

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
(USP)
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(IEE, EP, IF, FEA)

LUÍS GUILHERME MONTEIRO OLIVEIRA

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE CARGA E DESCARGA EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DOMICILIARES

São Paulo
2005

LUÍS GUILHERME MONTEIRO OLIVEIRA

**ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE CARGA E DESCARGA EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DOMICILIARES**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - PIPGE (IEE, EP, IF, FEA) da Universidade de São Paulo como pré-requisito para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

São Paulo

2005

AUTORIZO A REPRODUÇÃO PARCIAL E DIVULGAÇÃO TOTAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Catálogo na Publicação

Serviço de Documentação do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia

Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia e

Administração / Instituto de Física

Monteiro, Luís Guilherme Oliveira

Estratégias de Controle de Carga e Descarga em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares / Luís Guilherme Monteiro Oliveira; Orientador Prof. Dr. Roberto Zilles.

São Paulo, 2005.

Dissertação (Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em

Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia e

Administração / Instituto de Física da Universidade de São Paulo.

1. Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares. 2. Estratégias de Controle de Carga. 3. Acumuladores de Energia.

Luís Guilherme Monteiro Oliveira
Estratégias de Controle de Carga e Descarga em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Aprovada em: 29/07/2005

Banca Examinadora

Prof. Dr. Roberto Zilles, Instituto de Eletrotécnica e Energia – USP

Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck Fagá, Instituto de Eletrotécnica e Energia – USP

Prof. João Tavares Pinho, Universidade Federal do Pará - UFPa

A minha família e amigos

“A estrada do bem está cheia de tropeços e dificuldades, mas é por ela que se chega aos campos floridos da felicidade.” (autor desconhecido)



AGRADECIMENTOS

Ao professor Roberto Zilles, pela amizade, orientação competente, paciência, incentivo e oportunidades.

Ao CNPQ – Conselho Nacional Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pela viabilização da bolsa.

Aos professores, funcionários e colegas do PIPGE/IEE/USP em especial ao professor Fagá, Rosa, Júlio, Joaquim, Fábio, Romero, Rafael, Felipe e Hirdan.

Aos amigos Alaan, Federico, Cristina, André, Luciano, Regina, Ivo, Norman, Daniel e Lisita.

Aos meus “irmãos” (Wilson, Pieroni, Cacá, Cazu, Billy, Chumbinho e Bernard), pelo grande apoio, paciência, incentivo e acima de tudo pela nossa sólida amizade construída ao longo dos anos.

Ao meu pai, Roberto, irmãs (Ju e Cau), cunhados (Giordanni e Juninho), tia Ana, Vovó e Nina, pelo apoio e incentivo.

À minha Mãe, fonte de inspiração, luta, dedicação, amor e carinho. Muito obrigado pelo apoio e incentivo incondicionais e acima de tudo pelo exemplo de vida.

Ao laboratório de sistemas fotovoltaicos (LSF/IEE/USP), pela infra-estrutura, financiamento de viagens de campo e montagem do experimento deste trabalho.

À família GREEN/PUC Minas, pelo apoio e incentivo, em especial à Beth, professor Lauro e Sônia, pela amizade e confiança.

RESUMO

Considerando-se a necessidade de otimizar e prolongar a vida útil dos acumuladores de energia em pequenos sistemas fotovoltaicos domiciliares, na presente dissertação apresentam-se a avaliação e a comparação do funcionamento das diferentes estratégias de controle de carga e descarga, ou seja, módulos “auto-regulados”, controle “PWM” e controle “On/Off” durante um período de 14 meses. São apresentados o balanço energético dos sistemas e os resultados, antes e após o período do experimento, dos testes de capacidade dos acumuladores submetidos às distintas estratégias. Adicionalmente, apresentam-se os ensaios e resultados obtidos na avaliação dos pontos de ajustes da desconexão e re-conexão por baixa tensão, DBT e RBT, de cinco controladores de carga comerciais.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares, Estratégias de Controle de Carga e Descarga, Controladores de Carga, Acumuladores de Energia.

ABSTRACT

Considering the necessity to optimize and to increase the useful life of the accumulators of energy in small solar home systems, the present work presented the evaluation and the comparison of the functioning of the different charge and discharge control strategies, namely "self-regulated" PV module control, PWM control and On/Off control, during a period of 14 months. The energy balance of the systems and the results of the capacity tests, before and after the period of the experiment, of the accumulators submitted to the distinct strategies are presented. Additionally, it is presented the tests and results obtained in the evaluation of the setpoints low voltage disconnect and reconnect, DBT and RBT, of five commercial solar charge controllers.

Keywords: Solar Home Systems, Charge and Discharge Control Strategies, Solar Charge Controller, Accumulators.

SUMÁRIO

Apresentação	1
Objetivo	2
Introdução	2
Motivação	6
Metodologia	7
Capítulo I – O Sistema Fotovoltaico Domiciliar	8
1.1. O que é um sistema fotovoltaico domiciliar?.....	8
1.2. Os principais componentes do SFD	9
1.2.1. Gerador fotovoltaico.....	9
1.2.2. Condições padrão de teste e operação dos módulos fotovoltaicos.....	11
1.2.3. Os principais parâmetros elétricos e a curva característica	13
1.2.4. Acumuladores de energia	14
1.2.5. Controladores de carga.....	16
1.2.5.1. Controlador de carga com estratégia de controle “On /Off”	19
1.2.5.2. Controladores de carga com estratégia de controle a tensão constante.....	21
1.2.5.2.1. Controle linear	21
1.2.5.2.2. Controle por modulação de largura de pulso (PWM).....	22
1.2.5.2.3. A importância dos pontos de ajuste de tensão na regulação da carga	24
1.2.5.2.4. Pontos de ajuste de carga - tensão de regulação (TR) e tensão de regulação de reconexão (TRR).....	25
1.2.5.2.5. Compensação de temperatura dos pontos de ajuste de carga	27
1.2.5.2.6. A importância dos pontos de ajuste de tensão na regulação da descarga.....	28
1.2.5.3. Controladores de carga microprocessados	32
1.2.6. Controle auto-regulado.....	34
1.3. Configurações comuns encontradas em SFD	36
1.3.1. SFD sem controlador	36
1.3.2. SFD com controlador	37
1.3.3. SFD exclusivo em CC	37
1.3.4. SFD misto	38
1.3.5. SFD exclusivo em CA.....	38
Capítulo II – O processo de geração e consumo de energia nos SFD	40
2.1. Reações eletroquímicas durante o processo de carga/descarga.....	40
2.2. Processo de carga	41
2.3. Processo de descarga	42
2.4. Efeitos da sobrecarga.....	44
2.5. Efeitos da descarga excessiva.....	45

2.6. Efeitos do processo de ciclagem.....	48
2.7. Efeitos da temperatura.....	52
Capítulo III – Procedimento experimental para análise das diferentes estratégias de controle de carga e descarga.....	54
3.1. Descrição do experimento.....	54
3.1.1. Sensores de corrente e transdutores.....	58
3.1.2. Sistema de aquisição de dados.....	61
3.1.3. Coleta dos dados e armazenamento.....	62
3.1.4. Sistema de “back-up” de energia.....	63
3.1.5. Interruptor horário (Timer).....	63
3.1.6. Integração dos SFD, SAD e instrumentação (sensores, transdutores, timer e relés).....	64
3.1.7. Estação solarimétrica.....	65
3.2. Avaliação da capacidade das baterias.....	68
3.2.1. Fonte de corrente/tensão analógica regulada.....	71
3.2.2. Sensor de corrente (“Shunt”).....	71
3.2.3. Sistema de aquisição de dados e microcomputador (CPU).....	71
3.3. Descrição do experimento para avaliação dos pontos de ajuste de tensão de descarga.....	73
3.3.1. Determinação do ponto de tensão de desconexão da carga (DBT).....	75
3.3.2. Determinação do ponto de tensão de reconexão da carga (RBT).....	77
Capítulo IV – Análise individual e comparativa dos resultados experimentais.....	80
4.1. Sistema fotovoltaico domiciliar 1 (SFD 1).....	80
4.1.1. Análise do controle.....	80
4.1.2. Análise dos ensaios com a bateria.....	86
4.1.2.1. Capacidade inicial, final e residual da bateria.....	86
4.2. Sistema fotovoltaico domiciliar 2 (SFD 2).....	88
4.3. Sistema fotovoltaico domiciliar 3 (SFD 3).....	88
4.3.1. Análise do controle.....	88
4.3.2. Análise dos ensaios com a bateria.....	91
4.3.2.1. Capacidade inicial, final e residual da bateria.....	91
4.4. Sistema fotovoltaico domiciliar 4 (SFD 4).....	92
4.4.1. Análise do controle.....	92
4.4.2. Análise dos ensaios de capacidade da bateria.....	94
4.4.2.1. Capacidade inicial, final e residual da bateria.....	94
4.5. Balanço energético.....	98
Conclusões.....	102
Contribuições da dissertação.....	104
Sugestões para futuros trabalhos.....	104
Referências Bibliográficas.....	105

Apresentação

O presente trabalho encontra-se estruturado da seguinte forma:

Inicialmente, o leitor é introduzido na pesquisa, dando-se uma visão geral do contexto atual, da motivação e da metodologia proposta.

No capítulo I, são apresentados o conceito de sistemas fotovoltaicos domiciliares, suas configurações e seus principais componentes, dando-se maior ênfase aos controladores de carga e as suas distintas estratégias de controle, em particular nos módulos “auto-regulados”.

O capítulo II trata dos processos de carga e descarga em uma bateria e seus principais efeitos de degradação quando os ciclos são excedidos constantemente.

No capítulo III, é apresentado o procedimento experimental para a análise das diferentes estratégias de controle de carga e descarga.

No capítulo IV, por meio de gráficos comparativos, são mostrados as análises e os resultados obtidos no experimento realizado. Esse capítulo é a parte principal da dissertação, pois oferece informações relacionadas com o comportamento de cada estratégia de controle adotada perante as condições de campo e os resultados dos testes de capacidade com as baterias instaladas em cada um dos SFD. Nesse sentido, são realizadas análises individuais dos SFD e seus acumuladores e, posteriormente, uma análise comparativa.

Por último, são apresentadas as conclusões oriundas da pesquisa e suas contribuições. Também se incluem algumas sugestões, recomendações e comentários sobre os resultados obtidos no estudo.

Objetivo

Comparar e avaliar o funcionamento de pequenos sistemas fotovoltaicos domiciliares no que se refere às diferentes estratégias de gerenciamento de carga, ou seja, módulos “auto-regulados”, controle “PWM” e controle “On/Off”.

Verificar, para os controladores disponíveis no mercado, os pontos de ajuste da desconexão por baixa tensão, DBT e Reconexão, RBT, após ocorrer uma DBT.

Introdução

A energia, de uma forma geral, constitui-se de um elemento indispensável para o desenvolvimento social e econômico da humanidade (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003). Ela permeia os diferentes setores da sociedade, bem como as nossas próprias vidas pessoais, ou seja, o uso adequado da energia requer que se levem em consideração tanto as questões sociais quanto as tecnológicas, como enfatizam Hinrichs e Kleinbach (2004). A energia elétrica, por causa de sua grande aplicabilidade em diversos setores, apresenta, ano a ano, demandas crescentes nas áreas urbanas e rurais. Segundo estimativas de instituições internacionais¹, nos países em fase de desenvolvimento, cerca de 2,5 bilhões de pessoas vivem em áreas rurais, sendo que apenas 800 milhões recebem energia elétrica pela rede convencional. O restante da população, em torno de 1,7 bilhão, não possui acesso à rede de distribuição de energia elétrica.

No Brasil, o índice de carência nesse setor atinge 12 milhões². Uma das principais causas desse número significativo de excluídos está na dificuldade de se eletrificar determinadas comunidades que se encontram em localidades geograficamente isoladas, de difícil acesso e, em geral, dispersas uma das outras, sendo, via de regra, inviável economicamente a extensão da rede de distribuição elétrica para essas famílias, que, além das características já mencionadas, apresentam também uma baixa demanda energética. Assim, a eletrificação rural é um grande desafio, tanto para os gestores governamentais quanto para os privados, sobretudo num país no qual parcela significativa da população encontra-se, historicamente, excluída e marginalizada econômica e socialmente.

¹ Conselho Mundial de Energia (World Energy Council) e Banco Mundial (World Bank)

Contudo, com o passar do tempo, várias formas alternativas, como as energias eólica, da biomassa e solar, foram se desenvolvendo e hoje vêm se tornando importantes para o processo de eletrificação rural em locais isolados. Estas alternativas, modulares e descentralizadas, facilitam a produção de energia em pequena escala e não são poluentes na geração, quando utilizadas corretamente.

Entre as fontes renováveis de energia, a energia solar fotovoltaica, ou seja, os denominados sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFD), vem se constituindo como uma das melhores opções de fornecimento de energia elétrica em regiões remotas e de difícil acesso, tanto economicamente quanto em termos de confiabilidade técnica. Esse fato pode ser comprovado por meio dos diversos projetos de eletrificação rural amplamente difundidos internacionalmente.

Em regiões rurais isoladas e sem acesso à rede elétrica convencional, as fontes tradicionais de energia utilizadas para iluminação são, segundo Morante et al. (2001) e Zilles et al. (2000), em geral baseadas em combustíveis fósseis, ou seja, são utilizados pavios de óleo, lâmpadas de querosene e lamparinas a gás, além de velas e lanternas energizadas por pilhas secas, ou primárias. Constata-se que, em algumas residências, aparelhos de televisão são utilizados em conjunto com uma bateria que é recarregada em uma localidade próxima (POSORSKI et al., 2003). É possível perceber, a partir do ponto de vista energético, que essas práticas tradicionalmente utilizadas são ineficientes e onerosas. De acordo com dados coletados por Lorenzo (1997) e Zilles et al. (2000), em algumas comunidades o gasto médio com iluminação e pilhas primárias é de aproximadamente US\$ 10,00 a US\$ 15,00 mensais. Do exposto, segundo Lorenzo (1997), pode-se conjecturar que populações situadas nas mencionadas regiões estariam motivadas e dispostas a utilizar uma tecnologia mais eficaz, como os SFD.

Conforme foi exposto, não se questiona a maturidade técnica da eficiência tecnologia de sistemas fotovoltaicos para atender à demanda de energia elétrica de domicílios dispersos, isolados e distantes da rede de distribuição de energia elétrica. Contudo, diversas experiências acumuladas ao longo dos anos têm mostrado várias barreiras à adoção dos sistemas

² Dados do Ministério de Minas e Energia (2004)

fotovoltaicos domiciliares (LORENZO, 1997; NIEUWENHOUT et al., 2000; ZILLES, 1996, 2000).

Essas barreiras detetadas podem ser classificadas em duas categorias: técnicas e gerenciais. As gerenciais estão relacionadas à operacionalização da manutenção do serviço e da cobrança de tarifa adequada. As técnicas estão associadas à ausência de padrões e procedimentos que garantam a qualidade das instalações e equipamentos que compõem os sistemas.

Muitos pesquisadores (FEDRIZZI, 1997, 2003; DÍAZ et al., 2001; HUACUZ et al., 1995; LORENZO et al., 2000; NIEUWENHOUT et al., 2000; SANTOS, 2002; SERPA, 2001; ZILLES, 1996, 2000) explicitam ocorrência de falhas técnicas identificadas em suas avaliações de campo. Contudo, apesar dos registros oriundos de análises e relatórios técnicos de pesquisadores, pode-se notar que a negligência e os erros técnicos ainda persistem.

