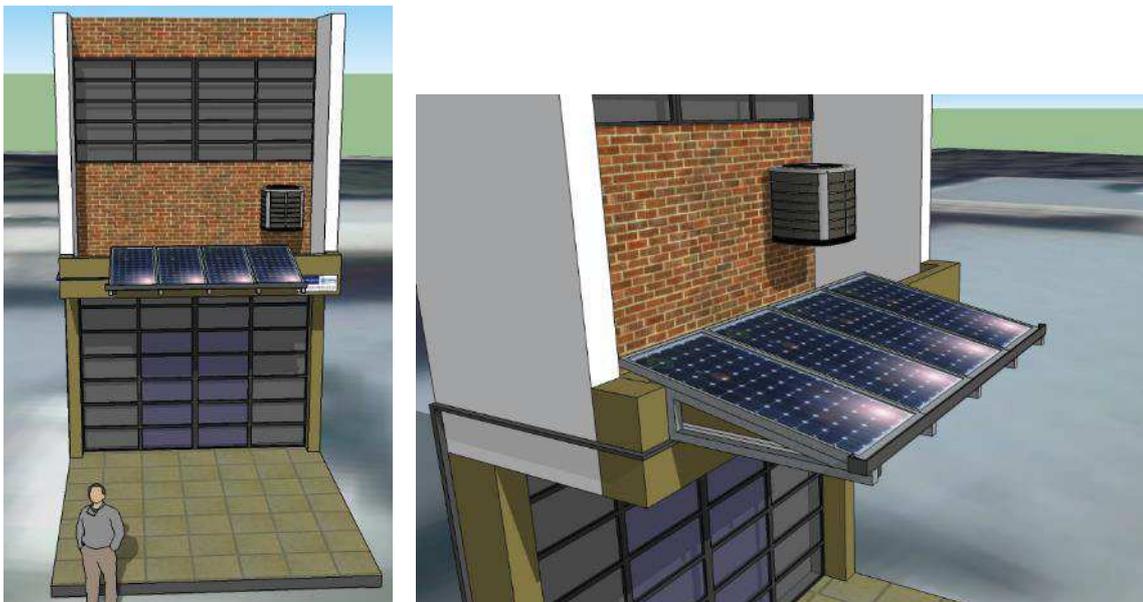


Figura 4.3 - Projeto conceitual da estrutura de suporte dos módulos.

### 4.1.3 Projeto Executivo

Uma vez que o projeto conceitual foi aprovado, iniciou-se o projeto executivo da estrutura metálica, como apresentado na Figura 4.4.

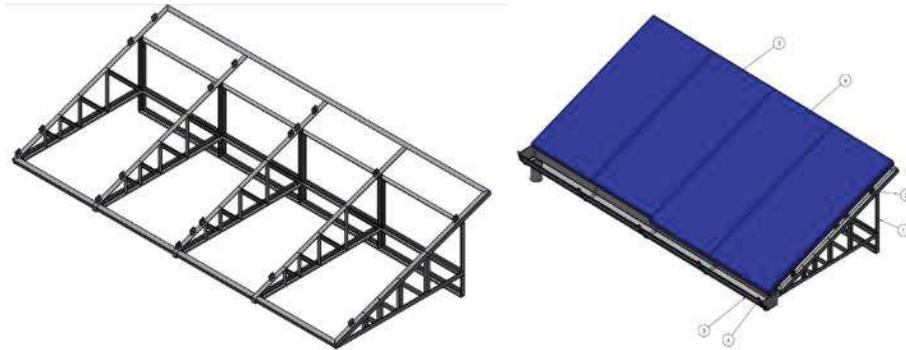


Figura 4.4 - Projeto executivo da estrutura metálica.

A montagem da estrutura foi desenvolvida com uma empresa parceira, especializada em estruturas metálicas. Para essa instalação foi levado em consideração o somatório da massa metálica e dos módulos para o cálculo de esforço exercido na marquise.

O quadro de comando também foi modelado e organizado visando garantir um espaço mínimo entre os componentes e uma troca térmica eficiente. O resultado pode ser visto na Figura 4.5. O banco de estocagem foi instalado próximo ao quadro de comando.



Figura 4.5 - Projeto do painel de comando e banco de estocagem.

#### 4.1.4 Execução do Projeto

A instalação da estrutura de suporte dos módulos foi realizada com o auxílio de um guindaste, conforme Figura 4.6. A área de trabalho foi isolada e identificada.



Figura 4.6 - Instalação da estrutura de suporte dos módulos.

Após a instalação da estrutura, foi realizada a fixação e a instalação elétrica dos módulos, bem como a montagem do *Sensorbox* para medir a irradiância solar na mesma orientação solar dos módulos, conforme Figura 4.7.



Figura 4.7 - Módulos instalados.

O quadro de comando inicialmente foi montado e testado sem energia em bancada. Esse processo reduz a possibilidade de erros de montagem, Figura 4.8. Após o término dos testes, o quadro foi instalado na sala C02-110, como mostra a Figura 4.9



Figura 4.8 - Montagem do quadro de comando em bancada.

A visualização dos componentes internos pode ser realizada através de uma abertura na porta do quadro de comando principal. Essa abertura é protegida por uma tampa de acrílico para evitar o contato acidental nos terminais da saída do inversor, com tensão de 220 V.

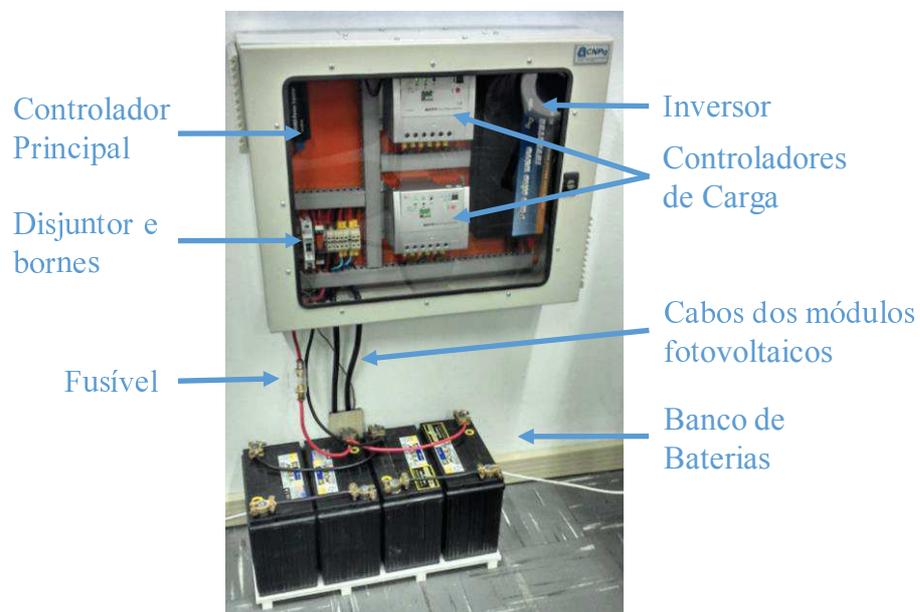


Figura 4.9 - Quadro de comando.

A função do acrílico, na porta frontal do quadro de comando, é possibilitar a visualização dos equipamentos eletrônicos pelo usuário presencial ou a distância.

## 4.2 METODOLOGIA DE FUNCIONAMENTO DA MICRORREDE

Para uma operação contínua, a microrrede deve ser composta por diversos equipamentos como inversor, controladores de carga, banco de baterias, gerador auxiliar, entre outros. Porém, estes devem ser parametrizados e controlados de forma a garantir a máxima robustez (confiabilidade e disponibilidade) do sistema.

Para que a microrrede possa operar da melhor forma é necessário implementar um controlador programável para fazer a sua gestão, neste caso foi empregado o Arduíno. Este equipamento controla a geração e a distribuição de energia elétrica da rede isolada e é capaz de coordenar o funcionamento de diferentes conjuntos de cargas instaladas. Durante o dia, a energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico é entregue aos controladores de carga que a carregam o banco de estocagem formado por baterias. Tal energia é então disponibilizada na rede isolada para alimentar as cargas da residência.

O mesmo controlador monitora a energia armazenada no sistema e dá o seguimento correto, direcionando às residências a energia exigida e ao banco de baterias, o excesso produzido. Indubitavelmente, em alguns dias, devido à baixa radiação de dias encobertos ou chuvosos, a produção de energia derivada do sistema fotovoltaico é muito pequena, portanto a carga armazenada anteriormente no banco de baterias é enviada na íntegra para suprir a demanda. Contudo, quando a estocagem atingir seu nível mínimo estabelecido no controle de segurança do sistema, aproximadamente 30 % da capacidade nominal instalada, entra em ação o gerador auxiliar, que pode ser uma pilha combustível, um gerador a biodiesel, etc.

Neste projeto, a rede elétrica da concessionária é usada como gerador auxiliar, mesmo sabendo que numa localidade isolada ela não estará presente. Com esta opção de usar a rede da concessionária como gerador auxiliar é possível identificar quando e em quais momentos a rede terá que entregar energia a rede isolada, verificando assim o dimensionamento de um gerador auxiliar para suprir o abastecimento.

A comunicação entre as unidades consumidoras e o controlador principal é realizada em uma frequência definida, visando uma informação real da necessidade de consumo de energia elétrica da residência. Essa transferência de informações utiliza um protocolo de comunicação de dados industrial denominado *MODBUS*.

