

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**EFICIÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONSIDERANDO CURVA DE CARGA**

Edir Paulino da Silva

Brasília, Setembro de 2010

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

Dedicatória

Dedico este trabalho a Deus, que sempre ilumina meu caminho, ao meu padrinho, à minha família e aos meus amigos, que tanto me ajudaram no decorrer de minha formação.

Edir Paulino da Silva

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

EFICIÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO CURVA DE CARGA

Edir Paulino da Silva

**Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista**

BANCA EXAMINADORA

Prof. Rafael Amaral Shayani, Dr (ENE-UnB) - Orientador

Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Dr (ENE-UnB)

Eng. Edison Carlos dos Santos, Msc (Examinador externo)

FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, EDIR PAULINO

Eficiência de Sistemas Fotovoltaicos Considerando Curva de Carga,

[Distrito Federal] 2010.

xvi, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2010).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|--|----------------------------------|
| 1. Energia solar fotovoltaica. | 2. Sistema fotovoltaico isolado. |
| 3. Eficiência de sistemas fotovoltaicos. | 4. Curva de carga. |

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SILVA, E. P. (2010). Eficiência de Sistemas Fotovoltaicos Considerando a Curva de Carga. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação ENE 09/2010, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 118p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Edir Paulino da Silva

TÍTULO: Eficiência de Sistemas Fotovoltaicos Considerando Curva de Carga.

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2010

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse Trabalho de Graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Edir Paulino da Silva

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pois “toda a hora e toda a glória é dele a vitória alcançada em minha vida”.

Ao meu orientador, o professor Rafael Amaral Shayani, que de forma atenciosa disponibilizou-se para orientar minha pesquisa e pelos seus ensinamentos visando meu aprendizado. Que a paixão que ele tem por ensinar não se acabe.

Ao meu padrinho, José Paulino, pela confiança e pelo auxílio que tornou possível a realização de um sonho. Que Deus ilumine seus caminhos.

Agradeço à minha família, em especial minha querida mãezinha, que sempre me fortaleceu com suas palavras, nos momentos mais difíceis de minha vida.

Aos meus amigos, em especial ao Marcus Araujo Franco, Toshiyuki Guimarães Inagaki, Augusto Cavalcante Valente e ao Rodrigo da Cunha Santos pelas contribuições na realização deste trabalho e pelos muitos momentos de alegria, que proporcionaram a mim durante o curso de engenharia.

Agradeço aos técnicos do laboratório pelo grande auxílio na realização deste trabalho.

Aos professores da UnB, especialmente o professor Marco Aurélio, pelos seus ensinamentos durante a graduação.

Edir Paulino da Silva

RESUMO

EFICIÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO CURVA DE CARGA.

A energia solar fotovoltaica apresenta uma tendência de crescimento para os próximos anos no cenário mundial, esse crescimento pode ser justificado pela consciência da humanidade em fazer uso, cada vez mais, de fontes que não agredem o meio ambiente.

No Brasil, mesmo com alguns programas de incentivo, a energia solar para geração de energia elétrica tem sido deixada de lado. A expectativa é que para os próximos anos, por pressão mundial e pela redução no preço da energia gerada por tal sistema, o país ingresse definitivamente no uso dessa tecnologia.

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a influência que a curva de carga possui sobre a eficiência do sistema fotovoltaico. Para isso é empregado um procedimento com o intuito de avaliar o rendimento de cada componente do sistema. Para tal análise utilizou-se das instalações do Laboratório de Fontes Alternativas da Universidade de Brasília, UnB. Esse Laboratório possui um sistema composto pela estação meteorológica, painel fotovoltaico de 45 Wp, controlador de carga, banco de baterias com capacidade de 63 Ah e pelo conversor CC/CA. Os ensaios realizados demonstraram que o rendimento dos componentes do sistema é menor que os valores informados pela literatura e que são influenciados pela característica da curva de carga.

ABSTRACT

PHOTOVOLTAIC SYSTEMS EFFICIENCY CONSIDERING THE LOAD CURVE.

Photovoltaic solar energy exhibits growth tendencies over the next years in the world market. Such growth is justified by mankind's awareness that they need to continually adopt energy sources that are not harmful to the environment.

In Brazil, there are some incentive policies, but solar energy as a means of generating electric energy has been left aside. The country is expected to broaden the use of this technology in the following years. This is due to pressure around the world and to the benefit of generated energy's price reduction.

The objective of this work is to evaluate the influence of the load curve on the energy efficiency of the photovoltaic system. To accomplish this, a methodology for evaluating the efficiency of each component of the system is used. The facilities of the Alternative Sources Laboratory of the University of Brasília (UnB) were used. The analyzed system was composed by a meteorological station, a photovoltaic panel of 45 Wp, a load controller, a set of batteries with a charge capacity of 63 Ah and a DC/AC converter. Experimental results show that the system's components' efficiency is lower than the values informed by the literature and is influenced by the load's characteristics.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	OBJETIVO DO TRABALHO.....	1
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	CRESCIMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO MUNDO	3
2.1.1	Sistemas fotovoltaicos no mundo	4
2.1.2	Previsão de crescimento dos sistemas fotovoltaicos.....	6
2.1.3	Sistemas fotovoltaicos autônomos ou isolados	7
2.1.4	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	8
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL	9
2.2.1	Incentivos no brasil	10
2.2.2	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM)	10
2.2.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).....	10
2.2.4	Programa nacional de universalização do acesso e uso da energia elétrica (luz para todos)	11
2.2.5	Geração limpa	11
2.3	ENERGIA SOLAR	11
2.3.1	Fatores que influenciam a irradiância solar disponível sobre a superfície terrestre	12
2.3.2	Efeito causado pela massa de ar	14
2.3.3	Espectro solar	14
2.3.4	Potencial solar no brasil	15
2.4	COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	16
2.4.1	Módulo fotovoltaico	17
2.4.2	Efeito fotovoltaico – princípio de funcionamento	17
2.4.3	Tipos de células comercialmente utilizadas	20
2.4.4	Silício monocristalino	20
2.4.5	Silício policristalino	22
2.4.6	Filmes finos	22

2.4.7	Eficiência dos painéis fotovoltaicos	23
2.4.8	Estrutura do painel fotovoltaico	23
2.4.9	Características elétricas do módulo	24
2.4.10	Sistema de armazenamento	25
2.4.11	Baterias de chumbo-ácido	26
2.4.12	Controlador de carga	29
2.4.13	Inversores de tensão	31
2.5	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	34
2.5.1	Análise do recurso solar	34
2.5.2	Obtenção do perfil de carga	34
2.5.3	Obtenção do sistema de armazenamento	36
2.5.4	Dimensionamento do arranjo fotovoltaico	37
2.5.5	Especificando o controlador de carga e o conversor cc/ca	37
2.5.6	Cálculo para dimensionamento da carga	37
2.5.7	Cálculo para o dimensionamento do painel	38
3	MATERIAIS E MÉTODOS	40
3.1	LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DA UNB	40
3.2	ESTAÇÃO METEOROLÓGICA	41
3.2.1	Especificações do piranômetro	43
3.3	PROCEDIMENTO PARA DESCARREGAR AS BATERIAS	46
3.3.1	Curva característica de descarga da bateria 12MC63 a 25°C	49
3.3.2	Testando o banco de baterias	49
3.4	PROCEDIMENTO PARA DESCARREGAR AS BATERIAS	50
3.5	PROCEDIMENTO PARA AVALIAR A EFICIÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONSIDERANDO CURVA DE CARGA	51
3.6	MATERIAIS UTILIZADOS	52
3.6.1	Ajuste do ângulo de inclinação do arranjo	57
3.6.2	Curva de carga	57
3.6.3	Fator de eficiência dos componentes do sistema fotovoltaico	58
3.6.4	Sistema de carga variável	59
3.6.5	Perfil de carga utilizado	60

3.6.6	Carga distribuída ao longo do dia	61
3.6.7	Carga distribuída ao longo da noite	61
3.6.8	Carga total sendo utilizada durante o dia	62
3.6.9	Carga total sendo utilizada durante a noite	63
3.6.10	Configuração do sistema para obtenção dos dados	64
3.6.11	Procedimento de cálculo para obter a energia	66
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
4.1	RESULTADO E DISCUSSÃO DOS TESTES DA BATERIA	69
4.1.1	Procedimento de verificação da capacidade da bateria	70
4.1.2	Vida útil de uma bateria	71
4.1.3	Novo banco de baterias	72
4.1.4	Curva das baterias novas	72
4.1.5	Recarga da bateria A8	73
4.2	ESTAÇÃO METEOROLÓGICA	73
4.2.1	Disponibilidade mensal de energia solar.....	74
4.3	RESULTADOS DO RENDIMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	76
4.3.1	Medição para uma carga de 200 w durante o dia	76
4.3.2	Medição para uma carga de 200 w durante a noite	80
4.3.3	Medição para uma carga de 500 w durante o dia	84
4.3.4	Medição para uma carga de 500 w durante a noite	86
4.3.5	Medição para um perfil de carga variável.....	88
4.4	DISCUSSÃO DO RENDIMENTO	91
4.4.1	Rendimento do inversor	91
4.4.2	Rendimento da bateria	92
4.4.3	Rendimento do painel fotovoltaico	92
4.4.4	Rendimento global.....	93
4.5	VERIFICAÇÃO DO CUSTO DO SISTEMA	93
5	CONCLUSÕES	95
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
	APÊNDICE	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Energia do <i>gap</i> de alguns materiais utilizados em células solares	20
Tabela 2.2: Eficiência típica dos painéis fotovoltaicos, considerando várias tecnologias	23
Tabela 2.3: Formas de armazenamento de energia	26
Tabela 2.4: Características dos inversores e principais formas de onda	33
Tabela 3.1: Componentes do sistema fotovoltaico do Laboratório de Fontes Alternativas da UnB	40
Tabela 3.2: Parâmetros dos módulos fotovoltaicos do Laboratório de fontes Alternativas da UnB	41
Tabela 3.3: Componentes da estação meteorológica	42
Tabela 3.4: Valor padrão de eficiência dos componentes do sistema fotovoltaico	59
Tabela 4.1: Capacidade verificada para as baterias do Laboratório de Fontes Alternativas da UnB	71
Tabela 4.2: Horas de sol por dia, considerando uma irradiação de 1 kW/m^2	74
Tabela 4.3: Valor médio dos dados de tensão e corrente no momento em que a carga estava ligada e na recarga da bateria	79
Tabela 4.4: Energia e rendimento do sistema para carga de 200 W durante o dia	80
Tabela 4.5: Valor médio dos dados de tensão e corrente no momento em que a carga estava ligada e na recarga da bateria	83
Tabela 4.6: Energia e rendimento do sistema para carga de 200 W durante a noite	84
Tabela 4.7: Valor médio dos dados de tensão e corrente no momento em que a carga estava ligada e na recarga da bateria	85
Tabela 4.8: Energia e rendimento do sistema para carga de 500 W durante o dia	85
Tabela 4.9: Valor médio dos dados de tensão e corrente no momento em que a carga estava ligada e na recarga da bateria	87
Tabela 4.10: Energia e rendimento do sistema para carga de 500 W durante a noite	87
Tabela 4.11: Energia e rendimento do sistema, perfil variável	89
Tabela 4.12: Resumo com os diferentes perfis de carga adotados para realização dos testes	90
Tabela 4.13: Valores de eficiência calculados com os dados obtidos dos testes	90
Tabela 4.14: Preço dos componentes do sistema	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Consumo de energia primária per capita, em 2007, nas diversas regiões do mundo	3
Figura 2.2: Potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos em países no mundo, considerando a última década	4
Figura 2.3: Comparação entre os sistemas fotovoltaicos instalados na União Europeia (UE) e no mundo, somente em 2009, em GWp	5
Figura 2.4: Potencial de crescimento até 2030 da energia solar	6
Figura 2.5: Diagrama básico de um sistema fotovoltaico isolado	7
Figura 2.6: Exemplos de sistemas fotovoltaicos: (a) Agregados as edificações e (b) Usinas fotovoltaicas	8
Figura 2.7: Potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos conectados ou não conectados à rede elétrica, em MW (1992 – 2008)	9
Figura 2.8: Representação do movimento aparente do sol, em relação à terra	12
Figura 2.9: Incidência dos raios solares para os casos de solstícios e equinócios	13
Figura 2.10: Conceito de massa de ar (AM)	14
Figura 2.11: Espectro solar	15
Figura 2.12: Potencial solar anual médio do Brasil	16
Figura 2.13: Diagrama com os componentes do sistema fotovoltaico	16
Figura 2.14: Painel fotovoltaico do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia da UnB	17
Figura 2.15: Exemplo de dopagem do silício a) impureza do tipo p e b) impureza do tipo n	18
Figura 2.16: Processo de conversão fotovoltaico	19
Figura 2.17: Diagrama do nível de energia de um semicondutor	19
Figura 2.18: Método de Czochralsky para fabricação de tarugos	21
Figura 2.19: Componentes de um painel.....	24
Figura 2.20: Parâmetros de potência máxima	24
Figura 2.21: (a) Curvas para vários níveis de irradiância, (b) Incremento na tensão devido ao incremento na temperatura	25
Figura 2.22: Carregamento da bateria em três etapas, parâmetros de tensão e corrente.....	30
Figura 2.23: Processo utilizando corrente modulada na fase de flutuação	31
Figura 2.24: Controladores C40 da xantrex e ProStar-30 da MorningStar do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia da UnB	31
Figura 2.25: Inversor de tensão do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia da UnB..	32

Figura 2.26: Curva típica de eficiência dos inversores	34
Figura 3.1: Localização da estação meteorológica em relação aos painéis	42
Figura 3.2: Precisão do sensor de temperatura	44
Figura 3.3: Estação meteorológica: a) Quadro elétrico com sistema de armazenamento de dados; b) Sensor de temperatura e umidade relativa; c) Pluviômetro; d) Piranômetro; e) Sensor de pressão instalado na parte inferior do quadro elétrico; e f) Coleta de dados	45
Figura 3.4: Vista interna do controlador localizando os <i>jumpers</i> de configuração	47
Figura 3.5: Esquema de ligação dos equipamentos para se fazer a descarga das baterias	48
Figura 3.6: Reostato utilizado como carga no processo de descarga da bateria	48
Figura 3.7: Curva característica de descarga a 25 °C	49
Figura 3.8: Banco de baterias da marca Moura, modelo Clean 12MC63	50
Figura 3.9: Diagrama representativo do sistema a ser utilizado	52
Figura 3.10: Variação da capacidade da bateria em função da corrente de descarga	54
Figura 3.11: Possibilidade de ciclos em função da profundidade de descarga	55
Figura 3.12: Curva de eficiência do inversor 1000 W/24 V	56
Figura 3.13: Arranjo fotovoltaico coberto por poeira	57
Figura 3.14: Diagrama em blocos representando as perdas inerentes de cada etapa no processo de conversão de energia	58
Figura 3.15: Arranjos com 6 lâmpadas de 100 W/120 V cada	60
Figura 3.16: Perfil de carga distribuído ao longo do dia	61
Figura 3.17: Perfil de carga distribuído no período noturno	62
Figura 3.18: Perfil de carga concentrado durante parte do dia	62
Figura 3.19: Perfil de carga concentrado no período da noite	63
Figura 3.20: Perfil de carga variável	63
Figura 3.21: Configuração do sistema para realizar os testes	64
Figura 3.22: Diagrama exemplificando os pontos onde serão obtidos os rendimentos	68
Figura 4.1: Curva de descarga, para um tempo de 20 horas	68
Figura 4.2: Curvas de descarga da bateria 9B obtidas entre os anos de 2006 e 2010	71
Figura 4.3: Curva de descarga da bateria A8, realizada no dia 12/8/2010	73
Figura 4.4: Média por dia da irradiância em Brasília, medido pela estação meteorológica em 2009/2010	74
Figura 4.5: Diferentes casos de horas de sol	75
Figura 4.6: Ensaio com 2 lâmpadas de 100 W cada	76
Figura 4.7: Potência para uma carga de 200 W	77

Figura 4.8: Gráfico de corrente na entrada do conversor e de tensão na bateria para uma carga de 200 W	78
Figura 4.9: Curvas obtidas desde o início do teste até a recarga completa da bateria	78
Figura 4.10: Potência para recarregar o banco de bateria	81
Figura 4.11: Gráfico de corrente e de tensão para uma carga de 200 W, à noite	82
Figura 4.12: Curvas obtidas desde o início do teste até a recarga completa da bateria	83
Figura 4.13: Ensaio com 5 lâmpadas de 100 W cada	86
Figura 4.14: Perfil de carga variável	88
Figura 4.15: Comportamento da tensão para um perfil de carga variável	88
Figura 4.16: Curva de eficiência do inversor com indicação da potência utilizada	91

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CNI	Confederação Nacional das Indústrias
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPIA	Associação Européia da Indústria Fotovoltaica
EUA	Estados Unidos da América
GT-GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
IEA	Agência Internacional de Energia
IEEE	Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MME	Ministério de Minas e Energia
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PWM	Modulação por largura de pulso
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
SOC	Estado de carga da bateria
UE	União Européia
UnB	Universidade de Brasília
Ah	Ampere-hora
A:L	Relação de energia entre arranjo e carga
AM	Massa de Ar
a-Si	Silício monocristalino
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CdTe	Telureto de cádmio
CIS	Disseleneto de Cobre-Índio
E_c	Energia consumida pela carga
E_{br}	Energia fornecida pelo painel para recarregar a bateria

E_{bs}	Energia fornecida pela bateria
E_{gap}	Banda de energia
E_p	Energia convertida pelo painel
E_{perdas}	Energia de perdas
E_s	Energia disponível pelo sol
EVA	Acetato de etil vinil
E_t	Energia total
GaAs	Arseneto de Gálio
G_I	Irradiância global
h	Período de utilização diário
I_{mp}	Corrente de máxima potência
I_{sc}	Corrente de curto-circuito da célula
LCD	<i>Liquid Crystal Display</i>
LVD	<i>Low Voltage Disconnect</i>
LVR	<i>Low Voltage Reconnect</i>
n	Dia do ano, variando de 1 a 365
P_c	Potência de carga
RF	Rádio frequência
SiO_2	Dióxido de silício
V_{mp}	Tensão de máxima potência da célula
V_{oc}	Tensão de circuito aberto da célula
δ	Declinação solar
θ_z	Ângulo zenital
η	Fator de eficiência
$\eta_{bateria}$	Eficiência do banco de baterias
$\eta_{conversor}$	Eficiência do conversor
η_{Global}	Eficiência global do sistema
η_{painel}	Eficiência de conversão do painel fotovoltaico

INTRODUÇÃO

A preocupação mundial atualmente faz referência ao uso eficiente e consciente dos recursos energéticos renováveis. A energia solar por ser silenciosa e não criar poluição atmosférica durante seu uso se mostra muito promissora na sua utilização e muitas pesquisas se encontram em desenvolvimento para melhorar a eficiência dos módulos fotovoltaicos. O mundo apresenta um cenário de crescimento dos sistemas de geração fotovoltaica para os próximos anos. Esse crescimento é justificado pelo fato dos combustíveis fósseis serem considerados os grandes vilões dos problemas causados pela poluição.

No Brasil estima-se que aproximadamente 12 milhões de pessoas não têm acesso a eletricidade. Uma das principais causas da dificuldade de se eletrificar algumas comunidades isoladas reside no fato do difícil acesso e por se encontrarem dispersas geograficamente. O governo vem tentando diminuir esta exclusão por meio de programas que fazem uso das fontes renováveis de energia (OLIVEIRA, 2008).

Neste trabalho é apresentado um critério para o dimensionamento do sistema fotovoltaico autônomo. O rendimento dos componentes do sistema é obtido como sendo um valor inferior ao informado pela literatura.

O rendimento do sistema fotovoltaico foi obtido para o sistema existente no Laboratório de Fontes Alternativas do Departamento de Engenharia Elétrica da UnB, sendo identificado para cada componente desde a geração até o consumo pela carga. O recurso solar é medido para verificar o índice de irradiância que incide no local.

1.1 Objetivo do trabalho

Este trabalho tem o objetivo de verificar a influência da curva de carga sobre o sistema de geração fotovoltaico isolado. O rendimento do sistema fotovoltaico é influenciado por diversos fatores, a fim de verificar o rendimento dos componentes do sistema instalado no laboratório de Fontes Alternativas da UnB, o presente trabalho foi elaborado por meio de ensaios com diferentes curvas de cargas.

1.2 Organização do trabalho

Este trabalho foi estruturado em cinco capítulos, que permitem atingir o objetivo anteriormente mencionado, sendo a introdução parte integrante deste capítulo.

O capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica com foco no estado da arte e na situação atual dos sistemas fotovoltaicos no mundo e no Brasil. É apresentado cenários de crescimento dos sistemas fotovoltaicos e programas que foram implementados no Brasil.

Os métodos e materiais utilizados são apresentados no capítulo 3. O recurso solar é avaliado durante o período de um ano por meio da estação meteorológica do Laboratório de Fontes Alternativas da UnB e sendo comparado com dados oficiais. Um procedimento para verificar a capacidade do banco de baterias é proposto, além de indicar uma nova forma de se dimensionar os sistemas fotovoltaicos considerando a curva de carga.

No capítulo 4 são apresentados os resultados e análise dos dados obtidos. Por meio dos ensaios realizados obteve-se o rendimento do sistema.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas deste trabalho. Sendo verificada uma nova forma de se fazer o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos economizando no sistema de armazenamento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é abordada a situação atual dos sistemas fotovoltaicos no mundo e no Brasil. São apresentados cenários de crescimento para a capacidade fotovoltaica, para o ano de 2030. No Brasil verifica-se que a utilização da energia solar fotovoltaica se apresenta de forma tímida, mesmo com algumas iniciativas por parte do governo ao implementar programas visando a eletrificação rural.

2.1 Crescimento dos sistemas fotovoltaicos no mundo

O consumo de energia reflete o desenvolvimento de um local e o nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Esse fato pode ser observado, avaliando os países que compõem a Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), que são os maiores consumidores de energia. A figura 2.1 mostra o consumo de energia primária *per capita* nas diversas regiões do mundo (ANEEL, 2008).

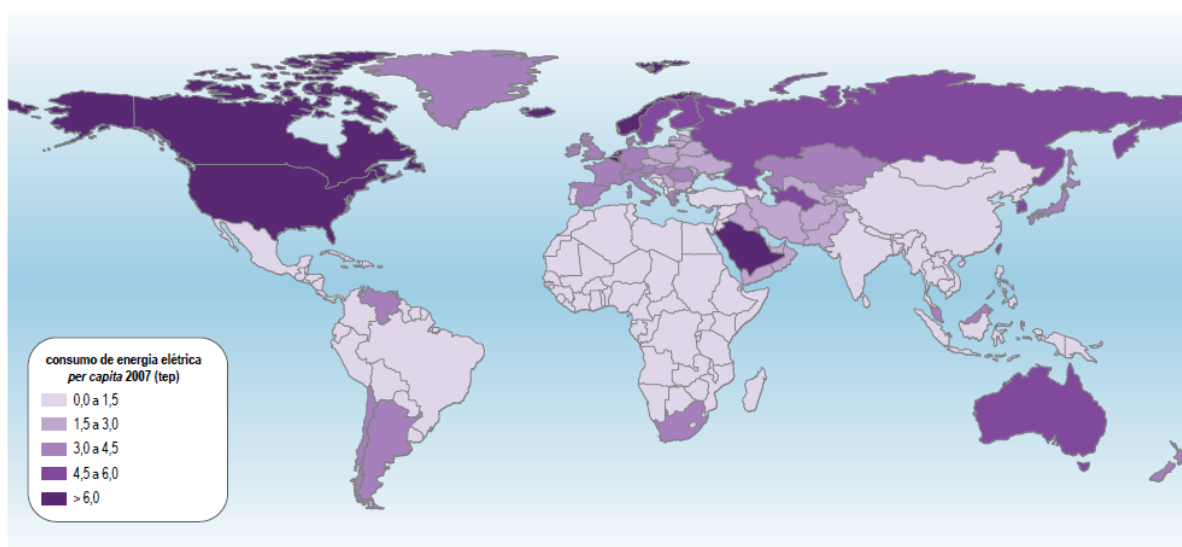


Figura 2.1: Consumo de energia primária per capita, em 2007, nas diversas regiões do mundo.

(fonte: ANEEL, 2008)

Os principais insumos energéticos utilizados, no mundo, são: petróleo, gás natural e carvão. Esses elementos têm apresentado elevadas taxas de crescimento do consumo, principalmente nos países de economias emergentes, liderados por China e Índia (CNI, 2007). Isso é

explicado pelo fato dos países desenvolvidos delegarem a tarefa da realização de atividades que consomem muita energia, como é o caso da siderurgia e produção de alumínio, a esses países, que ficam com a tarefa de poluir.

Alguns recursos estão em declínio e a demanda mundial é cada vez maior. Aliado a isso, soma-se a emissão dos gases de efeito estufa (CO₂ e Metano, principalmente) e o aumento da temperatura média da Terra. Este aquecimento global pode ser catastrófico para as regiões mais pobres do planeta em prazo de décadas (IPCC, 2007).

2.1.1 Sistemas fotovoltaicos no mundo

A tecnologia de geração fotovoltaica surge como sendo um das principais tecnologias para geração de energia elétrica no mundo. A última década tem vivenciado um crescimento contínuo que deverá ser verificado nos próximos anos (EPIA, 2010). A figura 2.2 apresenta a potência acumulada instalada nos países, na última década (EPIA, 2010).

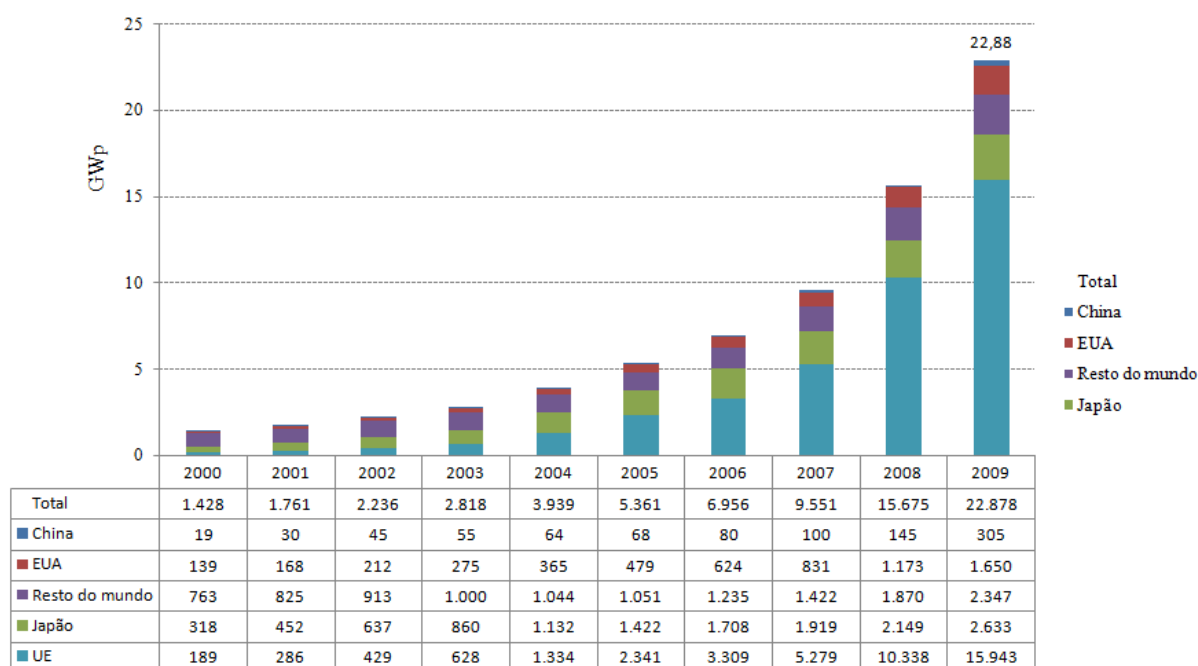


Figura 2.2: Potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos em países no mundo, considerando a última década.

Fonte: (EPIA, 2010 - modificado)

No fim de 2009, verifica-se a nível mundial, uma potência acumulada instalada de aproximadamente 23 GWp¹, sendo que a União Europeia (UE) é a líder mundial, com aproximadamente 16 GWp, o Japão com 2,6 GWp, os Estados Unidos da América (EUA) com 1,6 GWp e a China com 0,160 GWp.