Constata-se que entre os componentes que compõem os SFD, as baterias geralmente apresentam um maior número de problemas, seja por falhas internas ocasionadas pelos seus componentes ou por problemas nos dispositivos e estratégias de controle de carga e descarga adotadas.

Esse fato se torna bastante relevante quando é mensurada a participação das baterias nos custos totais do sistema. Em uma primeira análise, o investimento inicial em um SFD está basicamente concentrado no componente de geração de energia elétrica do sistema, ou seja, o módulo fotovoltaico (FV). Considerando-se o custo médio do Watt-pico (Wp) a R\$ 18,00³, tem-se um valor de R\$ 900,00 por módulo de 50 Wp. As baterias recarregáveis e os controladores de carga de 10 A possuem um custo médio inicial, de acordo com o mercado FV nacional, de R\$ 320,00⁴ e R\$ 160,00 por unidade, respectivamente. Assim, levando-se em conta os outros custos, como os indiretos, de transporte, instalação e fiação (R\$ 400,00), o investimento inicial em um SFD, deste porte, é de R\$ 1.780,00. A Figura 1 mostra a participação porcentual de cada componente no investimento inicial.

³ Segundo dados do mercado nacional.(junho/2004).

⁴ Bateria de 100 Ah em C20, 12 V.

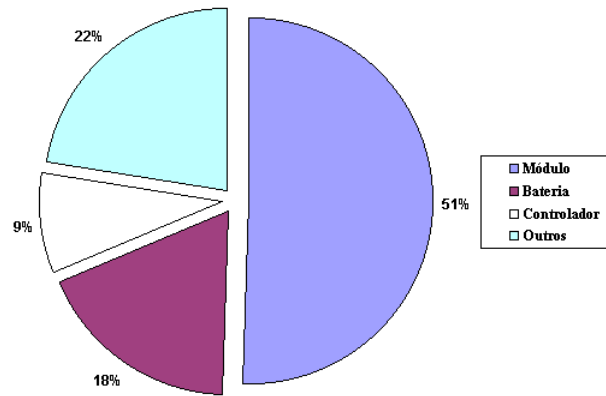


Figura 1 – Participação de cada componente no investimento inicial

Entretanto, realizando-se uma análise de investimento por meio de figuras de mérito econômico, fator de recuperação de capital (FRC) e o custo do ciclo de vida anualizado (CCVA)⁵ para cada componente, é possível perceber que o gasto anual com os acumuladores de energia se aproxima das despesas com o painel FV, conforme mostrado na figura 2.

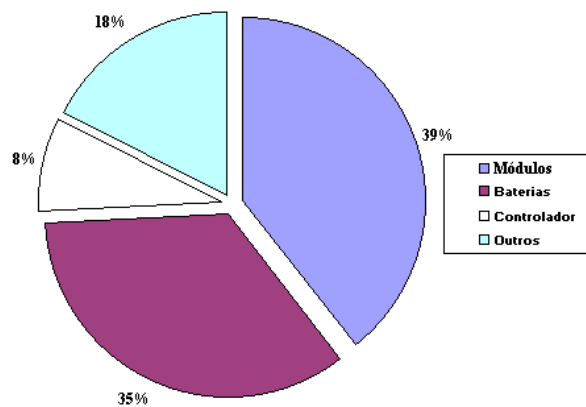


Figura 2 – Representação em porcentagem do custo do ciclo de vida anualizado para cada componente

Geralmente, o ciclo de vida de uma bateria varia de projeto para projeto, podendo ter uma duração, em média, de quase quatro anos (NIEUWENHOUT et al. 2000), ou seja, a expectativa de vida da maioria desses componentes está abaixo do que normalmente é

esperado, sendo necessárias sucessivas trocas dos mesmos. Esse fato explica a razão pela qual as baterias são consideradas como os constituintes mais caros em um sistema fotovoltaico.

Motivação

Tendo em vista o que foi exposto, percebe-se que não pairam dúvidas quanto à maturidade técnica da tecnologia de sistemas fotovoltaicos para atender à demanda de energia elétrica de domicílios dispersos, isolados e distantes da rede de distribuição. Porém, como foi relatado acima, numerosos problemas vêm sendo constatados por pesquisadores em seus trabalhos de campo, principalmente no que tange aos componentes vitais para o controle e suprimento de energia, isto é, aos controladores de carga e baterias. Além disso, percebe-se uma carência de informação sobre dados coletados em campo (DIAZ e LORENZO, 2001).

No que se refere aos módulos “auto-regulados”, várias instalações de pequenos SFD estão sendo executadas sem a inclusão de controladores de carga, prática essa preconizada pelos instaladores e vendedores de equipamentos fotovoltaicos, visando à redução dos custos totais dos sistemas, pela não-inclusão desse dispositivo.

Contudo, em climas tropicais, como o do Brasil, corre-se o risco de que o sistema não seja capaz de carregar a bateria, pois os módulos, muitas vezes podem estar operando fora do ponto de máxima potência. Essa situação pode propiciar a ocorrência de perdas maiores do que os benefícios decorrentes da redução do investimento inicial.

Portanto, considera-se que se faz necessário estudar o comportamento de sistemas fotovoltaicos domiciliares no que se refere às distintas estratégias de controle de carga e uma avaliação do ponto de ajuste de tensão que limita as descargas. Nessa perspectiva, são avaliados sistemas que utilizam módulos fotovoltaicos “auto-regulados” e sistemas com estratégias de controle “On / Off” e “PWM”.

⁵ Considerando-se uma taxa de desconto anual de 18% e período de análise igual a 20 anos.

Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho baseia-se, inicialmente, em uma revisão bibliográfica do objeto de investigação, dando-se maior ênfase às diferentes estratégias de controle de carga utilizadas nos sistemas fotovoltaicos domiciliares. A partir dessa revisão, identificaram-se os principais parâmetros, assim como as condições de operação e particularidades de cada estratégia de controle, e seus efeitos nos acumuladores de energia e, de forma mais global, no sistema.

No que se refere ao acompanhamento de sistemas com diferentes estratégias de regulação, foi montado, em agosto de 2003, no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE) da Universidade de São Paulo (USP), um experimento de campo constituído por quatro pequenos SFD com consumo e acumulação de energia idênticos⁶, porém com estratégias de controle diferentes. Para a coleta de dados, transdutores de corrente, tensão, temperatura e irradiação solar foram utilizados e acoplados a um sistema de aquisição de dados (SAD), no qual estes eram armazenados a cada cinco minutos. Avaliações periódicas do estado de carga de cada um dos sistemas e o balanço energético obtido por meio dos dados coletados foram realizados.

Em relação à metodologia para a avaliação do ponto de desconexão por baixa tensão, cinco controladores de carga normalmente utilizados em SFD foram ensaiados, de modo a obterem-se os respectivos pontos de ajuste de tensão que limitam descargas profundas na bateria.

⁶ As baterias utilizadas são do mesmo fabricante e lote e foram adquiridas diretamente da fábrica.

Capítulo I – O Sistema Fotovoltaico Domiciliar

1.1. O que é um sistema fotovoltaico domiciliar?

Na zona rural, são utilizados diversos tipos de sistemas que empregam diferentes fontes de energia renovável como forma de eletrificação. Segundo Huacuz., (1999, apud SERPA, 2001, p. 41) esses sistemas podem ser divididos em: sistemas dispersos ou autônomos; sistemas centralizados; sistemas de aplicação específica e sistemas energéticos integrados. Cada um desses sistemas possui suas próprias características, que variam de acordo com o tipo de aplicação, demanda energética e recurso energético disponível no local de domicílio ou comunidade a ser beneficiada.

Os sistemas autônomos se voltam para o atendimento, sobretudo, da demanda de iluminação de residências dispersas.

Entre os sistemas autônomos, os sistemas fotovoltaicos de pequeno porte ou domiciliares, (SFD) conhecidos internacionalmente como “Solar Home Systems” (SHS), constituem a aplicação fotovoltaica mais utilizada. Estima-se que mais de 1,3 milhão de SFD já foram implantados em vários países (a maioria em regiões rurais da África, Ásia e América Latina), com uma capacidade instalada próxima a 40 MWp (NIEUWENHOUT et al., 2000).

Os SFD são tipicamente instalações em corrente contínua, 12 ou 24 Volts, constituídos por: módulos fotovoltaicos (FV), geralmente de 50 Watts – pico (Wp) de potência; uma bateria recarregável⁷; três a cinco lâmpadas fluorescentes; uma tomada para conexão de um rádio ou uma televisão em corrente contínua; um controlador de carga responsável pelo gerenciamento do fluxo de energia do sistema, além da estrutura de suporte e cabos condutores (DÍAZ, 2003; LORENZO, 1997; NIEUWENHOUT et al., 2001; PREISER et al., 1995). A Figura 1.1 demonstra a configuração acima descrita.

⁷ Tipicamente, uma bateria de chumbo/ ácido (automotiva, solar adaptada, VRLA ou estacionária) com tensão de 12 volts entre seus terminais e capacidade de acumulação em torno de 100 Ah.

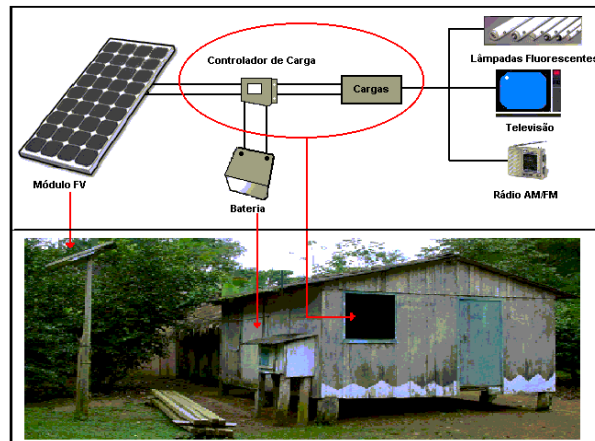


Foto: Monteiro (2003)

Figura 1.1. Principais componentes de um SFD

As vantagens para o usuário, decorrentes dos SFD, estão associadas ao melhoramento da iluminação nas residências, à eliminação da pilhas utilizadas nos rádios AM/FM, à redução de custos e à possibilidade de acesso à televisão. Por causa desses fatores e à grande popularidade alcançada, os SFD exercem um papel relevante em relação ao cenário da eletrificação rural fotovoltaica. Sendo assim, segue nas próximas seções uma descrição de cada componente que constitui um SFD.

1.2. Os principais componentes do SFD

1.2.1. Gerador fotovoltaico

A unidade básica de produção de energia em um SFD é denominada de módulo fotovoltaico, que é constituído por um conjunto de células fotovoltaicas de silício, geralmente de 30 a 36 células, conectadas freqüentemente em série, totalizando uma potência entre 40 e 60 Watts, e encapsuladas para serem protegidas das variações climáticas, pois costumeiramente os painéis ficam ao ar-livre (MARKVART, 1996). Da mesma forma, os módulos podem ser interligados em série e/ou paralelo, de modo a produzir tensões e correntes mais elevadas, constituindo, assim, um gerador fotovoltaico (Figura 1.2), desde que a energia gerada por estes seja entregue a uma mesma carga (OLIVEIRA, 1997).

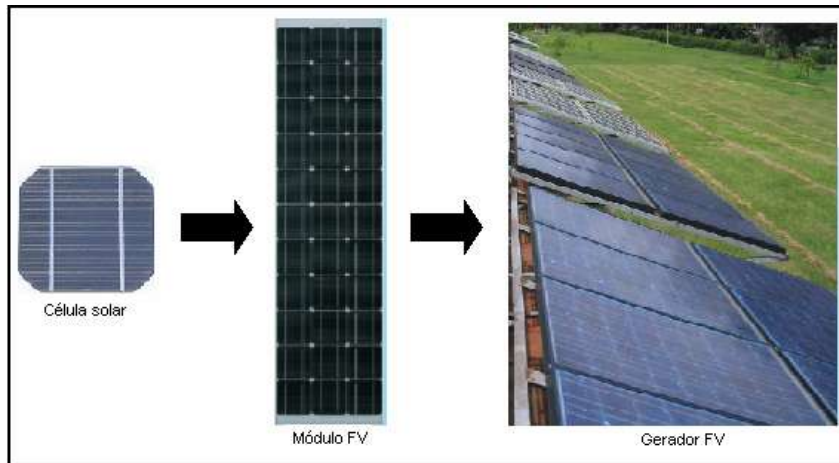


Foto: Monteiro (2004)

Figura 1.2. Hierarquia fotovoltaica

Existem três tipos de células solares de silício que são comumente utilizadas em aplicações terrestres nos módulos fotovoltaicos. A figura 1.3. evidencia esses módulos.

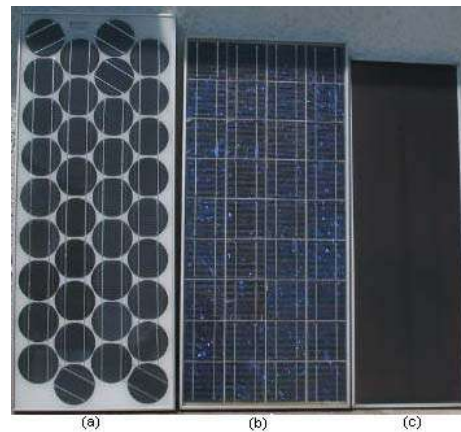


Foto: Monteiro (2004)

Figura 1.3. Módulos FV constituídos por células de silício: (a) monocristalino (b) policristalino (c) amorfo

Em relação ao rendimento, os módulos constituídos por células solares de silício monocristalino (Si-mono) são os que apresentam uma eficiência (η) maior, seguidos dos módulos de silício policristalino (Si-poli) e amorfo (Si-a); ou seja, esses últimos necessitam de uma área maior para produzirem a mesma energia que um sistema conectado a módulo com células de silício monocristalino. A tabela 1.1 expõe os resultados obtidos em ensaios

realizados por diversos laboratórios, centros de pesquisas e empresas, referentes às eficiências, características elétricas e de qualidade de módulos fotovoltaicos constituídos de células de silício em condições padrão.

Excluído: ¶

Tabela 1.1 – Eficiências medidas de módulos fotovoltaicos terrestres

Tecnologias	η (%)	Área (cm ²)	Voc ⁸ (V)	Isc ⁹ (A)	¹⁰ FF(%)	Teste / Data
Si-mono	22,7±0,6	778	6,60	3,93	80,3	Sandia (96)
Si-poli	15,3±0,4	1017	14,6	1,36	78,6	Sandia (94)
Si-a	10,4±0,5	905	4,353	3,285	66,0	NREL ¹¹ (10/98)

Fonte: Green et al. (2004)

Geralmente, por causa de sua menor eficiência, os módulos de silício amorfo não são utilizados em aplicações dispersas e isoladas, ou seja, em regiões rurais de difícil acesso, como é o caso dos SFD. A sua aplicação, atualmente, é direcionada aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR), além das já tradicionais aplicações de baixa potência em dispositivos eletrônicos comumente encontrados no comércio. Porém, mesmo sendo utilizados em aplicações fotovoltaicas no meio urbano, ainda assim essa tecnologia é pouco produzida em escala industrial em comparação ao Si-mono e Si-poli, tecnologias mais consolidadas, conforme demonstra a Tabela 1.2.