#### 4.2.1 Programação Arduino – Microrrede

O controlador principal da microrrede foi implementado na plataforma Arduino onde foram desenvolvidas funções em linguagem de programação C para Arduino na interface de desenvolvimento – IDE 1.6.4. Estas funções compreendem a comunicação entre as unidades consumidoras, o controle do acionamento do gerador auxiliar e a recepção e tratamento das informações dos controladores de carga. Os valores de tensão e corrente elétrica recebidos pelo Arduino são processados de modo a obter as potências de entrada e saída dos componentes que fazem parte da microrrede, como controladores de carga e inversor.

Todas as informações são armazenadas em uma base de dados, possibilitando uma análise completa do sistema.

O algoritmo está dividido em funções definidas, sendo todas chamadas no programa principal, como apresentado na Figura 4.10. Estas funções são apresentadas em ordem de chamada no algoritmo.

```

////////////////////////////////////
void loop()                //loop do programa principal
{
    myserial.begin(9600);   //configura serial
    myserial.write(start, sizeof(start)); //inicia comunicação
    myserial.write(id);    //endereço do equipam.
    myserial.write(cmd, sizeof(cmd)); //envia comando

    int read = 0;          //define variável

    for (int i = 0; i < 255; i++) { //lê 255 bytes
        if (myserial.available ()) { //busca dados
            buff[read] = myserial.read (); //armazena dados
            read++; //incrementa variável
        }
    }

    consist_cc1 = to_float(buff, 9); //converte dados

    recebe_dados_controladores (); //chama função controladores
    recebe_dados_residencias (); //chama função residências
    trata_dados (); //chama função dados
    controla_gerador_auxiliar (); //chama função gerador
    salva_dados (); //chama função armazenar
    wdt_reset (); //reset do watchdog
}
////////////////////////////////////

```

Figura 4.10 - Programa principal.

1. Função “*recebe\_dados\_controlador*”: Esta função tem a finalidade de receber e tratar toda a informação enviada pelos controladores de carga *Tracer 2210*. Este equipamento necessita de uma comunicação serial (RS-232) através dos canais de comunicação de

transmissão (*TX*) e recepção (*RX*), com um protocolo definido conforme descrito na Figura 4.11 e Figura 4.12.

Visto que neste trabalho foram realizadas medidas de irradiância, tensão, corrente e temperatura, faz parte da análise destes dados a avaliação das incertezas envolvidas no processo. As incertezas são encontradas através de catálogos dos fabricantes para cada equipamento que realiza essas aquisições.

As demais incertezas das medições no controlador de carga dependem da variável adquirida, conforme Figura 4.11. Estas incertezas relativas foram aplicadas considerando os valores típicos medidos de operação de cada grandeza ou propriedade.

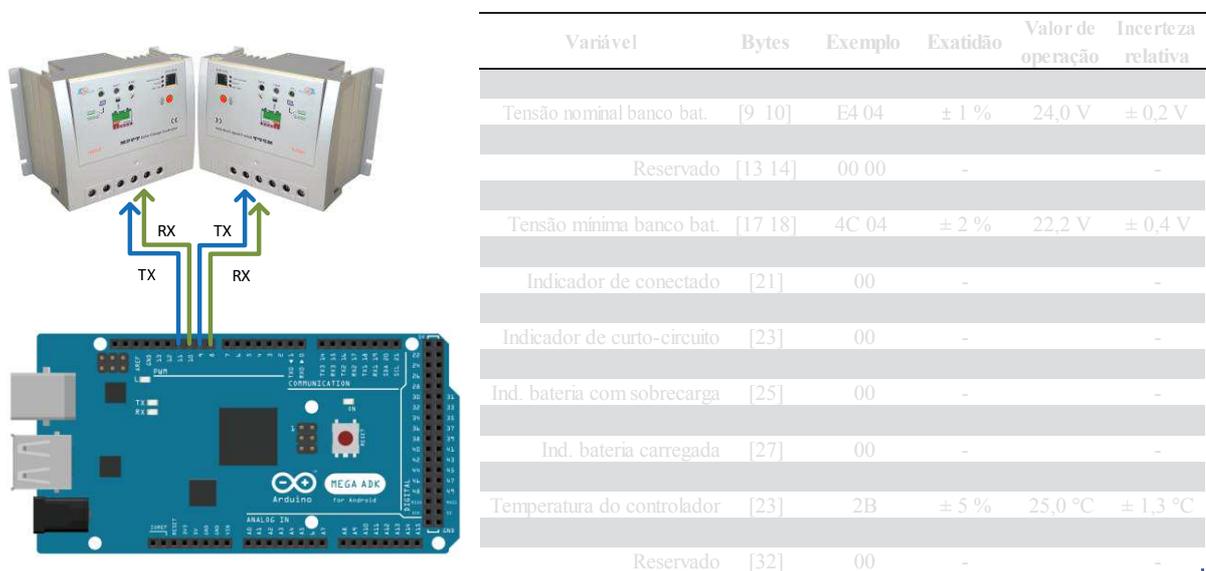


Figura 4.11 - Ligação e protocolo de comunicação do controlador Tracer 2210.

Observa-se que a maior incerteza relativa está na medida da temperatura do módulo.

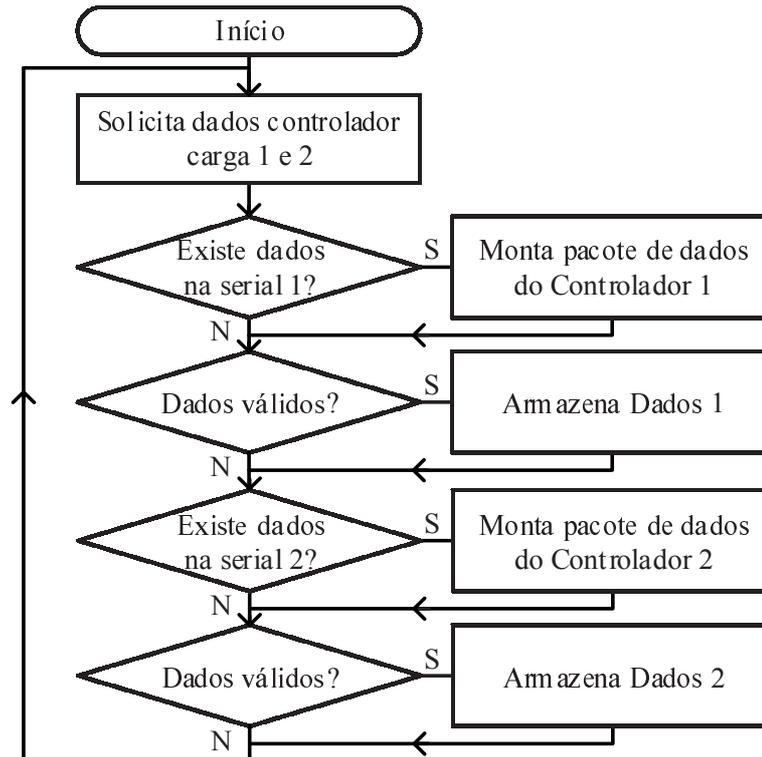


Figura 4.12 - Fluxograma da função de dados do controlador.

2. Função “*recebe\_dados\_residencias*”: Esta função é responsável por enviar o estado do banco de baterias e receber informações provenientes das residências (cargas). Como descrito na Figura 4.13 e Figura 4.14.

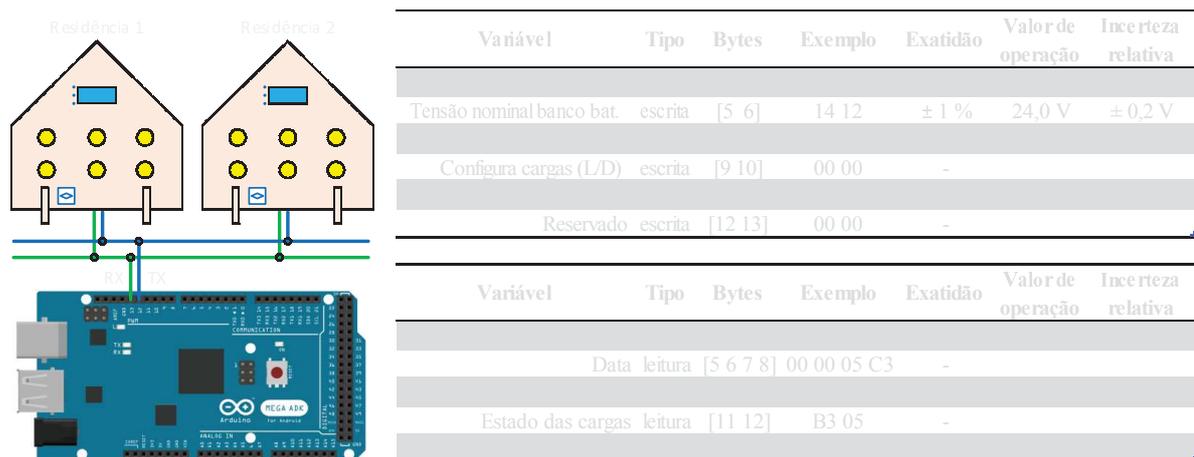


Figura 4.13 - Ligação e protocolo de comunicação das residências.

As incertezas relativas foram aplicadas considerando os valores típicos medidos de operação de cada grandeza. Observa-se que a maior incerteza relativa está na corrente entregue à carga.