Analisando o ano de 2009, mesmo com a crise imobiliária dos Estados Unidos, houve um aumento de quase 15% no mercado de sistemas fotovoltaicos no mundo, em comparação a 2008. Esse crescimento se deve principalmente ao mercado da União Europeia (UE) com 5,6 GWp instalados, representando 78% dos sistemas instalados em 2009. A figura 2.3 apresenta o gráfico indicando o total instalado na UE e no resto do mundo, somente no ano de 2009.

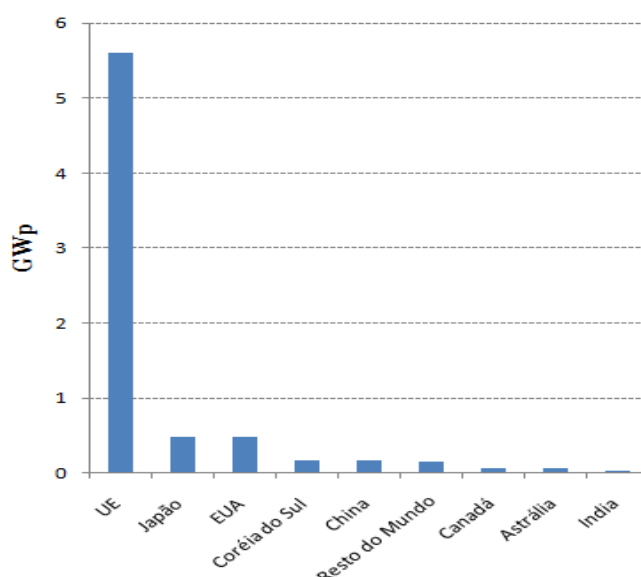


Figura 2.3: Comparação entre os sistemas fotovoltaicos instalados na União Europeia (EU) e no mundo, somente em 2009, em GWp. (fonte: EPIA, 2010 - modificado)

A Alemanha é a líder mundial em sistemas instalados, que quase dobrou em um ano, saindo de 1,8 GWp para 3,8 GWp, representando 68% do mercado da União Europeia. A Itália, a segunda maior, possui 0,71 GWp.

¹ O valor da potência dado em Wp é um valor obtido em condições ideais específicas de irradiância e temperatura (potência de 1000 W e temperatura de 25°C).

2.1.2 Previsão de crescimento dos sistemas fotovoltaicos

Segundo a EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*), adotando um cenário conservador, o mercado mundial de sistemas fotovoltaicos pode ter um crescimento de até 10,1 GW em 2010 (EPIA, 2008).

Estima-se que a energia solar poderá contribuir de forma crescente no fornecimento de energia, mas para isso políticas de incentivos devem ser implementadas. A figura 2.4 mostra a projeção da capacidade fotovoltaica, acumulada, para diferentes cenários, até 2030. As projeções são consideravelmente diferentes, pois, as previsões baseiam-se no crescimento estimado até 2015 (EPIA, 2008).

Mesmo em um cenário mais conservador, a tendência de crescimento dos sistemas fotovoltaicos segue um crescimento exponencial, sendo previsto 100 GW para o ano de 2030. Com o desenvolvimento da produção, em massa, dos painéis, a redução do custo será importante para estabelecer a geração fotovoltaica, como uma importante fonte de energia.

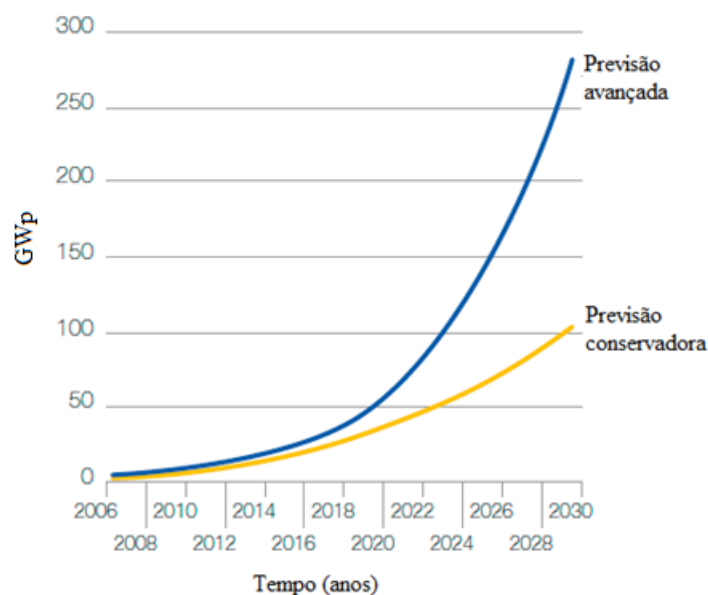


Figura 2.4: Potencial de crescimento até 2030 da energia solar.
(fonte: EPIA, 2008)

Segundo a norma do IEEE (*IEEE guide for terrestrial photovoltaic power safety*), os sistemas fotovoltaicos são classificados em sistema isolados e conectados à rede elétrica.

2.1.3 Sistemas fotovoltaicos autônomos ou isolados

Esse tipo de sistema atende, em geral, os locais isolados ou não conectados à rede elétrica de distribuição. Fornece energia para iluminação, refrigeração, sistema de bombeamento de água, sistemas de telecomunicação, sinalização, posto de saúde em áreas distantes da rede e outras cargas com baixo consumo. Apresentam potência típica de aproximadamente 1 kWp (IEA, 2008).

O armazenamento é o ponto chave para a autonomia do sistema, sendo a forma mais usual a utilização de baterias (Pinho *et al*, 2008), as quais estão relacionadas a um sistema de controle de carga e descarga. A figura 2.5 mostra a configuração básica de um sistema fotovoltaico isolado.

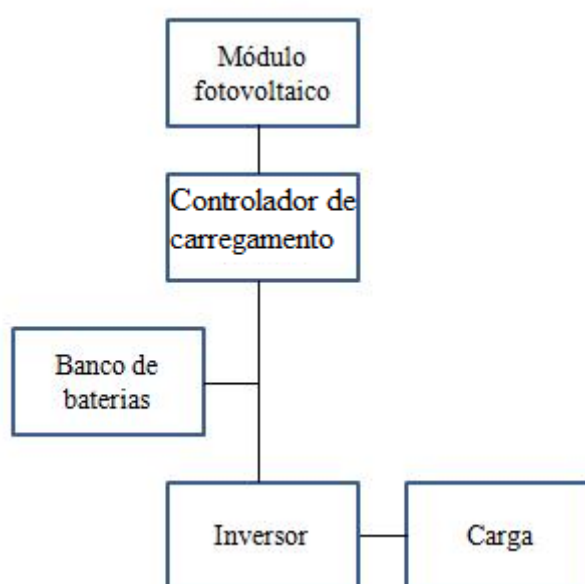


Figura 2.5: Diagrama básico de um sistema fotovoltaico isolado.

O módulo fotovoltaico capta a irradiação solar e gera energia, que pode ser armazenada nas baterias e ser utilizada pelas cargas durante os momentos em que não há sol. Equipamentos que utilizam corrente contínua (CC) podem ser alimentados diretamente pelas baterias; caso os equipamentos sejam alimentados em corrente alternada (CA), faz-se necessária a utilização do conversor CC/CA.

2.1.4 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Esta é a forma mais usual utilizada em diversos países, onde as potências instaladas variam desde poucos kWp, em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes sistemas de geração. Uma vantagem desse tipo de sistema é a não necessidade de armazenamento de energia, pois, normalmente, a energia gerada é entregue à rede instantaneamente (CRESESB, 1999).

Os sistemas conectados à rede são classificados em sistemas distribuídos e centralizados. A geração distribuída (GD) é definida como sendo um tipo de geração de energia elétrica diferenciada da geração centralizada, por estar em um local onde não seria instalada uma usina convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração da região (SEVERINO, 2008).

Esses sistemas são constituídos pelos painéis fotovoltaicos instalados nas coberturas de edificações, estacionamentos, entre outros. Por meio de inversores apropriados, eles fornecem potência à rede de distribuição. A geração centralizada é formada por grandes centrais de geração, extensas linhas de transmissão e de distribuição (SEVERINO, 2008). A figura 2.6 exemplifica esses tipos de aplicações.



(a)



(b)

Figura 2.6: Exemplos de sistemas fotovoltaicos:

- (a) Agregados as edificações (disponível em <www.arcoweb.com.br>) e
- (b) Usinas fotovoltaicas (disponível em <<http://www.redeinteligente.com>>).

Segundo o Relatório da *Trends in Photovoltaic Applications* da Agência Internacional de Energia (IEA), a implantação dos sistemas fotovoltaicos não conectados à rede, isolados, vêm

diminuindo e que a tendência é a conexão à rede elétrica, (IEA, 2008), conforme pode ser visto na figura 2.7. À medida que sua aplicação vai sendo disseminada, o custo se torna menor.

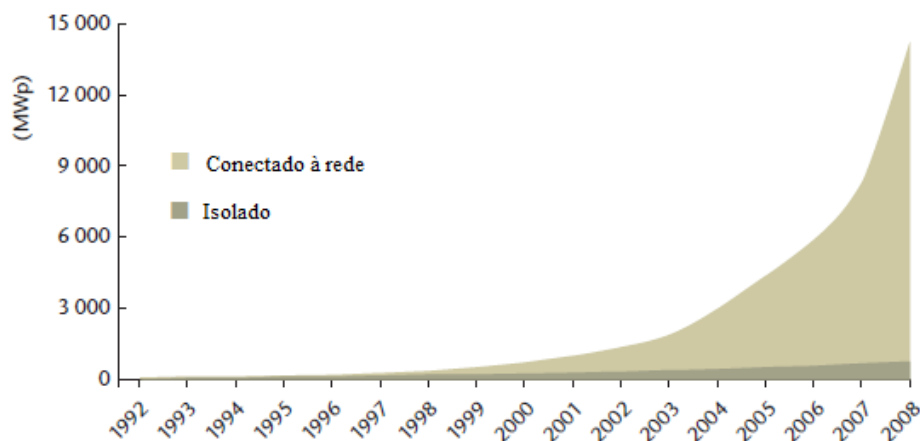


Figura 2.7: Potência acumulada instalada de sistemas fotovoltaicos conectados ou não à rede elétrica, em MWp (1992–2008).
(fonte: IEA, 2009 - modificado)

2.2 Sistemas fotovoltaicos no Brasil

A utilização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil se apresenta de forma tímida, apesar do potencial solar estar em condições superiores as de muitos países que lideram o mercado mundial em capacidade instalada. Algumas regiões possuem potencial comparável aos melhores locais no mundo (IEI, 2009).

Os sistemas conectados a rede existentes são utilizados principalmente em pesquisas e são poucos, contribuindo com 0,153 MWp. Os sistemas autônomos possuem uma relevância maior, sendo estimados com uma potência de 20 MWp (IEI, 2009). As principais aplicações desses sistemas estão relacionadas ao suprimento de energia em comunidades isoladas, telecomunicação e bombeamento de água. A expectativa é que se tenha um aumento no número de usinas solares na zona rural, como parte integrante de projetos que visam à universalização ao acesso de energia por parte das comunidades mais pobres e distantes da rede.

2.2.1 Incentivos no Brasil

O país tem promovido alguns programas de incentivo a utilização da energia solar fotovoltaica. Um fato considerável ocorreu em 2008, com a criação do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF), no âmbito do Ministério de Minas e Energia. Esse grupo teve o objetivo de elaborar uma proposta de curto, médio e longo prazo relacionada aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.

O grupo tem atuado no sentido de analisar os requisitos e incentivos aplicáveis a sistemas fotovoltaicos conectados à rede de forma que, numa previsão futura, possamos ter módulos com potência na faixa de 2 a 5 kWp instalados nos telhados das residências, algo comparável ao que existe na Alemanha, Japão e Estados Unidos (CRESESB, 2008).

2.2.2 Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM)

O programa teve o objetivo de fornecer assistência energética às comunidades que não são atendidas pela rede convencional, utilizando as fontes de energia renováveis e descentralizadas. A ação do PRODEEM estava direcionada para a implementação do desenvolvimento social, econômico e complementação da oferta de energia.

O programa contemplou principalmente o meio rural, tentando fixar o homem na região e evitando a migração para os centros urbanos. As atividades do PRODEEM foram absorvidas pelo Programa Luz para Todos.

2.2.3 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), o programa possui o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

2.2.4 Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos)

O Programa visa prover, até o ano de 2010, o acesso à energia elétrica à totalidade da população do meio rural brasileiro. É um projeto ambicioso ao considerar um índice de 80% de excluídos do acesso a energia elétrica, uma população superior a 10 milhões de pessoas (ELETROBRAS, 2008).

Além de levar energia à população rural, promove também soluções para auxiliar no desenvolvimento social e econômico das comunidades de baixa renda, contribuindo assim para a redução da pobreza. O suprimento da demanda do meio rural ocorre por meio de três iniciativas: extensão da rede das concessionárias, sistema de geração descentralizada e geração isolada (ANEEL, 2008).

2.2.5 Geração limpa

Embora não haja emissões de CO₂ durante a operação dos sistemas fotovoltaicos, uma pequena quantidade é emitida durante a fase de produção dos painéis (de 21 a 65 gramas de CO₂/kWh) (EPIA, 2008).

2.3 Energia solar

As reações ocorridas no sol geram um processo de fusão, no qual o elemento químico hidrogênio é transformado em hélio, ocorrendo liberação de grande quantidade de energia. Uma parcela dessa energia é irradiada para a atmosfera, o equivalente a $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia por ano. Isso representa, aproximadamente, dez mil vezes o consumo mundial de energia nesse período (MACIEL *et al*, 2008).

A energia proveniente do sol é responsável por boa parte das fontes de energia conhecidas: hidráulica; eólica; biomassa e energia dos oceanos. Estas são formas indiretas de energia solar, além das formas que podem utilizar a conversão direta para obtenção de energia, por meio do efeito fotoelétrico e de usinas termoeletricas, e de outros aproveitamentos (ANEEL, 2005).

2.3.1 Fatores que influenciam a irradiância solar disponível sobre a superfície terrestre

Alguns fatores influenciam na irradiância solar que é disponibilizada sobre a superfície terrestre. Entre eles, os movimentos de rotação e translação da Terra, o efeito da massa de ar e o espectro da irradiância solar incidente.

Os movimentos de rotação e translação da Terra são responsáveis pela duração dos dias e pelas estações do ano. A Terra movimenta-se ao redor do sol em uma órbita elíptica, em um plano com inclinação de $23,45^\circ$ em relação ao plano do equador. Esse ângulo é denominado declinação solar (δ), e sofre variação ao longo do ano, conforme o intervalo $-23,45^\circ < \delta < 23,45^\circ$ (ABNT, 2006). A figura 2.8 apresenta o movimento aparente do sol em relação à Terra.

A equação 2.1 apresenta um importante parâmetro para se determinar, de forma aproximada, a declinação solar (MESSENGER e VENTRE, 2004).

$$\delta = 23,5^\circ \sin \left[\frac{360(n - 80)}{365} \right] \quad (2.1)$$

Onde n representa o dia do ano, considerando 365 dias.

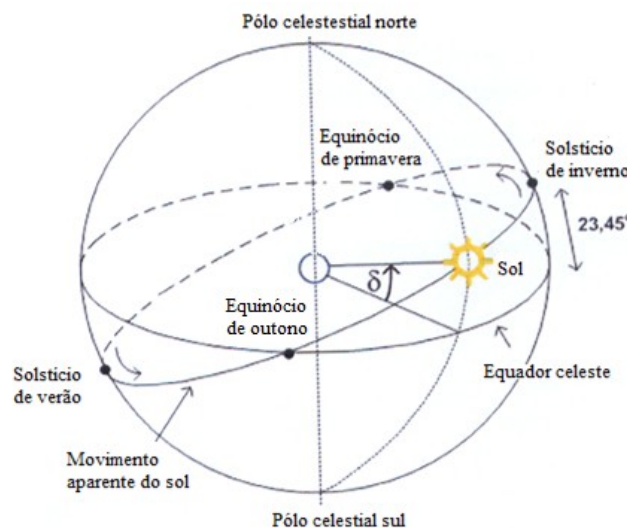


Figura 2.8: Representação do movimento aparente do sol, em relação à terra.
(fonte: Pinho *et al*, 2008)

A declinação solar é zero entre os dias 20/21 de março e 22/23 de setembro, correspondendo aos equinócios de outono e primavera, respectivamente. O solstício de inverno, 21/22 de junho, ocorre quando a declinação assume o valor de $23,45^\circ$, tendo o dia mais curto e a noite mais longa do ano. O solstício de verão, 21/22 de dezembro, ocorre quando a declinação assume o valor de $-23,45^\circ$, tendo o dia mais longo do ano (Pinho *et al*, 2008).

A figura 2.9 exemplifica a influência dos solstícios e equinócios com relação à radiação solar. Neste ponto, pode ser visualizado um problema para os painéis fotovoltaicos, pois eles aproveitam somente a componente normal dos raios solares incidente sobre a célula solar. Uma situação onde o painel seja instalado no equador receberá as componentes perpendiculares ao painel. No entanto, para os outros pontos fora do equador isso não ocorrerá; percebe-se então que há uma influência da latitude sobre os raios solares incidentes nos painéis.

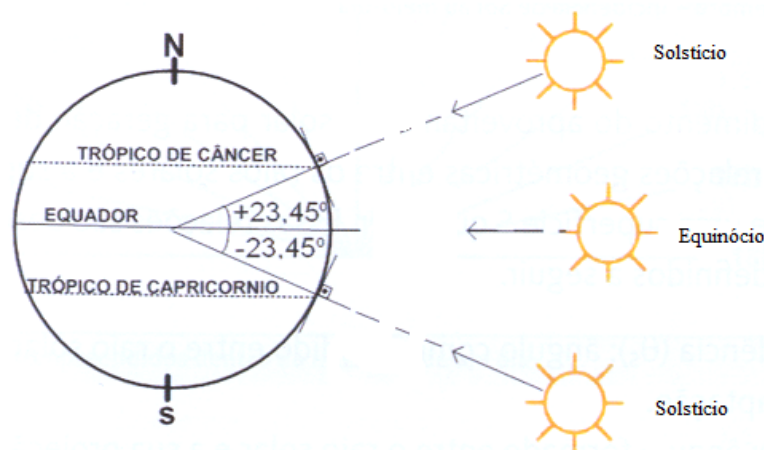


Figura 2.9: Incidência dos raios solares para os casos de solstícios e equinócios.
(fonte: Pinho *et al*, 2008 - modificado)

Uma forma simples de resolver o problema é manter o painel fixo com uma inclinação igual a latitude, resultando em um aproveitamento, anual, de 97, 23% da energia proveniente do sol (Shayani, 2006). Para um aproveitamento maior pode ser utilizado equipamentos que seguem a trajetória do sol.

2.3.2 Efeito causado pela Massa de Ar

O conceito de Massa de Ar (AM) está relacionado ao caminho ótico que os raios solares percorrem na atmosfera, podendo ser expressa pela equação 2.2 (ABNT, 2006).

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2.2)$$

Onde θ_z corresponde ao ângulo zenital. A figura 2.10 exemplifica a definição de AM e do ângulo zenital θ_z , que varia de 0° até 60° devido ao efeito da curvatura da Terra.

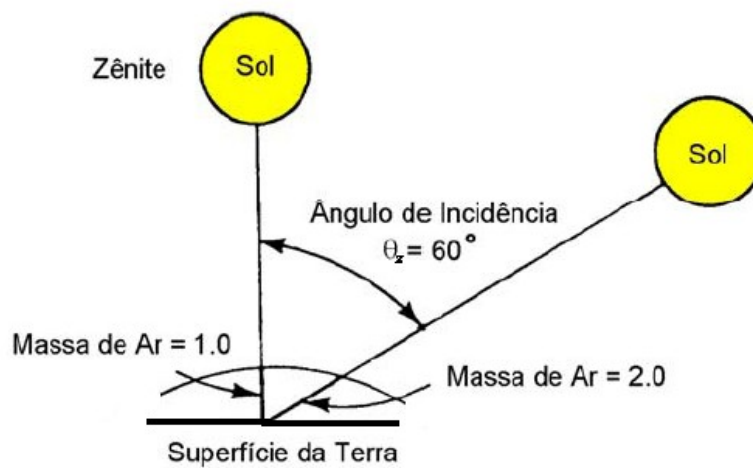


Figura 2.10: Conceito de massa de ar (AM).
(fonte: CRESESB, 2005 - modificado)

O espectro solar é fortemente influenciado pelo efeito da massa de ar, conforme pode ser verificado na figura 2.11. O espectro extraterrestre possui $AM = 0$ e na superfície terrestre, apresenta um valor típico de $AM = 1,5$. Esse parâmetro, juntamente com a irradiância média de 1000 W/m^2 , serve de base para a calibração das células fotovoltaicas.

2.3.3 Espectro solar

A irradiância solar, ou onda eletromagnética, propaga-se à velocidade da luz e ocupa uma faixa do espectro eletromagnético de $0,1 \mu\text{m}$ a $5\mu\text{m}$, considerando o comprimento de onda.

A radiação solar extraterrestre apresenta um valor médio de 1367 W/m^2 , porém apenas uma parte desse valor atinge a superfície terrestre (CRESESB, 1999). A parcela que se perde pelo caminho está relacionada à reflexão e absorção pela atmosfera. O índice que mede a relação da irradiância refletida na superfície terrestre, em relação à quantidade incidente é denominado de albedo.

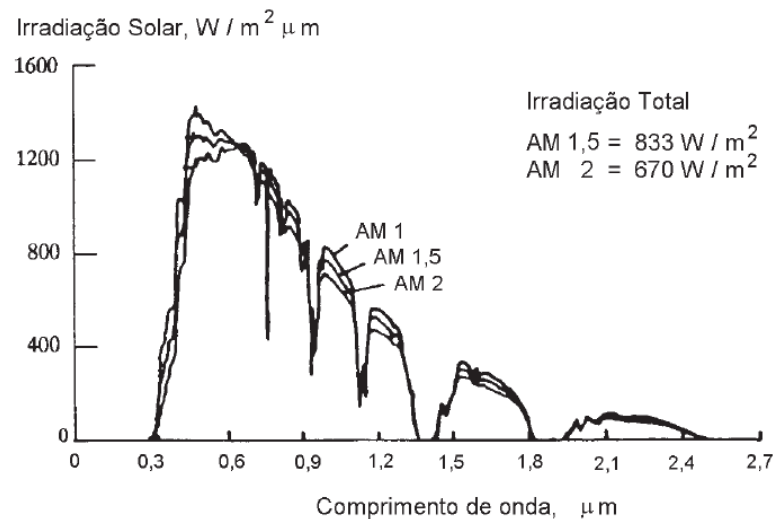


Figura 2.11: Espectro solar.
(fonte: (CRESESB, 1999))

2.3.4 Potencial solar no Brasil

A figura 2.12 apresenta o potencial solar anual médio de energia solar, obtido do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al*, 2006). Verifica-se que a região Nordeste apresenta a maior disponibilidade solar do Brasil, apresentando um potencial anual médio de $5,8 \text{ kW/m}^2$.

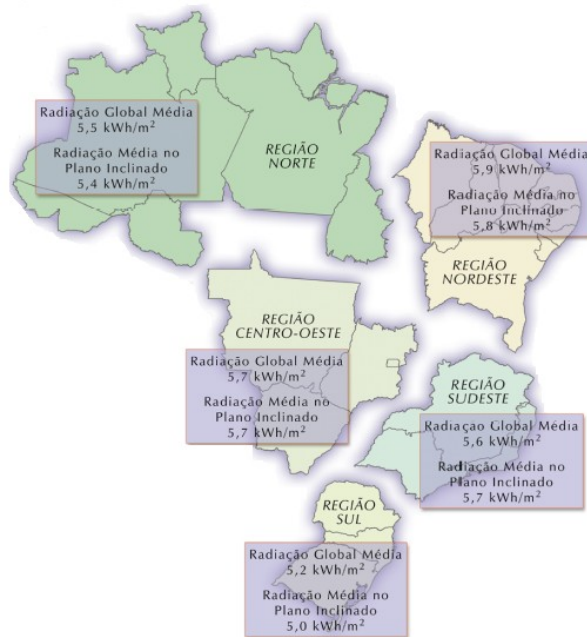


Figura 2.12: Potencial solar anual médio do Brasil.
(fonte: PEREIRA *et al*, 2006)

2.4 Componentes do sistema fotovoltaico

Esta seção aborda o estado da arte dos sistemas fotovoltaicos autônomos. A figura 2.13 exemplifica os componentes do sistema fotovoltaico que serão analisados.

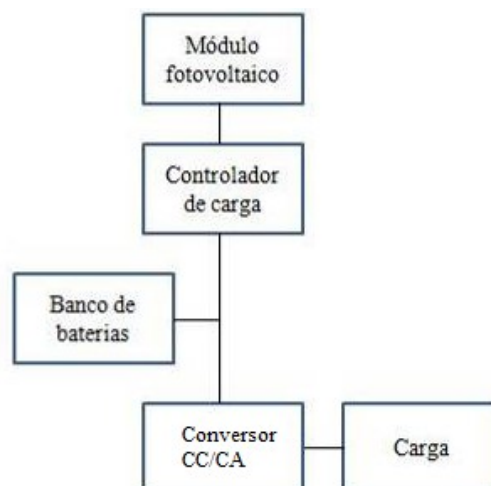


Figura 2.13: Diagrama com os componentes do sistema fotovoltaico.

2.4.1 Módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são, em sua maioria, fabricados utilizando o silício, que pode ser encontrado na natureza em grandes quantidades sob a forma de sílica. Um dos motivos para essa vasta utilização se deve ao processo de purificação do silício ser uma tecnologia já dominada, devido à indústria dos componentes semicondutores (Jackson, 2007). A transformação da energia solar em elétrica tem por base o efeito fotovoltaico. Essa conversão foi verificada experimentalmente pelo cientista Edmond Becquerel, em 1839. Desde essa época até os dias de hoje, os painéis vêm sendo aprimorados para obter uma eficiência de conversão cada vez maior (CRESESB, 2007). Na figura 2.14 é apresentado um painel fabricado utilizando silício.



Figura 2.14: Painel fotovoltaico do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia da UnB.

2.4.2 Efeito fotovoltaico – Princípio de funcionamento

O princípio de funcionamento do sistema fotovoltaico tem por base a conversão direta de luz em eletricidade e fundamenta-se na teoria do diodo de junção pn (JACKSON, 2007).

A luz solar é caracterizada pelos fótons, partículas elementares. Ao incidir sobre o painel constituído por material semicondutor, os fótons são absorvidos em um processo de interação que resulta na emissão de elétrons. Aumentando-se a intensidade de luz, o número de fótons obtidos por unidade de tempo é aumentado proporcionalmente. Nessa situação a corrente gerada sofre um incremento, segundo as observações obtidas por meio da teoria de Einstein (Rezende, 2004).

A capacidade para condução de corrente é obtida pelo processo de dopagem, que pode ser feita pela adição de elementos doadores ou receptores, chamados de impurezas do tipo n e p respectivamente, formando a junção pn (Rezende, 2004).

O silício (Si) é o elemento mais utilizado e contém quatro elétrons em sua camada de valência. Ao adicionar, em sua estrutura cristalina formada por um conjunto de Si, átomos com 5 elétrons de ligação, fósforo (P), por exemplo, sobrar um elétron que não participará de nenhuma ligação. Por outro lado, se adicionarmos átomos com três elétrons de ligação, boro (B), por exemplo, ficará sobrando uma lacuna para satisfazer a ligação. Quando analisado de forma individual, o material de impureza p ou n possuem cargas livres que se movimentam de forma aleatória. A figura 2.15 apresenta o que foi descrito.