Tabela 1.2 – Produção de módulos fotovoltaicos por regiões

Região	Si-mono [MW]	Si-poli [MW]	Si-a [MW]
Japão	39	186	5
EUA	45	20	11
Europa	74	34	4
Outras	3	4	-
Total	161	244	20

Fonte: IEA Photovoltaic Power Systems Programme, 2001

1.2.2. Condições padrão de teste e operação dos módulos fotovoltaicos

⁸ Tensão de circuito aberto (Voc): É a tensão possível que pode ser medida quando não há corrente fluindo, ou seja, quando o módulo FV não estiver conectado a uma carga.

⁹ Corrente de curto circuito (Isc): É a máxima corrente possível em um módulo FV que flui livremente em um circuito externo sem resistência.

¹⁰ FF (Fator de forma): É uma grandeza que expressa quando a curva característica se aproxima de um retângulo no diagrama IxV. Quanto melhor a qualidade das células, mais próxima da forma retangular será a sua curva IxV.

¹¹ NREL: National Renewable Energy Laboratory

A quantidade de energia produzida por um gerador fotovoltaico e fornecida à carga depende de diversos fatores, sendo que os mais importantes são a irradiação solar (G) e a temperatura de operação das células (Tc). A corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos está relacionada com o primeiro, à qual é diretamente proporcional, e a tensão do módulo FV é vinculada com o segundo, que é reduzida à medida que a temperatura da célula for elevada. Outros fatores como o acoplamento entre o módulo e a carga, perdas por dispersão e a massa de ar atmosférico (AM) que absorve parte do espectro solar¹² também são fatores que devem ser considerados.

Diante dessa variedade de fatores, torna-se necessário o desenvolvimento de critérios ou padrões para o teste e avaliação dos módulos fotovoltaicos. Um dos termos mais importantes e básicos é aplicado à potência de saída dos módulos FV, denominado de potência de pico ou Watt-pico (Wp). Esse, por sua vez, é determinado por meio das condições padrão de teste (STC¹³), que são salientadas na tabela abaixo.

Tabela 1.3 – Condições Padrão de Teste

Irradiação Solar	1000	(W/m²)
Distribuição Espectral	1,5	(AM)
Temperatura de célula	25	(°C)

Fonte: Strong e Scheller (1993)

Apesar do STC representar uma ótima referência para a comparação de potências de saída dos módulos FV, seus valores são dificilmente atingidos nas condições de campo; assim, torna-se necessário estabelecer outros critérios mais reais de avaliação, como as denominadas Condições Padrão de Operação (SOC¹⁴) e a Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT¹⁵).

O parâmetro NOCT varia de célula para célula e de módulo para módulo e, também, no mesmo módulo mas com diferentes configurações de montagem. De acordo com Strong e

¹² Causado pela presença de poeira suspensa no ar, poluição e vapor d'água. Esses agentes impedem que a massa de ar ideal na superfície terrestre seja alcançada, ou seja, igual a AM=1.

¹³ STC: Standard Test Conditions, homônimo de Condições-Padrão de Teste.

¹⁴ SOC: Standard Operating Conditions homônimo de Condições-padrão de Operação.

¹⁵ NOCT: Nominal Operating Cell Temperature, homônimo de Temperatura Nominal de Operação da Célula.

Scheller (1993), NOCT é definido como a temperatura alcançada pela célula, quando esta se encontra em operação nas condições de SOC, conforme a Tabela 1.4.

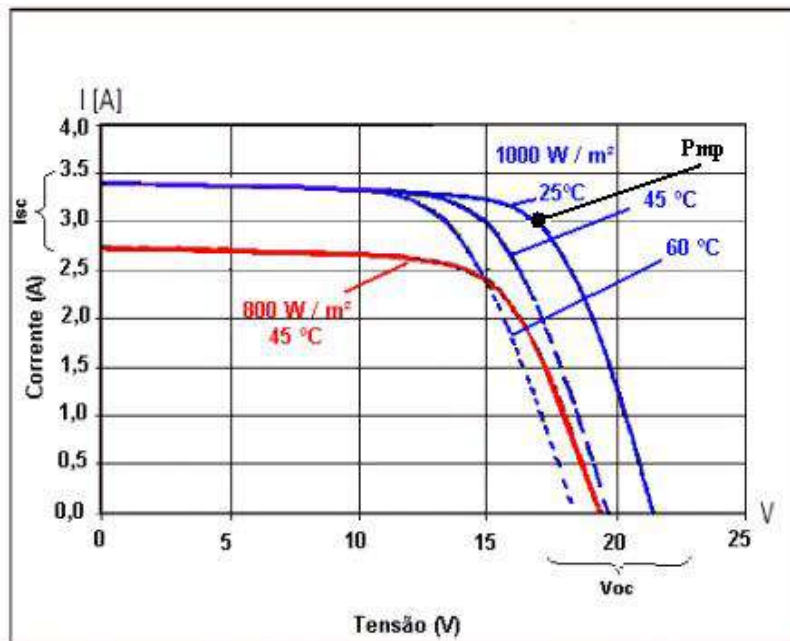
Tabela 1.4 – Condições padrão de operação

Irradiação Solar	800	(W/m ²)
Velocidade do vento	1	(m/s)
Temperatura do ar	20	(°C)
Módulo orientado e posicionado em direção ao sol, a pino, e na tensão de circuito aberto.		

Fonte: Strong e Scheller (1993)

1.2.3. Os principais parâmetros elétricos e a curva característica

Cada módulo fotovoltaico possui sua própria curva característica, baseada na relação entre a corrente (I) e a tensão (V), designada de curva I x V, conforme mostra a figura 1.4.



Fonte: Shell Solar / SM50 (Modificado)

Figura 1.4. Curva I x V e seus principais parâmetros elétricos

É possível observar, na figura 1.4, os principais parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico, os quais são: Tensão de Circuito Aberto (Voc), Corrente de Curto-Circuito (Isc)

e o Ponto de Máxima Potência (Pmp), “joelho” das curvas, que são funções da temperatura da célula e da irradiação solar.

É importante salientar que a operação do módulo fotovoltaico deve ser, o mais próximo possível do ponto de máxima potência, para que a máxima energia gerada seja extraída e utilizada pelas cargas conectadas ao sistema.

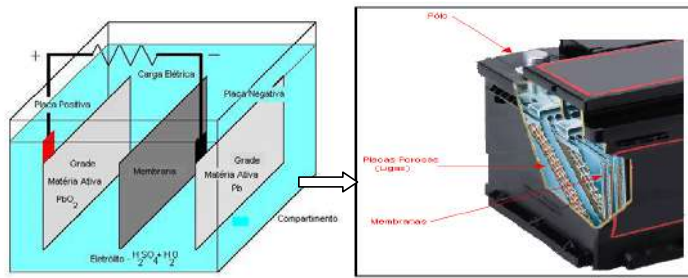
1.2.4. Acumuladores de energia

Os SFD necessitam de uma provisão energética para garantir o suprimento a seus usuários quando o recurso solar não estiver disponível. Sendo assim, as baterias eletroquímicas são utilizadas para o armazenamento da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos.

As baterias podem ser constituídas apenas por uma célula eletroquímica ou por um conjunto de células conectadas eletricamente entre si; podem, também, ser classificadas em não-recarregáveis ou recarregáveis, dependendo do tipo de células das quais são compostas.

Atualmente, os acumuladores de energia mais utilizados em pequenos sistemas fotovoltaicos residenciais são os de chumbo/ácido (Pb-ácido), por causa de sua grande disponibilidade e custo compatível. As baterias de chumbo/ácido são tipicamente formadas por dois eletrodos, ou seja, o eletrodo positivo (anodo), composto por óxido de chumbo (PbO_2) e o eletrodo negativo (catodo), constituído pelo metal chumbo (Pb); ambos são denominados de “matéria ativa da reação eletroquímica”, e estão imersos em uma solução aquosa, formada por ácido sulfúrico (H_2SO_4) diluído em água (H_2O), ou seja, o eletrólito. Na prática, os eletrodos são formados por placas porosas de liga¹⁶ de chumbo, separadas por membranas também porosas de plástico ou de borracha, que facilitam o transporte da matéria ativa e evitam o contato entre as placas, além de maximizarem a área para a realização das reações químicas que ocorrem no interior das baterias. A Figura 1.5 ilustra melhor o interior de uma bateria de chumbo/ácido.

¹⁶ Por exemplo, chumbo-antimônio ou chumbo-cálcio.



Fonte: Catálogo Delphi Freedom / versão modificada

Figura 1.5. Constituição interna de um acumulador de chumbo/ácido

Os principais tipos de bateria de chumbo-ácido são classificados de acordo com suas aplicações, descritas a seguir:

- **Automotivas:** Também conhecidas como SLI (“Starting, Lighting and Ignition”) e tipicamente utilizadas em aplicações de partida de motores de automóveis. São acumuladores projetados para suportarem descargas rápidas, com elevadas taxas de corrente e com baixas profundidades de descarga. Ou seja, têm baixa resistividade ao processo de ciclo.
- **Tração:** Projetadas para operarem em regime de ciclos diários profundos, alta resistividade ao ciclo, com taxa de descarga moderada, apesar de necessitarem de uma freqüente manutenção, por causa do excessivo consumo de água (ex.: empilhadeiras).
- **Fotovoltaicas:** São projetadas para operarem em ciclos diários rasos, com taxas de descarga reduzidas e devem suportar descargas esporádicas profundas, por causa de uma possível ausência do recurso solar em dias nublados.
- **Estacionárias:** São usadas em aplicações que permanecem em flutuação, ou seja, situações ocasionais de ciclo de carga/descarga. Possuem, como vantagem, um baixo consumo de água, apesar de sua resistência ao ciclo ser moderada (ex.: sistemas de “back-up”).

Essas baterias de chumbo/ácido podem, também, ser diferenciadas, em relação à forma de confinamento do eletrólito, em baterias “abertas” ou “seladas”. As baterias “abertas” são as que necessitam de uma verificação periódica do nível do eletrólito, que circula livremente pelo acumulador. Ao contrário das “abertas”, as “seladas” possuem o eletrólito confinado no separador, ou sob forma de um gel. São comumente conhecidas como “sem manutenção”, ou reguladas por válvulas, pois não necessitam de adição de água.

Os processos de carga e descarga dessas baterias, os principais efeitos gerados por esse ciclo e os conceitos básicos são abordados no próximo capítulo.

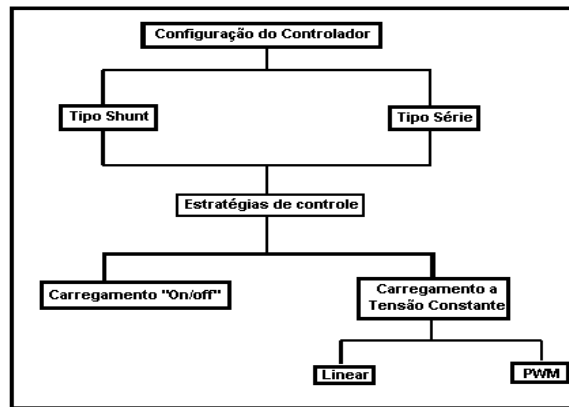
1.2.5. Controladores de carga

Os controladores de carga são circuitos eletrônicos que gerenciam a energia que entra e sai dos acumuladores de energia, de forma a protegê-los contra os efeitos da sobrecarga e descarga profunda, mediante o ajuste dos pontos de atuação dos circuitos de carga e consumo (DÍAZ; LORENZO, 2001; DUNLOP; HARRINGTON, 1992).

Existem, atualmente, 80 MWp de sistemas isolados¹⁷, instalados pelo Mundo, sendo que a metade dessa quantia se refere à capacidade instalada de SFD. De acordo com Aichberger, (2003), 50% dos controladores de carga manufaturados destinam-se ao atendimento da demanda do mercado de sistemas dispersos; sendo assim, tais dispositivos de controle devem ser simples, robustos e baratos, para suportarem as distintas condições ambientais e de usuários, que possuem diferentes parâmetros de renda e níveis educacionais.

Basicamente, existem dois tipos de configurações de construção física: série e paralelo (“shunt”); existem, também, duas estratégias ou algoritmos de controle de carga, denominados: “ON/OFF” e Tensão Constante (CV). A figura 1.6 apresenta a topologia usada nesses dois métodos.

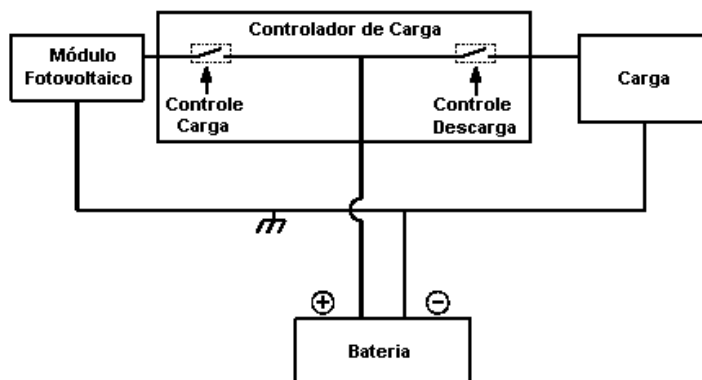
¹⁷ Sistemas isolados: são constituídos por sistemas dispersos (SFD) ou por sistemas centralizados (simples: apenas utilizam um recurso natural disponível; ou híbridos: solar-eólico, solar-diesel, eólico-diesel, etc) .



Fonte: IEA PVPS T3-05, 1998 / versão modificada

Figura 1.6. Configurações e métodos básicos de controle de sobrecarga

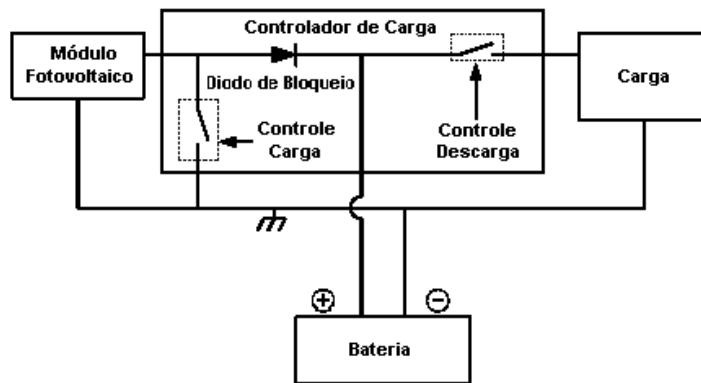
As configurações “shunt” e série diferenciam-se no que diz respeito a seus circuitos elétricos, ou seja, quando a bateria recarregável estiver próxima de sua capacidade total, o controlador de carga com característica série (Figura 1.7) desconectará o módulo FV do circuito de carga¹⁸, enquanto um controlador de carga paralelo causará um curto-circuito no ramo de produção de energia (Figura 1.8). Ambos os mecanismos possuem a função de reduzir a corrente de carga entregue ao acumulador de energia.