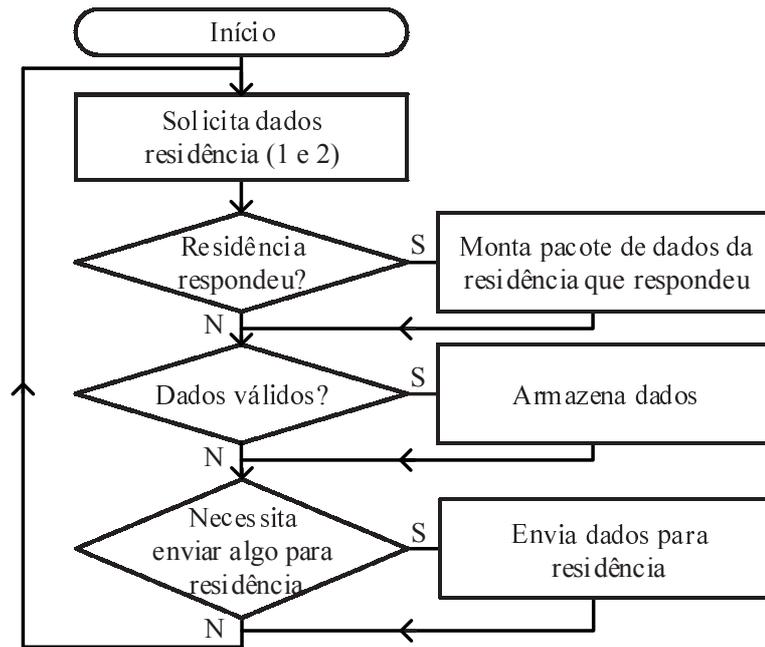


Figura 4.14 - Fluxograma da função de troca de dados das residências.

3. Função “*trata\_dados*”: Esta função é responsável por realizar as conversões necessárias para manter todas as variáveis utilizadas em unidades do SI, visando facilitar o desenvolvimento dos cálculos e do algoritmo.

4. Função “*controla\_gerador\_auxiliar*”: Esta função é responsável por habilitar ou desabilitar o gerador auxiliar, baseado no estado da carga do banco de baterias, como descrito na Figura 4.15 e Figura 4.16.

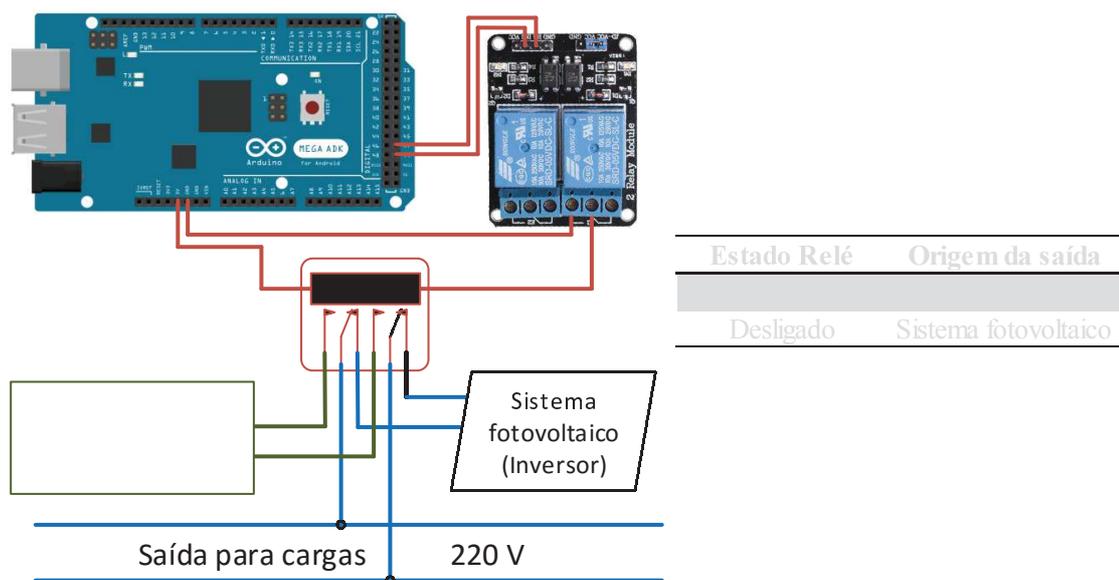


Figura 4.15 - Ligação do sistema de seleção da alimentação da carga.

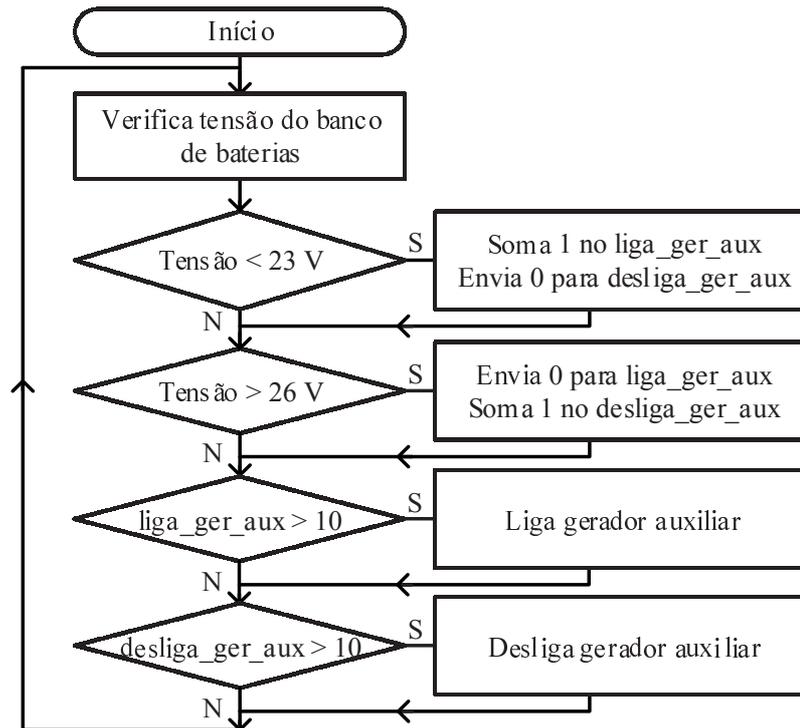


Figura 4.16 - Fluxograma da função para controlar o gerador auxiliar.

5. Função “*salva\_dados*”: Esta função tem a finalidade de organizar as informações recebidas das funções anteriores e armazenar na memória do Arduino. Esses dados são consolidados em pacotes e enviados, pela serial virtual emulada pelo próprio Arduino, para um computador ou notebook, como apresenta a Figura 4.17.

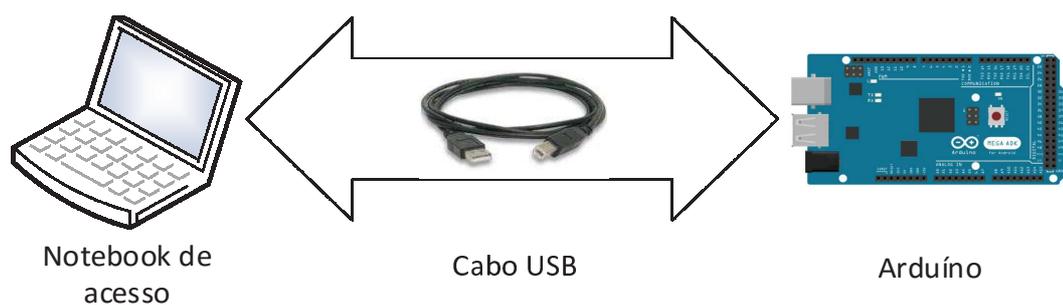


Figura 4.17 - Envio da informação pela serial virtual.

#### 4.2.2 Programação Arduino – Simulador experimental

Visando implementar um sistema de cargas controladas de forma remota ou automática, foi desenvolvido um simulador de carga experimental, também controlado com um Arduino. As funções utilizadas neste programa foram desenvolvidas em linguagem de programação C

para Arduíno na IDE 1.6.4. Estas funções compreendem o modo de funcionamento (manual ou remoto) e a troca de informações com o controlador da microrrede híbrida fornecedora de energia elétrica.

O algoritmo está dividido em funções definidas, sendo todas chamadas no programa principal, como apresentado na Figura 4.18. Estas funções são apresentadas em ordem de chamada no algoritmo.

```

////////////////////////////////////
void loop()                               //loop do programa principal
{
  Id = 1;                                  //configura endereço da residência
  atualiza_hora ();                          //atualiza hora do sistema
  atualiza_display ();                       //atualiza display 20x4
  comunicacao_microrrede ();                //chama função para receber dados
                                              //da microrrede
  trata_dados_recebidos ();                 //chama função para tratar dados
  if (operacao == "remoto") {               //se função em modo remoto
      controla_cargas_remoto ();            //chama função para controlar
                                              //cargas em modo remoto
  } else if (operacao == "automatico") {    //se função em modo automático
      controla_cargas_automatico ();        //chama função para controlar
                                              //cargas em modo automático
  }
  wdt_reset ();                             //reset do watchdog
}
////////////////////////////////////

```

Figura 4.18 - Programa principal da carga experimental.

1. Função “*atualiza\_hora*”: Esta função fica responsável por atualizar a hora do sistema através do relógio de tempo real RTC 1307, instalado conforme Figura 4.19.



Figura 4.19 - Ligação RTC no simulador experimental.