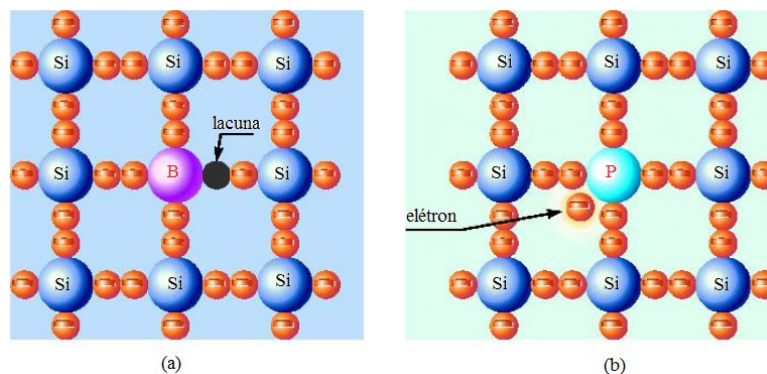


Figura 2.15: Exemplo de dopagem do silício a) impureza do tipo p e b) impureza do tipo n. (fonte: Jackson, 2007, modificado)

A junção pn é formada quando juntamos a camada n com a p, descritas acima. Os elétrons livres do lado n passam para o lado p da junção, deixando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n tornando-o eletricamente positivo. Com isso cria-se um campo elétrico permanente, dificultando o processo de difusão. O equilíbrio é alcançado quando surge uma barreira de potencial, devido ao campo, que não permite a passagem de elétrons livres para o lado p (JACKSON, 2007).

Quando a junção pn é exposta a um fóton de luz com energia maior que a da banda proibida, ocorre a geração dos pares elétron-lacuna. Esses pares são acelerados pelo campo elétrico na região onde ele é diferente de zero, dando origem a uma diferença de potencial denominado de efeito fotovoltaico. É importante observar que somente os fótons com energia suficiente

(superior à da banda proibida) podem libertar os elétrons (fornecer energia suficiente aos elétrons para atingirem a banda de condução). O funcionamento das células fotovoltaicas é ilustrado de maneira simplificada na figura 2.16.

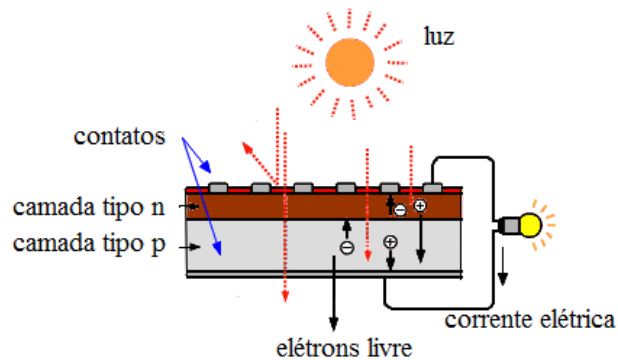


Figura 2.16: Processo de conversão fotovoltaico.
(fonte: www.electronica-pt.com, modificado)

O *gap* de energia (E_{gap}) ou banda proibida, representa a quantidade de energia para que um elétron na camada de valência passe para a camada de condução. Os fótons com energia menor que a necessária não são absorvidos pelos elétrons e conseqüentemente são recombinados (formando novamente o par elétron-lacuna). Quando o fóton fornece uma quantidade de energia superior à necessária, o excedente é transformado em calor. Esses fatores influenciam no rendimento das células. A figura 2.17 apresenta um diagrama de energia e a tabela 2.1 apresenta alguns níveis de energia do *gap*.

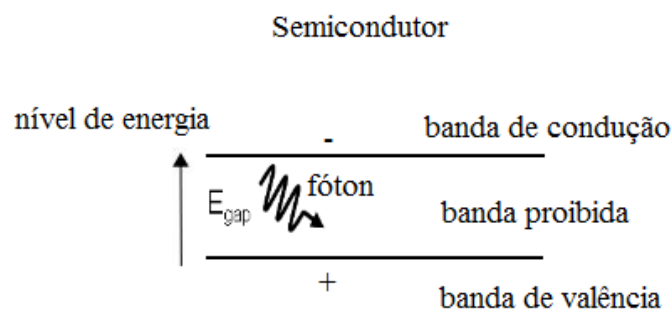


Figura 2.17: Diagrama do nível de energia de um semicondutor.

Os símbolos (+) e (-) representam o par elétron-lacuna. A tabela 2.1 apresenta a energia do *gap* para alguns elementos utilizados em células solares.

Tabela 2.1: Energia do *gap* de alguns materiais utilizados em células solares.
(fonte: Rezende, 2004)

Cristal	Energia do <i>gap</i> : E_{gap} (eV)
Germânio – Ge	0,66
Silício – Si	1,12
Arseneto de gálio – GaAs	1,43
Telureto de cádmio	1,56

2.4.3 Tipos de células comercialmente utilizadas

As células fotovoltaicas, mais usuais, podem ser encontradas nas formas de sólidos cristalinos, que se caracterizam por possuírem um arranjo regular e periódico de átomos. O silício é largamente empregado, podendo ser encontrado nas formas: monocristalino, policristalino e amorfo (Pinho *et al*, 2008)

Outra tecnologia que vem sendo empregada é a de filme fino, denominação devido às técnicas construtivas empregadas. Ela tem por base a combinação de alguns elementos da tabela periódica, como o Arseneto de Gálio (GaAs), Telureto de Cádmio (CdTe) e o Disseleneto de Cobre-Índio (CIS). Algumas células desses componentes são empregadas comercialmente (IEA, 2008).

2.4.4 Silício monocristalino

É o tipo de célula mais tradicional no processo de conversão de energia solar em eletricidade, pois a técnica utilizada em sua fabricação se encontra bem consolidada e com alto grau de confiabilidade (CRESESB, 2007).

Um grande empecilho para a produção em larga escala está relacionado com o elevado custo de produção e ao alto consumo de energia durante a fabricação. No processo de fabricação desse tipo de célula exige-se um grau de pureza muito elevado, sendo admissível um bilionésimo por cento de impureza. Numa primeira etapa é feita a separação do oxigênio contido no dióxido de silício (SiO_2) e posteriormente a areia de sílica obtida é fundida juntamente com pó de carvão em um cadinho. Desse procedimento se obtém o silício

metalúrgico com 98% de pureza. A purificação em um nível mais avançado é feita por processos químicos (OLIVEIRA, 2008).

Para se obter o cristal são utilizadas algumas técnicas, dentre elas o método Czochralsky e fusão por zona. No crescimento do silício realizado pelo método de Czochralsky, a orientação cristalina é determinada por uma semente de cristal que é mergulhada no silício líquido para formar o lingote. Para fundir o silício utiliza a rádio frequência (RF), onde ele é mantido em um cadinho de quartzo envolvido por um radiador de grafite (Rezende, 2004). À medida que a semente é puxada e rotacionada, lentamente, ocorre a solidificação do cristal. A figura 2.18 demonstra o processo descrito.

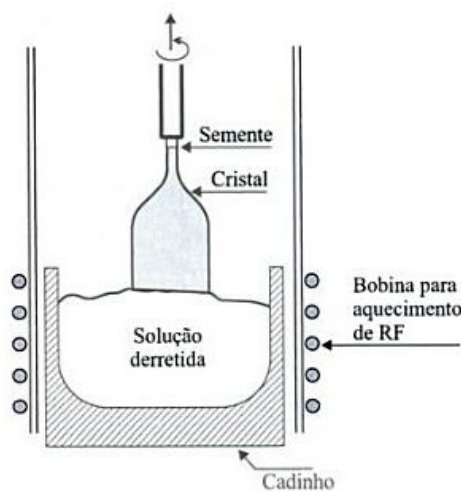


Figura 2.18: Método de Czochralsky para fabricação de tarugos.
(fonte: Rezende, 2004)

Após obter o tarugo, ele deve ser cortado em fatias da ordem de 300 μm . Para isso são utilizadas serras com dentes diamantados; normalmente essas fatias são cortadas em formato retangular para maximizar a quantidade de células no painel, fato que resulta em perdas do material tratado em aproximadamente 50%. Se dispuser de grandes áreas para instalação do painel, esse pode ser feito utilizando células arredondadas e consequentemente minimizando a perda de silício. A eficiência dessas células está entre 15 e 20% (JACKSON, 2007).

A outra técnica utilizada para crescimento do lingote consiste na fusão por zona, *Flutu-Float-Zoning*. Aplicada quando se quer células com elevada pureza e eficiência (rendimento de 18 a 24%) (GHENSEV, 2006)

A limpeza das lâminas ocorre após o processo de fatiamento para remoção de impurezas. Em seguida elas são dopadas com impurezas tipo n ou p, formando a junção desejada.

2.4.5 Silício policristalino

Conhecido também por multicristalino, suas células possuem aspecto visual parecido com cristais de gelo. Isso ocorre devido à desorientação dos cristais ao se formar a estrutura (JACKSON, 2007).

As técnicas utilizadas para crescimento do lingote consistem na Solidificação Direcional (*Directional Solidification*) e na Carcaça Eletromagnética Semicontínua (*Eletromagnetic Semicontinuous Casting*). Esses métodos substituem os utilizados para a obtenção do silício monocristalino, pois possuem um custo menor (GHENSEV, 2006)

De forma simplificada, o método consiste no derretimento do silício por rádio frequência em um cadinho superior e o seu resfriamento ocorre lentamente no cadinho de crescimento. Essas técnicas possuem basicamente um controle menos rigoroso, fato que influencia na eficiência da célula produzida, que é em torno de 13 a 14% (IEA, 2009).

2.4.6 Filmes finos

Essas células pertencem a um grupo que promete a diminuição dos custos de produção, pois utilizam pouco material, o consumo de energia durante a fabricação é reduzido e as etapas são menos complexas. A espessura obtida por meio das técnicas de deposição em substratos é da ordem de 1µm.

Por serem flexíveis, as células de filme fino contribuem para sua incorporação aos projetos arquitetônicos, ou seja, devido à facilidade de manuseio, transparência e leveza elas podem ser moldadas às superfícies de instalação: telhados; fachadas; janelas; etc, o que reduz a questão de espaço para instalação dos painéis fotovoltaicos.

Essa tecnologia, ainda em estudo, utiliza diversos materiais em sua construção, dentre os quais alguns já são empregados comercialmente. O rendimento obtido para essas células é de aproximadamente de 19%, espera-se que com o avanço das pesquisas esse valor seja aumentado (IEA, 2008).

Um problema que torna a tecnologia de filmes finos não ser totalmente aceita comercialmente e no meio científico refere-se à estabilidade das células ou efeito *Staebler-Wronski*, que está relacionado à diminuição da eficiência nos primeiros anos de utilização das células de filmes finos.

2.4.7 Eficiência dos painéis fotovoltaicos

A tabela 2.2 apresenta de forma resumida a faixa de eficiência de diferentes tecnologias de painéis fotovoltaicos. É mostrada também a área necessária para se gerar 1 kWp. Os dados apresentados são considerados para as condições padrão, 1 kW/m², temperatura de 25 °C e massa de ar igual a 1,5.

Tabela 2.2: Eficiência típica dos painéis fotovoltaicos, considerando várias tecnologias.
(fonte: EPIA, 2008 - modificado)

Tecnologia	Filme fino				Convencional	
	(a-Si)	CdTe	CIS	a-Si/m-Si	Monocristalino	Multi-Cristalino
Eficiência da célula	5-7%	8-11%	7-11%	8%	16-19%	14-15%
Eficiência do módulo					13-15%	12-14%
Área necessária para gerar 1 kWp	15 m ²	11 m ²	10 m ²	12 m ²	7 m ²	8 m ²

2.4.8 Estrutura do painel fotovoltaico

O painel é composto de quatro camadas de material: uma peça de vidro plano, uma película antirrefletiva, para minimizar a luz refletida pelo vidro, a célula solar e uma camada de fundo, que pode ser também de vidro ou de um polímero como o poliéster. O número total de camadas pode aumentar, dependendo do modelo e do fabricante, mas essas quatro são as essenciais. Outro componente, que pode ser usado é o acetato de etil vinil (EVA). A estrutura do painel é formada por uma grade de material rígido e condutor, que transmite a energia elétrica. A figura 2.19 apresenta a estrutura típica de um painel.

O vidro possui a função de proteger a célula solar e, ao mesmo tempo, fornecer a transparência necessária para que ela funcione. Como a resistência é importante, utiliza-se

vidro temperado. Ele deve ser capaz de suportar intempéries climáticas (chuva, vento, granizo, neve), variações bruscas de temperatura e impactos mecânicos de menor porte.

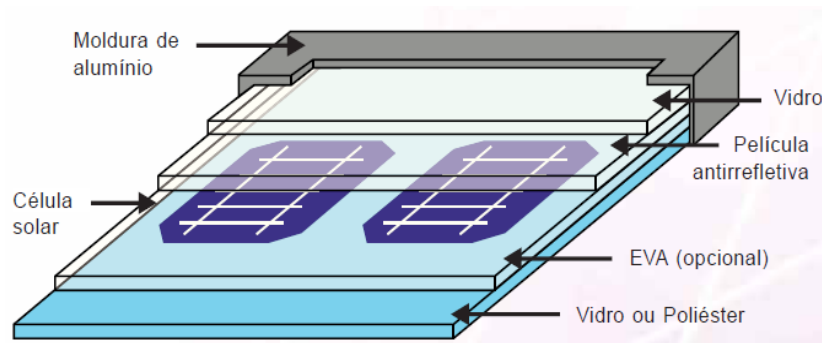


Figura 2.19: Componentes de um painel.
(fonte: ABRAVIDRO, 2009)

Outra forma de se evitar a reflexão consiste em fazer micro estruturas, em formato de pirâmides, na superfície das células.

2.4.9 Características elétricas do módulo

Os parâmetros de uma célula fotovoltaica são definidos na figura 2.20. As grandezas que definem essas características são: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}).

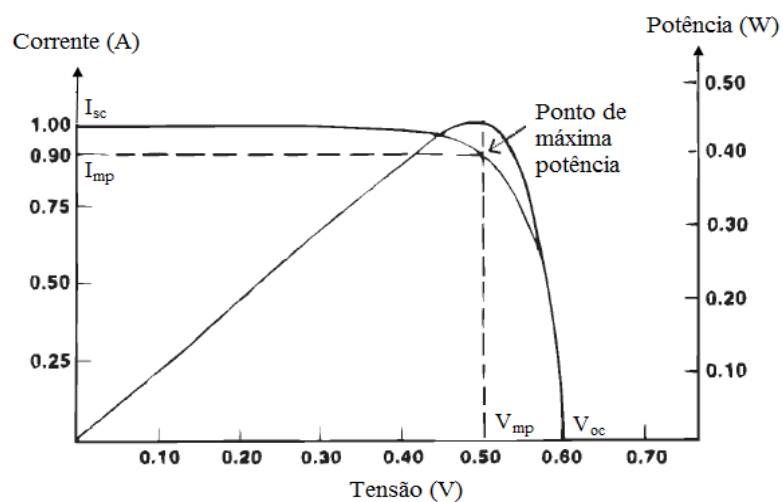


Figura 2.20: Parâmetros de potência máxima.
(fonte: CRESESB, 2007 - modificado)

A máxima potência fornecida pelo painel é fortemente influenciada pelo nível de irradiância e pela temperatura. A figura 2.21 apresenta várias curvas, com diferentes valores de potência de saída do módulo fotovoltaico. Um incremento na temperatura reduz a eficiência de conversão da célula. Esse fato se deve a diminuição da tensão com o aumento de temperatura.

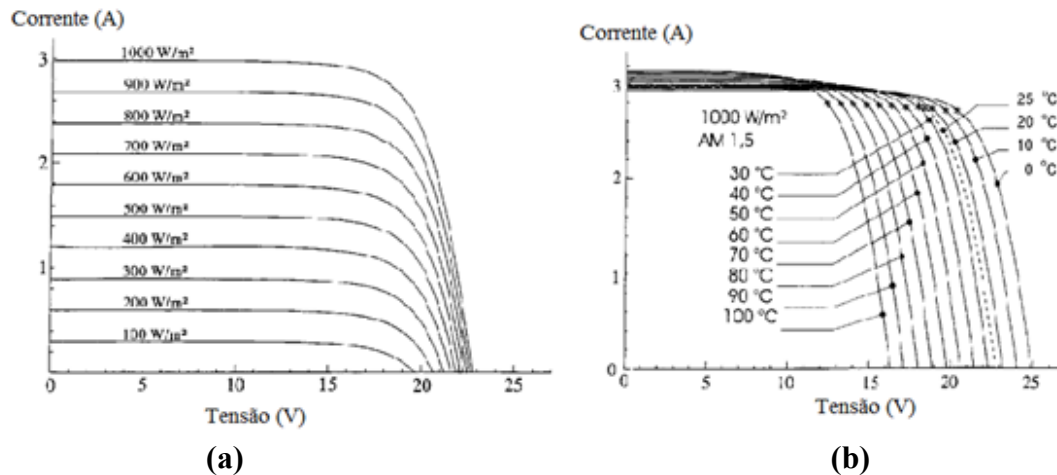


Figura 2.21: (a) Curvas para vários níveis de irradiância, (b) Incremento na tensão devido ao incremento na temperatura.
(fonte: CRESESB, 2007 - modificado)

2.4.10 Sistema de armazenamento

O sistema fotovoltaico, por ser uma fonte geradora intermitente, segue um modelo não determinístico. Essa fonte é dependente das condições atmosféricas, estações do ano e posicionamento do módulo fotovoltaico, entre outros fatores. Pelo fato da produção de energia e consumo muitas vezes não ocorrerem no mesmo momento, faz-se necessário o armazenamento do excedente em dispositivos de acumulação para sua utilização em momentos críticos, durante o período noturno ou nos dias em que o nível de irradiância for insuficiente.

O armazenamento de energia pode ser feito utilizando vários tipos de acumuladores, tais como os meios eletroquímicos, eletrostáticos, eletromecânicos e termoquímicos (Scheer, 2002). A tabela 2.3 apresenta o tipo de processo e a forma de armazenamento.

Tabela 2.3: Formas de armazenamento de energia.
(fonte: Scheer, 2002)

Processo	Acumulador
Eletroquímico	Baterias
Eletrostático	Super-capacitores
Eletromecânico	Rodas girantes e Ar comprimido
Termoquímico	Acumuladores de água quente
Químico	Hidrogênio

Os acumuladores eletroquímicos são os dispositivos mais utilizados e podem ser formados por uma única célula ou por um grupo delas; a tensão fornecida por uma célula varia entre 1,2 e 3,6 volts. Para se obter uma tensão maior é feita a conexão em série ou em paralelo (Pinho et al., 2008). Ao se conectar uma bateria em um circuito elétrico, há fluxo de elétrons, devido a uma transformação eletroquímica em seu interior.

As baterias recebem a denominação: não-recarregáveis ou primárias e recarregáveis ou secundárias, dependendo do tipo de célula. As células secundárias compõem as baterias que podem ser recarregadas com o auxílio de uma fonte de tensão ou corrente e podem ser reutilizadas várias vezes (CRESESB, 1999).

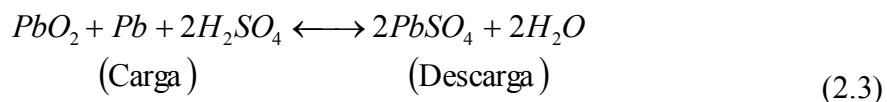
Para o caso específico de Sistemas Fotovoltaicos, as baterias de chumbo-ácido respondem pela quase totalidade dos sistemas instalados (CRESESB, 1999), pois estas baterias têm a melhor relação preço-eficiência. As baterias do tipo íon-Lítio ainda não são utilizadas em sistemas fotovoltaicos devido ao processo de desenvolvimento.

As baterias de Níquel-Cádmio apresentam características estruturais físicas semelhantes às de chumbo ácido, apresentando fatores próximos do ideal para utilização em sistemas fotovoltaicos. Elas não são largamente utilizadas devido ao elevado preço no qual são disponibilizadas comercialmente, mas possuem o benefício de operar em qualquer posição (Pinho *et al.*, 2008).

2.4.11 Baterias de Chumbo-Ácido

A célula eletroquímica é a unidade básica de uma bateria, sendo constituída por dois eletrodos contidos em um recipiente e imersos em uma solução de ácido sulfúrico dissolvido

em água, denominada eletrólito. A transformação de energia química em energia elétrica ocorre nos eletrodos, conforme equação 2.3 (CRESESB, 1999), resultante da reação química reversível de uma bateria de chumbo-ácido.



A produção de energia ocorre no processo de descarga e o armazenamento ocorre durante a carga por meio do consumo de energia. Os gases oxigênio (O₂) e hidrogênio (H₂) são liberados da reação química quando a célula está quase carregada e todo o material ativo das placas praticamente consumido. Esse processo, denominado gaseificação, está intimamente ligado à sobrecarga da bateria.

Quando a gaseificação for muito intensa, ocorrerá perda de capacidade da bateria devido ao desprendimento do material ativo por meio das bolhas de gás que são liberadas. Nos primeiros momentos é benéfica, pois ocasionam uma equalização do eletrólito (Pinho *et al.*, 2008). Essa homogeneização permite aumentar a densidade do eletrólito e, conseqüentemente, evitar a formação de cristais de sulfato de chumbo nas placas da bateria, denominada sulfatação. Caso contrário a bateria tem perda de capacidade.

As baterias chumbo-ácido utilizadas em Sistemas Fotovoltaicos, podem ser abertas ou seladas, dependendo da necessidade de se fazer manutenção, ou seja, completar o nível do eletrólito. Esses acumuladores não estão sujeitos ao efeito memória, "vício de bateria", podendo receber carga durante a etapa de flutuação por um intervalo de tempo maior sem sofrer nenhum dano.

A seguir são apresentadas, resumidamente, algumas denominações que influenciam na autonomia das baterias, conforme (CRESESB, 1999; NBR 14298, 1999; Vera, 2009).

- Capacidade Nominal (C_n) – Dado fornecido pelo fabricante sobre a capacidade de descarga em ampère-hora que uma bateria carregada conserva a 25 °C durante 20 horas, mantendo a tensão em seus terminais superior a 10,5 volts. O índice n refere-se à quantidade de horas utilizadas para carregar ou descarregar a bateria.

- Estado de Carga – Quantidade de Ah disponível em uma bateria, apresentado em percentual da C_n .
- Ampères-hora (Ah) – Informação sobre a quantidade de corrente que pode ser inserido ou extraído de uma bateria, no período de uma hora.
- Profundidade de Descarga - Expressa em porcentagem, o quanto da capacidade nominal da bateria foi retirada levando-se em conta o estado de plena carga. Para os sistemas fotovoltaicos são recomendadas as baterias de alta profundidade de descarga (ciclo profundo).
- Eficiência – Relação entre a saída e a entrada ao se debitar as perdas. Pode ser expressa por:

Eficiência Coulômbica – calculada pela razão entre a integral da corrente ao longo do tempo de descarga e carga.

Eficiência Energética – relação entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia necessária para restaurar o estado de carga inicial.

- Ciclo de vida – Quantidade total de ciclos, processo referente a uma descarga seguida de uma recarga, que uma bateria suporta considerando as condições de operação.
- Autodescarga – Perda da capacidade da bateria quando não há cargas externas conectadas. Ocorre devido às reações químicas inerentes ao uso da bateria. Elas podem perder de 4% a 6% ao mês da capacidade, dependendo da temperatura e composição química da célula.
- Vida útil – É o período de tempo no qual uma bateria opera normalmente, considerando algumas condições, mantendo a capacidade e o rendimento. A perda da capacidade é influenciada pela temperatura, tempo e ciclagem da bateria. Para as baterias de chumbo-ácido é definido como o instante em que, estando totalmente carregada, pode fornecer menos de 80% da sua capacidade nominal.

- Sulfatação – Formação de estruturas irreversíveis de cristais de sulfato de chumbo (PbSO_4) nas placas das células, processo que reduz a capacidade da célula. Efeito causado pela descarga profunda e por deixar a bateria descarregada por períodos de tempo muito longos ou por não ser totalmente recarregadas.
- Equalização – As células da bateria não são idênticas; algumas células não são carregadas quando o processo de carregamento é finalizado. Pode ser necessário equalizar as baterias mensalmente para desfazer depósitos de sulfato resultantes do eletrólito, fato que reduz a capacidade da bateria.
- Regulação de Tensão – Feito pelo controlador de carga, possui grande influência sobre a vida útil e capacidade da bateria.
- Temperatura – Fator de grande influência na vida útil da bateria, tensão e capacidade. A faixa de temperatura de operação deve ser limitada entre 20°C e 40°C. O aumento de temperatura acarreta um aumento na capacidade devido à diminuição da resistência interna, além de aumentar a velocidade das reações químicas de corrosão das placas da bateria.

2.4.12 Controlador de Carga

A principal função do controlador de carga nos sistemas fotovoltaicos é proteger o banco de baterias de descargas excessivas e sobrecargas. Quando a bateria é muito exigida, o controlador, estando configurado adequadamente, desconecta as cargas. Ao se fazer uma descarga profunda, frequentemente, o tempo de vida útil da bateria é reduzido. Por outro lado, quando não se atinge o carregamento pleno, acelera-se também o processo de sulfatação. Para que o sistema de armazenamento tenha uma vida útil longa, deve-se adotar uma estratégia de controle apropriada.

Os controladores mais modernos utilizam, normalmente, uma lógica de controle em três etapas. Nessas etapas, tanto a tensão quanto a corrente sofrem variações durante a fase de carregamento. A figura 2.22 apresenta os parâmetros de carregamento.

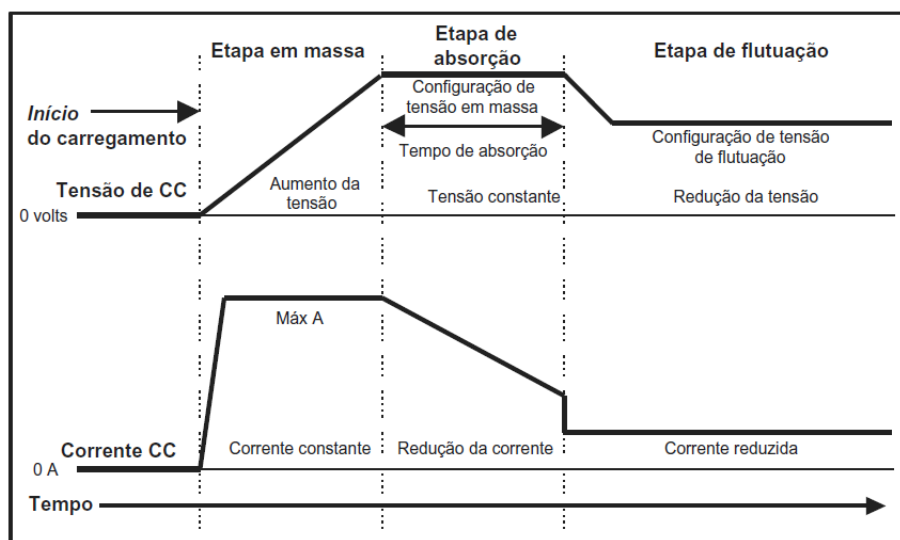


Figura 2.22: Carregamento da bateria em três etapas, parâmetros de tensão e corrente.
(fonte: Xantrex, 2002)

Durante a etapa em massa, mostrada na figura 2.22, tem-se corrente máxima e tensão sendo aumentada linearmente. Nessa etapa a bateria recebe mais carga comparativamente às outras etapas.

Na etapa de absorção, a tensão é mantida fixa e a corrente é diminuída gradativamente, até que se atinja a etapa de flutuação. Nessa etapa a tensão está na configuração de flutuação e a corrente passa a ser modulada pela técnica de PWM (*Pulse Width Modulation*).

Outro método que vem sendo utilizado também para se carregar o banco de baterias é mostrado na figura 2.23. Ele consiste em fornecer pulsos de corrente, ou corrente modulada, mantendo a tensão dentro de uma faixa de configuração. Esse processo evita o fenômeno da gaseificação excessiva durante a etapa final de carregamento e garante a recarga completa da bateria.

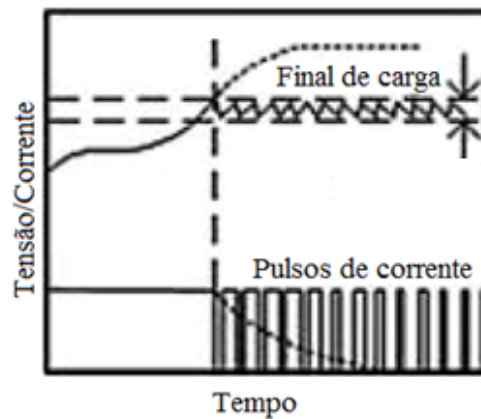


Figura 2.23: Processo utilizando corrente modulada na fase de flutuação.
(fonte: Pinho *et al.*, 2008)

A figura 2.24 exemplifica alguns tipos de controladores encontrados no mercado (C40 da xantrex e ProStar-30 da MorningStar, respectivamente)



Figura 2.24: Controladores C40 da xantrex e ProStar-30 da MorningStar do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia da UnB.