Fonte: IEA PVPS T3-05, 1998 / versão modificada

Figura 1.7. Configuração em série

¹⁸ Por meio de um transistor em estado sólido, “metal-oxide semiconducting field effect transistor” (MOSFET) ou um relé eletromecânico.



Fonte: IEA PVPS T3-05, 1998 / versão modificada
 Figura 1.8. Configuração em paralelo

Apesar de alguns autores, como Preiser, K. et al (1995), afirmarem não haver “vantagens fundamentais” quanto às duas configurações apresentadas, uma pesquisa de mercado¹⁹ constatou que dentro de um universo de 85 controladores de carga pesquisados, em um total de 14 empresas, 60 % dos mesmos possuíam a configuração série, 16 % “shunt” e o restante, 24%, uma configuração mista²⁰ (série/paralelo). A baixa ocorrência do circuito elétrico por chaveamento, em paralelo nos controladores de carga atuais, pode ser explicada a partir de uma gama de vantagens que a “configuração em série” possui em relação ao circuito “shunt”, como está especificado a seguir:

- O elemento de controle (MOSFET), nessa configuração, necessita de um nível de tensão aplicada (sobretensão transitória) menor, para todas as suas fases de operação, ou seja, o mesmo é submetido a um nível menor de “stress”.
- Permite a eliminação do diodo de bloqueio (“Schottky”), o que proporciona vários benefícios, tais como: menor queda tensão e aquecimento do circuito como um todo, eliminação da corrente de fuga reversa, por um diodo de bloqueio.
- Minimiza o nível de ruído.
- Otimiza o processo de carga da bateria.
- Possibilita realizar o carregamento por pulso (“pulsed charging”).
- Permite um nível maior de segurança, pois todo o chaveamento é realizado no ramo positivo do circuito.

¹⁹ AICHBERGER, S. *In controllers we trust: Market survey on charge controllers*. Photon International: The Photovoltaic Magazine (Germany), janeiro 2003, p. 30-35.

- Permite operar com diversos níveis de corrente.

Apesar de a “configuração série” possuir um custo mais elevado em relação à “configuração paralelo”, ficam claros, conforme já foi mostrado, os motivos pelos quais, atualmente, esse tipo de circuito é mais utilizado nos controladores de carga.

Para que haja um controle de corrente adequado no carregamento da bateria, faz-se necessária a utilização dos algoritmos de controle, já mencionados, para otimizar o processo de carga e, conseqüentemente, torná-lo mais confiável e eficaz; ou, segundo Dunlop e Harrington (1992, p. 2), “os algoritmos ou estratégias de controle dos controladores de carga determinam a efetividade do carregamento da bateria e a utilização do gerador FV”. As particularidades das estratégias de controle mais comuns em SFD serão apresentadas nas próximas seções, para que se possam entender os efeitos e capacidades das distintas especificações para os controladores de carga disponíveis no mercado.

1.2.5.1. Controlador de carga com estratégia de controle “On /Off”

O controlador “On/Off” pode ser comparado a uma chave “liga/desliga”²¹, isto é, o carregamento do acumulador, por esse método, consiste em permitir a entrega de toda a corrente gerada pelo módulo FV, até um determinado valor (“set point”), denominado de tensão de regulação (TR²²). Ao atingir o valor TR, interrompe-se a corrente de carga, levando ao decréscimo da diferença de potencial entre os pólos da bateria. O gerador FV permanecerá desconectado do SFD, até que a tensão de regulação de reconexão do gerador (TRR²³) for alcançada, podendo, assim, o mesmo fornecer energia novamente ao acumulador. As figuras 1.9 e 1.10 ilustram o funcionamento destes dois pontos de ajuste.

²⁰ Neste tipo de configuração, o diodo de bloqueio utilizado na configuração “shunt” é substituído por um segundo transistor, ou seja, o circuito passa a trabalhar simultaneamente como um controlador série e paralelo.

²¹ Os MOSFETs são mais utilizados para realizar o chaveamento, pois possuem um comportamento resistivo linear com poucos mili-ohms. Sendo assim, tais dispositivos produzem uma baixa queda de tensão, menor perda de energia, em relação aos tradicionais relés eletromecânicos (1,1 Volts de queda de tensão) o que é uma vantagem para sistemas de baixa tensão (6, 12 e 24 V), além de maximizar a corrente de carga, o que acarretará um ganho de 5% (MISHRA; PANDEY; JOSHI, 1995).

²² É a tensão máxima que o controlador de carga permite à bateria alcançar. Neste ponto, a corrente de carga será interrompida ou será controlada, dependendo da estratégia de controle adotada.

²³ É a diferença entre o ajuste TR e a tensão, o que permite que a corrente de carga seja novamente reaplicada ao sistema.

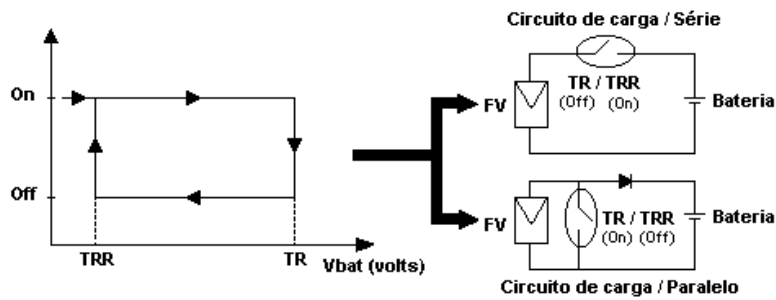


Figura 1.9. Operação dos pontos de ajuste no circuito de carga

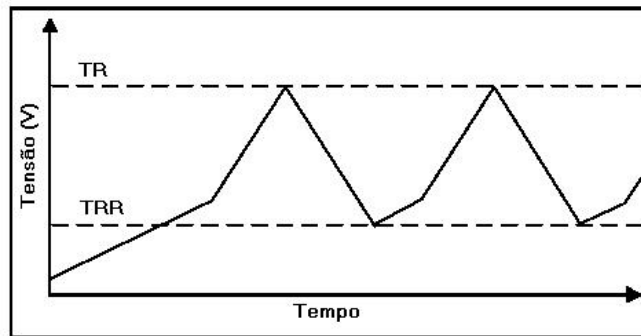


Figura 1.10. Operação dos pontos de ajuste de carga

Uma pesquisa sobre baterias para sistemas fotovoltaicos, realizada no início da década de 1990²⁴, constatou que a maioria dos controladores de carga utilizava a estratégia de carga “On/Off” como mecanismo de regulação. Porém, apesar de esse algoritmo ser simples e possuir um custo baixo de implementação, quando a tensão de regulação é alcançada, a corrente de carga é interrompida por um período de tempo indeterminado, podendo, desse modo, perder parte da energia solar disponível no dia. Segundo Sanidad et al. (2000), esse tipo de estratégia pode reduzir o estado de carga (SOC) de uma bateria e a energia disponibilizada pelo gerador FV num percentual de 10% a 15 %, em comparação a um sistema FV sem controle; ou seja, esse método apresenta dificuldade para carregar completamente a bateria.

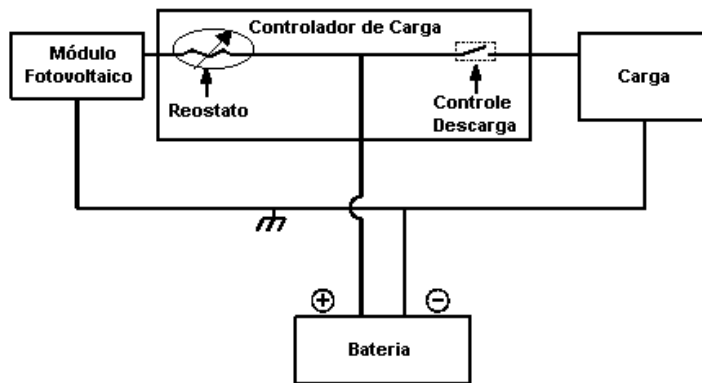
²⁴ HAMMOND, R. Photovoltaic Industry Battery Survey, Southwest Technology Development Institute, Las Cruces, NM, Abril 1993

1.2.5.2. Controladores de carga com estratégia de controle a tensão constante

No carregamento a tensão constante, a corrente gerada pelo módulo FV é regulada pelo controlador, de modo que a tensão nos terminais da bateria é mantida, a partir do ponto TR, em um valor fixo constante. Essa estratégia permite evitar que o controlador forneça mais energia para o acumulador do que este realmente seja capaz de receber; assim, o algoritmo de controle a tensão constante se constitui como um método de carregamento, a princípio mais eficiente do que o anterior (“On/Off”). Por isso mesmo, ele requer um aprimoramento do circuito eletrônico e do projeto de dissipação de energia interna do controlador de carga, a fim de torná-lo menos complexo. Existem dois tipos de controladores para SFD que utilizam a filosofia do algoritmo a tensão constante; eles diferem em relação a seus componentes internos e ao modo de operação. A seguir, esses modelos são descritos.

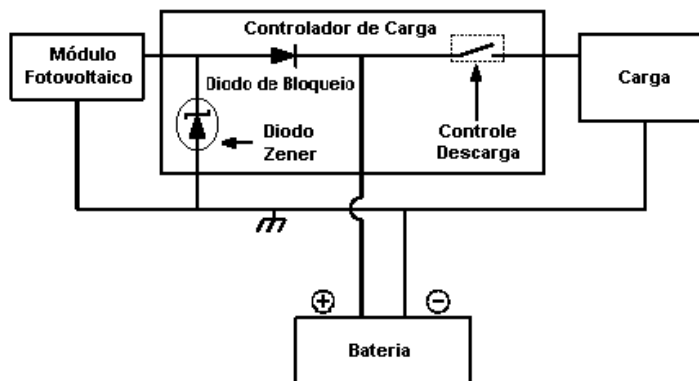
1.2.5.2.1. Controle linear

Os controladores de carga lineares podem ser constituídos por circuitos elétricos do tipo série ou paralelo. O primeiro mantém a tensão constante, por meio de um reostato (resistor variável) em série (Figura 1.11), quando a bateria estiver próxima de sua capacidade energética máxima, ou seja, quando o ajuste de tensão TR for alcançado. A função desse elemento de controle de tensão é o de dissipar a energia que não será utilizada na carga do acumulador. O segundo circuito utiliza um diodo zener, em paralelo (Figura 1.12), para manter a tensão da bateria no ponto TR, quando esta estiver praticamente carregada. O diodo zener possui uma tensão reversa igual ao “ponto de ajuste” TR, quando a tensão da bateria estiver igual à do semiconductor, que será ativado por um curto-circuito em seu ramo, que retira o máximo de corrente necessária para que o carregamento a tensão constante seja mantido.



Fonte: IEA PVPS T3-05, 1998 / versão modificada

Figura 1.11. Configuração em série utilizando um reostato



Fonte: IEA PVPS T3-05, 1998 / versão modificada

Figura 1.12. Configuração em paralelo utilizando um diodo zener

1.2.5.2.2. Controle por modulação de largura de pulso (PWM)

Uma outra maneira de se utilizar a estratégia de controle a tensão constante é feita pela técnica de modulação por largura de pulso (PWM)²⁵. Neste método, faz-se o uso dos MOSFETs que aplicam pulsos de corrente em alta frequência (300 Hz), que podem variar o ciclo de operação (“duty cycle”) ou a largura dos mesmos, reduzindo, quando necessário, a corrente de carga, de modo a manter a tensão constante (figura 1.13) entre os terminais da bateria, evitando os efeitos de gaseificação e estratificação, além do aquecimento interno.

²⁵ PWM – “Pulse Width Modulation”

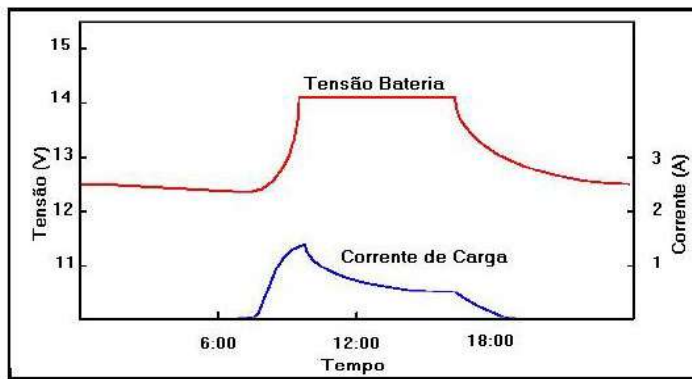


Figura 1.13. Controle PWM utilizando estratégia a “tensão constante”

A estratégia por PWM utiliza o método de carregamento por pulsos, que é similar à técnica denominada de Carregamento por Pulso de Corrente (“pulsed current charging”). Segundo Lam. et al. (1995), essa técnica, por um lado, garante um processo de carga rápido e eficaz, principalmente em baterias de chumbo/ácido, e, por outro, aumenta o ciclo de vida dos acumuladores entre três a quatro vezes. Além disso, ela recupera a capacidade das baterias que estão em processo de sulfatação²⁶ e reduz o envelhecimento, a formação de gases, efetuando, também, a equalização das células .

Pesquisas realizadas demonstram que o uso do carregamento por pulso, em conjunto com pulsos de descarga²⁷, ou reversos, pode otimizar ainda mais o tempo de vida de uma bateria conectada a um SFD. As possibilidades de benefício são:

- Ativação de regiões, as quais aceitarão mais carga.
- Prevenção contra perda de capacidade (pulsos minimizam o processo de corrosão).
- Redução da sulfatação.
- Redução da gaseificação e do aquecimento da bateria durante a carga.
- Elevação constante (em média 90%) do estado de carga do acumulador.
- Aumento da energia gerada pelo módulo FV em cerca de 20 % a 30 %.

Diante do que foi exposto, é possível perceber as vantagens que esta técnica, PWM, pode proporcionar aos usuários de um SFD. Contudo, na determinação de um carregamento de carga adequado de um acumulador, além da opção pela estratégia de controle que será utilizada no sistema, torna-se importante, também, considerar os ajustes dos pontos de tensão ,

²⁶ Por causa de a formação desse processo ser lenta, o carregamento pulsante de corrente divide os cristais formados em pequenas ilhas, de modo que a camada interna corroída se torne suficientemente fina, diminuindo a resistência elétrica interna criada, aumentando, assim, a capacidade do acumulador.

²⁷ Quando SFD opera com carregamento PWM, em conjunto com o consumo.

que devem operar em conjunto com os algoritmos, tanto no processo de carga, quanto no de descarga. A importância desses pontos de regulação é mostrada nas próximas seções. Segue um resumo (Tabela 1.5) mostrando as vantagens e desvantagens das diferentes estratégias e as configurações de circuitos apresentados até o momento.