2. Função “*atualiza\_display*”: Esta função fica responsável por atualizar as informações exibidas no *display* que fica instalado no simulador experimental, conforme Figura 4.20. A função do *display* é mostrar quais as cargas da residência estão acionadas em função da hora atualizada.

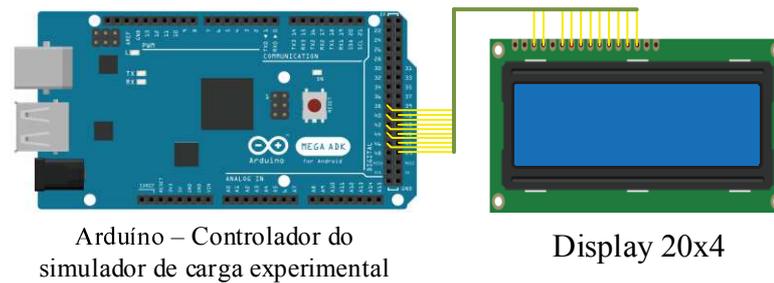


Figura 4.20 - Ligação do *display* 20x4 no simulador experimental.

3. Função “*comunicacao\_microrrede*”: Esta função tem a finalidade de receber toda a informação enviada pela microrrede, bem como responder com as informações pertinentes ao estado do simulador experimental. O protocolo de comunicação está descrito na Figura 4.13.

4. Função “*trata\_dados\_recebidos*”: Esta função é responsável por realizar uma conferência das informações trocadas entre a microrrede e o simulador experimental.

5. Função “*controla\_cargas\_remoto*”: Esta função tem a finalidade de ligar/desligar as cargas através das informações recebidas pelo controlador da microrrede quando este estiver em modo remoto. A ligação está representada na Figura 4.21 e o fluxograma de funcionamento na Figura 4.22

6. Função “*controla\_cargas\_automatico*”: Esta função é responsável por ligar/desligar as cargas de forma automática, seguindo um padrão programado no sistema. A ligação está representada na Figura 4.21 e o fluxograma de funcionamento na Figura 4.22

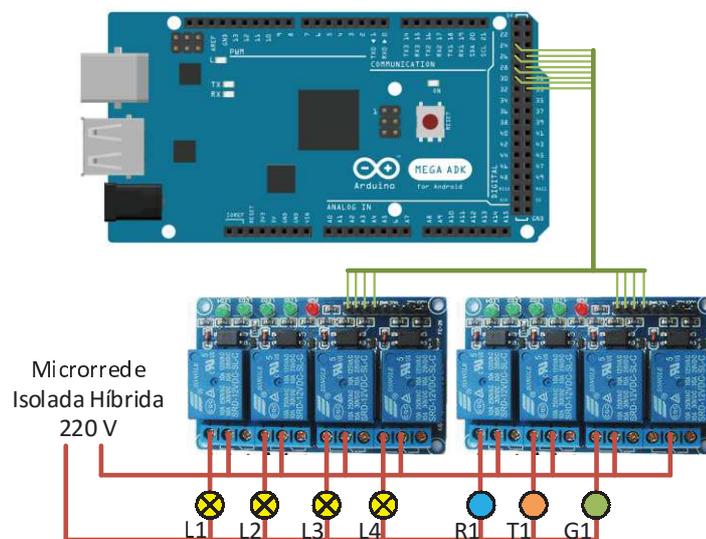


Figura 4.21 - Ligação das cargas no simulador experimental.

As cargas da residência são as lâmpadas L1 a L4, o refrigerador R1, o televisor T1 e uma tomada genérica G1.

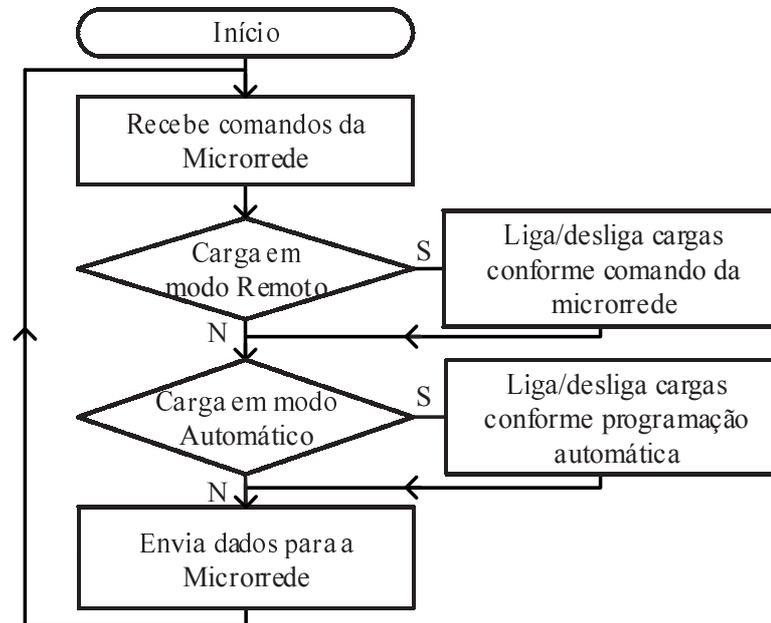


Figura 4.22 - Fluxograma da função controle do simulador de carga experimental.

## 5 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados da programação do sistema. Tais resultados são pertinentes à operação, visualização e acesso remoto, bem como uma análise das medições elétricas para verificar o real funcionamento do sistema como um todo.

### 5.1 MONITORAMENTO, VISUALIZAÇÃO E CONTROLE

O monitoramento dos equipamentos que compõem a microrrede híbrida é realizado através de um acesso remoto utilizando a internet. Esse acesso permite visualizar fisicamente o sistema por câmeras e também acompanhar o funcionamento da parte elétrica e, caso necessário, realizar comandos de controle à distância.

A customização do controlador principal e do controlador das cargas experimentais é realizada através dos aplicativos instalados no computador acessado remotamente. Neste computador estão instalados os seguintes aplicativos:

1. Sistema operacional *Windows 7*;
2. *Internet Explorer 11*;
3. *TeamViewer 10*;
4. IDE Arduíno 1.6.4;
5. Pacote *Office 2013*;
6. *Sunny Data Control 4.0*.

#### 5.1.1 Acesso Remoto

O acesso remoto é permitido através do aplicativo *Teamviewer 10*, que cria um ambiente virtual do computador acessado. Em cada computador, celular ou *tablet* dos usuários pode ser instalado um visualizador do *TeamViewer* que, através de um *login* e senha, permite a utilização completa da plataforma da sala virtual, como representando na Figura 5.1.

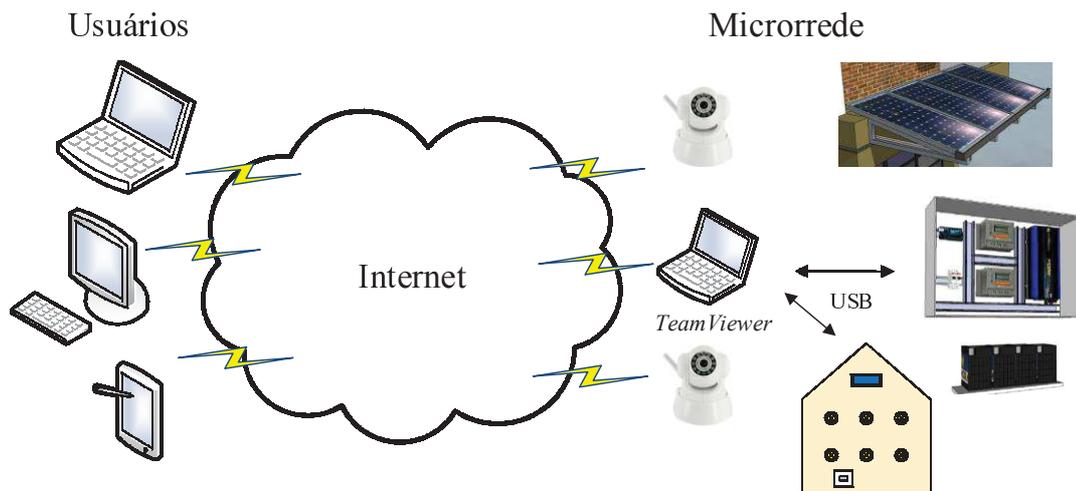


Figura 5.1 - Acesso remoto com *TeamViewer* 10.

O programa *TeamViewer* é um *software* proprietário para acesso remoto, compartilhamento de área de trabalho, conferências online e transferência de arquivos entre computadores. O programa opera em diversos sistemas operacionais, como *Microsoft Windows*, *OS X*, *Linux*, *iOS*, *Android*, *Windows RT* e *Windows Phone*. Esse programa também permite o acesso a uma máquina utilizando *TeamViewer* via navegador *web*. O *TeamViewer* foi fundado em 2005 na cidade de Ugingen, Alemanha (MONITIS, 2015), Figura 5.2.



Figura 5.2 - Tela de acesso ao programa de acesso remoto.

### 5.1.2 Visualização

Visando o total acesso às informações do sistema, foram previstas telas que centralizam os dados e facilitam a navegação no ambiente. Estas telas são separadas em quatro áreas: informações do *Sunny Sensorbox*, Figura 5.3; informações da microrrede; visualização do painel de controle; e visualização das cargas experimentais. Na Figura 5.4 pode ser observado o quadro sinótico das cargas e das imagens do sistema.