Alguns controladores possuem parâmetros ajustáveis (*setpoints*), facilitando sua utilização e adaptação a vários tipos de baterias e cargas.

2.4.13 Inversores de tensão

Os painéis fotovoltaicos geram em corrente contínua e a grande maioria dos eletroeletrônicos funcionam em corrente alternada. Para utilizá-los no sistema fotovoltaico faz-se necessário a conversão de corrente contínua para alternada. O processo de conversão é

basicamente feito por um circuito de comutação que inverte a polaridade da alimentação para uma base cíclica. O inversor de tensão apresentado na figura 2.25.



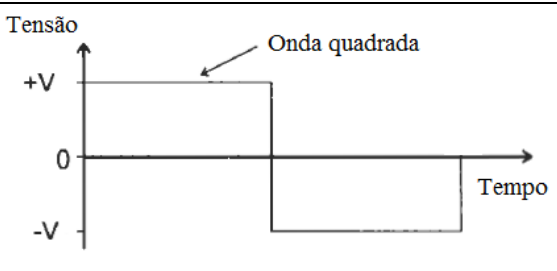
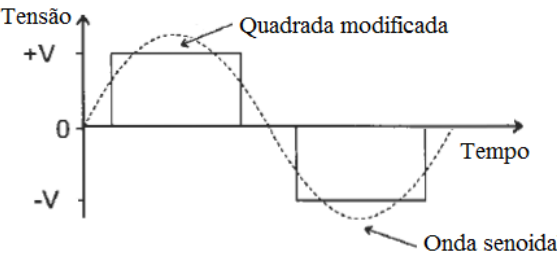
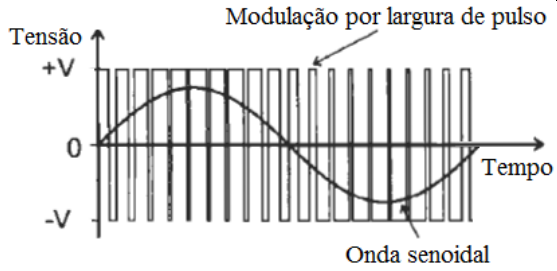
Figura 2.25: Inversor de tensão do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia da UnB.

Os conversores de potência estão cada vez mais presentes nesses sistemas, seja para melhoria da qualidade de energia, seja para a inserção na rede elétrica das gerações distribuídas por meio das fontes renováveis de energia.

A escolha de um inversor deve ser feita considerando a potência elétrica que ele irá alimentar (potência nominal) e a potência de surto (potência de pico) que é a máxima potência fornecida em um curto período de tempo. Isso se deve principalmente quando a carga a ser alimentada possui uma corrente de partida elevada como, por exemplo, os motores.

A qualidade e o custo do inversor estão diretamente relacionados com o tipo de onda de saída. Esses fatores dependem do processo de filtragem para suavizar a onda e eliminar os harmônicos. A tabela 2.4 apresenta os tipos mais comuns de formas de onda geradas pelos inversores.

Tabela 2.4: Características dos inversores e principais formas de onda.
(fonte: Markvart e Castafier, 2003; Pinho *et al.*, 2008)

Forma de onda	Característica do inversor
 <p>Quadrada</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Tensão de saída CA com pouca regulação de tensão; - A forma de onda é gerada pela alternância da tensão contínua; - Onda resultante com quantidade de harmônicos elevado; - Recomendados para cargas resistivas.
 <p>Quadrada modificada</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Onda obtida por meio de chaveamentos adicionais na onda quadrada, aproximando de uma onda senoidal; - Menor distorção harmônica em relação à primeira; - Podem ser utilizadas no acionamento de cargas indutivas (motores, lâmpadas, etc.).
 <p>Técnica PWM</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Utiliza técnica de modulação por largura de pulso (PWM-<i>Pulse Width Modulation</i>); - Distorção harmônica muito baixa; - Adequado para todos os tipos de cargas CA;

A frequência da tensão de saída é determinada pelo chaveamento dos dispositivos que formam o inversor. A eficiência dos inversores é superior a 90%, conforme alguns catálogos de fabricantes, mas dependendo do tipo de carga esse valor pode chegar a 50% (CRESESB, 1999), além de sofrer variação com o nível de carga. Sendo assim, deve-se utilizar o inversor na região de alta eficiência, conforme curva da figura 2.26.

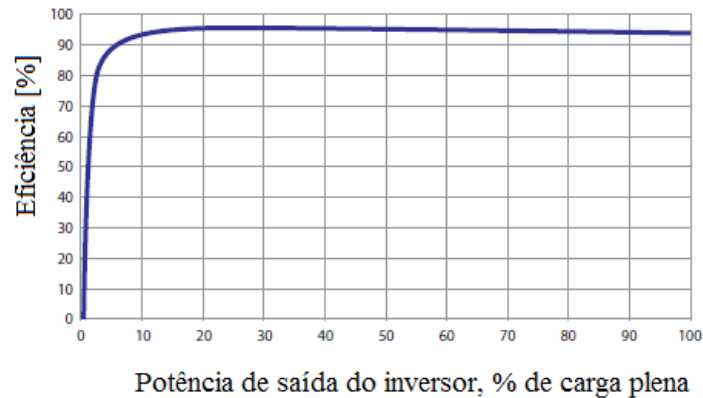


Figura 2.26: Curva típica de eficiência dos inversores.
(fonte: MBIPV, 2008)

2.5 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O sistema solar fotovoltaico é dimensionado levando-se em consideração o recurso solar, o perfil de carga, a profundidade de descarga da bateria e a autonomia do sistema.

2.5.1 Análise do recurso solar

O mês de projeto é considerado o mês em que a relação (A:L – arranjo carga) é mínimo, nesse período tem-se o menor nível de irradiância solar ou momento de maior carga (IEEE STD, 2003). Informações sobre o recurso solar podem ser obtidas por meio de tabelas ou de mapas solarimétricos. No capítulo 2, seção 2.3.4, foi apresentado o mapa do potencial solar do Brasil por região.

2.5.2 Obtenção do perfil de carga

A literatura informa diversas formas de se obter o consumo das cargas, aqui são apresentadas algumas diretrizes que auxiliam essas escolhas.

O perfil de carga ou consumo é obtido por meio da identificação de todas as cargas que serão conectadas ao sistema. É apresentada uma seqüência para obtenção do consumo, conforme relacionado a seguir. (CRESESB, 1999; NBR 14298, 1999; MESSENGER e VENTRE, 2004)

- Separar as cargas de corrente contínua (CC) das cargas utilizadas em corrente alternada (CA);
- Determinar para cada carga a tensão (V), corrente (A), potência (W), período de utilização diário (h) e consumo em watt-hora (Wh). Esses valores podem ser colocados em uma planilha para facilitar a obtenção do consumo;
- Cargas com correntes momentâneas (corrente de partida) ou correntes com duração aproximada de 1 min devem ser consideradas;
- As cargas que são alimentadas por meio de conversores devem ter o consumo equivalente em corrente contínua e deve ser considerado o fator de eficiência do conversor;
- A potência total, das cargas CA, deve ser obtida para determinar o inversor que será utilizado;
- Converter o consumo, de cada carga, de watt-hora (Wh) para Ampère-hora (Ah); essa conversão é realizada dividindo Wh pela tensão do sistema (tensão do painel e do banco de baterias). Outra forma de se obter o consumo é por meio da multiplicação da corrente pelo tempo de operação;
- A carga total, em Ah, é a soma dos períodos coincidentes;
- Após obter o consumo, deve ser aplicado o fator de eficiência dos condutores e da bateria.

A tensão do sistema é definida pela tensão de entrada do conversor. Para sistemas pequenos, 1 kW, a corrente de operação deve estar na faixa de 100 A, considerando a tensão de 12 V (SNL, 1995).

2.5.3 Obtenção do sistema de armazenamento

No dimensionamento do banco de baterias é considerado o consumo total da carga. Sendo utilizados os critérios de autonomia, máxima profundidade de descarga e profundidade diária de descarga. A capacidade a ser utilizada é a maior obtida, entre os critérios utilizados (NBR 14298, 1999).

- Critério de autonomia

A autonomia do sistema é definida como sendo o número de dias que o sistema de geração fotovoltaico pode fornecer energia para a carga, sem o auxílio dos painéis (IEEE STD, 2003). A norma NBR 14298, que fixa condições para o dimensionamento do banco de baterias ácidas ou alcalinas, para sistemas fotovoltaicos autônomos, prescreve o dimensionamento do sistema para prover autonomia mínima de 2 dias, mas pode ser determinado para mais dias, caso se queira um sistema mais robusto (NBR 14298, 1999).

A capacidade do banco de armazenamento pode ser obtida por meio da multiplicação do consumo total corrigido pelo tempo de autonomia, em dias. Nesse caso, considerando 2 dias de autonomia, o banco de armazenamento deverá ter, no mínimo, o dobro da capacidade.

- Critério da máxima profundidade de descarga

A profundidade de descarga está relacionada com o tempo de vida da bateria. A descarga máxima, prescrita pela norma NBR 14298/1999 – dimensionamento do banco de baterias- é de 80 % da capacidade nominal, que é o percentual em fim de vida da bateria.

Valores de descarga entre 20 a 30% da capacidade nominal da bateria favorecem uma vida útil de, aproximadamente, 5 anos. Esse critério considera o tempo de vida da bateria e, nesse caso, o banco de baterias fica 5 vezes maior.

2.5.4 Dimensionamento do arranjo fotovoltaico

Para o dimensionamento do módulo fotovoltaico deve ser analisada a quantidade de horas de sol pleno, para o mês com a menor média mensal de irradiação.

A corrente a ser fornecida pelos painéis é obtida pela razão entre o consumo total corrigido e a quantidade de horas de sol, sendo consideradas as perdas que ocorrem no banco de baterias. Para o dimensionamento dos condutores, a norma NBR 5410/2005 da ABNT deve ser consultada. Ela estabelece os critérios de queda de tensão, capacidade máxima de condução, entre outros fatores para o dimensionamento.

A máxima corrente fornecida pelo arranjo é a corrente de curto circuito. Um fator de 1,25 deve ser aplicado, pois a irradiância fornecida pelo sol, em alguns momentos é superior a 1 kW/m^2 (IEEE STD, 1998).

2.5.5 Especificando o controlador de carga e o conversor CC/CA

O controlador de carga deve ser capaz de controlar a máxima corrente que será exigida pela carga ou fornecida pelo arranjo.

O inversor é dimensionado considerando a potência nominal da carga CA a ser utilizada no sistema. Ele deve possuir ajustes para correntes momentâneas, ocasionadas principalmente pelo acionamento de motores.

2.5.6 Cálculo para dimensionamento da carga

O dimensionamento feito está invertido, dos painéis para a carga. O motivo para tal dimensionamento se deve ao fato do sistema estar implementado no Laboratório de Fontes Alternativas do Departamento de Engenharia Elétrica da UnB.

Conforme já foi descrito, o sistema será dimensionado considerando a utilização de um arranjo contendo 4 painéis de 45 Wp cada, totalizando 180 Wp. A tensão do sistema é 24 V, sendo que a tensão nominal dos módulos é de 15 V.

A energia convertida pelo painel (E_p) deve suprir a carga (E_c) e as perdas (E_{perdas}), conforme equação 2.4.

$$E_p = E_c + E_{perdas} \quad (2.4)$$

Dividindo a potência fornecida pelos painéis, 180 Wp, pela tensão do sistema, 24 Volts e multiplicando pela quantidade de horas de sol obtido para o mês de projeto (3,89 h/dia²), obtém-se a energia diária disponibilizada pelo arranjo, conforme equação 2.5.

$$E_p = \frac{180 \text{ W}}{24 \text{ V}} \times 3,89 \frac{\text{h}}{\text{dia}} = 29,175 \frac{\text{Ah}}{\text{dia}} \quad (2.5)$$

Com o valor obtido calcula-se a energia disponível para a carga, sendo descontadas por meio do fator de eficiência as perdas. Para este cálculo são usados os fatores de eficiência disponíveis pela literatura, que são os valores indicados para se dimensionar o sistema (Messenger e Ventre, 2004). A equação 2.6 apresenta os cálculos.

$$E_c = E_p \times \eta$$

$$\eta(\%) = \eta_{\text{degradação do painel}} \times \eta_{\text{bateria}} \times \eta_{\text{condutores}} \times \eta_{\text{inversor}}$$

$$\eta(\%) = 0,9 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,98 = 71,44 \quad (2.6)$$

Logo,

$$E_c = 29,175 \frac{\text{Ah}}{\text{dia}} \times 0,7144 = 20,842 \frac{\text{Ah}}{\text{dia}}$$

Portanto, o sistema deverá fornecer 20,842 Ah ou 500,22 Wh (multiplicando por 24 volts para transformar para energia).

2.5.7 Cálculo para o dimensionamento do painel

Se for considerado o dimensionamento, partindo da carga que é a forma mais usual, deve ser feito o seguinte dimensionamento.

² Esse valor foi obtido por meio das medições feitas na estação meteorológica do Laboratório de Fontes Alternativas do departamento de Engenharia Elétrica da UnB.

Usando o valor obtido de 500,22 Wh para o consumo da carga e considerando o rendimento dos equipamentos do sistema, a energia que deverá ser fornecida pelo arranjo pode ser calculada utilizando a equação 2.7.

$$E_p = E_c + E_{\text{perdas}} \quad (2.7)$$

Dividindo a energia consumida pela carga pelo fator de eficiência dos componentes do sistema tem-se o resultado, conforme equação 2.8.

$$E_p = \frac{E_c}{\eta}$$

$$E_p = \frac{500,22 \text{ Wh}}{0,7144} = 700,20 \text{ Wh} \quad (2.8)$$

A potência que deve ser fornecida pelo arranjo será obtida por meio da quantidade de horas de sol, conforme equação 2.9.

$$\frac{E_p}{\text{horas de sol}} = \frac{700,20 \text{ Wh}}{3,89 \text{ h}} = 180 \text{ Wp} \quad (2.9)$$

A área útil de painel é obtida considerando a eficiência de conversão e a irradiância de 1000 W/m², conforme equação 2.10.

$$\eta (\%) = \frac{\text{Potência máxima}}{(\text{Área do módulo})(\text{Irradiância total})} \times 100 \quad (2.10)$$

$$\text{Área do módulo} = \frac{\text{Potência máxima}}{\eta (\%)(\text{Irradiância total})} \times 100$$

$$\text{Área do módulo} = \frac{180 \text{ W}}{0,14 \times 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 1,285 \text{ m}^2$$

O valor obtido corresponde à área total de painel necessária para o fornecimento de energia.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os materiais que foram utilizados na realização dos ensaios e métodos aplicados.

3.1 Laboratório de fontes alternativas da UnB

O sistema fotovoltaico do laboratório de fontes alternativas de energia está configurado para atuar de forma isolada, sem conexão com a rede de energia da concessionária. A tabela 3.1 apresenta os equipamentos do sistema fotovoltaico do laboratório.

Tabela 3.1: Componentes do sistema fotovoltaico do Laboratório de Fontes Alternativas da UnB.

Quantidade	Equipamento	Modelo	Marca
23	Módulos fotovoltaicos, policristalino, auto-regulados de 32 células e 14% de eficiência	KC45	Kyocera
3	Controladores de carregamento	C40	Xantrex
3	3 inversores de onda senoidal	Prosine 1000/24	Xantrex
9	Baterias tipo chumbo-ácido de ciclo profundo	Clean 12MC63	Moura
4	Baterias tipo chumbo-ácido de ciclo profundo*	Clean 12MC63	Moura

*Novo banco de baterias adquirido em 28 de Julho de 2010.

Os painéis fotovoltaicos estão distribuídos nos seguintes arranjos:

- 1 Arranjo de 12 volts com 5 módulos em paralelo;
- 6 Arranjos individuais de 12 volts com 1 módulo;
- 3 arranjos de 24 volts com 4 módulos cada, sendo 2 módulos em paralelo, conectados ao controlador de carga, banco de baterias, inversor e carga CA.

Especificação dos módulos fotovoltaicos, policristalino, auto-regulados de 32 células e 14% de eficiência, conforme tabela 3.2.

Tabela 3.2: Parâmetros dos módulos fotovoltaicos do Laboratório de Fontes Alternativas da UnB.
(fonte: Kyocera, 2006)

Especificações elétricas	
Máxima potência	45 Watts
Tensão de máxima potência	15 Volts
Corrente de máxima potência	3 Ampères
Tensão de circuito aberto	19,2 volts
Corrente de curto-circuito	3,1 Ampères

Nota: Condições de teste de irradiância de 1000 W/m².
Espectro de 1,5 de massa de ar e temperatura da célula de 25°C.

3.2 Estação meteorológica

A estação meteorológica faz parte dos equipamentos integrantes do laboratório de fontes alternativas de energia do prédio SG-11 da Universidade de Brasília. Foi instalada em 2004 e sua torre tem 10 metros de altura (Hutin, Goston, 2004).

A obtenção de dados pela estação é de extrema importância para se fazer a análise do rendimento do sistema fotovoltaico, principalmente a informação sobre o nível de irradiância solar que incide sobre os painéis.

A estação está localizada a uma distância de aproximadamente 92 metros do local onde se encontra os painéis fotovoltaicos, prédio SG-11, conforme pode ser visto na figura 3.1. Com isso os dados colhidos pela estação são os mesmos do local onde se encontra os painéis.



Figura 3.1: Localização da estação meteorológica em relação aos painéis.
(Fonte: Google Earth, acessado dia 25/06/2010)

A tabela 3.3 apresenta um resumo dos equipamentos que compõem a estação, sendo descrito a marca, o modelo e a quantidade.

Tabela 3.3: Componentes da estação meteorológica.
(fonte: Hutin, Goston, 2004)

Quantidade	Equipamento	Marca	Modelo
1	Torre de 10 metros de altura	Campbell Scientific	UT30
1	Piranômetro de silício Mede a irradiância, direta e difusa. O sensor é constituído por diodo fotoelétrico.	Kipp&Zonen	SP-Lite
1	Sensor de temperatura e umidade do ar	Vaisala	HMP45C
1	Pluviômetro Mede a quantidade de chuva, fornecendo o índice pluviométrico	Hydrological Services	TB-4
1	Barômetro Mede a pressão atmosférica	Vaisala	CS-105 (PTB-101B)
1	Anemômetro	Met One	034B

	Mede a velocidade e indica a direção do vento	Instruments	
1	Sensor de umidade do solo	Campbell Scientific	CS616
3	Sensores de temperatura do solo Dispostos em 3 profundidades distintas: 5; 10; 15 cm	Campbell Scientific	108
1	Registrador de dados	Campbell Scientific	Datalogger CR10X
1	Painel solar Potência de 10 W		
1	Controlador de carga	Phocos	
1	Bateria Tensão nominal de 12 V e capacidade de 7Ah		

Os medidores da estação meteorológica estão conectados ao registrador de dados, o qual armazena as informações em intervalos de tempo configurável. A comunicação com o registrador é feita por meio do programa da *Campbell Scientific, Logger Net*. Após a conexão é possível baixar o arquivo de dados para um computador e ser tratados posteriormente (Hutin e Goston, 2004).

Os testes realizados neste trabalho utilizaram o piranômetro e o sensor de temperatura. Os valores de temperatura e irradiância são obtidos por meio do valor médio registrado em intervalos de 15 minutos; a medição é efetuada a cada minuto.

3.2.1 Especificações do piranômetro

Calibrado para a luz do dia na faixa do espectro de 400 a 1100 nm;

Sensibilidade de 10 $\mu\text{V W}^{-1} \text{ m}^2$

Dependência da temperatura: $\pm 0,15\% / ^\circ \text{C}$;

Faixa de temperatura: -30° a 70°C ;

Erro direcional menor que 10% até 80°C

Especificações do sensor de temperatura

Faixa de medição entre $-39,2^{\circ}$ a 60°C

Precisão, conforme gráfico da figura 3. 2.

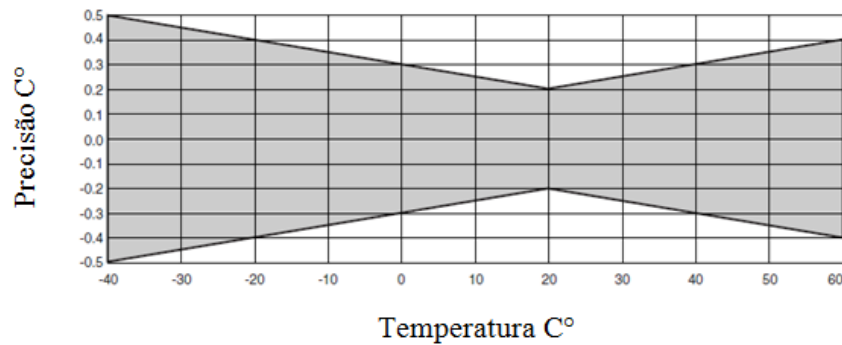


Figura 3.2: Precisão do sensor de temperatura.
(fonte: <http://www.campbellsci.com.br>, acessado dia 25/06/2010)

A alimentação da estação é feita por meio de um painel fotovoltaico e um acumulador de energia. As ilustrações abaixo, figura 3.3, referem-se à estação meteorológica. Nelas são identificados os equipamentos e forma pela qual foram instalados.



(a)



(b)



(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 3.3: Estação meteorológica: a) Quadro elétrico com sistema de armazenamento de dados; b) Sensor de temperatura e umidade relativa; c) Pluviômetro; d) Piranômetro; e) Sensor de pressão instalado na parte inferior do quadro elétrico; e f) Coleta de dados.

O arquivo fornecido pelo registrador tem os dados separados por vírgulas e em cada linha estão os dados referentes a uma medição.

O identificador 15 indica que dados são relativos ao período de 15 minutos. O identificador 24 é dos dados diários.

O identificador 124 mostra os dados do sistema, como tensão mínima da bateria, temperatura máxima na caixa de proteção e hora do ocorrido.

Logo após o identificador vem a data, com o ano e o dia contado em dias do ano. O formato de saída é o que segue.

15,2005,7,1945,25.59.68.38,1.862,104.9,25.25,897.64,0,0,0,29.47,30.24,28.98,23.09,.162

Após coletar os dados, eles devem ser tratados no Excel de seguinte forma: dados, texto para colunas, delimitado por vírgula e concluir.

3.3 Procedimento para descarregar as baterias

Os testes de descarga das baterias são para verificar a capacidade útil do banco de baterias. O procedimento para se efetuar a descarga da bateria é apresentado no Manual do Usuário do Controlador série C da marca Xantrex (XANTREX, 2002). Abaixo, segue uma descrição de como montar o experimento para descarregar a bateria estando o controlador no modo controle de carga CC.

- Configuração do controlador de carga

A utilização do controlador de carregamento é necessária para proteger o banco de baterias. Sendo necessário alguns ajustes nos *jumpers* e potenciômetro.

A figura 3.4 mostra o interior do controlador série C40. Nela é possível verificar alguns detalhes (a, b e c), que mostram o *jumper* do modo de operação, tensão do sistema e potenciômetro de ajuste da tensão de controle de carga, respectivamente.

O jumper mostrado no detalhe a e b deve ser configurado para controle de carga (*load control*) e tensão do sistema 12 volts, respectivamente. A seleção para 12 volts se deve à tensão nominal da bateria.

O ajuste para desconexão por baixa tensão (LVD – *low voltage disconnect*) e reconexão por baixa tensão (LVR – *low voltage reconnect*) é feito utilizando os potenciômetros em massa (*bulk*) e flutuação (*float*), conforme detalhe c da figura 3.4. O LVR possui variação de 1 volt (12 a 14 volts) e o LVD possui variação de 2 volts (10,5 a 12,5 volts), considerando um sistema de 12 volts. A tensão na bateria vai cair até o valor limite de 10,5 V, quando o teste deve ser encerrado. O LVD garante que a tensão não será inferior a este limite.

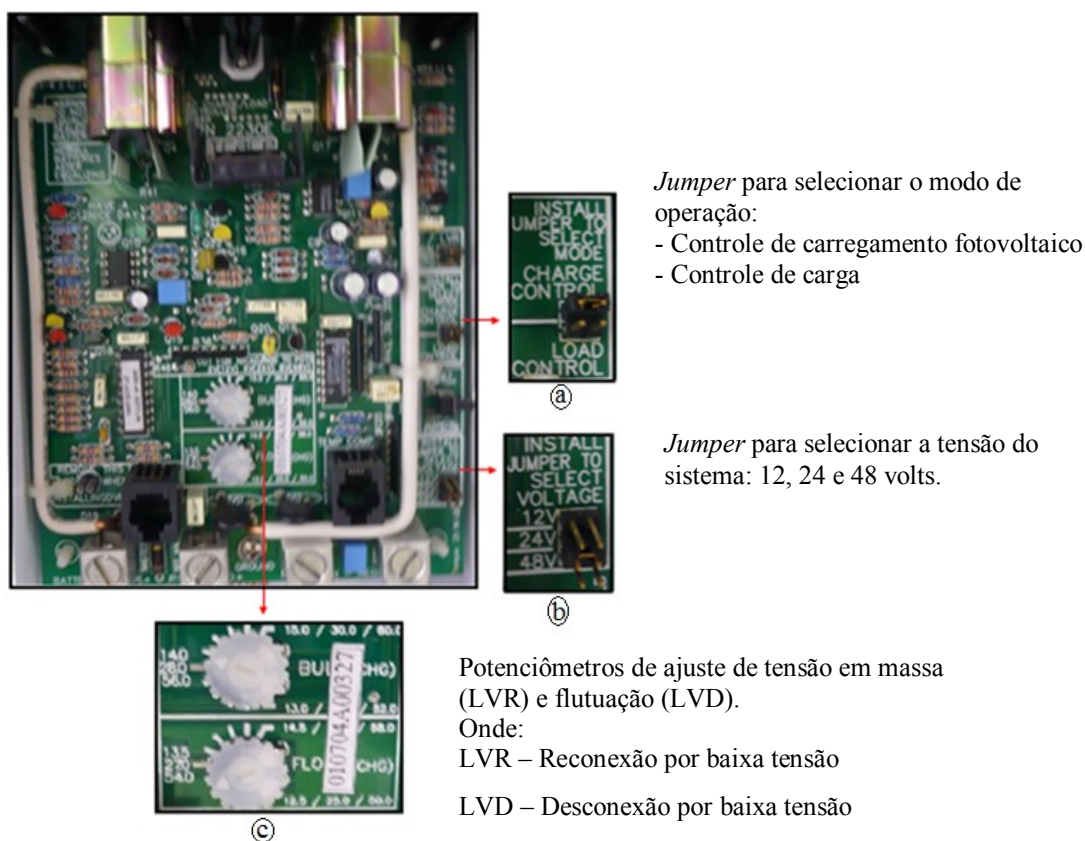


Figura 3.4: Vista interna do controlador localizando os *jumpers* de configuração.

Inicialmente deve ser feito a configuração do controlador para o modo controlador de carga. O controlador em questão possui um display de LCD (*liquid crystal display*) e em sua parte posterior tem um *jumper* para configuração da tensão do sistema que deve ser ajustado.

Após configurar o controlador, no modo controlador de carga, procede-se fazendo a ligação dos equipamentos. A tensão nos terminais da bateria e a corrente drenada pela carga são medidas por meio de multímetros, com interface para computador, conectados a carga e bateria. Os dados obtidos são registrados em intervalos de 1 minuto pelo computador. A energia consumida em Ah, ou a capacidade da bateria, pode ser calculada pela integral da corrente no tempo, conforme figura 3.5.

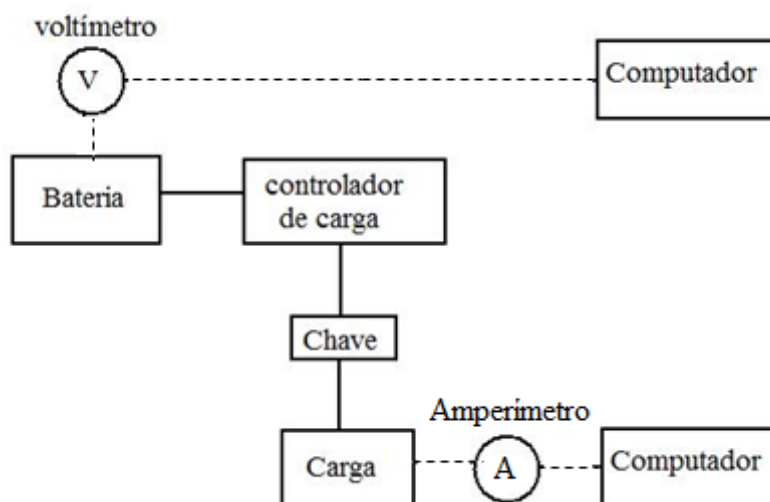


Figura 3.5: Esquema de ligação dos equipamentos para se fazer a descarga das baterias.