Tabela 1.5 – Vantagens e desvantagens das estratégias de controle de carga e configurações

Configuração	Estratégia de Controle	Vantagens	Desvantagens
Série (Interrupção)	“On/Off”	- Sem necessidade de dissipar a potência - Simples, barato e confiável	- Dificuldade para carregar completamente a bateria
Série (Linear)	Tensão Constante	- Redução da corrente de carga	- Necessidade de dissipar potência - Queda de tensão, através do controlador
Shunt (Interrupção)	“On/Off”	- Simples, barato e confiável - Baixa queda de tensão, através do controlador	- Dissipação de potência elevada (chaveamento) - Necessidade de diodo de bloqueio - Pode causar pontos quentes em altas tensões - Dificuldade para carregar completamente a bateria em altas correntes
Shunt (Linear)	Tensão Constante	- Redução da corrente de carga - Baixa queda de tensão, através do controlador	- Dissipação de potência elevada (chaveamento) - Necessidade de diodo de bloqueio - Pode causar pontos quentes, em altas tensões
Série ou Shunt	Tensão Constante (PWM)	- Redução da corrente de carga - Baixa dissipação de potência	- Mais complexo que os controladores “On/Off” - Queda de tensão, através do controlador - Sensível a interferências eletromagnéticas

Fonte: Modificado de IEA PVPS, 1998

1.2.5.2.3. A importância dos pontos de ajuste de tensão na regulação da carga

Para que um sistema fotovoltaico obtenha uma autonomia energética satisfatória, torna-se necessário, além de outros fatores²⁸, que seu carregamento seja eficiente, de modo a aproveitar o máximo do recurso solar disponível no local. Assim, o uso apropriado dos “pontos de ajuste” de carga torna-se crucial para o fornecimento de energia à bateria, assim como na sua limitação. Nesta seção, são analisados os efeitos causados pelo ajuste dos dois pontos (TR e TRR) no processo de carga; a forma como eles influenciam o ciclo de vida dos acumuladores; a sua utilização pelo usuário e sugestões para o ajuste dos mesmos.

²⁸ Irradiação solar disponível, interação do usuário com o sistema, inspeção e manutenção preventiva periódica.

1.2.5.2.4. Pontos de ajuste de carga - tensão de regulação (TR) e tensão de regulação de reconexão (TRR)

O ponto de ajuste TR possui importante função tanto em relação ao fornecimento de energia, quanto à proteção da bateria. A escolha do ponto “ideal”, para que seu objetivo seja cumprido corretamente, é uma tarefa difícil de ser realizada, pois a maioria das baterias precisa ser levada à região de sobrecarga por um tempo limitado, para que seja garantido o seu completo carregamento (GERKEN; WELSH, 1997). Além disso, em determinados tipos de baterias, para que não ocorra o efeito de estratificação em suas células, é necessário que as mesmas sejam equalizadas²⁹, ou seja, operem na mesma zona. Entretanto, quando a bateria opera na região de sobrecarga, parte da reação eletroquímica ocorrida internamente, por ser utilizada no processo de eletrólise³⁰, perde a eficiência de carga da mesma. Se esse ajuste for demasiadamente elevado, processos de degradação, como a gaseificação e a estratificação³¹, irão ocorrer, acarretando perda excessiva de água e corrosão, reduzindo o tempo de vida do acumulador.

Por outro lado, se TR for muito baixo, o acumulador não será corretamente carregado, podendo originar sulfatação e estratificação, diminuindo, assim, a autonomia do sistema.

Da mesma forma que o TR, o ponto de ajuste de tensão do TRR também desempenha um papel importante no fluxo energético do sistema. Na verdade, este ponto possui uma estreita relação com o Estado de Carga da Bateria (SOC). Estudos³² indicam que o número de vezes no qual o controlador oscila entre TR e TRR, durante um dia, possui um impacto positivo muito mais relevante no aumento do estado de carga do acumulador (SOC) do que a tensão máxima alcançada em qualquer ciclo. Assim, esse ponto não deve ter uma separação longa de ajuste TR, caso contrário a recarga do acumulador será dificultada e parte da energia solar disponível no período no qual o módulo está desconectado do sistema não será aproveitada. Todavia, uma separação muito pequena entre os dois ajustes não é benéfica para o dispositivo semiconductor (MOSFET), que poderá ser danificado. Além disso, haverá uma ocorrência

²⁹ Técnica que faz a mistura do eletrólito nas células, por meio das bolhas de ar criadas pelo processo de eletrólise.

³⁰ Processo pelo qual a molécula de água (H₂O) é dividida em átomos de hidrogênio (H₂) e oxigênio (O₂), produzindo bolhas de ar no meio líquido no qual estão inseridos.

³¹ Tais processos serão enfatizados no próximo capítulo.

³² Woodworth., J. R., et al. Evaluation of the Batteries and Charge Controllers In Small Stand-Alone Photovoltaic Systems. In *24th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Hawaii, EUA. 1994.

maior de oscilações, que produzirão elevados valores de tensão, com um baixo aproveitamento de energia, pelo fato de a bateria operar por meio de processos químicos que não ocorrem imediatamente, mas só após um intervalo de tempo.

Na atualidade, existe, nos diferentes países, uma diversidade de normas nacionais e internacionais sobre especificações técnicas, padronização e certificação para sistemas fotovoltaicos, sendo que a maioria é caracterizada por inconsistências entre suas normativas, sobretudo as que se referem ao SFD. Sendo assim, fica difícil encontrar recomendações adequadas sobre os pontos TR e TRR por parte dos fabricantes de bateria (DIAZ, 2003). Entretanto, alguns autores, baseados em testes laboratoriais e experiências de campo, fazem sugestões de ajuste desses pontos, de acordo com: o tipo e capacidade da bateria, o algoritmo de controle, o sistema, a carga e o local no qual o controlador de carga irá atuar. Segundo Diaz (2003), para se obter uma precisão melhor nos testes, é importante que eles sejam realizados com a bateria conectada ao controlador. Além disso, é preciso que os testes sejam simples, de forma que qualquer laboratório seja capaz de realizá-los, ainda que possua um mínimo de instrumentação (SALAZAR, 2004). A tabela abaixo resume as recomendações para os dois pontos de ajuste de carga, baseados na proposta de norma técnica³³ elaborada pelo Instituto de Energia Solar (IES) da Universidade Politécnica de Madrid, em 1998, que foi amplamente discutida e revisada por pesquisadores e instituições envolvidas em programas de eletrificação rural que vêm utilizando o SFD.

Tabela 1.6– Recomendações dos pontos de ajuste de sobrecarga

Tipo de Bateria*	Tipo de Algoritmo			
	“On / Off”		Tensão Constante	
Chumbo/ácido com eletrólito líquido	TR (V)	TRR(V)	TR (V)	TRR
		13,8 a 14,4	13,0 a 13,5	13,8 a 14,1
Chumbo/ácido com eletrólito gelificado	TR (V)	TRR(V)	TR (V)	TRR
	Máximo 14,1	13,0 a 13,5	Máximo 14,1	-----
*Ajustes para baterias de 12 Volts e temperatura ambiente a 25 °C				

Fonte: Diaz (2003)

De acordo com a tabela acima, podem ser observadas pequenas, mas importantes, variações nos limites sugeridos para os pontos de ajuste TR e TRR, de acordo com as estratégias de controle e bateria utilizadas. Para algoritmos a tensão constante, o valor sugerido para o ponto

³³ EUROPEAN COMMISSION. **Universal Technical Standard for Solar Home Systems.** Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.

Excluído: ¶

de desconexão do módulo FV é inferior, por causa de esta estratégia “forçar” a tensão da bateria e manter constante a tensão de fim de carga. Com isso, é assegurado um carregamento de energia ao acumulador, evitando-se a sua corrosão.

Constata-se que algumas recomendações propõem valores superiores aos apresentados acima, ou seja, 14,7 Volts (ou maior) e 14,4 Volts para estratégias “On/Off” e tensão constante, respectivamente. Essas sugestões, entretanto, podem levar a períodos de sobrecarga elevados, contribuindo para acelerar o processo de corrosão da bateria. Deve ser salientado, por um lado, que baterias gelificadas (VRLA / AGM) não suportam sobrecarga; por outro lado, as conseqüências benéficas causadas pela gaseificação, usada para evitar a estratificação, não acarretam efeitos positivos sobre elas, podendo, inclusive, danificá-las.

1.2.5.2.5. Compensação de temperatura dos pontos de ajuste de carga

As reações eletroquímicas que ocorrem nas baterias possuem uma relação muito estreita com as variações de temperatura ocorridas em seu interior. Se houver uma elevação de temperatura, o processo de carga será acelerado, mas a gaseificação ocorrerá a uma tensão inferior à que acontece normalmente. Por outro lado, se a temperatura interna cair, o inverso ocorre, ou seja, o acumulador não será carregado corretamente. Essa situação poderá ocorrer se os pontos de ajuste de carga, utilizados no controlador, forem fixos, isto é, não compensarem os valores fixados em seus ajustes, caso ocorra uma variação de temperatura. Portanto, para se evitarem situações iguais a essa, é recomendada a correção dos pontos de ajustes de carga em relação à variação da temperatura.

O sensor de compensação por temperatura pode ser interno ou externo ao controlador de carga. O interno, geralmente, é composto por um diodo, que pode realizar medições incorretas causadas pelo aquecimento interno, o qual é originado por: dificuldade de ventilação; passagem de corrente; processo de regulação do regulador³⁴. O externo é constituído por uma sonda que permite realizar medições próximas aos terminais da bateria, tornando-se assim uma opção mais precisa, sobretudo quando a bateria está em operação, ocasião na qual sua temperatura interna varia significativamente.

³⁴ O que é crítico para configurações do tipo paralelo e que possuem algoritmos a tensão constante, havendo casos em que a temperatura interna do controlador alcança 30°C acima da temperatura ambiente.

O fator de compensação de temperatura geralmente recomendado pelos fabricantes está entre -4 a -5 mV / °C/ célula, para sistemas a 12 Volts. Esta especificação torna-se obrigatória caso o local onde o controlador for instalado sofra variações térmicas da ordem de ± 10 °C ao longo do ano (DIAZ, 2003).

A ocorrência de falhas, tanto físicas quanto as decorrentes de erros causados pela medição nos sensores de temperatura, pode ocasionar danos à bateria, diminuindo o seu tempo de vida útil. Assim, torna-se importante garantir que os mesmos operem tanto em diversas faixas de temperatura, quanto que sejam precisos, robustos e resistentes à corrosão causada pelo meio ambiente.

1.2.5.2.6. A importância dos pontos de ajuste de tensão na regulação da descarga

Os pontos de ajuste mencionados acima protegem o acumulador contra os efeitos da sobrecarga. Porém, descargas profundas podem danificar e encurtar seu tempo de vida. Por este motivo, o controlador de carga deve, também, proteger a bateria contra os efeitos da sobredescarga, por meio de pontos de ajustes da tensão. Ou seja, quando uma bateria é descarregada profundamente, de forma a atingir um valor limite, chamado de “desconexão por baixa tensão”, (DBT³⁵) as cargas (lâmpadas, rádio, televisão) devem ser desligadas, automaticamente. Ressalta-se que, quando o acumulador se recarregar suficientemente, as cargas deverão ser reconectadas novamente a partir do ponto de ajuste, denominado de “reconexão por baixa tensão” (RBT)³⁶, conforme ilustra o diagrama da Figura 1.14.

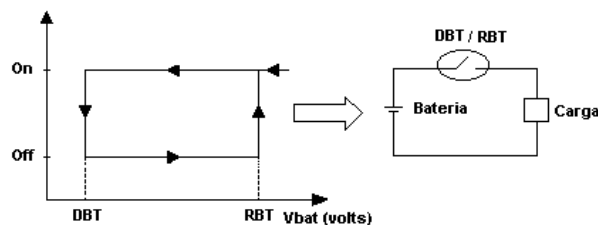


Figura 1.14. Operação dos pontos de ajuste no circuito de descarga

³⁵ DBT – Desconexão por Baixa Tensão: é a tensão na qual a carga é desconectada do acumulador, para prevenir a sobredescarga.

³⁶ RBT – Reconexão por Baixa Tensão: é a diferença entre o ajuste DBT e a tensão que permite que a carga seja novamente acionada pelo usuário.

É interessante notar que, apesar da importância desses pontos de ajuste para a adequada proteção da bateria, no passado, muitos controladores de carga não incluíam os pontos de ajuste de descarga em seus circuitos eletrônicos, pois eram um item opcional. Essa exclusão se justificava: pelo aumento do custo, em cerca de 50%; e pelo uso de relés eletromecânicos, que, além de pouco confiáveis, consumiam, quando acionados, muita energia, eliminando a possibilidade de proteção da bateria (GERKEN; WELSH, 1997).

Entretanto, atualmente, os circuitos de descarga são constituídos, geralmente, por MOSFETS, que são mais baratos, eficientes e confiáveis em relação aos tradicionais relés. De acordo com Aichberger (2003), 82% dos controladores de carga identificados em sua pesquisa de mercado possuem tais pontos de ajuste. Isso explica a atenção dada, atualmente, pelos fabricantes, tanto ao desenvolvimento do circuito de descarga, quanto à garantia de um ciclo de vida mais longo para os acumuladores.

Apesar de a maioria dos controladores de carga, na atualidade, possuírem um circuito de descarga, isto não garante uma proteção adequada à bateria caso os pontos DBT e RBT não estejam bem ajustados. Contrariamente ao que ocorre com TR e TRR, estão disponíveis várias sugestões de ajuste dos pontos de ajuste contra descargas profundas, baseadas em normas nacionais e internacionais que são divulgadas nos catálogos de fabricantes de bateria. Todavia, existem grandes diferenças entre essas normas, não havendo um consenso sobre o limite recomendável para determinado tipo de bateria, sistema e condição ambiental.

Uma recomendação mais coerente para a seleção do limite do ponto DBT é proposta por Diaz (2003, p.93): “A tensão de desconexão da carga por baixa tensão no acumulador deve corresponder ao valor máximo da profundidade de descarga (Pd), permitido para um determinado tipo de bateria”. A Tabela 1.7 especifica os principais modelos de baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos e seus limites máximos de descarga.

Tabela 1.7 – Valores de profundidade de descarga máxima, segundo tipo de bateria

Modelo de Bateria	Profundidade de Descarga Máxima (Pdmáx)
Gelificada (VRLA)	30 %
Automotiva (SLI)	50 %
Solar modificada	60 %
Tubular	80 %

Fonte: Diaz (2003)

Entretanto, a maioria dos controladores de carga encontrados no mercado, para aplicações de pequeno porte, não permite o ajuste dos pontos de atuação dos circuitos de carga e consumo. De forma geral, os controladores são fornecidos com pontos de atuação pré-ajustados, como pode ser observado na Tabela 1.8.

Tabela 1.8 – Principais características e pontos de ajustes nos controladores de carga

	Fabricantes				
	A	B	C	D	E
Tipo	Série/PWM	Shurt/PWM	Shurt/PWM	Shurt/On-Off	Série/PWM
Tensão OP.	12	12	12	12	12
Gerção (A)	10	8	10	12	11
Consumo (A)	10	8	10	12	11
	Pontos de Ajustes - "Setpoints"				
TR (V)	14,1	14,4	14,3	14,25	14,8
TRR (V)	não fornecido	13,7	13,5	13,7	13,6
DBT (V)	11,5	11,1	11,5	10,92	11
RBT (V)	12,6	12,6	13,0	12,9	12

De acordo com os dados fornecidos pela tabela acima, é possível observar que os pontos de desconexão da bateria por baixa tensão, ou seja, os DBT pré-ajustados pelos fabricantes, permitem descargas excessivas. Para a comprovação, são apresentados os resultados de um teste de descarga em um acumulador de energia de 100 Ah, novo. Para a realização do teste, utilizou-se um sistema de aquisição de dados e uma fonte de corrente regulada. A curva de descarga da bateria em teste e as informações provenientes dos dados coletados são apresentadas na Figura 1.15 e na Tabela 1.9, respectivamente.