Para visualizar os equipamentos são utilizadas duas câmeras com acesso através de endereço IP, ambas conectadas através de uma rede *wireless* configurada especificamente para o projeto, com acesso limitado ao computador instalado na sala virtual. A primeira câmera fica responsável por visualizar a microrrede (painel de controle e banco de baterias) e a segunda para visualizar as cargas (simulador de cargas experimental e computador).

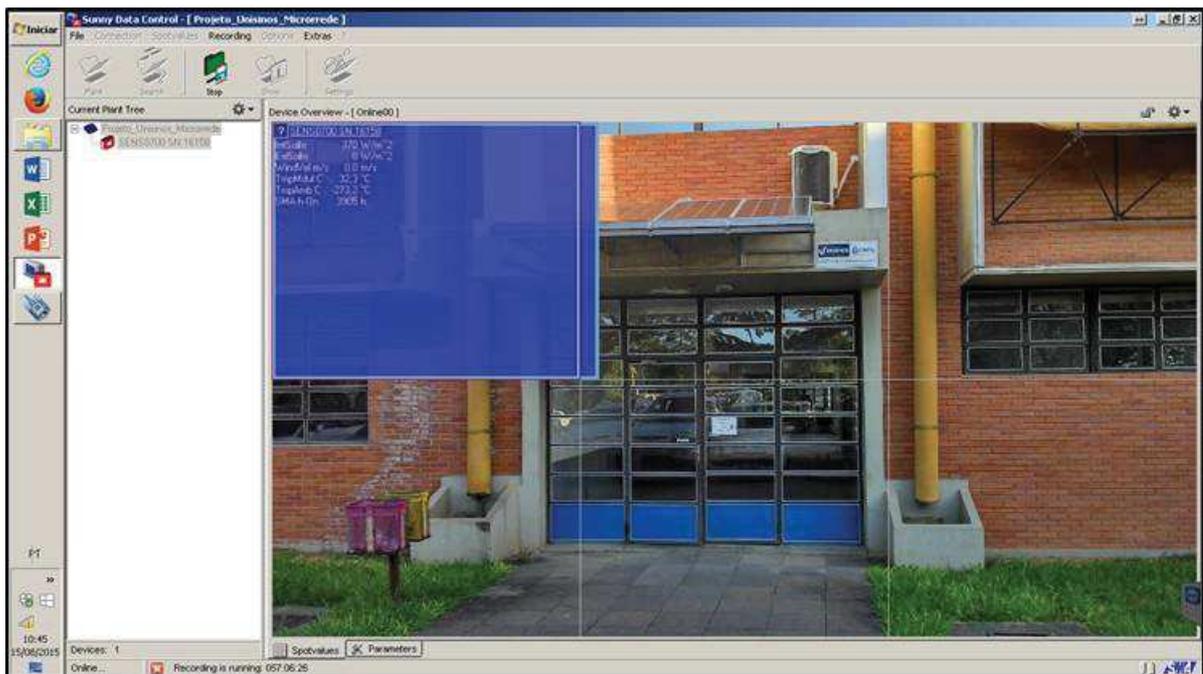


Figura 5.3 - Dados do *Sunny Sensorbox*.

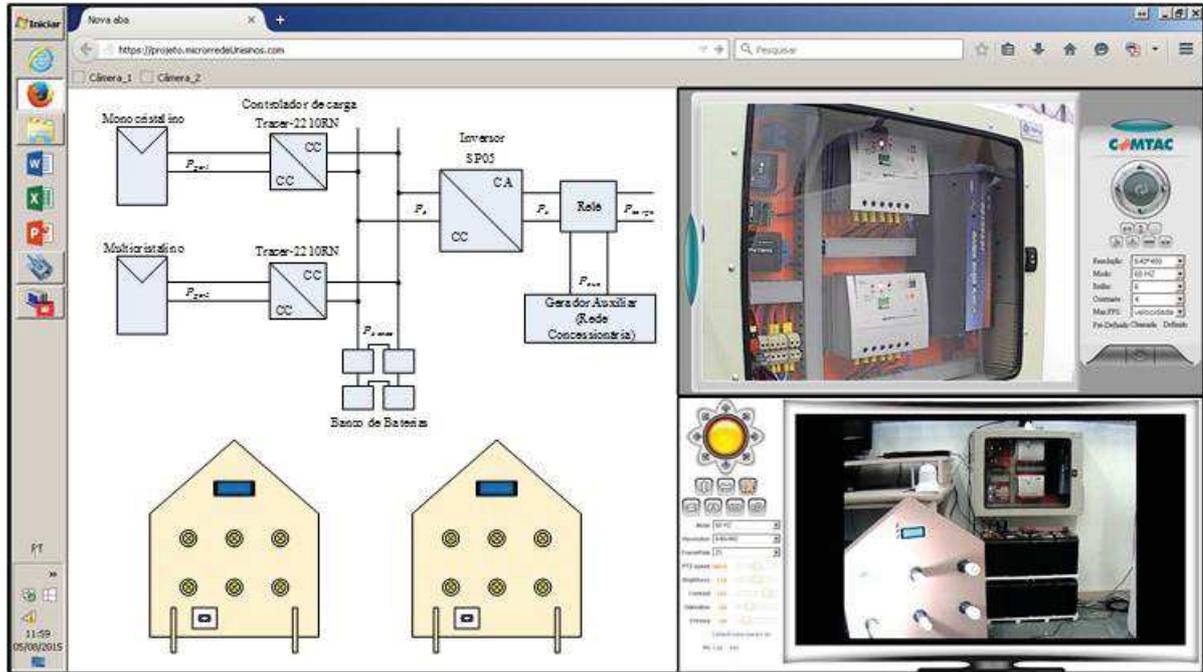


Figura 5.4 - Rede interna das câmeras de visualização.

### 5.1.3 Controle

O simulador experimental de cargas, quando trabalhando em modo automático, está configurado para acionar as cargas simulando um perfil de consumo de uma pequena residência, como apresentado na Figura 5.5. Este perfil de consumo foi desenvolvido baseado em uma residência de um dormitório, uma cozinha com frigobar, uma sala com um televisor e um banheiro. Cada local da residência possui iluminação com lâmpadas compactas de 9 W ou 15 W. O frigobar e a televisão são respectivamente de 40 W cada. Todas as cargas estão alimentadas com 220 V em corrente alternada.

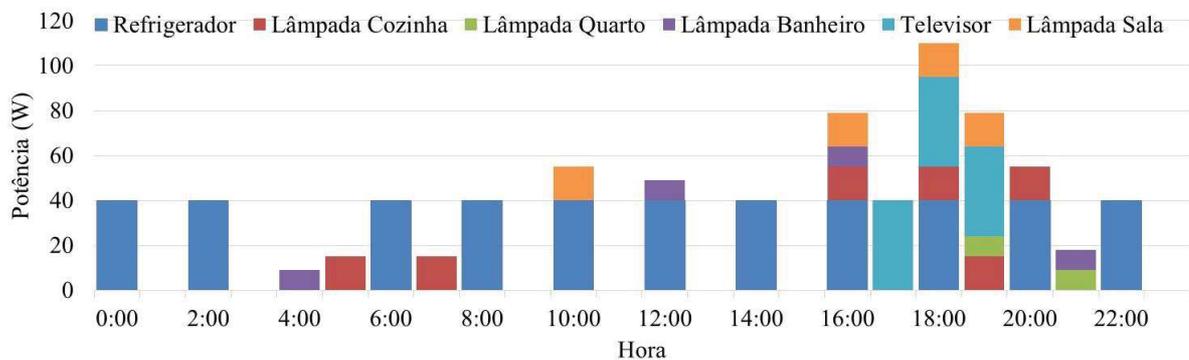


Figura 5.5 - Perfil de acionamento das cargas da residência.

O consumo diário de energia deste perfil equivale a aproximadamente 722 Wh. Sabendo que o sistema de monitoramento e controle consome 240 Wh em um dia, a energia total diária requerida pela carga é de 962 Wh.

A sequência de acionamento das cargas foi distribuída ao longo de um dia, ou seja, essa mesma distribuição é repetida diariamente. O acionamento obedece um período mínimo de uma hora, considerando uma distribuição empírica da utilização das cargas da residência.

A energia elétrica fornecida a estas cargas é normalmente do banco de estocagem, porém, quando estiver em nível mínimo (30 % da capacidade máxima instalada), o sistema comuta automaticamente para o gerador auxiliar.

O acionamento do gerador auxiliar faz com que a carga seja desconectada do inversor, e a rede da concessionária assuma o fornecimento da energia elétrica. Esse processo é realizado através de um relé de potência em menos de 20 ms, visando que as cargas alimentadas não se desliguem durante a mudança de gerador.

## 5.2 ANÁLISES DAS MEDIÇÕES

Em análise das medições são apresentados os resultados experimentais obtidos com a Microrrede. Estes resultados foram obtidos utilizando como carga o simulador experimental em modo automático, com informações extraídas diretamente dos controladores de carga e do *Sunny Sensorbox*, de acordo com a metodologia apresentada. O intervalo de amostragem utilizado foi de 30 s, resultando em 2880 coletas diárias.

A verificação do funcionamento elétrico do sistema é baseada nas curvas de irradiância, tensão e corrente em dias do mês de agosto, conforme Figura 5.6. É importante ressaltar que o valor de temperatura medida no centro do módulo é um valor aproximado, visto que as células possuem diferentes temperaturas dentro de um módulo. Esta medida serve apenas para um acompanhamento do comportamento térmico e não foi empregada nestes resultados.