O teste de capacidade é feito considerando os valores nominais da bateria, que podem ser obtidos consultando o catálogo do fabricante. Segundo o catálogo do fabricante acumuladores Moura, para uma descarga de 63 Ah (capacidade nominal a 25°C) durante um tempo de 20 horas será fornecido uma corrente de 3,2 A (MOURA, 2010).

A carga que é utilizada para fazer a descarga da bateria é considerada para esse experimento constante, e utilizando o valor nominal da tensão da bateria igual a 12 volts, conforme o catálogo do fabricante já mencionado. Utilizando a lei de Ohm obtêm o resultado da equação 3.1.

$$V = RI \quad (3.1)$$

$$R = \frac{12}{3,2} = 3,75 \Omega$$

É utilizado um reostato de 3,75 Ω como carga. Na figura 3.6 é apresentado o reostato utilizado.



Figura 3.6: Reostato utilizado como carga no processo de descarga da bateria.

O potenciômetro, LVD, foi ajustado para uma tensão final de descarga de 10,5 volts, valor informado pelo fabricante, e o LVR para o maior valor, pois esse parâmetro não influencia no teste de descarga da bateria. Um disjuntor, representado pela chave na figura 2, é utilizado para seccionar o circuito no caso de alguma eventualidade.

A ligação dos componentes é feita utilizando *bornes* que estão localizados na parte inferior do controlador. Para isso é necessário desconectar o painel.

3.3.1 Curva característica de descarga da bateria 12MC63 a 25°C

A curva padrão para descarga em 20 horas da bateria 12MC63, fornecendo uma corrente de 3,2 A, é mostrada na figura 3.7, onde “C” representa a corrente de descarga da bateria permitindo uma tensão final de descarga de 10,5 volts (Moura, 2001). Essa curva foi obtida, segundo o catálogo do fabricante, em uma temperatura de 25 °C.

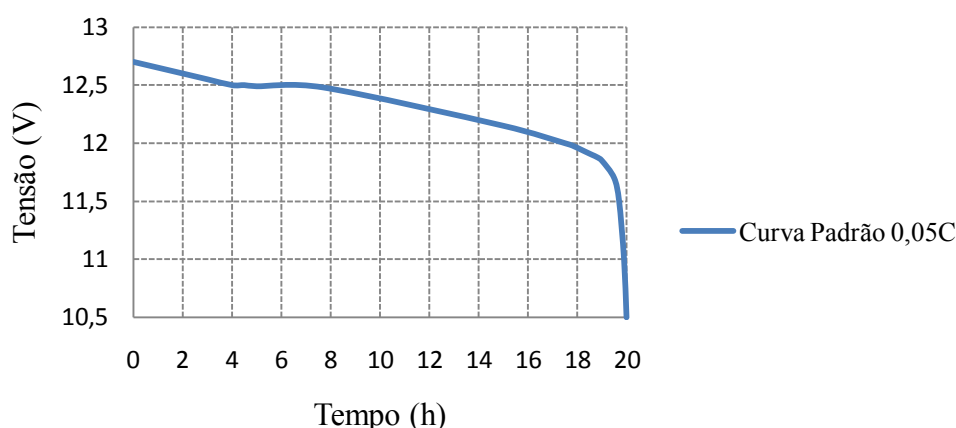


Figura 3.7: Curva característica de descarga a 25 °C.
(Fonte: Moura, 2001-Modificado)

3.3.2 Testando o banco de baterias

Os testes a serem feitos são para verificar as condições a qual o atual banco de baterias disponível no Laboratório de Fontes Alternativas da UnB se encontra. Há fortes indícios de que as mesmas estejam sulfatadas, fato esse devido ao tempo de vida útil ter chegado ao limite. Elas foram instaladas há aproximadamente 6 anos, que conforme fabricante e seguindo todos os procedimentos de utilização estaria na hora de serem trocadas.

O banco de baterias do laboratório de fontes alternativas é composto por 9 baterias tipo chumbo-ácido de ciclo profundo da marca Moura, modelo Clean 12MC63. Elas estão divididas em 4 arranjos sendo que na figura 3.8 são apresentados 3 deles.



Figura 3.8: Banco de baterias da marca Moura, modelo Clean 12MC63.

Nessas condições faz-se necessário analisar o real estado da capacidade do banco de baterias.

3.4 Procedimento para descarregar as baterias

O procedimento consiste basicamente em verificar a capacidade atual das baterias. Para isso devem ser seguidos os seguintes itens:

- Carregar as baterias até que se atinja a etapa de flutuação;
- Configurar o controlador de carga para o modo controle de carga CC;
- Ajustar o reostato para o valor de resistência adequado ao teste;
- Ligar equipamentos de medição, armazenamento de dados (voltímetro, amperímetro e computador) e proteção (disjuntor);
- O ensaio chega ao fim quando a tensão nos terminais da bateria chegar a 10,5 V, conforme valor ajustado no controlador de carga;
- A capacidade da bateria é obtida multiplicando a corrente de descarga pelo tempo, com isso tem-se a energia instantânea fornecida e somando esses valores obtém a energia total acumulada, dividindo pela tensão média obtém-se a capacidade da bateria;

- O resultado obtido é bom se o ensaio acontecer em um tempo superior a 16 horas, representando uma capacidade superior a 80% da capacidade nominal.

3.5 Procedimento para avaliar a eficiência de sistemas fotovoltaicos considerando curva de carga.

Diferentes procedimentos são empregados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, em sua grande maioria consideram perfil de carga constante. O período de utilização deve ser levado em consideração pelo fato da curva de carga ser variável. Em aplicações específicas, o sistema se mostrará mais robusto ao se fazer essa avaliação.

Ao considerar a curva de carga, faz-se uma previsão para as possíveis variações no comportamento das cargas, ao longo do ciclo diário e com isso pode-se dimensionar o sistema de geração fotovoltaico para que o mesmo tenha seu rendimento melhorado.

O procedimento a ser descrito consiste em verificar o rendimento do sistema fotovoltaico em função da curva de carga. Para isso é montado um sistema fotovoltaico o qual alimenta uma carga formada por conjunto de 6 lâmpadas. Para que o rendimento possa ser analisado, diversas curvas de carga são consideradas, mas com a carga sempre consumindo a mesma energia durante o tempo do experimento. Nos diversos casos considerados, parte da energia da carga é suprida diretamente pelos módulos fotovoltaicos e parte pelo banco de baterias. Na figura 3.9 é apresentado o diagrama do sistema utilizado.

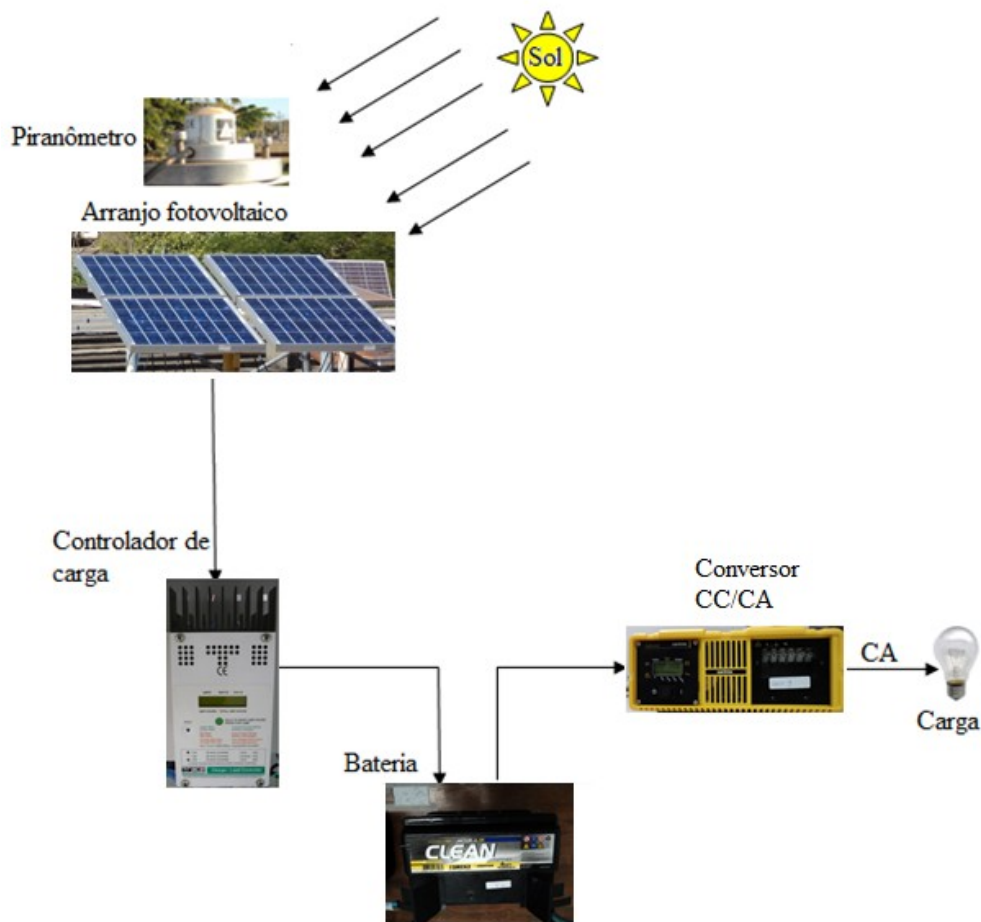


Figura 3.9: Diagrama representativo do sistema a ser utilizado.

Os componentes do sistema já foram descritos no capítulo 2. Aqui é apresentada uma breve descrição do sistema da figura 3.9.

3.6 Materiais Utilizados

- Piranômetro

O piranômetro mede a irradiância global no plano horizontal, ou seja, a soma das componentes direta e difusa. Está localizado no Campus da Universidade de Brasília, a aproximadamente 92 metros dos painéis fotovoltaicos, o qual registra os mesmos dados de irradiância incidentes sobre os painéis. É desconsiderado o fato dos módulos estarem em um plano inclinado de 15° . Por meio do piranômetro é monitorada a irradiância incidente nos painéis durante a utilização da carga.

- Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o elemento que faz a conversão de energia solar em energia elétrica. O módulo em questão encontra-se instalado na cobertura do prédio SG-11 da UNB, com os devidos posicionamentos de direção e inclinação, face voltada para o norte e ângulo de inclinação igual à latitude local.

A eficiência dos módulos fotovoltaicos é obtida pela razão entre a potência entregue e a máxima potência verificada pelo piranômetro durante o funcionamento da carga, sendo considerada a área efetiva do painel.

Cada módulo é formado por 32 células, com área ativa da célula de $0,00924 \text{ m}^2$. Portanto, a superfície iluminada de cada painel é de $0,296 \text{ m}^2$ (Shayani, 2006). Segundo consta no catálogo do fabricante, a eficiência de conversão do painel é superior a 14% (KYOCERA, 2006)

- Controlador de carregamento

O controlador de carregamento possui a finalidade de proteger a bateria das condições de descarga excessiva e sobrecarga. Dependendo do estado de carga da bateria (SOC), o controlador redireciona ou desliga o arranjo fotovoltaico. Quando a bateria está descarregada abaixo de um valor pré-definido, a carga é desconectada do banco de baterias, por meio da desconexão por baixa tensão (LVD). O estado de carga é estimado por meio da medição da tensão.

Conforme especificação do fabricante do banco de baterias, a tensão de regulação deve ser ajustada para 14,2 V e a tensão de flutuação para 13,38 V, quando estiver operando no modo de carregamento. Para o modo de controle de carga, a tensão deve ser calibrada para 10,5 V, nesse ponto a carga é desconectada (MOURA, 2006).

No dimensionamento do controlador deve ser considerada uma tensão compatível com a tensão do sistema e a máxima corrente que ele poderá suportar. A corrente de curto circuito é a máxima corrente que o sistema será capaz de fornecer, esse valor deve ser multiplicado por

1,25, devido aos momentos em que a irradiância for superior ao valor normalizado de 1 kW/m² (SNL, 1995).

O controlador de carregamento possui um *mostrador digital*, que informa os valores de corrente, tensão, potência e energia acumulada em Ah.

- Bateria

Nos sistemas autônomos, o consumo e a produção de energia muitas vezes não coincidem, sendo necessário o armazenamento. Os períodos em que ocorre a ausência de sol também devem ser considerados quando se tem acumuladores.

Os acumuladores que são utilizados nos sistemas fotovoltaicos estão submetidos a diferentes intensidades de corrente. Estas variações estão relacionadas com a demanda exigida pela carga e pelo fato da geração de energia estar relacionada com as condições climáticas do lugar.

A capacidade da bateria é fortemente influenciada pela taxa de descarga. A figura 3.10 apresenta a curva da capacidade em função da corrente de descarga da bateria. Para correntes muito elevadas, em um curto intervalo de tempo, a capacidade é reduzida ao se comparar com correntes mais baixas para um tempo maior.

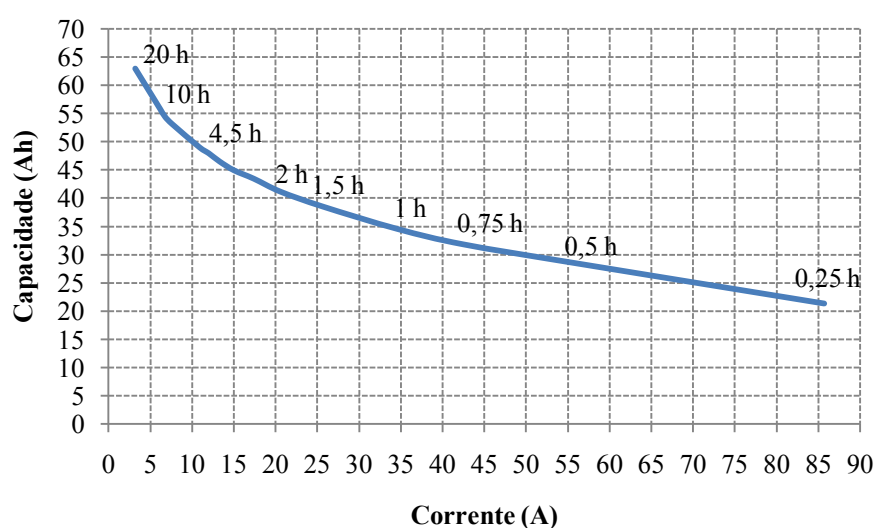


Figura 3.10: Variação da capacidade da bateria em função da corrente de descarga.
(fonte: MOURA, 2006 - modificado)

A curva apresentada refere-se à bateria 12MC63 da marca Moura. Para uma descarga de 3,2 A, em um tempo de 20 horas, a bateria deverá fornecer 63 Ah, ou seja, sua capacidade nominal. Ao incrementar a taxa de descarga, a bateria tem sua resistência interna aumentada e a tensão de saída é reduzida. Com isso, ela não conseguirá fornecer taxas elevadas de corrente, por tempos prolongados, limitando assim, a carga máxima que poderá ser conectada ao sistema.

A vida útil da bateria, definida como capaz de fornecer pelo menos 80% de sua capacidade nominal, é influenciada pela profundidade de descarga que pode ser efetuada. A figura 3.11 apresenta a quantidade de ciclos, em função da profundidade de descarga.

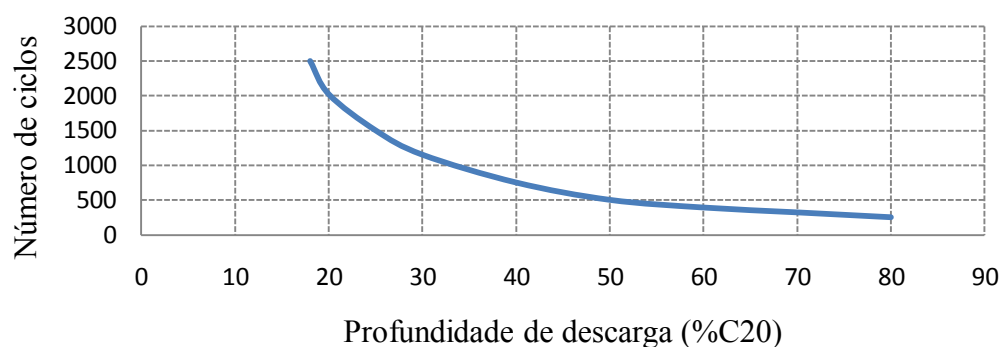


Figura 3.11: Possibilidade de ciclos em função da profundidade de descarga.
(fonte: MOURA, 2006 - modificado)

Onde: C20 representa a capacidade de descarga em 20 horas. Nesse caso a bateria deve fornecer 3,2 A. Para uma profundidade de descarga de 20%, por exemplo, a bateria funcionará durante, aproximadamente, 2000 ciclos. Isso equivale a quase 5,5 anos de expectativa de vida.

A eficiência do banco de baterias é calculada pela relação entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia necessária para restaurar o seu estado de carga inicial. A literatura indica que esse valor varia de 75 a 85% (VERA, 2009).

Outro fator que influencia na vida útil da bateria é a temperatura, mas neste trabalho será considerado o valor nas condições padrão de 25 °C, visto que as baterias estão dentro do laboratório, onde não há variação brusca de temperatura.

- Conversor CC/CA

O conversor é responsável por fazer a conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Esse elemento deve dissipar o mínimo de energia, garantindo assim um bom rendimento. A avaliação da eficiência do conversor indica a porcentagem de energia CC que é convertida em CA. A curva de eficiência do inversor, que é utilizada nos testes, é apresentada na figura 3.12.

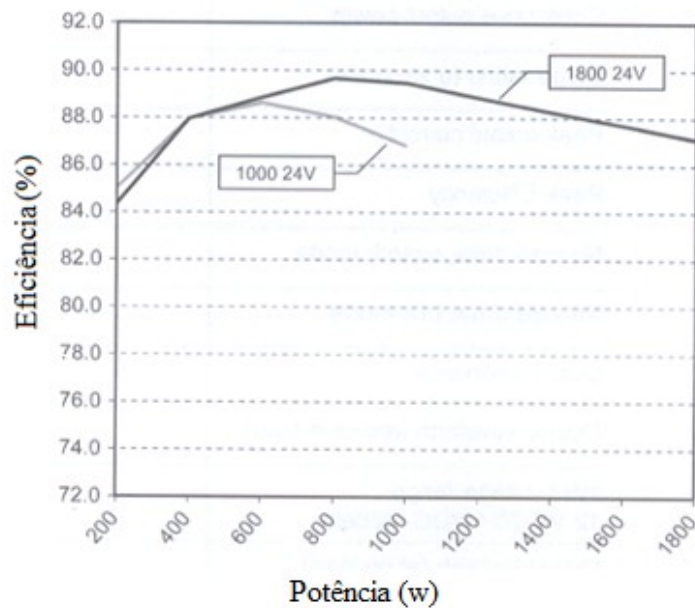


Figura 3.12: Curva de eficiência do inversor 1000 W/24 V.
(fonte: XANTREX, 2002)

Os valores nominais de saída do conversor são respectivamente: 120 V_{CA} e 1000 W. A eficiência do conversor é calculada como sendo a razão da potência entregue à carga e a potência disponível em sua entrada. A expectativa é de se ter a melhor eficiência para cargas entre 400 a 800 W, conforme Figura 3.12.

- Carga

A carga utilizada compõe-se de lâmpadas incandescentes (100 W/120 V). A escolha deste tipo de carga se deve ao fato delas terem características resistivas. Em sistemas com aplicações reais são utilizadas as lâmpadas fluorescentes, por serem mais econômicas.

3.6.1 Ajuste do ângulo de inclinação do arranjo

A inclinação dos painéis influencia na captação de energia solar ao longo do tempo. Os painéis foram orientados em direção ao norte verdadeiro com um ajuste de 19° devido à declinação magnética (diferença entre o norte verdadeiro e o norte magnético) verificada para o local. O ângulo de inclinação foi ajustado para 15° , conforme a latitude verificada para Brasília.

Na mesma ocasião foi realizada a limpeza dos módulos, sendo utilizado um pano umedecido, pois eles estavam cobertos por poeira, conforme pode ser verificado na figura 3.13.



Figura 3.13: Arranjo fotovoltaico coberto por poeira.

3.6.2 Curva de carga

O comportamento da carga ao longo de um período pode ser determinado pela caracterização do consumo diário. Essa curva pode ser representada em um gráfico por meio das informações da potência demandada (W ou VA) em um intervalo de tempo. Esse levantamento pode ser feito também consultando dados de placa dos equipamentos em questão (Pinho *et al.*, 2008). Quando não for possível fazer o levantamento, poderão ser consultados os dados fornecidos em tabelas como a do PROCEL (ELETROBRAS, 2009).

3.6.3 Fator de eficiência dos componentes do sistema fotovoltaico

A eficiência do sistema fotovoltaico depende do rendimento de cada componente que o constitui e de outros fatores que contribuem principalmente na etapa de conversão da energia do sol para energia elétrica.

O diagrama de blocos da figura 3.14 representa os elementos do sistema que atenuam o fluxo energético e, conseqüentemente, influenciando no rendimento global do sistema. Esse rendimento é definido como a razão entre a energia consumida pela carga e a energia total disponibilizada pelo sol acima da atmosfera (Shayani, 2006).

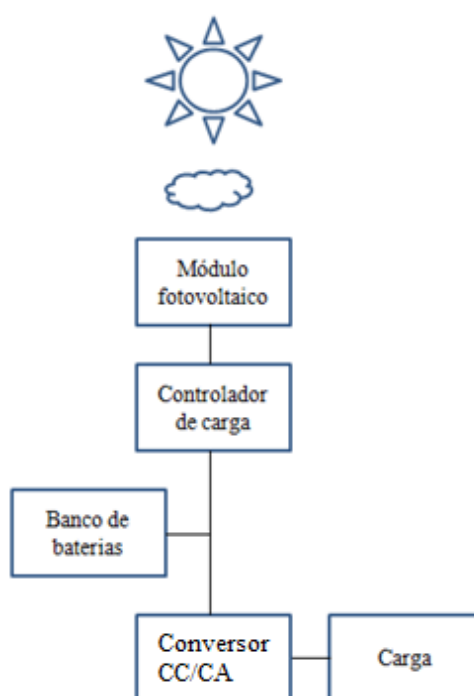


Figura 3.14: Diagrama em blocos representando as perdas inerentes de cada etapa no processo de conversão de energia.

A eficiência de conversão fotovoltaica, segundo a norma ABNT NBR 10899:2006 que trata da terminologia para conversão fotovoltaica, está relacionada com a potência máxima fornecida e o produto da área do módulo pela irradiância, considerando valores preestabelecidos de temperatura, conforme equação 3.2 (ABNT, 2006).

$$\eta (\%) = \frac{Potência\ máxima}{(Área\ do\ módulo)(Irradiância\ total)} \times 100 \quad (3.2)$$

Esta equação não considera, por exemplo, a massa de ar e condições de nebulosidade, que o sistema está submetido. A tabela 3.4 apresenta os valores de eficiência para os componentes do sistema.

Tabela 3.4: Valor padrão de eficiência dos componentes do sistema fotovoltaico.
Fonte: (Messenger e Ventre, 2004 - modificado)

Componente	Perdas	Eficiência η (%)
Sol	Efeito devido à massa de ar e nebulosidade.	-
Módulos	Rendimento de conversão	14
Módulos	Acúmulo de poeira, degradação ao longo do tempo	90
Controlador de carregamento	A utilização do controlador no sistema não acarreta em perdas de energia	-
Banco de baterias	Processo de conversão de energia elétrica em eletroquímica.	90
Inversor	Processo de conversão de energia elétrica CC em CA.	90-95
Condutores	Efeito Joule, energia sendo transformada em calor no condutor.	98

3.6.4 Sistema de carga variável

A carga foi concebida de tal forma que permita modificar seu perfil. O sistema de carga foi elaborado ligando-se todas as lâmpadas em paralelo. Para aumentar ou diminuir a carga basta conectar ou não os terminais das mesmas. A figura 3.15 apresenta o sistema montado.



Figura 3.15: Arranjos com 6 lâmpadas de 100 W/120 V cada.

A potência máxima do conjunto é equivalente a 600 W e demanda uma corrente de 25 A. O sistema pode fornecer até 960 W, pois o controlador de carga suporta uma corrente máxima de 40 A.

3.6.5 Perfil de carga utilizado

Para os diferentes perfis de carga são analisados os rendimentos dos componentes do sistema, visando à melhor forma de se fazer o dimensionamento do mesmo. Os testes são realizados utilizando um banco de baterias de 63 Ah e 24 V, composto por 2 baterias de 63 Ah 12 V, ligadas em série. Para todos os casos de perfil de carga, o consumo em Ah é o mesmo, o que facilita a comparação entre os resultados.

Diversas curvas de carga são apresentadas, algumas possuem um perfil distribuído ao longo do tempo e outras um perfil mais concentrados, visando analisar o banco de baterias com diferentes correntes de descarga.

Os gráficos de potência representam a potência da irradiância solar medida pela estação (estação), potência fornecida pelo painel (painel) e potência consumida pela carga (carga).

3.6.6 Carga distribuída ao longo do dia

O perfil de carga apresentado na figura 3.16 é composto por duas lâmpadas de 100 W cada. Estima-se que parte da energia demandada pela carga seja suprida pelos painéis e somente uma pequena porcentagem seja fornecida pela bateria. O ensaio será realizado durante 2h30min e deve consumir 500 Wh.

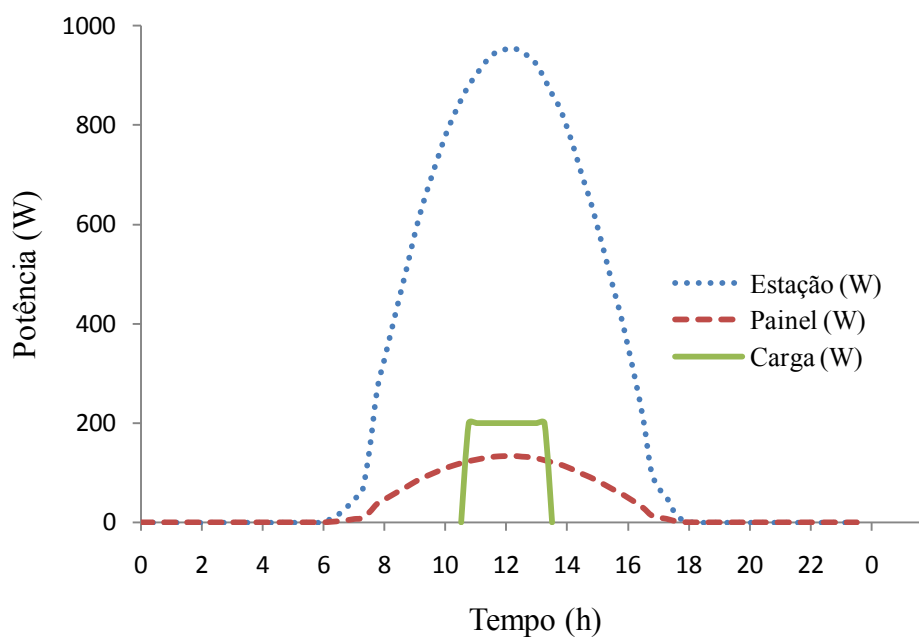


Figura 3.16: Perfil de carga distribuído ao longo do dia.

3.6.7 Carga distribuída ao longo da noite

Esse perfil de carga utiliza exclusivamente a energia que foi armazenada pela bateria durante o dia. Nesse caso, somente a bateria fornece energia à carga. O ensaio será realizado durante 2h30min e deve consumir 500 Wh. A figura 3.17 apresenta tal perfil de carga.