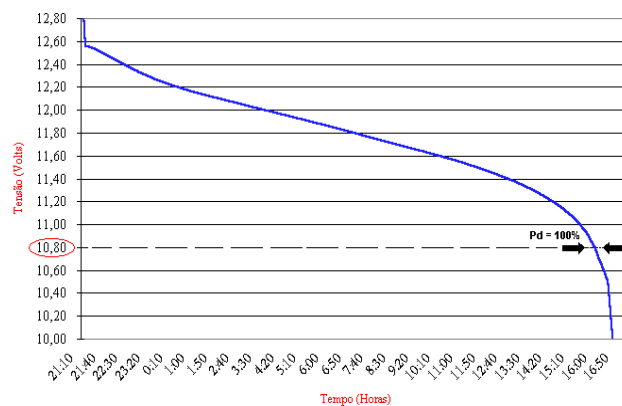


Figura 1.15. Curva de descarga a corrente constante, 5A, para um acumulador de 100 Ah

Tabela 1.9 – Informações fornecidas pelos dados coletados

Ah	Pd (%)	Tensão (V)	
0	0	12,6	
7	8	12,4	
18	18	12,2	
34	36	12	
48	50	11,83	
51	53	11,8	
66	70	11,6	
73	77	11,5	} DBT (A,C)
79	83	11,4	
88	92	11,2	
90	95	11,1	} DBT (B)
93	97	11	
94	99	10,92	} DBT (E) } DBT (D)
95	100	10,8	

A bateria testada possui uma capacidade nominal de 95 Ah, quando alcança 10,8 Volts, ou seja, 100 % da profundidade de descarga. Para a realização de um adequado dimensionamento de um SFD, é recomendável que a profundidade de descarga máxima em uma bateria recarregável, tipo automotiva, não ultrapasse 50 % da capacidade nominal (LORENZO, 1994). Sendo assim, os pontos de ajuste DBT dos controladores de carga devem ser ajustados em 11,83 Volts, de forma a permitir, no máximo, uma profundidade de descarga de 50 % para a bateria testada. Porém, os DBT³⁷, fornecidos pelos fabricantes, ver Tabela 1.8 (também indicados na Tabela 1.9), permitem descargas mais profundas, que trazem, como consequência, a redução da vida útil da bateria.

O ponto de ajuste de tensão de reconexão das cargas, além de ajudar a prolongar o tempo de vida útil dos acumuladores, proporciona a satisfação do usuário. Sendo assim, a sua escolha, em um limite coerente, torna-se muito importante.

Entretanto, da mesma forma que os ajustes de carga, a escolha ideal desses pontos é bem difícil de ser implementada. Assim, se RBT for muito próximo de DBT, as cargas serão disponibilizadas mais rapidamente para o consumo, porém o acumulador não terá tempo suficiente para se recuperar da descarga anterior; dessa forma, pode acontecer que as cargas oscilem, ou seja, sejam ativadas e desativadas continuamente, podendo causar insatisfação e desconfiança no usuário, em relação à confiabilidade do sistema.

³⁷ DBT (A,B,C,D,E) – Pontos de ajuste fornecidos pelos fabricantes A, B...E.

Por outro lado, para reduzir a probabilidade do ciclo de “On” e “Off” entre os pontos de ajuste de tensão e uma possível estratificação do eletrólito (SAUER et al., 1997), causada por essa oscilação, torna-se necessário elevar RBT, ocasionando uma separação maior entre RBT e DBT. Esse procedimento é o mais recomendado e sensato, desde que os usuários sejam alertados para a possibilidade de diminuição do consumo, por um período maior, garantindo que o acumulador se recarregue em um nível aceitável, viabilizando ao consumidor sua utilização correta.

Sendo assim, de acordo com Diaz (2003), para sistemas a 12 Volts, RBT deve estar a uma tensão entre 0,9 Volt e 1,2 Volt acima de DBT. Além disso, por causa de o estado de carga do acumulador ser muito sensível a variações da tensão, principalmente nas descargas, é recomendado que os ajustes de desconexão e reconexão das cargas possuam uma precisão de ± 60 mV, para bateria de 12 Volts, permanecendo constantes durante toda a faixa possível de variação da temperatura ambiente.

Finalmente, é recomendada a utilização de LEDs (Light Emitting Diodes) para a realização de funções de sinalização da capacidade disponível nas baterias e alertar os usuários para situações errôneas de operação e baixa carga..

1.2.5.3. Controladores de carga microprocessados

Neste trabalho, a ênfase maior é conferida aos controladores de carga geralmente utilizados em pequenos sistemas fotovoltaicos domiciliares, isto é, o foco está centrado nas estratégias de controle “On/Off” e Tensão Constante (PWM), utilizando MOSFETS. Porém, uma breve abordagem dos controladores de carga que utilizam microprocessamento de dados e outras técnicas como rastreamento do ponto de máxima potência (RPMP³⁸), além de controladores com contadores de ampere-hora (Ah) inclusos, são abordados neste item, de forma a se ter uma idéia do desenvolvimento desses dispositivos de regulação, ou seja: o seu estado-da-arte.

Atualmente, a utilização de controladores de carga com MOSFETS controlados por microcontroladores ou microprocessadores vêm se tornando mais freqüente em pequenas instalações fotovoltaicas no meio rural.

Várias pesquisas (AKKAYA; KULAKSIZ, 2004; ALVAREZ et al., 2003; MASHELENI; CARELSE, 1997) vêm sendo desenvolvidas para evidenciar as vantagens associadas a esses elementos de regulação digital. Supostamente, os controladores microprocessados são capazes de fornecer um controle mais “inteligente”, graças à possibilidade de inserir, internamente, uma variedade de algoritmos de regulação, dando maior flexibilidade ao programador, que pode modificá-lo ou otimizá-lo facilmente para um determinado estágio de carga, ou condição de operação, sem a necessidade de alterar os circuitos eletrônicos do mesmo. Além disso, o gerenciamento das condições do sistema é feito por meio da monitoração de diversos parâmetros: tensão, estado de carga, RPMP, temperatura do acumulador, que podem ser implementados facilmente.

Em relação ao ponto de máxima potência (PMP) de um gerador FV; este pode ser afetado pelas variações da temperatura da célula e pela irradiação solar incidente em sua superfície, que acarretam oscilações que comprometem a eficiência do sistema. Sendo assim, para se obter a máxima eficácia, é necessário empregar um dispositivo eletrônico denominado de “rastreamento do ponto de máxima potência” (RPMP), em conjunto com uma estratégia de controle capaz de deslocar o ponto de operação do módulo fotovoltaico, de modo que a máxima potência do mesmo seja alcançada, constantemente, para qualquer demanda de carga e condição de operação.

Várias estratégias de controle, tais como “perturbe e observe” (P&O) e “incremento da condutância”, podem ser utilizadas para calcular o ponto de máxima potência ideal para uma determinada situação. O primeiro algoritmo baseia-se no cálculo do ponto de operação do gerador FV, que é periodicamente deslocado em direção ao PMP, com o incremento ou decremento da tensão do módulo. O segundo rastreia o ponto de máxima potência, mediante a comparação feita entre o incremento da condutância do módulo e seu valor instantâneo. Pesquisas realizadas por Salas et al. (2002) demonstram que a última estratégia, apesar de ser um pouco mais lenta, possui uma precisão maior em relação a P&O, sendo que ambas atuam mais próximas do PMP, em comparação a outros algoritmos de controle convencionais.

Na atualidade, estão disponíveis no mercado controladores de carga que, além de protegerem os acumuladores, informam ao usuário a geração e o consumo, numericamente em ampere-

³⁸ RPMP – Rastreamento do Ponto de Máxima Potência homônimo de Maximum Power Point Tracking (MPPT).

hora (Ah), em um display de cristal líquido (LCD), substituindo os tradicionais LEDs. As vantagens de se utilizar esse contador de Ah, inserido ao controlador de carga, estão associadas a um melhor gerenciamento da demanda energética. Assim, por um lado, o usuário possui uma visibilidade maior daquilo que está acontecendo com seu sistema e, por outro, favorece a inserção da tecnologia fotovoltaica, uma vez que esse equipamento é versátil, viabilizando a conversão de um sistema técnico para um sistema social. (MORANTE; ZILLES, 2001).

Portanto, a expansão do uso de microprocessadores ou microcontroladores para a realização de controle de carga e descarga em pequenos sistemas fotovoltaicos parece ser uma questão de tempo. Acrescente-se que a otimização das estratégias de controle, utilizando-se redes neurais em conjunto com lógica Fuzzy (VEERACHARY; SENJYU; UEZATO, 2002), e também o emprego de circuitos digitais mais eficazes e robustos, os DSPs³⁹, vêm sendo pesquisados (HUA; LIN; SHEN, 1998) com o objetivo de serem usados, brevemente, para viabilizar um melhor controle de carga e descarga de um SFD. Não se pode deixar de mencionar a importância da introdução dos controladores de carga com contadores de Ah nos SFD, por sua relevância, não apenas técnica, mas também no âmbito sócio-cultural nas comunidades rurais.

1.2.6. Controle auto-regulado

Os módulos denominados de auto-regulados tiveram origem nos anos 1980, com a intenção de reduzir o custo final de um sistema fotovoltaico mediante a determinação do número mínimo de células solares, de tal forma que, ao aumentar esse número, a confiabilidade do sistema não seja alterada.

A justificativa para aplicação desse procedimento está baseada no aumento da qualidade das células, ou seja, o seu fator de forma (FF) e sua tensão de circuito aberto (Voc), fazendo com que haja o deslocamento do ponto de máxima potência, distanciando o ponto de trabalho⁴⁰. Sendo assim, supõe-se que, com um número menor de células solares, seria possível obter a mesma quantidade de energia que as células com menor qualidade que constituíam os

³⁹ DSP – Digital Signal Processor: São processadores de alta velocidade exclusivamente dedicados ao cálculo de diversos parâmetros de um determinado processo.

⁴⁰ Ponto de trabalho é a tensão determinada pela bateria, na qual o conjunto módulo FV-bateria irá operar .

módulos FV, possibilitando a exclusão de um controlador de carga no sistema e melhorando a relação custo/confiabilidade.

O princípio de funcionamento destes módulos é sustentado no pressuposto de que, nos geradores fotovoltaicos, a corrente decresce rapidamente quando a tensão de trabalho supera a tensão do ponto de máxima potência, Figura 1.16. Por causa do fato de esse módulo estar conectado a uma bateria, ao aumentar a sua tensão, ou seja, próximo à carga completa, constata-se uma redução significativa da corrente, evitando-se, assim, a sobrecarga.

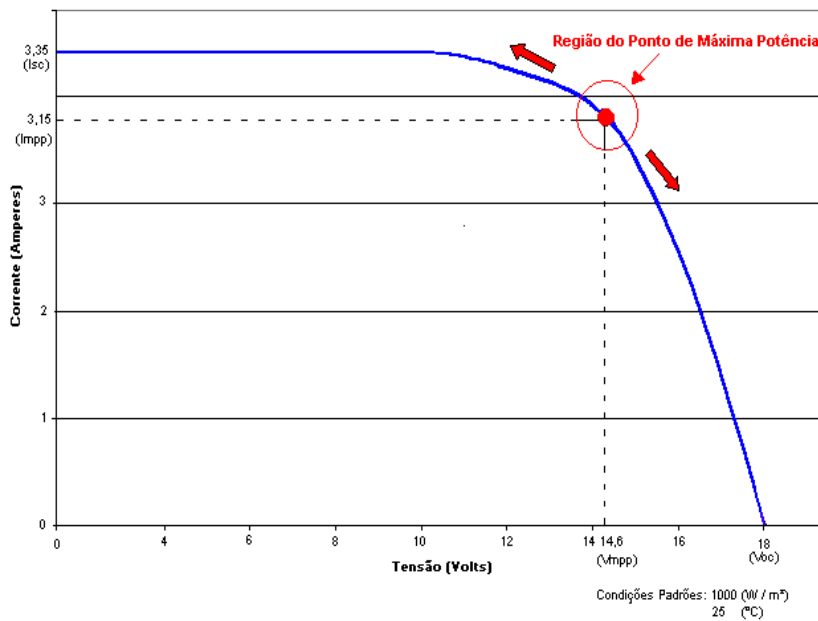


Figura 1.16. Curva característica I x V de um módulo fotovoltaico auto-regulado

Considerando, por um lado, que a tensão dos módulos depende da temperatura e, por outro, que a corrente de auto-regulação nunca, precisamente, será igual a zero, esses módulos são apropriados apenas para determinadas aplicações especiais. Assim, eles são viáveis em climas com pequenas variações sazonais de temperatura e em sistemas que possuem uma elevada autonomia de armazenamento de energia, para um determinado arranjo fotovoltaico. Excluindo essas situações, o módulo auto-regulado pode sobrecarregar a bateria, levando-a a uma gaseificação excessiva ou, então, não a carregando suficientemente e acarretando

sulfatação. Em ambos os casos, essas situações reduzem o tempo de vida do acumulador e a integridade do sistema.

Pesquisas realizadas por Egidio e Lorenzo (1986) confirmam que a forma mais segura e correta de se carregar e descarregar um acumulador de energia e, portanto, prolongar seu ciclo de vida, além de aumentar o rendimento do SFD, é utilizando um controlador de carga. Os módulos designados de “auto-regulados” possuem cerca de 30 células solares, que, supostamente, controlam a carga da bateria, evitando, assim, a sobretensão; porém, esses módulos podem se constituir como um risco à vida da bateria, por causa das descargas profundas.

1.3. Configurações comuns encontradas em SFD

As principais configurações dos sistemas fotovoltaicos domiciliares comumente encontradas podem ser divididas em duas categorias que são destacadas abaixo.

1.3.1. SFD sem controlador

Este tipo de configuração, apesar de não ser recomendado, vem sendo implantado em alguns projetos de SFD, no Brasil, de modo a reduzir os custos iniciais de investimento. Como exemplo, podem-se citar os SFD instalados em comunidades rurais do Estado da Bahia. A Figura 1.17 exemplifica melhor o diagrama unifilar da configuração de um SFD sem a unidade de controle de carga e descarga.