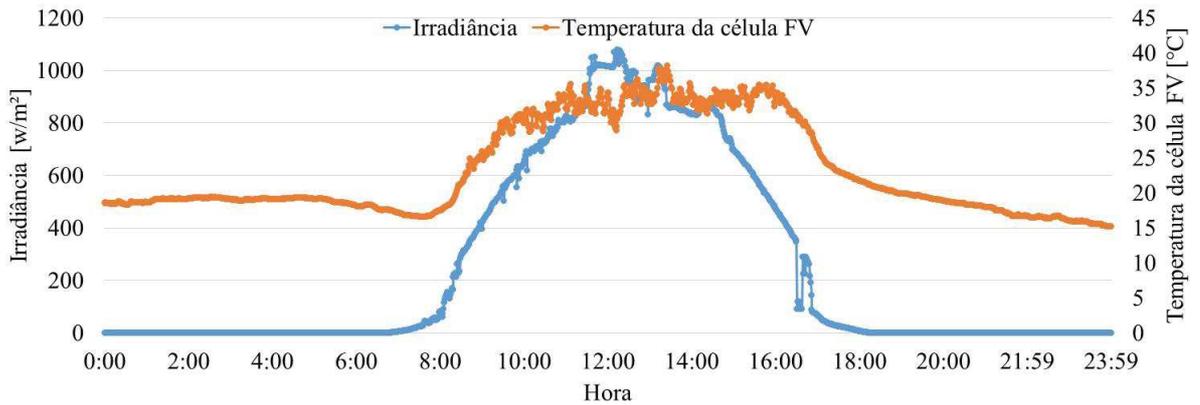


Figura 5.6 - Irradiância e temperatura no centro de um dos módulos.

A Figura 5.7 exibe o gráfico da tensão de saída dos arranjos fotovoltaicos. Neste gráfico pode-se verificar que existe uma oscilação natural no valor da tensão de saída em função da irradiância e da operação do SPMP do controlador de carga.

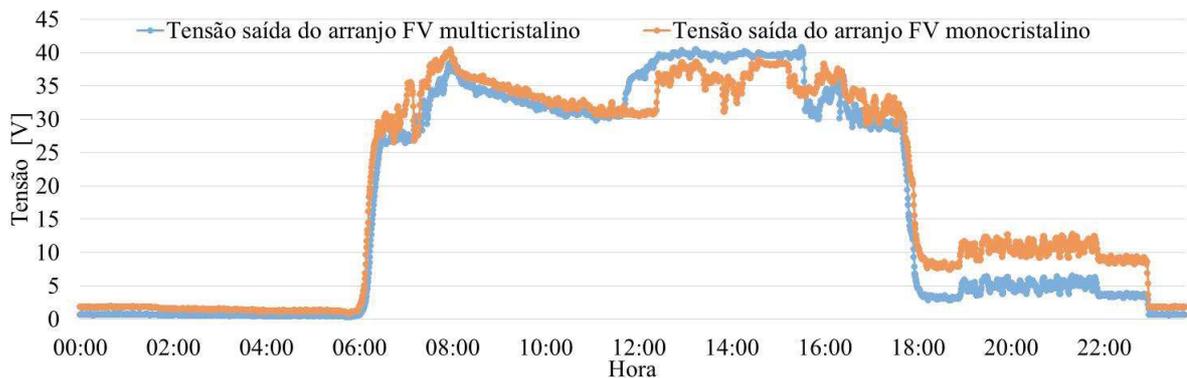


Figura 5.7 - Tensão de saída dos arranjos fotovoltaicos

A diferença apresentada na tensão dos arranjos se justifica pela utilização de duas tecnologias de módulos instaladas. Observa-se também que há uma inversão na tensão dos arranjos após as 12 h. Esse fato ocorre em função do controlador de carga do arranjo fotovoltaico multicristalino ter detectado carga máxima no banco de estocagem, deixando de enviar energia ao banco e, conseqüentemente, aumentando o valor da tensão do arranjo.

Na Figura 5.8 é traçado o perfil da corrente elétrica fornecida para o inversor, na tensão nominal de 24 V em corrente contínua. O valor da corrente sofre estas oscilações devido a comutação da carga em função do perfil de consumo da residência, Figura 5.5, e também da variação da tensão da bateria, Figura 5.9. Quanto maior o valor da tensão, menor o valor da

corrente para manter constante a potência entregue à carga. Neste dia foi constatado que o gerador auxiliar não foi acionado.

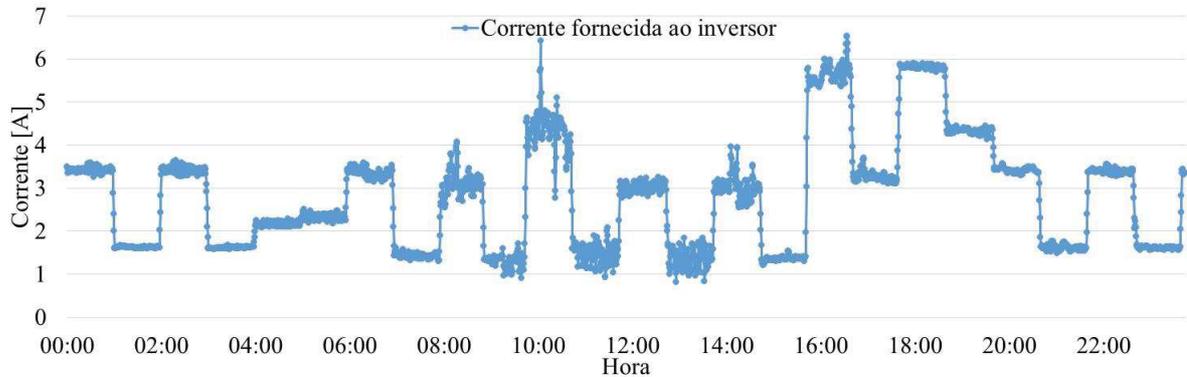


Figura 5.8 - Corrente elétrica fornecida para o inversor.

Constata-se que quando não existe consumo da residência (todas as cargas desligadas), entre 1 e 2 h da noite, existe ainda um residual entregue ao inversor, devido ao consumo do próprio sistema (câmera, computador, *Sunny Sensorbox* e Arduíno). Também é possível observar que durante o período diurno, onde os controladores de carga estão atuando com o SPMP, existem oscilações no valor da corrente fornecida ao inversor.

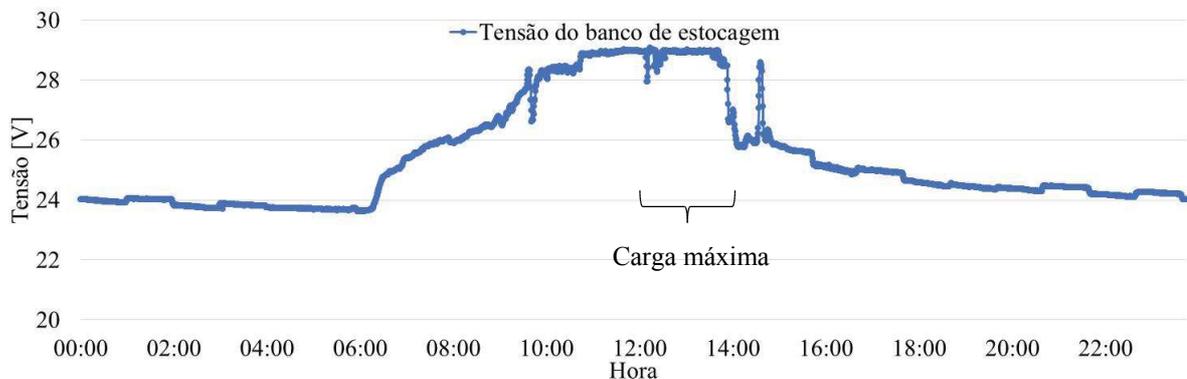


Figura 5.9 - Tensão do banco de estocagem.

Na Figura 5.9, observa-se que entre 10 h e 14 h, o banco de baterias está em seu máximo valor de tensão, ou seja, o banco ficou completamente carregado. Observa-se também que a tensão do banco se manteve praticamente constante no final do dia, com um valor aproximado de 24 V.

A corrente fornecida para carregar o banco de estocagem, Figura 5.10, apresenta uma particularidade, pois o banco de baterias utilizado é carregado por completo antes do final do dia. Neste caso, o controlador de carga do arranjo multicristalino detectou que as baterias foram

totalmente carregadas próximo das 12 h, sendo assim, bloqueou o envio de energia para o sistema. A partir deste momento, o controlador de carga do arranjo monocristalino manteve o envio de corrente somente para suprir a demanda da carga acionada.