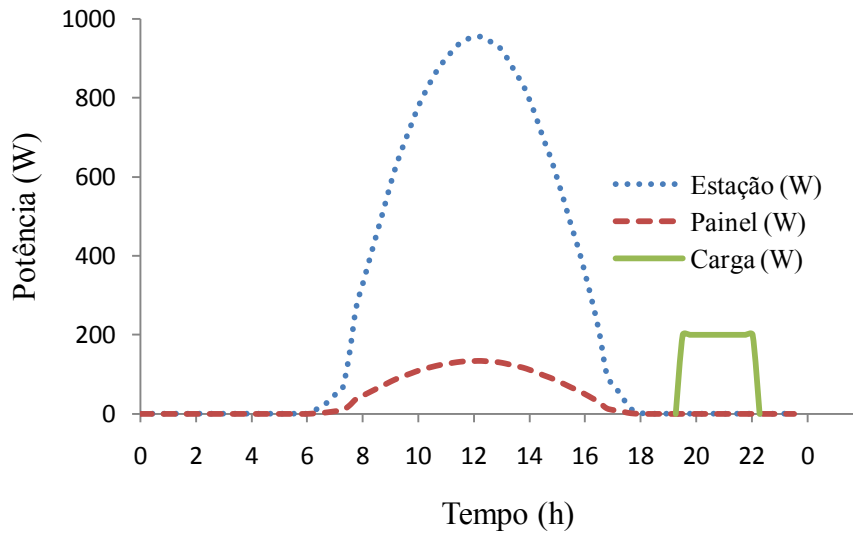


Figura 3.17: Perfil de carga distribuído no período noturno.

3.6.8 Carga total sendo utilizada durante o dia

O perfil de carga apresentado na figura 3.18 representa uma carga de 500 W. Nesse caso a bateria fornecerá a maior parte da energia drenada pela carga. A taxa de descarga será elevada. O inversor deverá apresentar um rendimento elevado, pois a carga representa 50% da potência nominal do inversor. O ensaio será realizado durante 1 hora e deve consumir 500 Wh.

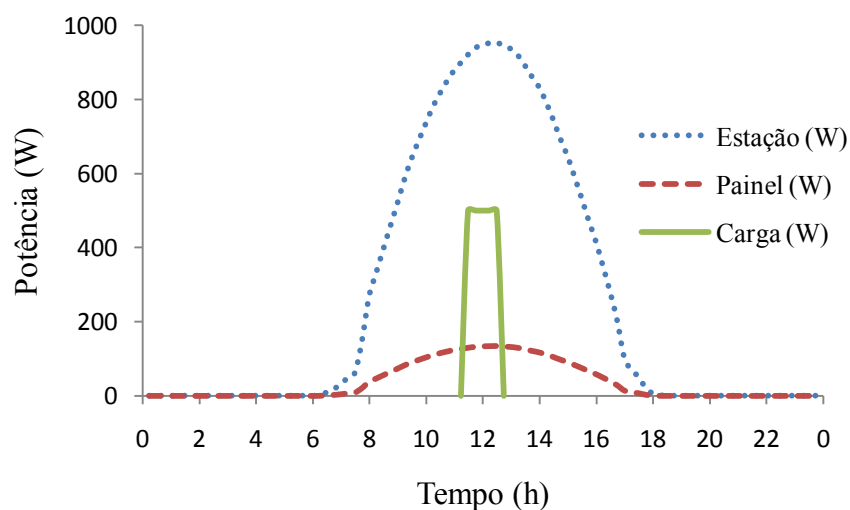


Figura 3.18: Perfil de carga concentrado durante parte do dia.

3.6.9 Carga total sendo utilizada durante a noite

A figura 3.19 apresenta um perfil de carga de 500 W, sendo que o consumo ocorre, totalmente, no período da noite e nesse caso a bateria será muito exigida. O ensaio será realizado durante 1 hora e deve consumir 500 Wh.

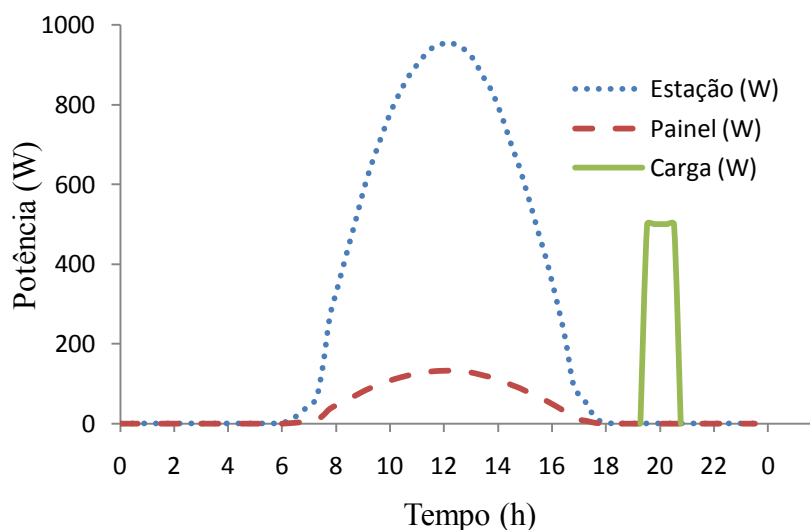


Figura 3.19: Perfil de carga concentrado no período da noite.

3.6.10 Perfil de carga Variável

A figura 3.20 apresenta um perfil de carga variável, sendo que o consumo ocorre, totalmente, no período do dia. O ensaio será realizado durante 33 minutos e deve consumir 500 Wh.

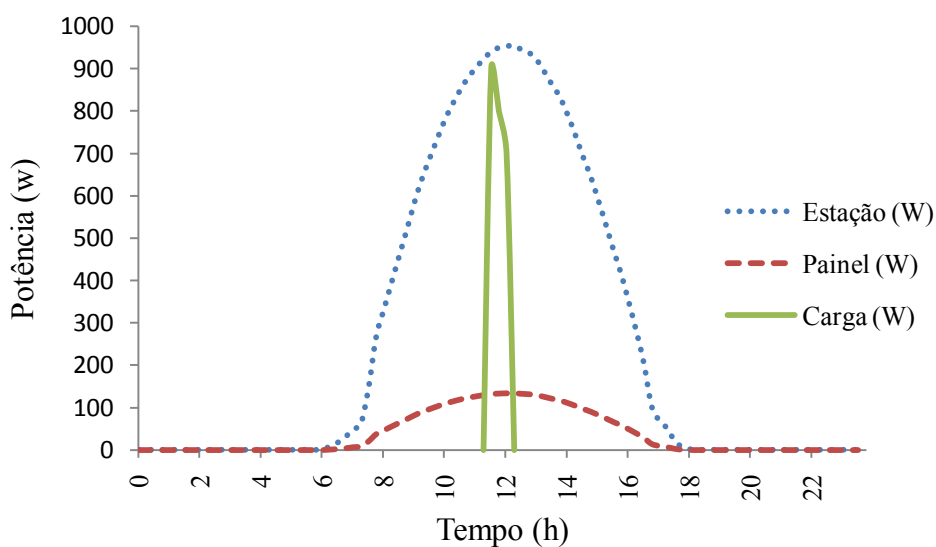


Figura 3.20: Perfil de carga variável.

3.6.11 Configuração do sistema para obtenção dos dados

O sistema é configurado conforme a figura 3.21. O arranjo fotovoltaico é a única fonte geradora de energia do sistema. Ele fornece energia para a carga, e para o banco de baterias. O controlador de carga possui medidor de Ah.

O controlador de carga (a), da figura 3.21, é utilizado para proteger a bateria de sobrecargas e para medir a energia fornecida pelo painel ao sistema. Devido à baixa precisão do mesmo, é necessário conectar um amperímetro em série com o controlador, o qual envia os dados a cada 1 minuto para um computador. Esse controlador informa por meio de seu *display* os dados, instantâneos, referentes à corrente (A), tensão (V), potência (W) e o total acumulado de energia (Ah).

A corrente máxima esperada para o amperímetro e o controlador de carga (a) é de 6,2 A, que é o limite fornecido pelo arranjo fotovoltaico, na situação de curto-circuito. Esse fato não ocasionará danos aos equipamentos.

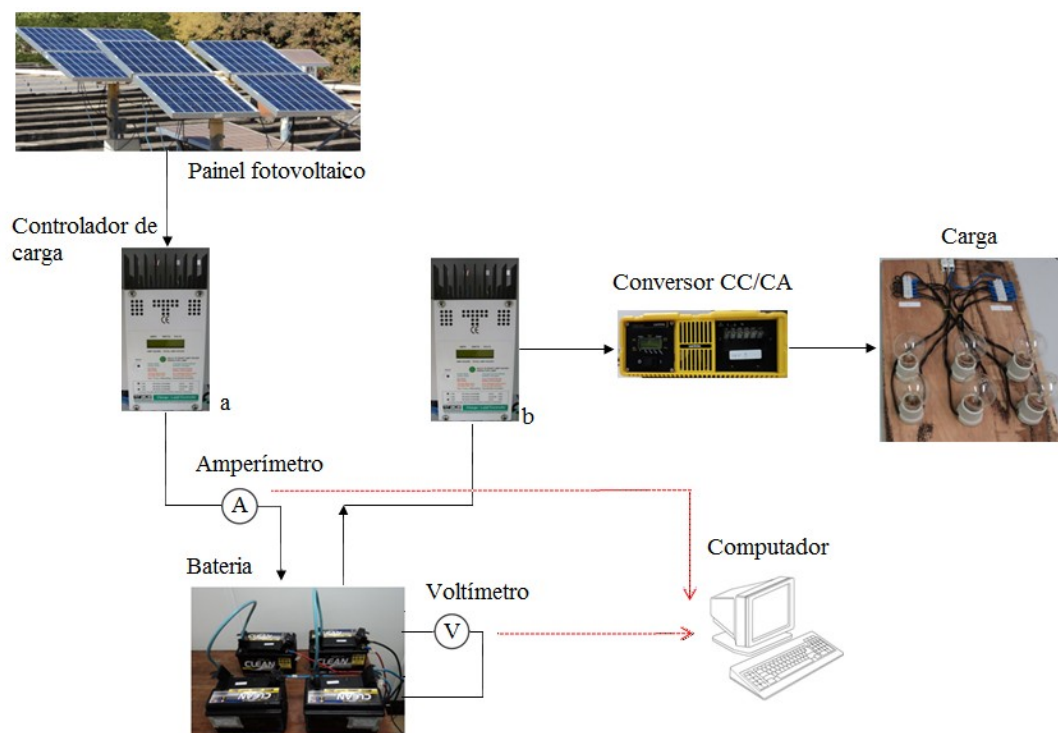


Figura 3.21: Configuração do sistema para realizar os testes.

A verificação da tensão do banco de baterias é feita com um voltímetro ligado em paralelo com o banco de baterias. O voltímetro está conectado ao computador, o qual registra a tensão minuto a minuto (mesma base de tempo que é utilizada para a medição da corrente). É esperado que a tensão verificada nos terminais da bateria sofra uma diminuição a partir do momento em que a carga estiver consumindo energia, principalmente para cargas com perfil noturno ou com consumo elevado. Quando a tensão diminui, a corrente é incrementada para manter a potência constante, pois a carga que está sendo utilizada possui característica resistiva.

O banco de baterias complementa o fornecimento de energia nos casos onde o painel não conseguir suprir diretamente a carga. Nas situações em que a carga tiver o consumo elevado, deve-se ter o cuidado para que a bateria não seja descarregada de um valor superior a 80% da capacidade nominal, pois descargas superiores a esse valor danificam a bateria (NBR 14298, 1999).

O controlador (b), da figura 3.21, configurado no modo controle de carga CC, possui a finalidade de medir a energia total fornecida à carga. Esta energia total deve corresponder ao que foi fornecido pelo painel e pela bateria. O valor esperado é de aproximadamente 21 Ah, pois os testes estão sendo feitos, considerando a energia consumida pela carga constante. A corrente dependerá da quantidade de carga conectada ao sistema. Valor encontrado dividindo-se o consumo pela tensão do sistema.

O conversor faz a conversão de corrente contínua para corrente alternada, a tensão de entrada é de 24 V_{CC}, que é o valor nominal do sistema, e a tensão de saída é de 120 V_{CA}. Ele alimenta a carga que foi projetada, especialmente, para a configuração descrita.

A potência da carga é obtida por meio da multiplicação da tensão pela corrente, no lado CA. Por meio dos valores medidos de tensão e corrente no lado CC, a potência instantânea fornecida pelo painel é determinada, para obter o consumo instantâneo em Wh, multiplica-se por 1/60, pois os dados são medidos em intervalos de 1 minuto. Para obter o valor em Ah deve dividir pela tensão média registrada pelo voltímetro durante o fornecimento de energia a carga.

3.6.12 Procedimento de cálculo para obter a energia.

A potência consumida pela carga é a potência ativa (carga resistiva, fator de potência igual a 1). Dessa forma a potência da carga (P_c) é apresentada na equação 3.3.

$$P_c = VI \quad (3.3)$$

A irradiância solar global (G_I) é medida pela estação meteorológica a cada minuto, sendo fornecido o valor médio de 15 minutos. A energia disponível (E_s) é obtida por meio da multiplicação da potência (W/m^2), do tempo de medição (15/60) horas e pelo valor da área efetiva do painel (A) m^2 .

O ajuste feito pela área se deve ao fato de ser considerada uma irradiância constante de 1000 W/m^2 . Portanto, a energia disponível a ser convertida em eletricidade pelo arranjo fotovoltaico pode ser calculada conforme equação 3.4.

$$E_s = G_I \times A \times \left(\frac{15}{60} \right) \quad (3.4)$$

A energia convertida pelo painel (E_p) é obtida por meio da multiplicação da potência (produto da tensão pela corrente, dos valores medidos a cada 1 minuto) por um tempo de (15/60) horas, conforme equação 3.5. Utilizando uma rotina implementada no programa Matlab®, é obtida a potência média a cada 15 minutos. Esse processo deve ser feito para poder comparar os dados medidos minuto a minuto com os dados disponibilizados pela estação, que também estão em intervalos de 15 minutos. A rotina utilizada encontra-se no apêndice deste trabalho.

$$E_p = V \times I \times \left(\frac{15}{60} \right) \quad (3.5)$$

A energia fornecida pela bateria (E_{bs}) à carga é calculada como sendo a diferença entre a energia total (E_t) registrado pelo controlador (b), conforme figura 3.20, e o total fornecido pelo painel (E_p). Por meio da equação 3.6 se obtêm (E_{bs}).

$$E_{bs} = E_t - E_p \quad (3.6)$$

A energia fornecida pelo painel para recarregar a bateria (E_{br}) é obtida após a realização do teste, quando a carga é desligada e o painel passa a repor a energia que foi consumida da bateria durante o teste. Ela estará recarregada quando a corrente medida pelo amperímetro for baixa, na ordem de 0,3 A, momento em que a luz do controlador para de piscar.

- Eficiência do conversor ($\eta_{conversor}$)

$$\eta_{conversor}(\%) = \frac{E_c}{E_t} \times 100 \quad (3.7)$$

- Eficiência do banco de baterias ($\eta_{bateria}$)

$$\eta_{bateria}(\%) = \frac{E_{bs}}{E_{br}} \times 100 \quad (3.8)$$

- Eficiência do painel fotovoltaico (η_{painel})

$$\eta_{painel}(\%) = \frac{E_p}{E_s} \times 100 \quad (3.9)$$

- Eficiência global do sistema (η_{global})

$$\eta_{Global}(\%) = \eta_{conversor} \times \eta_{bateria} \times \eta_{painel} \quad (3.10)$$

O diagrama da figura 3.22 apresenta as grandezas que foram discutidas, indicando os componentes que terão o rendimento analisado.

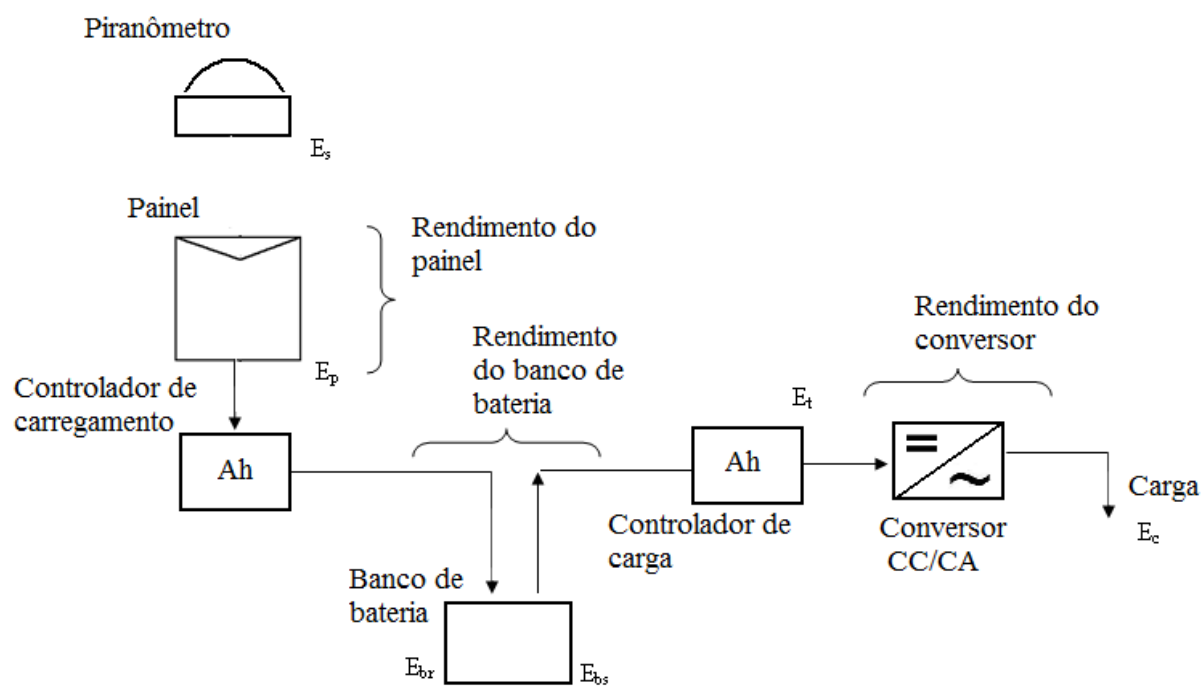


Figura 3.22: Diagrama exemplificando os pontos onde serão obtidos os rendimentos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos e é feita uma análise dos dados que foram adquiridos por meio dos ensaios.

4.1 Resultado e discussão dos testes da bateria

O banco de baterias do laboratório é composto por 9 baterias identificadas por: 7A/7B; 8A/8B; 9A/9B e 10A/B/C, dessa quantidade, em apenas 4 baterias foi possível fazer o teste, pois as outras baterias apresentaram tensão inferior a 12 V, mesmo após a recarga.

As baterias foram recarregadas e, posteriormente, foram descarregadas individualmente a uma taxa constante de corrente. Conforme consta no catálogo, Moura Clean, para um tempo de 20 horas a bateria deverá fornecer 3,2 A. Esses valores deverão fornecer a capacidade máxima da bateria, 63 Ah. A figura 4.1 apresenta as curvas de descarga de algumas baterias do laboratório, que foram possíveis de serem testadas e a curva de uma bateria nova fornecida pelo fabricante.

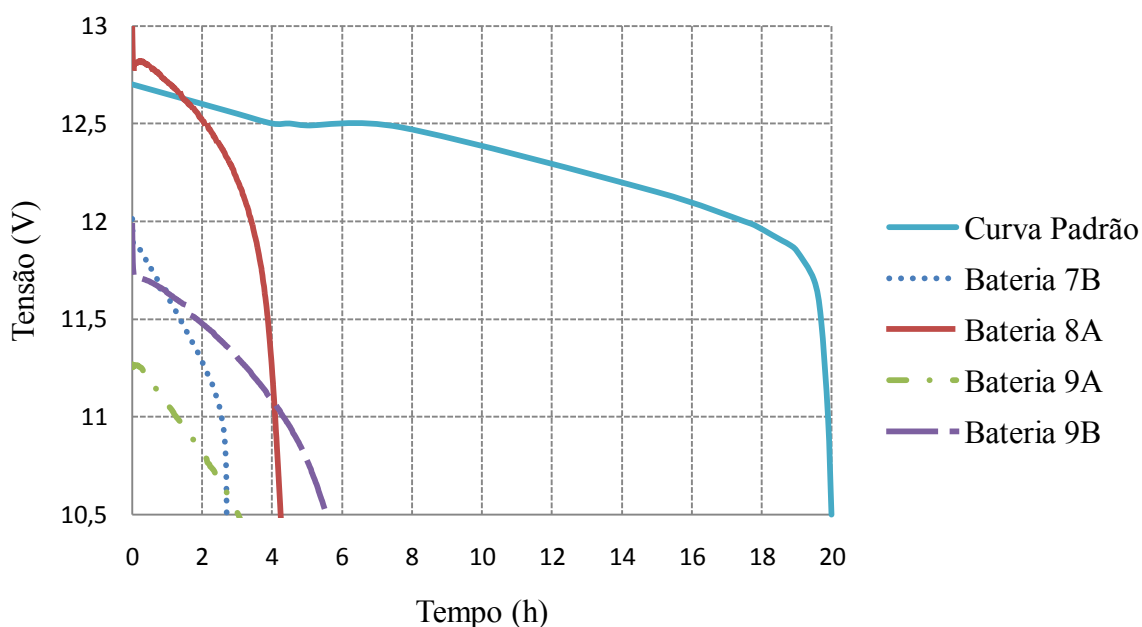


Figura 4.1: Curvas de descarga, para um tempo de 20 horas.

Essas curvas foram obtidas por meio dos dados que foram medidos a cada 1 minuto, utilizando para isso um voltímetro conectado ao computador. O amperímetro é utilizado para verificar a corrente que é drenada pela carga.

Para fazer uma comparação com a capacidade máxima que pode ser fornecida pela bateria em uma descarga de 20 horas, verificada na curva padrão, pode-se calcular a capacidade de cada uma das baterias descarregadas.

4.1.1 Procedimento de verificação da capacidade da bateria

Para uma descarga de 20 horas, a bateria deve fornecer 63 Ah. A bateria, 9A, descarregou em 3h26, logo, a quantidade de Ah fornecido a carga (C_{3h26}), pode ser calculada, conforme a equação 4.1.

$$C_{3h26} = \frac{3h26}{20h} \times 63Ah = 10,81Ah \quad (4.1)$$

A norma NBR 14298, que fixa condições para o dimensionamento do banco de baterias ácidas, para sistemas fotovoltaicos autônomos, estabelece para um banco de baterias chumbo-ácido que a capacidade de fim de vida corresponde a 80% da capacidade nominal (NBR 14298, 1999).

Comparando o valor estabelecido pela norma (50,4 Ah) com o valor encontrado (10,81 Ah), conclui-se que o banco de baterias passou do limite de capacidade de fim de vida, sendo necessário repor o banco de baterias do laboratório. Além do fato, de algumas das baterias terem apresentado a tensão abaixo de 10,5 V em seus terminais.

Durante o processo de recarga, foi verificado que as baterias estavam perdendo energia devido ao aquecimento, evidenciando assim perda de eficiência.

A tabela 4.1 apresenta o valor encontrado para a capacidade das baterias, que foram avaliadas.

Tabela 4.1: Capacidade verificada para as baterias do laboratório de fontes alternativas da UnB.

Bateria	Tempo de descarga (h)	Ah fornecido	Tensão média (V)	Corrente de descarga (A)
7B	02:49	8,56	11,40	3,04
8 ^a	04:20	14,12	12,25	3,26
9 ^a	03:26	9,61	10,82	2,88
9B	05:53	17,53	11,2	2,98

4.1.2 Vida útil de uma bateria

Com o intuito de verificar a vida útil de uma bateria, ao longo dos anos, foram adquiridos os dados de algumas medições feitas no período de 2006 a 2010. A figura 4.2 apresenta as curvas de descarga da bateria 9B, no período considerado. Os dados foram adquiridos durante Trabalhos de Iniciação Científica e Mestrado realizado no Laboratório.

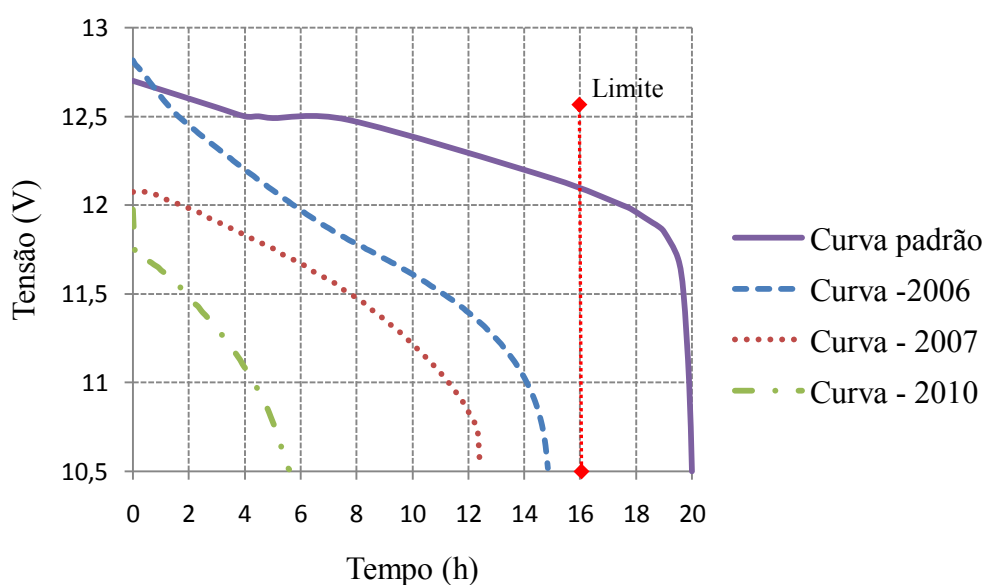


Figura 4.2: Curvas de descarga da bateria 9B obtidas entre os anos de 2006 e 2010. (fonte: Shayani, 2006; Guimarães, 2007- modificado)

Verifica-se, por meio das curvas a perda de capacidade da bateria. O traço vertical indica o limite mínimo de descarga da bateria para ser considerada em condições de uso. A bateria em análise foi descarregada em 5h54, representando uma capacidade de 18,6 Ah, sendo

considerada a curva de 2010. Portanto, esse valor indica que a bateria está muito abaixo do valor da capacidade de fim de vida (50,4 Ah), conforme pode ser visto no gráfico da figura 4.2.

O procedimento utilizado para descarregar as baterias, pode ser utilizado para acompanhar e verificar o tempo de vida útil da bateria.

4.1.3 Novo banco de baterias

No mês de julho de 2010 foi adquirido o novo banco de baterias para o laboratório, constando de 4 baterias da marca Moura, modelo Clean 12MC63.

Por meio de ensaios realizados para verificar a capacidade da bateria, determinou-se que o banco antigo de baterias tinha chegado ao tempo de fim de vida. Com isso foi especificado a compra de um novo banco de baterias.

Foi realizado o procedimento para verificar a capacidade das baterias adquiridas. Conforme pode ser visto na figura 4.3 e novamente é apresentada a curva padrão para comparação.

4.1.4 Curva das baterias novas

As baterias foram identificadas por: A8/B8, A9/B9, mantendo a mesma notação anteriormente adotada. A curva obtida serve para comparações futuras da capacidade da bateria. Com isso é apresentado somente o gráfico de descarga da bateria A8.

O procedimento de descarga ocorreu nos dias 12 e 13 de agosto de 2010, com uma taxa de descarga constante de 3,2 A e um tempo de duração de 18 horas.

Por meio do tempo obtido calcula-se a capacidade da bateria (C_{18h}), conforme equação 4.2.

$$C_{18h} = \frac{18h}{20h} \times 63Ah = 56,7Ah \quad (4.2)$$

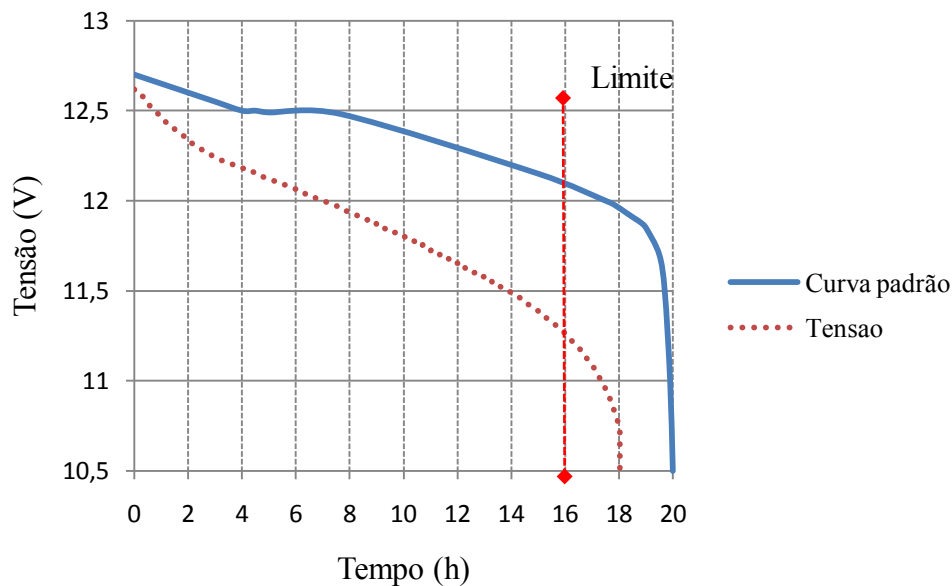


Figura 4.3: Curva de descarga da bateria A8, realizada no dia 12/8/2010.