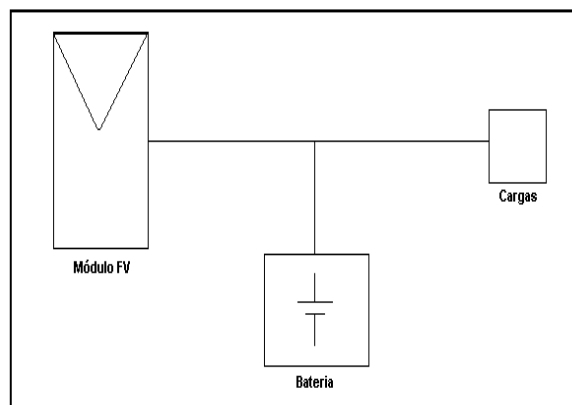


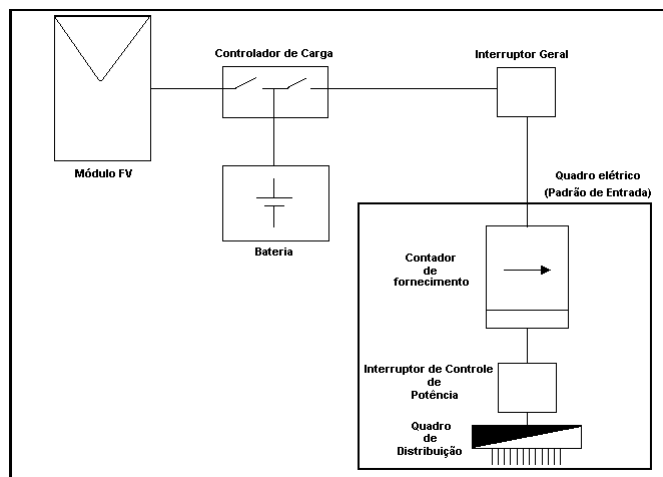
Figura 1.17. Configuração de um SFD sem controlador de carga e descarga

1.3.2. SFD com controlador

Esta categoria é a mais recomendada e pode ser dividida em três configurações, conforme o tipo de atendimento: SFD exclusivamente em corrente contínua (CC); SFD exclusivamente em corrente alternada (CA); e SFD misto (CC + CA). Apesar de as potências instaladas nesses sistemas variarem entre 50 e 300 Wp, o que importa é que o tamanho do sistema que se pretende ofertar deve estar vinculado ao serviço energético, em kWh/mês. A seguir, são apresentadas cada uma destas configurações e suas características.

1.3.3. SFD exclusivo em CC

Este tipo de configuração é o mais difundido nos projetos de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares já instalados⁴¹. Possui, como características, o fornecimento de energia final, ao usuário, exclusivamente em CC e a capacidade geradora entre 45 a 75 Wp, podendo oferecer ao usuário até 4 kWh/mês⁴²; ou seja, apenas a energia suficiente para a operação de algumas lâmpadas fluorescentes de baixa potência, além de um rádio ou televisor preto-branco, num período de quatro horas diárias. Portanto, este tipo de categoria apresenta limitações quanto ao uso de equipamentos comumente mais utilizados. A Figura 1.18 demonstra esta configuração.



Fonte: Zilles (2004)

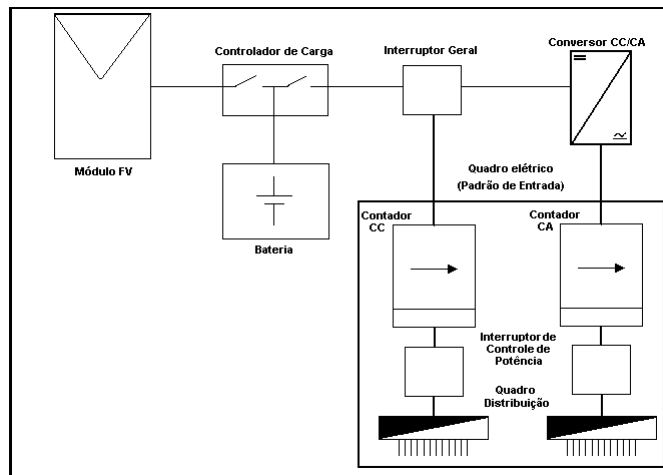
Figura 1.18. Configuração unifilar de um SFD em CC com controlador de carga e descarga

⁴¹ Projetos nos domicílios ribeirinhos da região amazônica e Mata Atlântica, por exemplo.

⁴² Considerando-se módulo FV de 50 Wp e horas de sol pleno (HSP) igual a 4 kWh/m².

1.3.4. SFD misto

Essa configuração, Figura 1.19, é constituída por duas linhas de fornecimento de energia: uma linha em CC, exclusiva para iluminação, e outra em corrente alternada, para alimentação de pequenas cargas em CA, mediante o uso de um conversor CC/CA. A principal vantagem dessa configuração é a garantia de funcionamento das lâmpadas fluorescentes caso ocorram falhas no inversor. Suas desvantagens são: maior custo, por causa da utilização da linha CC, e uma pior relação preço/qualidade das luminárias em CC em relação às CA.



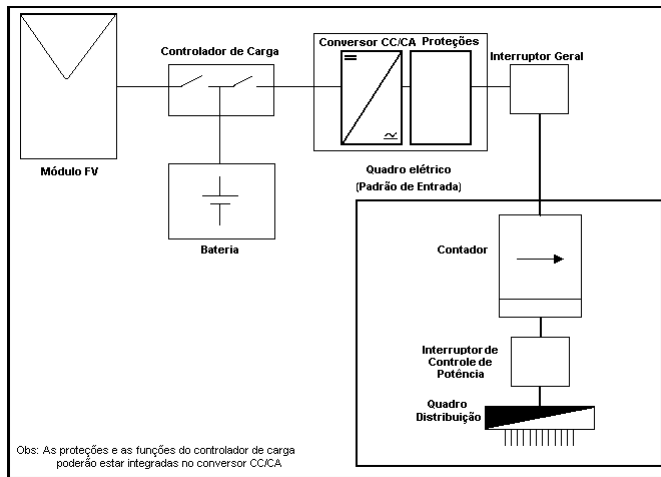
Fonte: Zilles (2004)

Figura 1.19. SFD atendido por CC e CA esquema unifilar

1.3.5. SFD exclusivo em CA

Este tipo de configuração requer apenas uma linha de distribuição de energia, que é exclusiva em CA. Diversas vantagens são obtidas com a adoção desse tipo de configuração, em relação aos sistemas exclusivamente em CC, dentre as quais podem-se citar: facilidade de se encontrar, no mercado local, luminárias, lâmpadas e eletrodomésticos destinados a CA; e uso de uma fiação com diâmetro menor e com padrões de entrada, no ponto de fornecimento, já consolidados na eletrificação rural, por extensão da rede elétrica convencional.

Portanto, essa configuração permite atender aos consumidores de forma eficiente e democrática, usando o nível de tensão adotado nas localidades mais próximas já atendidas pela rede elétrica. A Figura 1.20 exemplifica a configuração em questão.



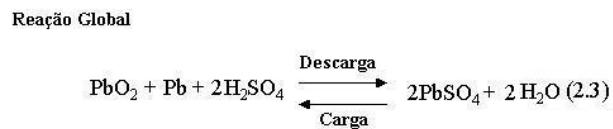
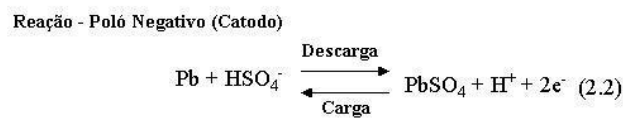
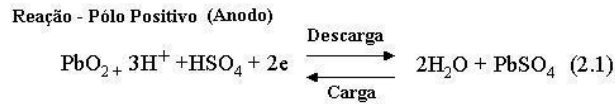
Fonte: Zilles (2004)

Figura 1.20. SFD atendido por CA esquema unifilar

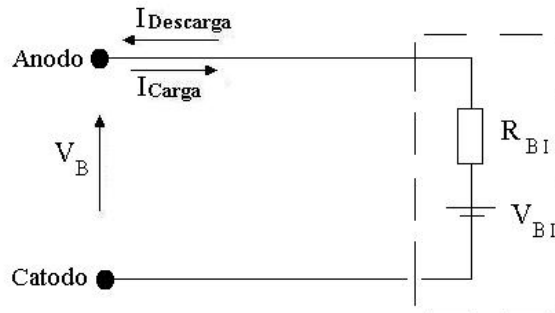
Capítulo II – O processo de geração e consumo de energia nos SFD

2.1. Reações eletroquímicas durante o processo de carga/descarga

Inicialmente, para facilitar a compreensão do processo de geração e consumo de energia nos SFD, é necessário conhecer as principais reações eletroquímicas que ocorrem no interior de uma bateria de chumbo/ácido. Nessa perspectiva, são evidenciadas a seguir as equações básicas:



Os processos de carga e descarga ocorrem a partir das reações químicas expostas acima; pode-se, também, associar a bateria, interpretando seus processos, com uma fonte de tensão ideal (V_{BI}) em série com uma resistência interna (R_{BI}), conforme mostra a Figura 2.1. Os itens seguintes deste capítulo tomaram por base as equações 2.1, 2.2 e 2.3 e, ainda, o circuito elétrico referente à Figura 2.1.



Fonte: LORENZO (1994)

Figura 2.1. Circuito equivalente de uma bateria chumbo/ácido

2.2. Processo de carga

O processo de carregamento da bateria tem como finalidade principal a retirada de todo o ácido contido nas placas positivas e liberá-lo no eletrólito, formando óxido de chumbo (PbO_2), no anodo, e o chumbo puro (Pb) no catodo (equação 2.3). É possível notar que, quando a bateria é submetida a esse processo, imediatamente ocorre um incremento na tensão da bateria, por causa do súbito aumento da densidade do eletrólito.

Em relação ao circuito elétrico, a corrente entra na bateria pelo anodo e a liberação do ácido no eletrólito é acarretada: um incremento da sua densidade e , conseqüentemente, um incremento da tensão (V_{BI}); um decréscimo da resistência interna (R_{BI}) e do produto $I_{\text{carga}} \times R_{BI}$, proporcionando uma concentração maior de íons disponíveis para as reações e um aumento da tensão nos bornes da bateria (vide equação 2.4).

$$V_B = V_{BI} + I_{\text{carga}} \times R_{BI} \quad (2.4)$$

Quando a bateria estiver praticamente carregada e a maioria do ácido sulfúrico (H_2SO_4) tiver sido transformada em Pb e PbO_2 , dá-se início à produção dos gases oxigênio (O_2) e hidrogênio (H_2). Esse fato ocorre por causa do consumo completo de toda a matéria ativa disponível nas placas positivas, de forma que parte da corrente necessária para produzir a reação característica é utilizada no processo de decomposição da água (eletrólise); em síntese, dá-se início ao fenômeno denominado de gaseificação. Quando essa etapa for atingida, a tensão da bateria é incrementada e, posteriormente, estabilizada.

O processo de carga é considerado finalizado quando a tensão da bateria e a densidade relativa do eletrólito permanecerem constantes por um período de três horas. A Figura 2.2 mostra a curva característica de um processo de carga a corrente constante em uma bateria de chumbo/ácido selada⁴³.

⁴³ Bateria selada ou “sem manutenção”: são usadas, em suas grades, ligas de chumbo-cálcio, de modo a reduzir a perda de água, decorrente da eletrólise da água, durante o carregamento.

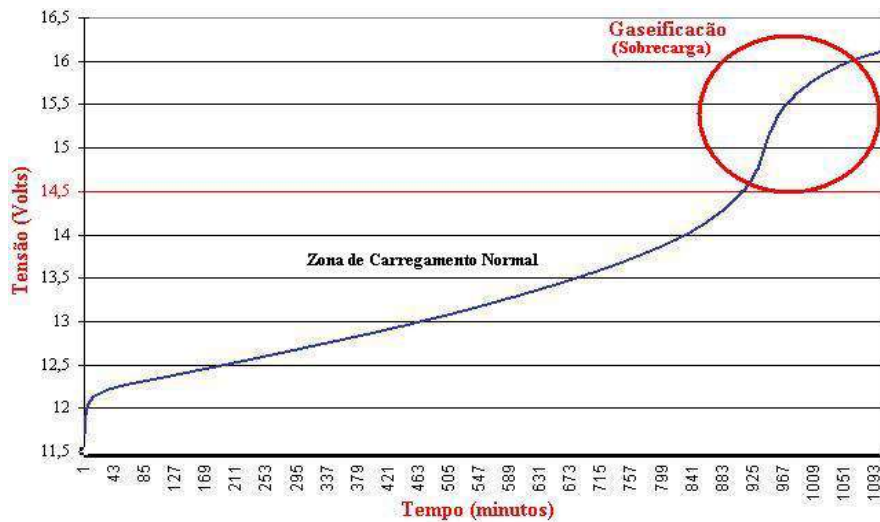


Figura 2.2. Evolução da tensão nos bornes de uma bateria durante o processo de carga a corrente constante, 5 A, e regime de carga C20, em função do tempo, para uma temperatura ambiente de 20°C

2.3. Processo de descarga

Quando a bateria estiver fornecendo energia a um circuito externo, considera-se que ela está sendo descarregada. Este processo ocorre da seguinte maneira: a energia é produzida pelo ácido, no eletrólito e, gradualmente, é combinada com a matéria ativa das placas, para que essa combinação produza tanto o sulfato de chumbo (PbSO_4) nas placas, quanto a água que dilui o eletrólito (vide equação 2.3). A capacidade da bateria irá variar de acordo com a corrente utilizada na descarga. Quanto maior for a corrente retirada da bateria, menor será a capacidade disponível. Esse fato ocorre porque, a taxas elevadas de corrente, o decremento da tensão é mais rápido e a tensão final é atingida mais rapidamente.

Após sucessivas descargas, ocorre uma gradativa diminuição da capacidade da bateria, sendo que, quanto maior for o número e a profundidade das descargas, mais intensa será a perda de matéria ativa, sendo que, em um determinado número de ciclos, a bateria é considerada como “morta”. A “morte” da bateria acontece quando sua capacidade estiver reduzida a 80% do seu valor inicial, ou seja, a vida da bateria está relacionada ao número de ciclos que ela suporta até perder 20% de sua capacidade.

No circuito equivalente, durante o processo de descarga, a corrente sai do anodo e ocorre a absorção do ácido do eletrólito, o que acarreta uma diminuição de sua densidade e, como conseqüência, uma diminuição de V_{BI} e um aumento de R_{BI} , sendo que estes contribuem para a diminuição da tensão nos bornes da bateria, conforme mostra a equação 2.5.

$$V_B = V_{BI} - I_{Descarga} R_{BI} \quad (2.5)$$

A bateria, ao se aproximar do final da descarga, provoca a obstrução dos poros, decorrente do aumento do diâmetro da matéria ativa, sendo que a renovação do eletrólito nas placas torna-se bastante difícil e sua densidade fica reduzida, dificultando a descarga, mesmo havendo, na matéria ativa, a presença de PbO_2 e Pb . Sendo assim, é necessário limitar a descarga, em um certo nível de tensão final, que depende tanto do regime de descarga utilizado, quanto da temperatura à qual o acumulador está submetido. A figura 2.3 mostra a curva característica de descarga de uma bateria de chumbo/ácido a corrente constante.