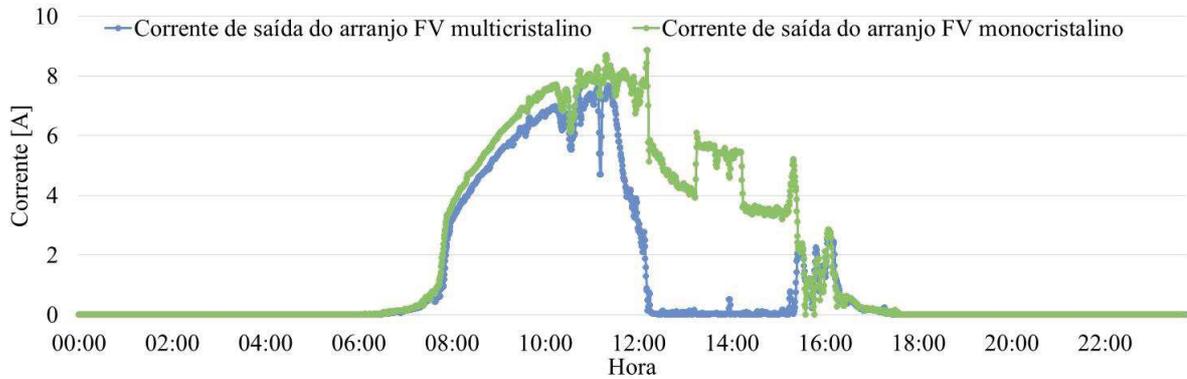


Figura 5.10 - Gráfico da corrente enviada para o banco de estocagem.

A corrente elétrica máxima fornecida pelos arranjos neste dia foi aproximadamente de 7 a 8 A, respectivamente para o multicristalino e monocristalino. A diferença entre as correntes é devido às potências dos módulos serem diferentes, com praticamente a mesma tensão de operação.

Caso ocorram dias consecutivos em que a radiação incidente não permita armazenar energia diária suficiente para manter as cargas em pleno funcionamento, ou seja, 962 Wh, o sistema irá necessitar de uma fonte extra de energia. Neste caso, o gerador auxiliar irá assumir a carga por completo, preservando a integridade do banco de baterias, conforme a Figura 5.11.

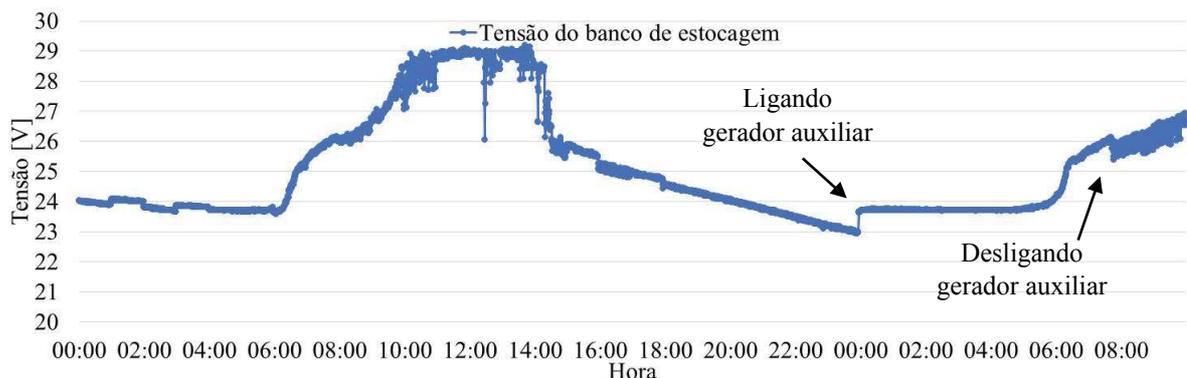


Figura 5.11 - Tensão do banco de estocagem utilizando o gerador auxiliar.

Caso a tensão da bateria seja menor que 23 V (0 h), o sistema comuta a carga para ser alimentada pelo gerador auxiliar. Neste instante, devido ao sistema desconectar a carga do inversor, a tensão do banco de baterias é elevada em aproximadamente 1 V. O gerador é

desligado somente após o banco de estocagem recuperar sua energia e a tensão voltar a ser maior que 26 V. A corrente enviada para o inversor neste caso está exibida na Figura 5.12.

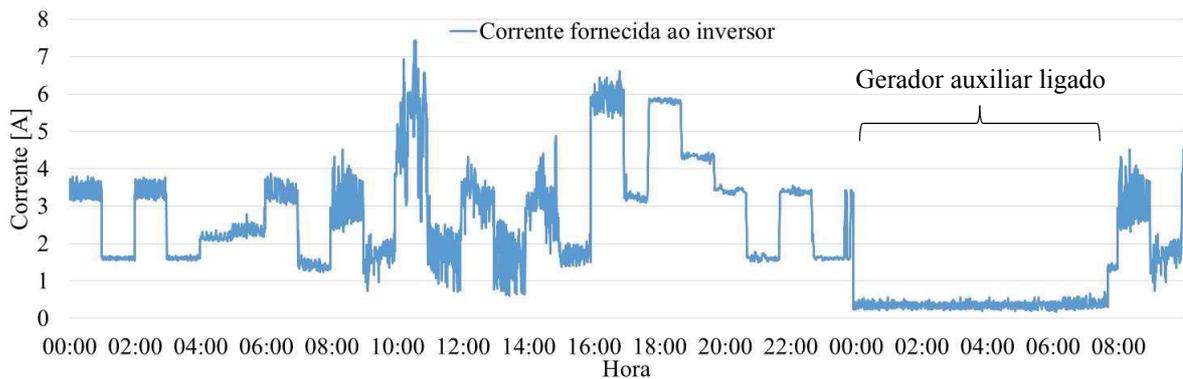


Figura 5.12 - Corrente fornecida para o inversor utilizando o gerador auxiliar.

Ao acionar o gerador auxiliar, existe uma corrente residual sendo fornecida ao inversor no valor de 0,35 A, que é devida às perdas internas do próprio inversor, conforme pode ser observado entre o horário da meia-noite até próximo das 8 h. Na pior das hipóteses, será requerido do gerador auxiliar uma energia de 972 Wh diária, que corresponde às cargas do perfil da residência e sistema de monitoramento e controle.

Estes resultados demonstram que o sistema está em pleno funcionamento, sendo que todos os componentes estão interligados e comunicando com o controlador principal, conforme topologia representada na proposta, Figura 4.1.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma alternativa para suprir o consumo de energia elétrica de uma comunidade isolada com acionamento remoto, bem como a criação de uma plataforma de pesquisa e ensino via internet.

A microrrede se encontra instalada no prédio C02 da UNISINOS. O sistema é monitorado e controlado através de um controlador Arduino e o acesso remoto realizado através de um computador conectado à rede de dados (internet). Tal acesso remoto permite visualizar o comportamento elétrico e energético da microrrede, além de possibilitar a implementação de novas ações de controle à distância.

Foi criado um perfil experimental de cargas para a residência. As cargas conectadas nesta microrrede são alimentadas segundo o perfil de funcionamento preestabelecido no projeto. Este perfil de 972 Wh foi construído segundo um número de horas diárias para o funcionamento de cada carga da residência, podendo ser modificado pelo usuário visando uma economia de energia.

A microrrede alimenta as cargas 24 h por dia, 7 dias por semana, e o banco de estocagem supre as necessidades do perfil de consumo diário. No entanto, no caso de dias encobertos consecutivos, o gerador auxiliar precisa entrar em ação. Nas amostragens realizadas, o gerador auxiliar é acionado no início da madrugada. Neste projeto, o gerador auxiliar é a rede da concessionária, o que não seria possível em um local isolado. Para isso, se faz necessário a implementação de outro gerador de energia como pilha combustível, biodiesel, etc.

O Arduino mostrou ser um controlador adequado neste tipo de sistema, considerando seu custo benefício. As incertezas relativas das medições estão unicamente vinculadas à exatidão dos controladores de carga, pois são extraídas de forma digital pelo Arduino. Todas as medições são armazenadas e posteriormente tratadas para avaliação do comportamento elétrico da microrrede.

O sistema de aquisição de dados é alimentado pelo banco de estocagem e/ou pelo gerador auxiliar, e isso garante o funcionamento constante das medições.

A microrrede está funcionando adequadamente. O monitoramento e controle a distância mostrou ser uma alternativa viável tanto para manutenção do sistema, como para pesquisa e ensino experimental à distância.

## 7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Como sequência deste projeto está sendo desenvolvida uma plataforma experimental de pesquisa e ensino à distância. A ideia é utilizar esta microrrede para realizar atividades práticas e motivar os estudantes no aprendizado desta tecnologia.
- Estudar novas tecnologias de estocagem de energia.
- Implementar funções utilizando controle avançado visando otimizar o controle das cargas e a economia de energia e da utilização do gerador auxiliar.
- Expandir o conceito do sistema para uma comunidade real, com outra fonte auxiliar de energia.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil/ Agência Nacional de Energia Elétrica**. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008.
- ANEEL. **Resolução Aneel N° 493/2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.]. 2012.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Revista Eficiência Energética**, n. 01, Agosto 2013.
- ARDUINO Mega 2560. **Arduino**, 2015. Disponível em: <<http://arduino.cc/en/Main/arduinoBoardMega2560>>. Acesso em: 20 dez. 2014.
- BANDEIRA, F. D. P. M. **O aproveitamento da energia solar no Brasil - Situação e perspectivas**. Camara dos Deputados. Brasília, p. 1-15. 2012.
- BENAGLI, S. et al. **HIGH-EFFICIENCY AMORPHOUS SILICON DEVICES ON LPCVD-ZNO TCO PREPARED IN INDUSTRIAL KAI-M R&D REACTOR**. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburg: EU PVSEC. 2009. p. 2293 - 2298.
- BRAAM, F. et al. **Peak Shaving with Photovoltaic-Battery System**. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Istanbul : IEEE PES. 2014. p. 1 - 5.
- BRITO, M. A. G. D. et al. Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS**, 3 Março 2013. 1156 - 1167.
- BUENO PEREIRA, E. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.
- BÜHLER, A. J.; KRENZINGER, A. Method for photovoltaic parameter extraction according to a modified double-diode model. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, p. 884–893, Aug 2013. ISSN DOI: 10.1002/pip.2170.
- BUHLER, A.; GASPARIN, F.; KRENZINGER, A. Post-processing data of measured I-V curves of photovoltaic devices. **Renewable Energy**, V. 68 Aug 2014. 602-610.
- CARVALHO, C. R. F. D. **Sistema fotovoltaico isolado**: Uma aplicação prática no Projeto Xapuri. Lavras: Universidade Federal de Lavras, 2013.
- CAVALCANTE, R. L.; JÚNIOR, W. B.; MACÊDO, W. N. **IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MONITORAÇÃO EM UM SISTEMA HÍBRIDO SOLAR-EÓLICO INSTALADO NO FLUTUANTE BASE DO INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL MAMIRAUÁ**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife: [s.n.]. 2014.
- DIAS, J. B. **Instalação fotovoltaica conectada à rede**: Estudo experimental para a otimização do fator de dimensionamento. Porto Alegre: UFRGS, 2006.
- DOBAKHSHARI, A. S.; AZIZI, S.; RANJBAR, A. M. Control of microgrids: Aspects and prospects. **Networking, Sensing and Control (ICNSC), IEEE International Conference on** , Delft , Abril 2011. 38 - 43.