Outra forma que pode ser utilizada para obter a capacidade total da bateria está relacionada à corrente fornecida. Multiplicando a corrente de descarga pelo tempo, tem-se a energia instantânea fornecida e somando esses valores obtêm a energia total acumulada, 657,74 Ah. Dividindo pela tensão média, 11,82 V, obtêm-se a capacidade de 55,65 Ah.

4.1.5 Recarga da bateria A8

Para recarregar a bateria utilizando os painéis fotovoltaicos, é necessário configurar o controlador de carregamento. Os valores de tensão de regulação e flutuação devem ser ajustados para 28,4 e 26,6 volts, respectivamente para um sistema em 24 volts. Para outro valor consultar o catálogo do equipamento. A recarga da bateria é feita por meio de 4 painéis de 45 Wp cada.

4.2 Estação meteorológica

O nível de irradiância solar foi verificado, por meio da estação meteorológica, localizada próxima dos painéis. Essa medição tem o intuito de comparar a energia disponibilizada pelo sol com a energia gerada pelos painéis.

4.2.1 Disponibilidade mensal de energia solar

A figura 4.4 apresenta a média mensal da irradiância obtida pela estação, ao longo de alguns meses do ano, Outubro de 2009 a Setembro de 2010. Uma comparação com os dados obtidos do programa SUNDATA é mostrada na tabela 4.2. Essa comparação é no intuito de validar os dados coletados pela estação meteorológica do laboratório de fontes alternativas. Esses dados foram obtidos em 1993 e, portanto podem não corresponder com os dados medidos pela estação no ano de 2009/2010.

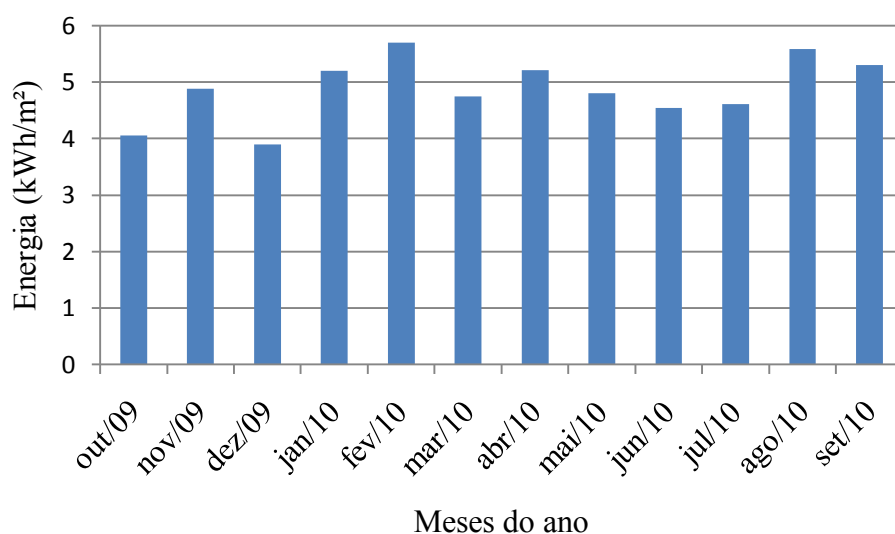


Figura 4.4: Média por dia da irradiância em Brasília, medido pela estação meteorológica em 2009/2010.

Os dados obtidos, não apresentam, nenhuma discrepância em relação aos dados verificados pelo programa SUNDATA. A variação verificada pode ser resultado das novas construções que estão sendo feitas no local onde se encontra a estação de medição.

A média anual verificada para a estação, de horas de sol, é de 4,58 horas/dia e a média anual para o Brasil é de 5,7 horas/dia, conforme foi apresentado no capítulo 2.

Tabela 4.2: Horas de sol por dia, considerando uma irradiação de 1 kW/m².

Mês	Horas de sol por dia (h)	
	Estação - UNB	SUNDATA
Janeiro	5,20	4,40
Fevereiro	5,7	5,38
Março	4,75	4,56
Abril	5,21	5,34
Maio	4,8	5,36
Junho	4,54	5,61
Julho	4,61	5,8
Agosto	5,58	6,08
Setembro	5,3	5,41
Outubro	4,05	4,59
Novembro	4,88	4,5
Dezembro	3,89	4,41

A energia solar acumulada ao longo de um dia pode ser expressa por meio do número de horas de sol. A irradiância solar é normalizada para um valor de 1.000 W/m², de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada no período considerado. Ou seja, 1 hora de sol pleno é equivalente a 1 kW/m² (IEEE Std, 2003). A figura 4.5 ilustra alguns casos com diferentes números de horas de sol.

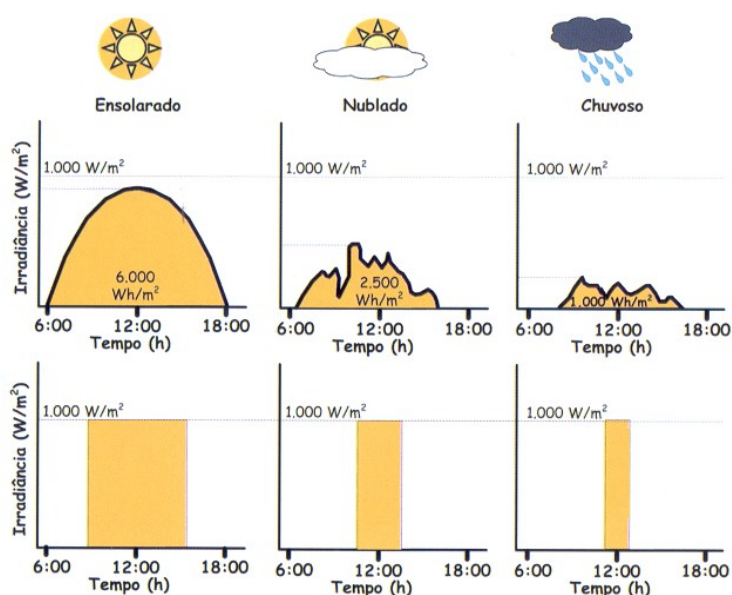


Figura 4.5: Diferentes casos de horas de sol.
(fonte: Pinho *et al*, 2008 - modificado)

No primeiro caso, dia ensolarado, tem-se um equivalente de 6 horas de sol pleno. Em um dia nublado, 2,5 horas de sol pleno e no ultimo caso, dia chuvoso, apenas 1 hora de sol pleno. Esses valores são ilustrativos, podendo sofrer variações quando se analisa dados obtidos das estações de medição.

4.3 Resultados do Rendimento do sistema fotovoltaico

4.3.1 Medição para uma carga de 200 W durante o dia

O teste foi realizado em 12 de Agosto de 2010 e teve duração de 2h30min. O banco de bateria utilizado é o denominado A8/B8, conectado ao conversor 7. A figura 4.6 apresenta a carga no momento do ensaio.

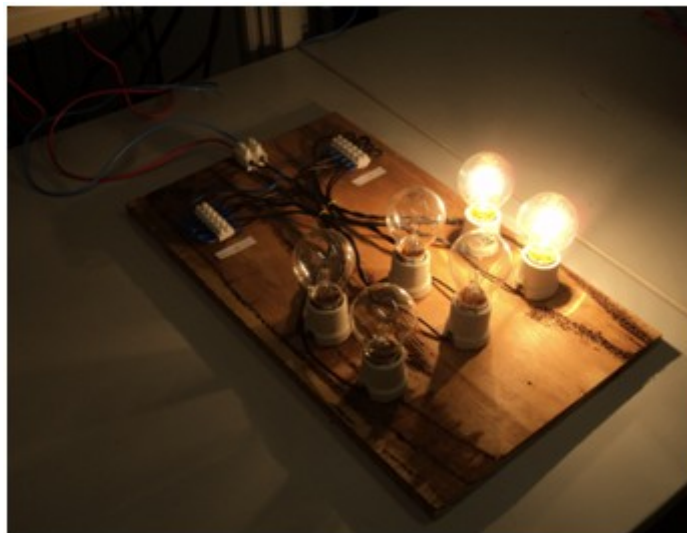


Figura 4.6: Ensaio com 2 lâmpadas de 100 W cada.

A potência consumida pela carga é a potência ativa. A tensão de saída foi verificada como sendo 120,8 V_{CA}, valor constante independente da variação no lado CC. A corrente medida na carga foi de 1,536 A_{CA}, dessa forma a potência da carga (P_c) é apresentada na equação 4.3.

$$\begin{aligned}P_c &= VI \\P_c &= 120,8 \times 1,536 = 185,5 \text{ W} \\P_{\text{lâmpada}} &= 92,75 \text{ W}\end{aligned}\tag{4.3}$$

A potência da carga obtida (92,75 W) é inferior ao valor informado pelo fabricante (100 W). Devido a esse fato, o consumo será menor que o valor previsto teoricamente.

O gráfico da figura 4.7 apresenta a potência fornecida pelo painel e a potência disponível pelo sol no momento em que o ensaio foi realizado. A medição teve início às 8h40min e foi finalizada às 11h10min. Esse gráfico foi obtido por meio dos dados da estação meteorológica e pelos valores medidos de tensão e corrente do painel, durante o teste. Pode ser visto no gráfico que a irradiância atinge o valor máximo entre as 10h00min e 12h00min, momento onde a potência convertida pelo painel é máxima.

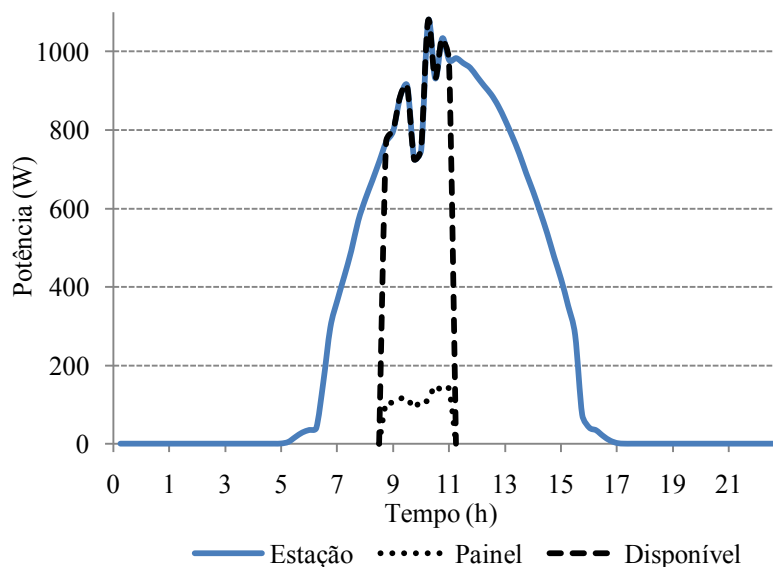


Figura 4.7: Potência para uma carga de 200 W.

Os gráficos apresentados na figura 4.8 referem-se à corrente drenada pela carga, no lado CC, e a tensão medida nos terminais da bateria. Durante o período em que a carga ficou ligada, a tensão nos terminais da bateria foi diminuindo e a corrente sofreu um incremento, pois a potência demandada pela carga é constante. A tensão sofreu uma redução de 0,5 V e a corrente um aumento de 0,5 A, durante o tempo em que a carga ficou ligada.

Quando a carga é desligada, ocorre um súbito aumento na tensão da bateria, conforme pode ser visto no gráfico da tensão; este fato se deve ao efeito causado pela resistência interna da bateria.

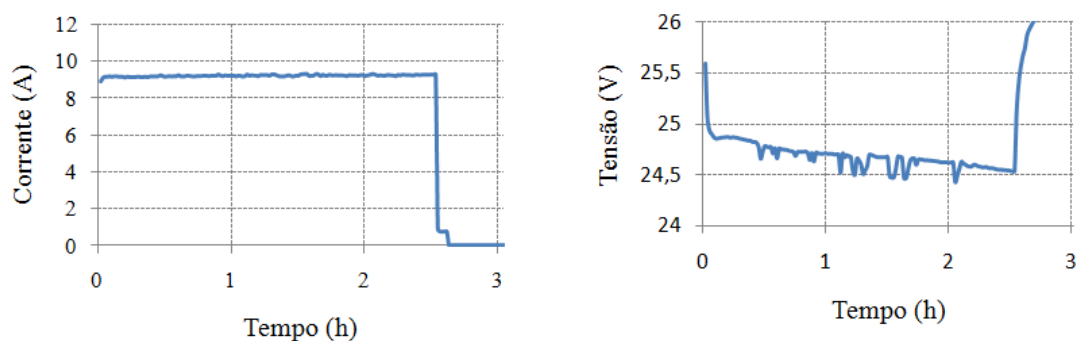


Figura 4.8: Gráfico de corrente na entrada do conversor e de tensão na bateria para uma carga de 200 W.

A figura 4.9 apresenta a lógica de controle utilizada pelo controlador de carga durante a realização do ensaio. O eixo vertical da esquerda refere-se à tensão medida nos terminais da bateria e o da direita refere-se à corrente demandada pela carga e a fornecida pelo painel.

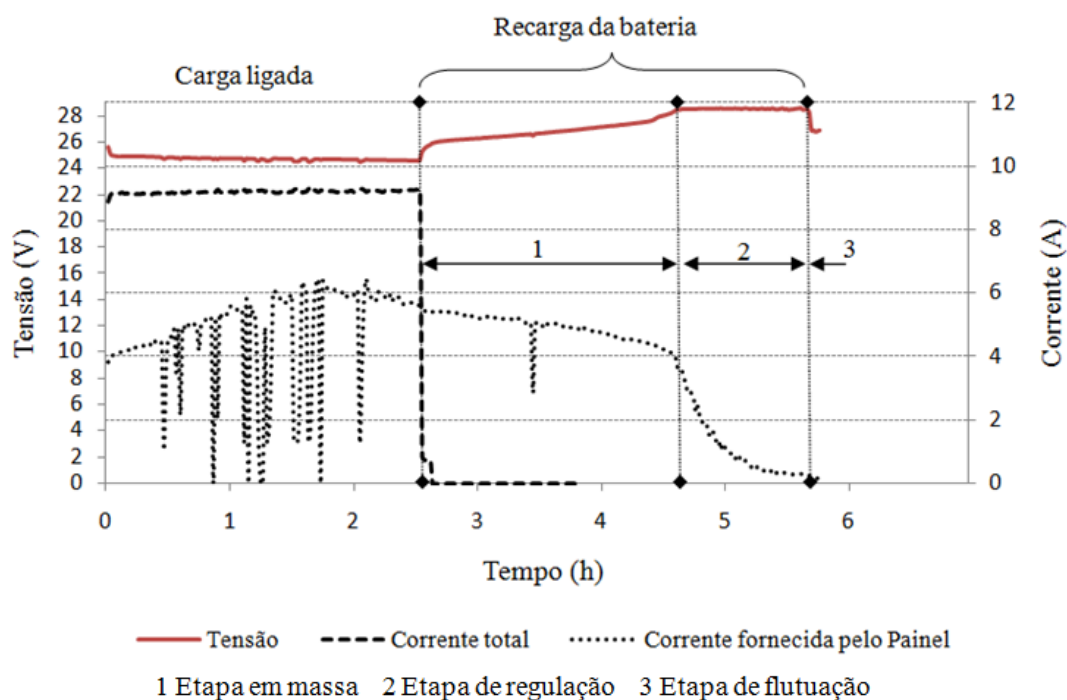


Figura 4.9: Curvas obtidas desde o início do teste até a recarga completa da bateria.

A corrente total é igual a soma da corrente fornecida pelo painel mais a fornecida pela bateria, ou seja é a corrente demandada pela carga. A corrente fornecida pela bateria pode ser obtida pela diferença entre o total fornecido e a corrente fornecida pelo arranjo fotovoltaico.

Inicialmente o controlador de carregamento teve seus parâmetros ajustados, onde a tensão de flutuação foi ajustada para 26,6 V e a tensão de regulação para 28,4 V. Os valores verificados no gráfico correspondem a 26,8 V e 28,5 V, respectivamente.

Na etapa 1, em massa, a tensão é incrementada ao longo do tempo, enquanto que a corrente é a máxima fornecida pelo arranjo fotovoltaico. A corrente verificada no gráfico está diminuindo ao longo do tempo, pois a recarga da bateria ocorreu na parte da tarde, momento em que a irradiância solar tem sua intensidade diminuída. Ao chegar ao limite da tensão em massa, o controlador passa para a etapa de regulação, etapa 2 no gráfico.

Na etapa de regulação, a tensão é mantida constante durante o período de 1 hora, enquanto que a corrente é reduzida de forma gradual, até que se alcance a capacidade total da bateria. À medida que a capacidade total da bateria vai sendo alcançada, um diodo emissor de luz (*led*) oscila entre ligado e desligado, até 5 vezes. Neste ponto o controlador passa para a etapa 3.

A etapa de flutuação corresponde ao momento em que o controlador envia pulsos à bateria, por meio da técnica de modulação por largura de pulso (PWM). Quando a tensão nos terminais da bateria alcançar o nível que foi ajustado, o controlador deixa de enviar pulsos ao banco de bateria, indicando que o mesmo está recarregado. A tabela 4.3 apresenta os valores médios de tensão e corrente que foram medidos durante o ensaio.

Tabela 4.3: Valor médio dos dados de tensão e corrente no momento em que a carga estava ligada e na recarga da bateria.

	Carga ligada	Recarga da bateria
Tensão média (V)	25,59	27,37
Corrente média (A)	4,15	3,55

A tensão foi medida nos terminais da bateria durante o tempo em que a carga estava ligada e após desligar a carga, momento em que se restabelecia a carga da bateria. A corrente medida é a gerada pelo painel fotovoltaico.

A tabela 4.4 apresenta os dados referentes à energia em Wh e os rendimentos obtidos para os componentes do sistema.

Tabela 4.4: Energia e rendimento do sistema para carga de 200 W durante o dia.

Teste com 2h30min de duração		
P _c - Lâmpadas – 100 W	2	
Energia (Wh)	Wh	Ah
Es - Energia disponível pelo sol	2215,9	-
Ep - Energia convertida pelo painel	307,34	12,01
Ebs - Energia fornecida pela bateria	268,70	10,50
Et - Energia fornecida à carga	576,04	22,51
Ec - Energia consumida pela carga	463,75	18,12
Ebr - Energia para recarregar a bateria	308,78	11,28
Rendimento	(%)	
$\eta_{conversor}$	80,51	
$\eta_{bateria}$	87,02	
η_{painel}	13,87	
η_{Global}	9,72	

4.3.2 Medição para uma carga de 200 W durante a noite

O teste foi realizado em 12 de Agosto e teve duração de 2h30min. O banco de bateria utilizado é o denominado A9/B9, conectado ao conversor 7.

A potência medida para a carga foi calculada conforme equação 4.4.

$$\begin{aligned}
 P_c &= VI \\
 P_c &= 120,7 \times 1,535 = 185,3 \text{ W} \\
 P_{\text{lâmpada}} &= 92,65 \text{ W}
 \end{aligned}
 \tag{4.4}$$

O gráfico da figura 4.10 apresenta a potência fornecida pelo painel e a potência disponível pelo sol durante o período de recarga da bateria. A medição teve início às 18h30min e finalizado às 21h00min. Esse gráfico foi obtido por meio dos dados da estação meteorológica e pelos valores medidos de tensão e corrente do painel, no dia seguinte à realização do ensaio.

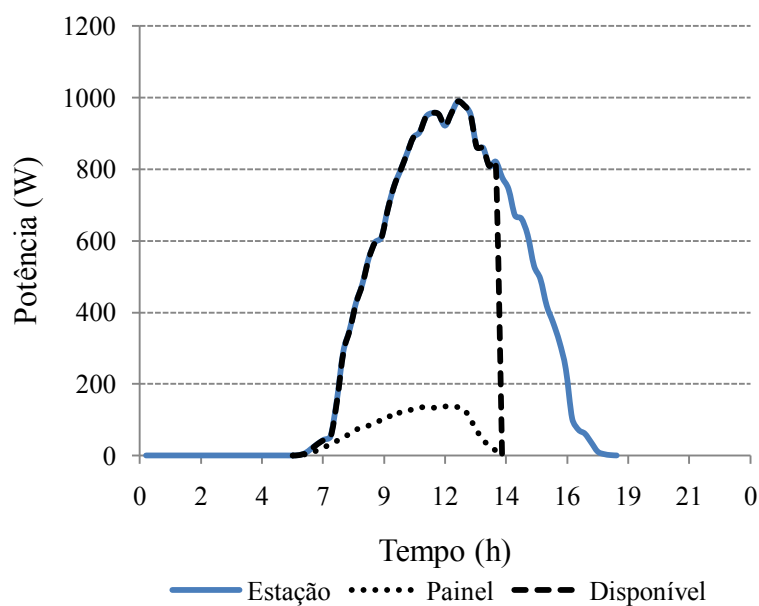


Figura 4.10: Potência para recarregar o banco de bateria.

Durante o período em que a carga ficou ligada, a tensão nos terminais da bateria foi diminuindo e a corrente fornecida para a carga sofreu um incremento, pois a potência demandada pela carga é constante. A tensão sofreu uma redução de 1,24 V e a corrente um aumento de 0,46 A, durante o tempo em que a carga ficou ligada. A figura 4.11 demonstra esse fato.

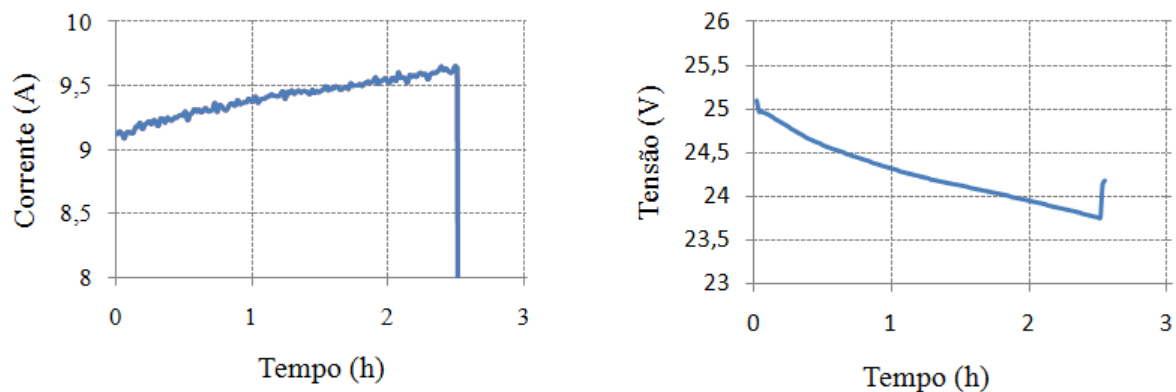


Figura 4.11: Gráfico de corrente e de tensão para uma carga de 200 W, à noite.

A figura 4.12 apresenta a lógica de controle utilizada pelo controlador de carga durante a realização do teste e no momento de recarga da bateria, no dia seguinte. O eixo vertical da esquerda refere-se à tensão medida nos terminais da bateria e o da direita refere-se à corrente fornecida pelo painel para recarregar a bateria.

No momento em que a carga está consumindo energia, período noturno, o painel não contribui com o fornecimento de energia. O intervalo de tempo entre o momento em que a carga foi desligada até o início da recarga da bateria foi desconsiderado no gráfico, por não ter contribuição energética.

Uma característica que pode ser observada no gráfico da figura 4.12, durante a etapa 1, é o fato da corrente fornecida pelo painel ser máxima até o momento em que se passa para a etapa de regulação.

Comparando esse gráfico com o obtido para a carga sendo utilizada durante o dia, percebe-se que o tempo de recarga da bateria é maior quando se utiliza cargas no período da noite. Isso é explicado pelo fato da profundidade de descarga do banco de baterias ser maior.

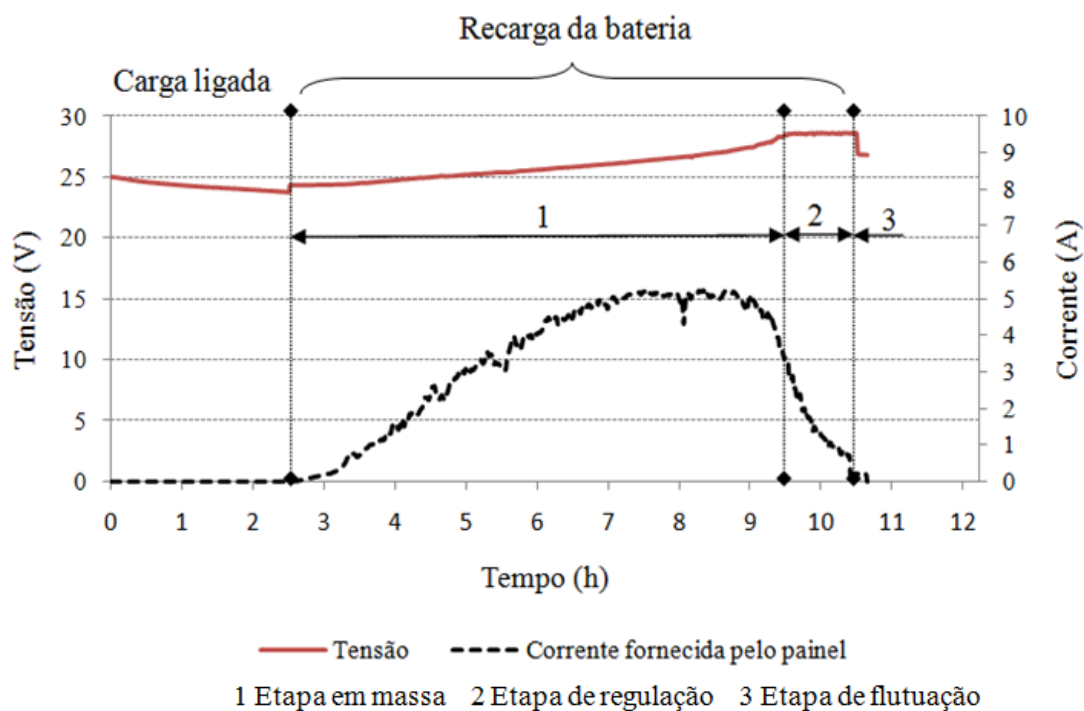


Figura 4.12: Curvas obtidas desde o início do teste até a recarga completa da bateria.

A tabela 4.5 apresenta os valores médios de tensão e corrente que foram medidos durante o teste. A corrente média refere-se ao valor fornecido pelo painel durante o ensaio.

Tabela 4.5: Valor médio dos dados de tensão e corrente no momento em que a carga estava ligada e na recarga da bateria.

	Carga ligada	Recarga da bateria
Tensão média (V)	24,26	26,08
Corrente média (A)	0	3,05

A tensão foi medida nos terminais da bateria durante o tempo em que a carga estava ligada e após desligar a carga, momento em que se restabelecia a carga da bateria. A corrente medida é a obtida pelo painel.

A tabela 4.6 apresenta os dados referentes à energia em Wh e os rendimentos obtidos para os componentes do sistema, para um perfil de carga sendo utilizado durante a noite. O rendimento do painel foi obtido durante a recarga da bateria.

Tabela 4.6: Energia e rendimento do sistema para carga de 200 W durante a noite.

Teste com 2h30min de duração		
P _c - Lâmpadas – 100 W	2	
Energia (Wh)	Wh	Ah
Es - Energia disponível pelo sol	4868,96	-
Ep - Energia convertida pelo painel	648,87	24,88
Ebs - Energia fornecida pela bateria	574,14	23,66
Et - Energia fornecida à carga	574,14	23,66
Ec - Energia consumida pela carga	463,25	19,09
Ebr - Energia para recarregar a bateria	648,96	25,04
Rendimento	(%)	
$\eta_{conversor}$	80,69	
$\eta_{bateria}$	88,50	
η_{painel}	13,33	
η_{Global}	9,51	

4.3.3 Medição para uma carga de 500 W durante o dia

O teste foi realizado no dia 16 de Agosto e teve duração de 1 hora. O banco de bateria utilizado é o denominado A9/B9, conectado ao conversor 7.