DOS SANTOS, L. T.; SECHILARIU, M.; LOCMET, F. **Day-ahead microgrid optimal self-scheduling**: Comparison between three methods applied to isolated DC microgrid. Industrial Electronics Society, IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE. Dallas, TX: IEEE. 2014. p. 2010 - 2016.

DURYEA, S.; ISLAM, S.; LAWRENCE, W. A battery management system for stand-alone photovoltaic energy systems. **Industry Applications Magazine, IEEE**, 7 Agosto 2001. 67 - 72.

FOSSATI, J. P. Revisión bibliográfica sobre micro redes inteligentes. **Memoria de Trabajos de Difusión Científica y Técnica**, Montevideo, n. 9, p. 13-20, Agosto 2011. ISSN 1510-7450.

FRANCISCO DA SILVEIRA, M. **Análise do impacto da geração distribuída sobre a rede elétrica de distribuição devido à utilização de geradores fotovoltaicos**. São Leopoldo: UNISINOS, 2013.

GONG, Y. et al. **Controllable power output research for single phase photovoltaic inverter**. Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN. Nanjing : IEEE. 2009. p. 1 - 4.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS - Wiley Library**, 20 Outubro 2014. 12 - 20.

GUERRERO, M. A. et al. **Supercapacitor energy storage system for attenuating and conditioning power from photovoltaic generation plants**. 8th International Conference on Compatibility and Power Electronics (CPE). Ljubljana: IEEE. 2013. p. 126 - 131.

GUNGOR, V. C. et al. Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, İstanbul, v. 7, n. 4, p. 529 - 539 , Novembro 2011. ISSN 1551-3203.

HASHMI, M.; HANNINEN, S.; MAKI, K. Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide. **IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)**, Medellín , p. 1 - 7 , Outubro 2011. ISSN 978-1-4577-1802-1.

IEA. **Tracking Clean Energy Progress 2013**: IEA Input to the Clean Energy Ministerial. International Energy Agency. Paris: [s.n.]. 2013.

IEC 61215. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules –Design qualification and type approval. [S.I.]. 2005.

JÚNIOR, W. B.; MACÊDO, W. N.; PINHO, J. T. **Analysis of characteristic parameters of commercial photovoltaic modules**. 2013 ISES Solar World Congress. [S.I.]: ELSEVIER. 2013. p. 4 – 13.

KESRAOUI, M.; CHAIB, A. **Design of a smart grid for an isolated village supplied with renewable energies**. 8th International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER). Monte Carlo : IEEE. 2013. p. 1 - 7.

LEADBETTER, J.; SWAN, L. G. Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity. **Journal of Power Sources**, n. 216, p. 376 - 386, Junho 2012. ISSN 0378-7753.

LÓPEZ SEGUEL, J. I. **Projeto de um sistema Fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. Belo Horizonte: UFMG, 2009.

LOPEZ, R. A. **Energia Solar para Produção de Eletricidade**. 1º. ed. São Paulo: Artliber Editora, 2012.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. Chichester: Wiley, v. I, 2011.

MELO, L. C. P. D. **Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada**. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Brasília. 2010.

MIAO, X. et al. Comparing Smart Grid technology standards roadmap of the IEC, NIST and SGCC. **International Conference on Electricity Distribution (CICED) IEEE**, Beijing, p. 1 - 4, Setembro 2012. ISSN 978-1-4673-6063-0.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Programa Luz para Todos**, 2014. Disponível em: <[http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Informativo\\_LpT\\_nr.41.pdf](http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Informativo_LpT_nr.41.pdf)>. Acesso em: 5 fev. 2015.

MOLINA, M. G.; ESPEJO, E. J. Modeling and simulation of grid-connected photovoltaic energy conversion systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, 6 Janeiro 2014. 1 - 6.

MONITIS. TeamViewer, 2015. Disponível em: <<https://www.teamviewer.com/pt/company/company.aspx>>. Acesso em: 11 maio 2015.

MORAES, A. M. D. **Aplicações da tecnologia solar fotovoltaica no Estado do Piauí: barreiras e potencialidades**. Santo André: Universidade Federal do ABC, 2009.

NARAYANAN, A. et al. **Energy Management System for LVDC Island Networks**. 16th European Conference on Power Electronics and Applications. Lappeenranta : IEEE. 2014. p. 1 - 10.

ORTIZ, L. S. **Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética: Opção para uma Política Energetica Sustentavel no Brasil**. Campo Grande: Fundação Heinrich Boll, 2002.

PADBURY, R.; ZHANG, X. Lithium–oxygen batteries—Limiting factors that affect performance. **Journal of Power Sources**, v. 196, p. 4436-4444, Maio 2011. ISSN 0378-7753.

PALMA-BEHNKE, R.; REYES, L.; JIMENEZ-ESTEVEZ, G. **Smart grid solutions for rural areas**. Power and Energy Society General Meeting. San Diego: IEEE. 2012. p. 1 - 6.

PANDA, A.; PATHAK, M. K.; SRIVASTAVA, S. P. **Grid tie inverter control for rooftop photovoltaic system**. Power India Conference. Murthal: IEEE. 2012. p. 1 - 6.

PARIDAA, B.; INIYANB, S.; GOICC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy - ELSEVIER**, 12 Janeiro 2011. 1625–1636.

PICHLIK, P.; ZDENEK, J. **Converter regulation of stand-alone photovoltaic system at low solar radiation**. International Conference on Applied Electronics (AE). Pilsen: IEEE. 2012. p. 207 - 210.

PINHO, J. T.; GOLDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: CEPEL CRESESB, v. I, 2014.

RONEY, J. M. World Solar Power Topped 100,000 Megawatts in 2012. **PV Magazine**, 2013. Disponível em: <[http://www.earth-policy.org/indicators/C47/solar\\_power\\_2013](http://www.earth-policy.org/indicators/C47/solar_power_2013)>. Acesso em: 6 Janeiro 2015.

ROSA, V. H. D. S. **Energia elétrica renovável em pequenas comunidades no Brasil: em busca de um modelo sustentável**. Brasília: UnB, 2007.

ROSSA, C. H.; DIAS, J. B.; MACAGNAN, M. H. Simulation of Energy Production in Grid-Connected Photovoltaic Systems From Measured and Calculated Data From Clear-Sky Radiation Model. **Journal of Solar Energy Engineering**, 01 June 2015. 137.

SCHAINKER, R. B. **Executive overview: energy storage options for a sustainable energy future**. Power Engineering Society General Meeting. Denver: IEEE. 2004. p. 2309 - 2314 Vol.2.

SICSÚ, JOÃO; CASTELAR, ARMANDO. **Sociedade e economia: estratégias de crescimento e desenvolvimento**. Brasília: Ipea, 2009.

SMA. **System Monitoring SUNNY SENSORBOX: Installation Guide**. SMA Solar Technology AG. [S.l.]. 2010.

SONG, J. et al. Development of a Markov-Chain-Based Energy Storage Model for Power Supply Availability Assessment of Photovoltaic Generation Plants. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Texas, 18 Março 2013. 491 - 500.

SUSKIS, P.; GALKIN, I. **Enhanced photovoltaic panel model for MATLAB-simulink environment considering solar cell junction capacitance**. Industrial Electronics Society, IECON. Vienna: IEEE. 2013. p. 1613 - 1618.

TAVARES PINHO, J.; ANTONIO GALDINO, M. **Manual de engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

VIVEKANANDAN, K.; PRABU, P. **Distributed power generation for isolated loads using smart grid technology**. International Conference on Information Communication and Embedded Systems. Chennai: IEEE. 2014. p. 1 - 5.

VUOLO, J. H. Avaliação e Expressão de Incerteza em Medição. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 21, n. 3, p. 350-358, set 1999.

YANG, C.; THATTE, A. A.; XIE, L. Multitime-Scale Data-Driven Spatio-Temporal Forecast of Photovoltaic Generation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 1, n. 6, Janeiro 2015. ISSN 1949-3029.

ZHENG, S.-C.; WANG, L.-Y. **Research on charging control for battery in photovoltaic system**. Industrial Electronics and Applications (ICIEA). Beijing : IEEE. 2011. p. 2321 - 2325.