A potência consumida pela carga é a potência ativa. A tensão de saída foi verificada como sendo 119,4 V_{CA}, valor constante independente da variação no lado CC. A corrente medida foi de 3,82 A_{CA}, dessa forma a potência da carga (P_c) é calculada conforme equação 4.5.

$$\begin{aligned}
 P_c &= VI \\
 P_c &= 119,4 \times 3,82 = 456,11 \text{ W} \\
 P_{\text{lâmpada}} &= 91,22 \text{ W}
 \end{aligned}
 \tag{4.5}$$

A medição teve início às 12h01min e sendo finalizada às 13h01min. A tabela 4.7 apresenta os valores médios de tensão e corrente fornecida pelo painel durante o teste.

Tabela 4.7: Valor médio dos dados de tensão e corrente no momento em que a carga estava ligada e na recarga da bateria.

	Carga ligada	Recarga da bateria
Tensão média (V)	24,11	26,11
Corrente média (A)	5,32	2,71

A tabela 4.8 apresenta os dados referentes à energia em Wh e os rendimentos obtidos para os componentes do sistema.

Tabela 4.8: Energia e rendimento do sistema para carga de 500 W para carga durante o dia.

Teste com 1 hora de duração		
P _c - Lâmpadas – 100 W	5	
Energia (Wh)	Wh	Ah
Es - Energia disponível pelo sol	947,84	-
Ep - Energia convertida pelo painel	132,6	5,50
Ebs - Energia fornecida pela bateria	378,52	15,69
Et - Energia fornecida à carga	510,97	21,19
Ec - Energia consumida pela carga	456,11	18,91
Ebr - Energia para recarregar a bateria	490,86	18,79
Rendimento	(%)	
$\eta_{\text{conversor}}$	89,26	

$\eta_{bateria}$	77,09
η_{painel}	13,55
η_{Global}	9,63

4.3.4 Medição para uma carga de 500 W durante a noite

O teste foi realizado no dia 17 de Agosto e teve duração de 1 hora. O banco de bateria utilizado é o denominado A9/B9, conectado ao conversor 7. A figura 4.13 apresenta o ensaio realizado.



Figura 4.13: Ensaio com 5 lâmpadas de 100 W cada.

A potência consumida pela carga é a potência ativa. A tensão de saída foi verificada como sendo 119,3 V_{CA}, valor constante independente da variação no lado CC. A corrente medida foi de 3,785 A_{CA}, dessa forma a potência da carga (P_c) é calculada conforme equação 4.6.

$$\begin{aligned}
 P_c &= VI \\
 P_c &= 119,3 \times 3,785 = 451,55 \text{ W} \\
 P_{lâmpada} &= 91,22 \text{ W}
 \end{aligned}
 \tag{4.6}$$

A tabela 4.9 apresenta os valores médios de tensão e corrente fornecida pelo painel durante o teste.

Tabela 4.9: Valor médio dos dados de tensão e corrente no momento em que a carga estava ligada e na recarga da bateria.

	Carga ligada	Recarga da bateria
Tensão média (V)	23,98	26,18
Corrente média (A)	0	1,11

A tabela 4.10 apresenta os dados referentes à energia em Wh e os rendimentos obtidos para os componentes do sistema. O rendimento do painel foi obtido durante a recarga da bateria.

Tabela 4.10: Energia e rendimento do sistema durante a noite.

Teste com 1 hora de duração		
P _c - Lâmpadas – 100 W	5	
Energia (Wh)	Wh	Ah
Es - Energia disponível pelo sol	4776,47	-
Ep - Energia convertida pelo painel	672,74	26,38
Ebs - Energia fornecida pela bateria	493,98	20,59
Et - Energia fornecida à carga	493,98	20,59
Ec - Energia consumida pela carga	451,55	18,83
Ebr - Energia para recarregar a bateria	672,74	24,17
Rendimento	(%)	
$\eta_{conversor}$	91,41	
$\eta_{bateria}$	73,43	
η_{painel}	14,08	
η_{Global}	9,45	

4.3.5 Medição para um perfil de carga variável

O teste foi realizado no dia 20 de Agosto e teve duração de 33 minutos. O banco de bateria utilizado é o denominado A9/B9, conectado ao conversor 7. A figura 4.14 apresenta o perfil de carga variável.

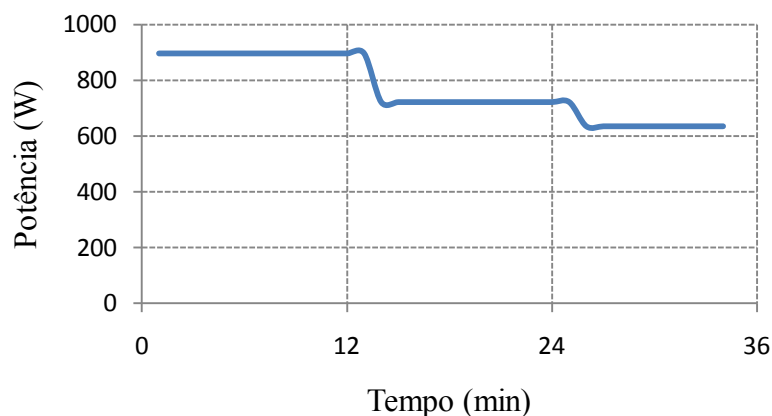


Figura 4.14: Perfil de carga variável.

Inicialmente foram ligadas 9 lâmpadas, potência de 900 W, após 12 minutos foram reduzidas a 8 lâmpadas, 800 W e finalmente foram reduzidas à 7 lâmpadas, 700 W. A variação no perfil de carga foi necessário devido à queda de tensão nos terminais da bateria que ocasionou um aumento na corrente para compensar. Esse incremento da corrente não seria suportado pelo controlador de carga, por isso parte da carga foi desconectada do arranjo à medida que a tensão diminuía.

A figura 4.15 apresenta o comportamento da tensão nos terminais da bateria durante o teste.

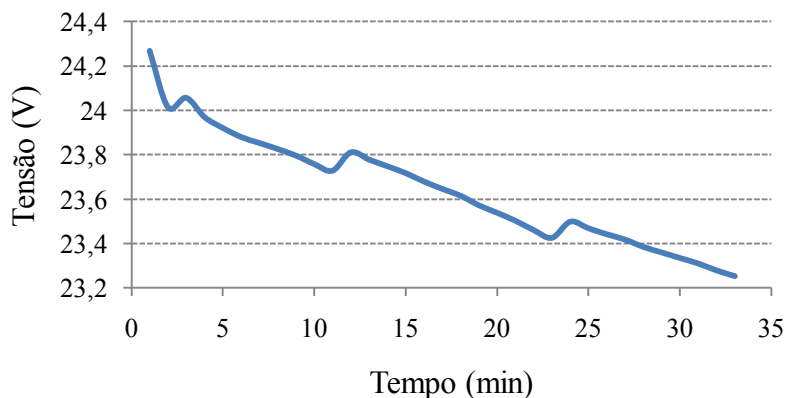


Figura 4.15: Comportamento da tensão para um perfil de carga variável.

A tensão média durante a descarga da bateria foi de 23,64 V e durante a recarga de 26,33 V. A tabela 4.11 mostra os fluxos de energia para o sistema durante a realização das medições.

Tabela 4.11: Energia e rendimento do sistema, perfil variável.

Teste com 33 minutos de duração		
P _c - Variável	-	
Energia (Wh)	Wh	Ah
Es - Energia disponível pelo sol	508,83	-
Ep - Energia convertida pelo painel	70	2,96
Ebs - Energia fornecida pela bateria	444,16	18,78
Et - Energia fornecida à carga	514,16	21,75
Ec - Energia consumida pela carga	418,4	17,69
Ebr - Energia para recarregar a bateria	545,4	20,71
Rendimento	(%)	
$\eta_{conversor}$	81,38	
$\eta_{bateria}$	81,44	
η_{painel}	13,76	
η_{Global}	9,11	

Na tabela 4.12 são mostrados os dados obtidos durante os testes para os perfis de carga diário, noturno e variável. Para efeito de comparação os dados são dispostos verticalmente. Nessa tabela, a potência da carga é a potência medida durante o experimento. A energia convertida pelo painel, para o período noturno, refere à energia convertida para a recarga da bateria que ocorre no dia seguinte ao ensaio.

Tabela 4.12: Resumo com os diferentes perfis de carga adotados para realização dos testes.

Carga	Durante o dia	Durante a noite	Durante o dia	Durante a noite	Carga variável
Pc-Potência da carga (W)	185,5	185,3	456,11	451,55	418,4
Energia (Wh)					
Es - Energia disponível pelo sol	2215,9	4868,96	947,84	4776,47	508,83
Ep - Energia convertida pelo painel	307,34	648,87	132,6	672,74	70
Ebs - Energia fornecida pela bateria	268,7	574,14	378,52	493,98	444,16
Et - Energia fornecida à carga	576,04	574,14	510,97	493,98	514,16
Ec - Energia consumida pela carga	463,75	463,25	456,11	451,55	418,4
Ebr - Energia para recarregar a bateria	308,78	648,96	490,86	672,74	545,4
Rendimento (%)					
$\eta_{conversor}$	80,51	80,69	89,24	91,41	81,38
$\eta_{bateria}$	87,02	88,47	77,11	73,43	81,44
η_{painel}	13,87	13,33	13,99	14,08	13,76

A energia disponível pelo sol é a energia medida durante a realização do ensaio. Para os casos onde se tem o perfil de carga durante a noite, a energia disponível pelo sol é a energia fornecida para recarregar as baterias.

Os dados referentes à eficiência, consumo e potência da carga são mostrados na tabela 4.13. Essa tabela é usada para comparar os diversos valores de rendimento dos equipamentos. Por meio da multiplicação das eficiências obtêm-se o rendimento global.

Tabela 4.13: Valores de eficiência calculados com os dados obtidos dos testes.

Lâmpadas	Período	Carga (W)	Consumo (Wh)	$\eta_{conversor}$	$\eta_{bateria}$	η_{painel}	η_{Global}
2	Dia	185,5	463,75	80,51	87,02	13,87	9,72
2	Noite	185,3	463,25	80,69	88,47	13,33	9,51
5	Dia	456,11	456,11	89,24	77,11	13,99	9,63
5	Noite	451,55	451,55	91,41	73,43	14,08	9,45
Variável	Dia	Variável	418,4	81,38	81,44	13,76	9,11

Para o perfil de carga variável foi mantida a corrente máxima que o controlador de carga suportava (40A), sendo necessário desligar algumas lâmpadas no decorrer do experimento. Inicialmente 9 lâmpadas foram ligadas, mas a tensão nos terminais da bateria sofre redução e consequentemente a corrente fornecida à carga aumenta para manter a potência constante. Com isso desligou-se uma lâmpada e após 12 minutos outra lâmpada foi desligada.

A energia consumida pela carga para um mesmo perfil foi igual, mas ao comparar com outro perfil de carga foi levemente diferente. Esse fato pode ter sido ocasionado pelo tempo que efetivamente a energia consumida pela carga foi medida.

4.4 Discussão do rendimento

4.4.1 Rendimento do inversor

A eficiência de conversão obtida está de acordo com a curva fornecida pelo fabricante do equipamento. Verifica-se que para cargas com o mesmo consumo o rendimento é o mesmo. Na figura 4.16 é apresentada, novamente, a curva do inversor para facilitar na comparação dos dados.

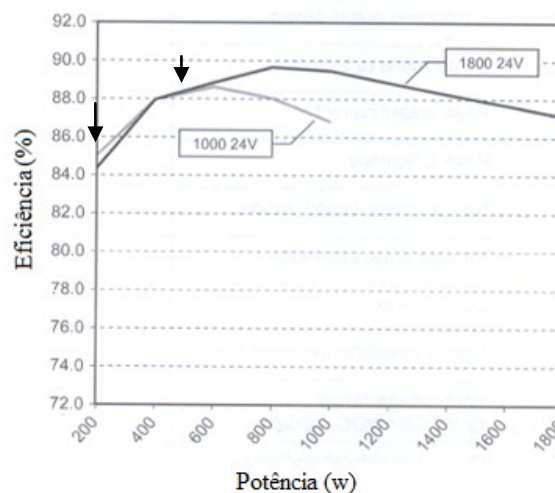


Figura 4.16: Curva de eficiência do inversor com indicação da potência utilizada.
(fonte: XANTREX, 2002)

As setas indicam o ponto de operação do conversor para cargas de 200 W e 500 W. Conforme pode ser visto na curva de eficiência do inversor, para potências menores que 200 W, a eficiência deve ser menor que 85% e para valores entre 400 a 800 W deve ter o melhor

aproveitamento. De fato é o que se verifica por meio dos valores da tabela 4.13, na qual para potências de 185,5 W e 456,11 W se tem uma eficiência de 80,51% e 89,24% respectivamente.

A eficiência de conversão considerando a potência nominal do equipamento (1000 W) não foi obtida, pois o controlador de carga, que é utilizado para medir o consumo e a corrente drenada pela carga, não suporta correntes maiores que 40 A.

Portanto, os dados referentes à eficiência de conversão fornecida pela curva do fabricante são parâmetros precisos e podem ser utilizados no dimensionamento do sistema ao considerar o perfil variável de carga. O valor de 90% que é indicado, pela literatura, como sendo um parâmetro para o dimensionamento do sistema se mostra inadequado, pois não considera o perfil variável de utilização da carga. Considerando os 3 perfis de carga ensaiados, em 3 deles obteve-se rendimento próximo a 80%, e somente em 2 próximos a 90%.

4.4.2 Rendimento da bateria

Pode ser verificado na tabela 4.13 que o perfil de carga afeta o rendimento das baterias. Quanto maior a potência da carga, menor o rendimento obtido, esse fato pode ser minimizado ao usar a carga durante o dia.

Segundo Luiz Horácio Vera, em sua tese sobre a análise do impacto do comportamento de baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos, o rendimento energético de um banco de baterias deve estar entre 75 a 85% (VERA, 2009). Os testes realizados apresentam valores próximos da faixa mencionada, variando de 73 a 88%.

Para elevadas correntes, as perdas por resistências ôhmicas são acentuadas. Correntes elevadas causam uma maior queda de tensão, reduzindo dessa forma a capacidade da bateria.

4.4.3 Rendimento do painel fotovoltaico

A eficiência de conversão do módulo fotovoltaico está de acordo como valor informado pelo fabricante. Os testes revelaram um rendimento médio de 13,80 %, sendo o menor valor

dentre os que foram obtidos para os componentes do sistema. Novas técnicas e novos materiais de construção de painéis vêm sendo estudados para aumentar o rendimento.

Verificação de custos do sistema

4.4.4 Rendimento global

O rendimento global pode ser calculado por meio da multiplicação dos vários rendimentos obtidos. O pior rendimento foi observado para o perfil de carga variável, com 9,11%. Os valores encontrados são inferiores ao verificado na literatura que é de 10% (CRESESB, 1999).

4.5 Verificação do custo do sistema

A tabela 4.14 apresenta o valor de mercado dos componentes do sistema.

Tabela 4.14: Preço dos componentes do sistema fotovoltaico.
(fonte: Solenerg – modificado: Disponível em <www.solenerg.com.br>)

Modelo	Módulos fotovoltaicos	Baterias	Controlador	Suporte para módulos	Inversor para corrente alternada	
R40W12*	769,00	278,00	108,00	344,00	140,00	150 W
R60W12	1.067,00	440,00	108,00	374,00	140,00	150 W
R87W12	1.361,00	581,00	184,00	419,00	140,00	150 W
R130W12	1.846,00	805,00	184,00	463,00	245,00	320 W
R174W12	2.722,00	1162,00	184,00	523,00	245,00	320 W
R260W12	3.692,00	1610,00	491,00	628,00	245,00	320 W
R390W12	5538,00	2415,00	491,00	716,00	439,00	560 W
R520W12	7.384,00	3220,00	870,00	731,00	898,00	1.000 W

*Notação utilizada pela fonte consultada para especificação dos módulos fotovoltaicos.

Pode ser verificado por meio da tabela que o preço por watt (R\$/W) sofre uma redução considerável para os módulos fotovoltaicos com o fornecimento de potência mais elevado, representando um custo menor para o sistema. Para um módulo de 40 W, o custo de cada Watt corresponde a R\$ 19,20 e para um módulo de 520 W o custo é equivalente a R\$ 14,20. Verifica-se também que as baterias próprias para sistemas fotovoltaicos, baterias de ciclo profundo, apresentam um custo elevado considerando o custo total do sistema. Para o sistema que foi estudado o custo total é da ordem R\$ 8.000,00.

Contribuições para futuros trabalhos

O sistema fotovoltaico não fornece potência reativa. Quem desempenha esse papel é o conversor CC/CA, com isso um assunto importante a ser estudado envolve o uso de cargas que necessitam de potência reativa para seu perfeito funcionamento. A proposta é verificar o rendimento do inversor nessa situação.

Um fator que influencia no rendimento global do sistema está relacionado com o ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico. Como tema para continuação deste trabalho na verificação do rendimento do sistema, proponho que seja feito ensaios fazendo ajustes na inclinação dos painéis.

5 CONCLUSÕES

O mundo apresenta um cenário de crescimento dos sistemas de geração fotovoltaica para os próximos anos. No Brasil foi verificado que a utilização de painéis fotovoltaicos ainda está ocorrendo de forma tímida. O governo tem atuado no sentido de criar programas para atender, principalmente, a população rural de baixa renda.

O crescimento dos sistemas fotovoltaicos que é esperado para os próximos anos pode ser justificado em parte pelo desenvolvimento tecnológico para obtenção de novos materiais para construção de módulos fotovoltaicos mais eficientes. Com o desenvolvimento tecnológico e com a utilização em massa pelos países de primeiro mundo, com destaque para a União Europeia, o preço da energia gerada pelo sistema fotovoltaico vem sofrendo reduções.

A medição do recurso solar foi obtida por meio da estação meteorológica do laboratório, os dados obtidos foram comparados com os fornecidos pelo programa SUNDATA. Comprovou-se que, mesmo sem certificação a estação fornece dados comparáveis aos das estações certificadas.

Por meio dos testes realizados, obteve-se a informação sobre o ponto ótimo de operação do conversor para se ter o melhor rendimento, indicando que a região de operação está entre o perfil mínimo e máximo de carga. O dimensionamento do conversor deve ser feito considerando o ponto ótimo de sua curva. O superdimensionamento do conversor se mostra inadequado, pois o sistema se torna menos eficiente, considerando que ele possui um preço de mercado que é relativamente baixo ao se comparar com o valor total do sistema.

O rendimento do sistema foi verificado como sendo um valor menor que o informado pela literatura. E ao utilizar a curva de carga o sistema apresentou períodos em que se tem um rendimento melhor. Nos momentos em que o sistema de armazenamento é muito exigido, perfil de carga durante a noite, o rendimento verificado foi menor, evidenciando que a capacidade da bateria é reduzida com o aumento da taxa de descarga.

Quando se tem um perfil de carga sendo utilizado durante o dia, a capacidade necessária do banco de baterias pode ser reduzida. Ao considerar o perfil de carga distribuído ao longo do

tempo, essa redução fica mais acentuada. Outro ponto a ser considerado é o fato de se poder aumentar a quantidade de painéis, com isso a energia total convertida pelo painel será maior reduzindo ainda mais o banco de baterias.

Foi constatado que a curva de carga possui influência sobre o sistema. Se o perfil de carga é utilizado durante o período em que há sol, então é possível fazer uma redução no sistema de armazenamento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAVIDRO (2009). O vidro plano: *Revista mensal da Associação Brasileira de Distribuidores e Processadores de Vidros Planos*, Agosto 2009. Disponível em: <www.ovidroplano.com.br>. Acesso em: 25 de agosto de 2010.

Agência Internacional de Energia (IEA). (2002). *World Energy Outlook 2008*. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 6 de Agosto de 2010.

_____. (2006). *IEA Photovoltaic Power Systems Programme*. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org>>. Acesso em: 30 de março de 2006.

_____. (2005). *Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2004*. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org>>. Acesso em: agosto 2010.

_____. (2009). Technology Roadmap: *Solar photovoltaic energy*. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf>. Acesso em: 6 agosto 2010.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL). (2005). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 2ª Edição. ANEEL, Brasília.

_____. (2008). Agência Nacional de Energia Elétrica: *Atlas de energia elétrica do brasil*. 3. ed. Brasília.

Associação Brasileira de Normas Técnicas. (2006). *NBR 10899: Conversão fotovoltaica de energia solar - Terminologia*. ABNT, Rio de Janeiro.

_____. (1999). *NBR 14298: Sistemas fotovoltaicos – Banco de baterias -Dimensionamento*. ABNT, Rio de Janeiro.

Confederação nacional da indústria (CNI). (2007). Disponível em: <<http://www.cni.org.br>>. Acesso em: 16 Agosto 2010.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). (1999). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. CEPEL, Rio de Janeiro.

_____. (2005) *Energia solar: princípios e aplicações*. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2005.

_____. (2007). *Energia solar: Princípios e aplicações*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.pdf>. Acesso em: 10 Agosto 2010.

_____. (2008). Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/informe13.pdf>>. Acesso em: 20 Julho 2010.

ELECTRÓNICA, (2010). Disponível em: <www.electronica-pt.com>. Acesso em: 3 de Julho de 2010.

ELETROBRAS. Programa Luz para Todos, (2008). Disponível em: <<http://www.eletrobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMIS32AB99AAPTBRIE.htm>>. Acesso em: 6 Agosto 2010.

European Photovoltaic Industry Association (EPIA). (2008): Solar Generation. Disponível em: <www.epia.org>. Acesso em: 16 Agosto 2010.

_____. (2010). *European Photovoltaic Industry Association*. Disponível em: <http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/public/Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_until_2014.pdf>. Acesso em: 5 Agosto 2010.

Ghensev, A. (2006). *Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas*. Universidade Federal de Lavras. Lavras.

Gimaraes, C. O. *Avaliação do rendimento da bateria chumbo ácido em um sistema. universidade de brasília*. Trabalho de iniciação científica - UnB. Brasília. 2007.

IEEE STD (1998). *IEEE Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety*.

_____. (2003). *IEEE recommended practice for testing the performance of stand-alone photovoltaic systems*. IEEEExplore, 2003. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/Xplore>>. Acesso em: 7 Abril 2010.

IEI. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil (2009)*: Panorama da Atual Legislação. International Energy Initiative para a América Latina. Campinas-SP.

IPCC (2007). *Panel on Climate Change Intergovernmenta*. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch>>. Acesso em: 10 Junho 2010.

JACKSON, F. (2007). *Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers*. 2. ed. Berlin.

Pinho, J. T. (2008). *Soluções energéticas para a amazônia*. Ministério de minas e energia. Brasília.

KYOCERA (2006). *Catálogo do painel solar KC 45*.

MACIEL, N. F. (2008). *Energia solar para o meio rural - Fornecimento de eletricidade*. Viçosa: CPT.

MARKVART, T.; CASTAFIER, L (2003). *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Reino Unido: Elsevier.

MBIPV (2008). *Malaysia Building Integrated Photovoltaics projec*. Disponível em: <<http://www.mbipv.net.my>>. Acesso em: 2 de Julho de 2010.

MESSENGER, R.; VENTRE, J. (2004). *Photovoltaic systems Engineering*. 2. ed. Florida.

MME. Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. MME. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>>. Acesso em: 6 Agosto 2010.

MOURA (2006). *Catálogo de especificações técnicas da bateria Moura Clean 12MC63*.

_____. (2010), A. *Especificações técnicas da bateria Moura Clean 12MC63*. Disponível em: <<http://www.moura.com.br/>>. Acesso em: 26 Junho 2010.

OLIVEIRA, H. E. (2008). *Tecnologia fotovoltaica em filmes finos: Películas delgadas*. Universidade Federal de Lavras. Lavras.

PEREIRA, E. B. (2006). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 1. ed. São José dos Campos: INPE.

REZENDE, S. M. (2004). *Materiais e dispositivos eletrônicos*. 2. ed. São Paulo: Editora Livraria da Física.

SCHEER, H. (2002). *Economia Solar Gobl. Estratégia para a Modernidade Ecológica*. Rio de Janeiro: CEPTEL.

SEVERINO, M. M. *Avaliação técnico-econômico de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da amazônia*. distrito Federal: [s.n.], 2008.

SHAYANI, R. A (2006). *Medição do Rendimento de um Sistema Fotovoltaico Isolado utilizando Módulos de 32 células*. Distrito federal.

SNL (1995). *Sandia National Laboratories: Stand-alone photovoltaic technology and systems - A handbook of recommended design practices*.

VERA, L. H. (2009). *Análise do Impacto de comportamento de baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos*. Universidade do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.

XANTREX (2002). *Manual de instalação e operação - Controlador de CC multifunções série C*. Disponível em: <<http://www.xantrex.com>>. Acesso em: 26 de Junho de 2010.

_____. (2002). *Xantrex sine wave inverter 1000/1800*.

APÊNDICE

Código desenvolvido para calcular a média da potência a cada 15 minutos. Ele calcula outras informações e mostra alguns gráficos. As variáveis de entrada são definidas em uma tabela do Excel.

```
clc %limpa a tela
clear all %zera as variáveis
% Calcula a média dos dados de 1 mim para 15 mim
% lendo arquivos
load tempo %colocar dados na ordem: tempo, irradiância
load cor % colocar os dados na ordem: corrente, tensão
load radtotal % ler arquivo coma irradiância total

%Nomeando as variáveis
t=tempo(:,1);%lendo a primeira coluna relacionada ao tempo
rad=tempo(:,2);%lendo a segunda coluna relacionada irradiância
corrente=cor(:,1);% corrente
volt=cor(:,2);% tensão
irradiancia=radtotal;

%plotando dados de entrada

subplot(3,2,1)
plot(radtotal)%plotando irradiância
TITLE('Irradiância W/m2-Estação')% título do gráfico

%Arquivo de corrente
subplot(3,2,2)
plot(corrente,'r')
TITLE('Corrente (A), medida a cada 1mim')

%Verificando tamanho dos vetores
tamanho_tempo=length(t)% verifica o tamanho do vetor
tamanho_rad=length(rad)
tamanho_corrente=length(corrente)
tamanho_volt=length(volt)
valor_max_rad=max(rad)%Ponto de máxima potência
media_rad=mean(rad)%Irradiância média

%Calcula a potência
potencia=corrente.*volt; %calcula a potência ponto a ponto
media_potencia=mean(potencia)%calcula a potência média

%Calcula a média para 15 mim
contador0=0;
i=15;
d=1;
for b=1:1:length(rad)
    soma =0;
    contador1=0;
    for c=d:1:i
```

```

        soma=soma + potencia(c);% soma acumulada
        contador1=contador1+1;
    end
    d=d+15;
    i=i+15;
    media(b)=soma/15; %calcula a média
    contador0= contador0+1;

end

potencia_ajustada=contador0 % verificar o tamanho do vetor corrente que foi ajustado

%compara os gráficos

hold all
subplot(3,2,3)
plot(t,media,'r')%gráfico da potência ajustada
hold all
plot(t,rad)
TITLE('Comparação dos gráficos')
legend('carga','irradiância'); % legenda
XLABEL('tempo')
YLABEL('Potência W/m2')

subplot(3,2,4)
plot(t,media,'r')
TITLE('Potência ajustada para 15 mim')

%calcula eficiência do painel

B=rad'; %faz a trasposta do vetor rad
A=media';
eficiencia =100*(media)./(1.18272*B); %calcula a eficiência dividindo ponto a ponto
eficiencia_media=mean(eficiencia)% calcula eficiência média
subplot(3,2,5)
plot (t,eficiencia)% gráfico de eficiência
TITLE('Eficiência')
YLABEL('Eficiencia (%)')

%calcula energia
es=1.18272*rad.*(15/60);
energia_sol=sum(es)
ep=media'.*(15/60);
energia_painel=sum(ep)

figure

plot(t,media,'r')%gráfico da potencia ajustada
hold all
plot(t,rad)
TITLE('Comparação dos gráficos')
legend('carga','irradiância'); % legenda
XLABEL('tempo')
YLABEL('Potência W/m2')

```