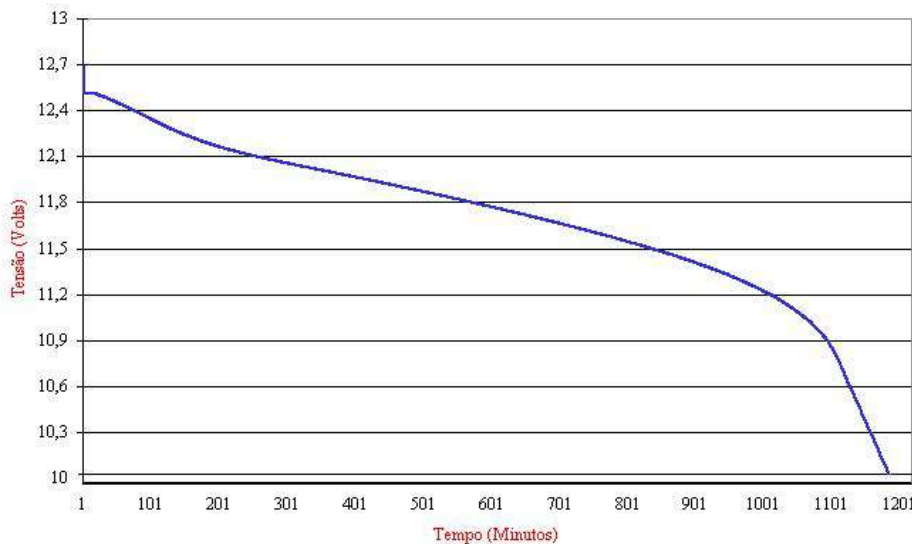


Figura 2.3. Evolução da tensão nos bornes de uma bateria, durante o processo de descarga à constante de 5 A em função do tempo

2.4. Efeitos da sobrecarga

Os efeitos decorrentes do excesso de carga, ou sobrecarga, podem ocasionar conseqüências positivas ou negativas no interior de uma bateria. As primeiras estão relacionadas à necessidade de se equalizar as células que compõem o acumulador, ou seja, é necessário realizar a homogeneização ou agitação do eletrólito, por meio das bolhas dos gases criados pela gaseificação, para que o fenômeno de estratificação⁴⁴ seja minimizado.

Em relação às conseqüências negativas, o excesso de carga leva à perda de água do eletrólito, fazendo-se necessária a reposição periódica deste líquido⁴⁵. Desta forma, caso essa reposição não seja possível, com o passar do tempo as placas da bateria tendem a ficar secas e, como conseqüência, podem ser causados danos irreversíveis à bateria. Além disso, existe a possibilidade de se perder matéria ativa, por causa de seu desprendimento das placas, ocasionado pela produção de bolhas decorrentes da gaseificação.

Outro fator negativo refere-se à corrosão do eletrodo positivo, por causa do processo de oxidação, que pode ser intensificado pelo aumento de temperatura acarretado pela gaseificação e, conseqüentemente, o tempo de vida da bateria pode ser reduzido. Além disso, a gaseificação consome parte da corrente de carga, que não poderá ser disponibilizada na próxima descarga, diminuindo, assim, a eficiência do carregamento.

Em relação ao circuito elétrico (Figura 2.1), a gaseificação aumenta consideravelmente a resistência R_{BI} , por causa de uma maior dificuldade imposta ao processo.

Como decorrência do que foi exposto, e objetivando a obtenção de um balanço adequado, para usufruir a sobrecarga sem que esta danifique a bateria, é necessário limitar esse processo, no final do carregamento, a um valor de tensão que está compreendido entre 14,1 V e 14,7 V, para uma temperatura de 25°C (LORENZO, 1994).

⁴⁴ Será abordado, no item 2.6.

2.5. Efeitos da descarga excessiva

Um dos efeitos causados tanto pela descarga profunda, quanto pela inatividade da bateria (que é mantida em baixo estado de carga) é o processo denominado de sulfatação. A sulfatação se processa por causa da formação de cristais de sulfato de chumbo (PbSO_4) nas superfícies das placas das células quando essas operam fora das condições normais. A Figura 2.4. mostra as etapas do processo de sulfatação.

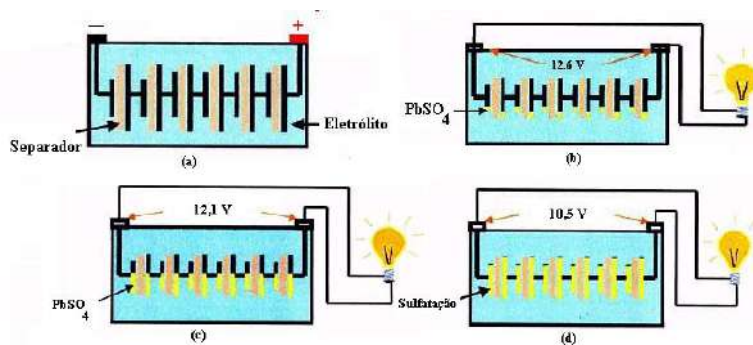
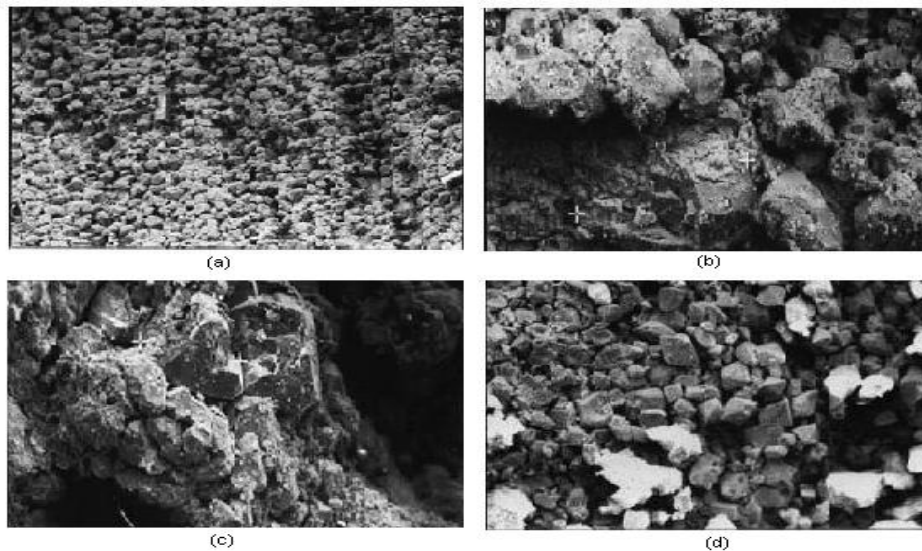


Figura 2.4. Etapas do processo de sulfatação: (a) Bateria com plena carga; (b) Formação de PbSO_4 ; (c) Aumento de PbSO_4 no decorrer da descarga; (d) Descarga profunda, sulfatação

De início, a presença de espaços vazios, próximos a cada pequeno cristal de sulfato de chumbo, facilita a movimentação do eletrólito através da matéria ativa existente. Contudo, progressivamente, os pequenos cristais de PbSO_4 se recombinaem e se recristalizam, formando cristais maiores que não foram decompostos durante o recarregamento, impedindo a transformação em Pb e PbO_2 , ou seja, perde-se a matéria ativa da reação e, com isso, diminui-se a capacidade da bateria. Além disso, o PbSO_4 , por ser um mau condutor elétrico, produz o aumento da resistência da bateria, dificultando ainda mais a passagem da corrente elétrica, gerada pela mesma. Quando a bateria atinge esse estágio de sulfatação irreversível, é comum denominá-la de “sulfatada”. A Figura 2.4. mostra a “autópsia” de diferentes estágios da sulfatação irreversível de baterias instaladas em distintas aplicações de sistemas fotovoltaicos (SFV) com diferentes ciclos de vida: o que aparece com tonalidade mais clara representa a degradação, no eletrodo positivo.

⁴⁵ Nas baterias seladas, um processo de recombinação interna permite a reforma da água, a partir do oxigênio e hidrogênio gerados em condições normais de carregamento. Porém, o processo de carga deve ser controlado, de



Fonte: MATTERA et al (2003)

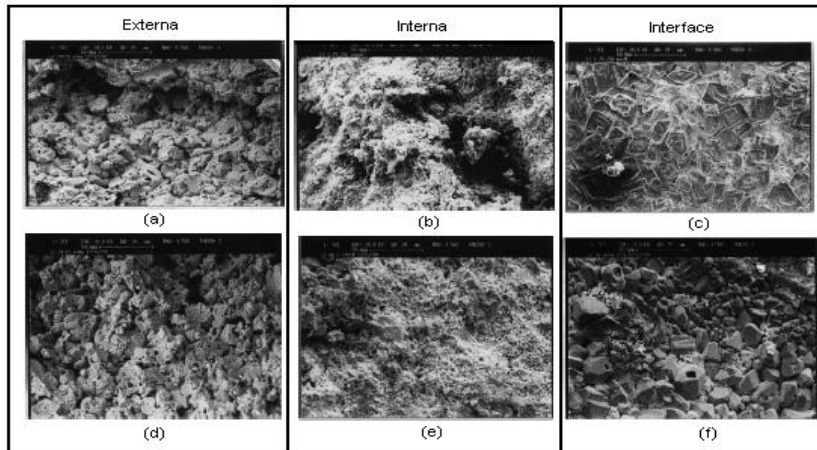
Figura 2.5. Processos de sulfatação no eletrodo positivo de diferentes baterias, ciclo de vida e SFV: (a) na parte inferior (11 anos); (b) “Zoom” do eletrodo positivo (1 ano); (c) interface eletrólito e matéria ativa (8 anos); (d) na parte inferior (6 anos).

A sulfatação irreversível é a principal causa do envelhecimento das baterias de chumbo/ácido, segundo pesquisas realizadas por MATTERA et al (2003). Essa pesquisa foi baseada na hipótese de que a identificação e limitação de modos de degradação (sulfatação, estratificação, etc) permitem selecionar melhor as baterias e otimizar as estratégias de controle. Sendo assim, Mattera e sua equipe procederam à caracterização de baterias que se encontravam em campo, por um período prolongado, e que apresentavam baixo estado de carga. Por meio desse estudo, foi possível se obter um conhecimento maior dos mecanismos da degradação e, principalmente, da sulfatação irreversível. Essa sulfatação sofre a influência, por um lado, de dois fatores – densidade e temperatura – e, por outro, do mecanismo de recristalização, que afeta principalmente o eletrodo positivo da bateria⁴⁶.

Os experimentos realizados pelos referidos pesquisadores mostraram a existência de um mecanismo de recristalização que, em períodos prolongados de descarga, leva a uma fraca capacidade de recarga da bateria. Esse fato está relacionado à distribuição dos novos cristais,

modo a evitar a gaseificação, pois nesse tipo de bateria o eletrólito não pode ser repostos.

que conduzem a um fraco contato eletrônico. A pesquisa também evidenciou que a perda de capacidade é um fator importante na identificação de um modo de degradação que está ocorrendo dentro da bateria; porém, somente esse fator não é suficiente para se detectar a verdadeira causa da degradação. A Figura 2.6 mostra a evolução da matéria ativa durante a descarga profunda e prolongada nas camadas internas, externas e na transição entre o eletrólito e a matéria ativa, imediatamente após a descarga e depois de um mês.



Fonte: MATTERA et al (2003)

Figura 2.6. Diferentes zonas da matéria ativa na placa positiva, imediatamente após a descarga (a), (b) e (c); e depois de um mês (d), (e) e (f) para 10,5 V, 25°C, 1,238 g/cm³ e I₁₀.

A caracterização das baterias mostra que ocorre uma evolução da matéria ativa da placa positiva após um período de tempo (1 mês). O mecanismo de recristalização é igualmente observado, na figura acima, a partir da homogeneização do PbSO₄.

A primeira identificação do processo de sulfatação geralmente ocorre quando uma bateria parece se carregar rapidamente em decorrência da elevada tensão de carregamento; porém, mediante a reativação de uma medida do peso específico da bateria, é possível constatar que o estado de carga se encontra baixo. Um procedimento usado para se tentar reverter essa situação, minimizando os possíveis danos causados pela sulfatação, pode ser feito aplicando à bateria uma corrente lenta, durante o carregamento; contudo, mesmo assim, a capacidade da bateria se reduzirá irreversivelmente.

⁴⁶ Corresponde a um equilíbrio termodinâmico entre os cristais formados e os íons do PbSO₄ do eletrólito

Diversos fatores aceleram o processo de sulfatação, reduzindo permanentemente a capacidade da bateria, destacando-se entre eles:

- Operação contínua em temperaturas elevadas (acima de 45 °C);
- Manutenção da bateria em baixo estado de carga por períodos de tempo prolongados;
- Presença de altas concentrações de eletrólito;
- Carregamento baixo, ou parcialmente, prolongado.

Quando dois ou mais fatores ocorrem, o processo de sulfatação torna-se acelerado.

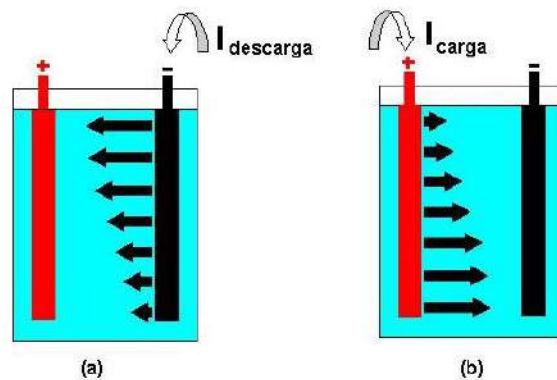
Para que a sulfatação seja evitada, é necessário que a bateria seja recarregada regularmente, de modo que todo o sulfato de chumbo seja convertido novamente em PbSO_2 e Pb . Nas aplicações de ciclos profundos, os fabricantes recomendam que a bateria, após sofrer a descarga, seja recarregada imediatamente. Entretanto, isto não é possível quando a descarga profunda é resultado de tempo nublado. Neste caso, é necessário reduzir o consumo, durante alguns dias, ou então recarregar a bateria por meio de outras fontes.

A taxa de sulfatação varia segundo os diferentes tipos de baterias e, assim, depende da qualidade das placas utilizadas e de sua aplicação. As matérias ativas contêm aditivos que retardam a taxa de sulfatação, mas que não podem interrompê-la completamente. Em lugares onde a temperatura média está acima de 30°C, utiliza-se um eletrólito tropical que possui uma baixa concentração de ácido. Essa baixa concentração reduz os danos na estrutura da grade das placas positivas, diminuindo a taxa de sulfatação.

2.6. Efeitos do processo de ciclagem

A estratificação é um efeito decorrente dos constantes ciclos de carga e descarga. Nesse processo de estratificação, ocorre a divisão do eletrólito em camadas de diferentes densidades, provocando a redução da capacidade da bateria. Para compreender melhor esse fenômeno, suponha-se que a bateria, inicialmente, se encontre carregada e que seja submetida a um processo de descarga; em decorrência da resistência interna da bateria, a densidade de corrente não fica uniforme sobre as placas (vide figura 2.7(a)), sendo mais elevada nas partes superiores, que absorvem mais o ácido do eletrólito. Sendo assim, no final do processo de

descarga, a densidade do eletrólito também não é uniforme, tendendo a se estratificar e ser maior nas partes inferiores da bateria.



Fonte: LORENZO (1994) / Modificada

Figura 2.7. Distribuição da densidade de corrente nos processos de carga e descarga

No processo de carga, a não-uniformidade da densidade do eletrólito faz com que sua resistência interna também se torne variável, porém contrária à da descarga, ou seja, quanto maior a densidade do eletrólito, menor será a resistência e vice-versa. Assim, a corrente de carga se distribui de forma oposta à resistência (figura 2.7(b)) e, conseqüentemente, a liberação do ácido no eletrólito reforça ainda mais o fenômeno de estratificação produzido pela descarga anterior.

O fenômeno da estratificação foi monitorado por Chao C.W. et al. (1995), que utilizaram o método denominado “holographic laser interferometry” (HLI), que faz a mensuração do óxido de chumbo (PbO_2), de forma a identificar a variação da estratificação do eletrólito no processo de carga e descarga de uma bateria. As principais conclusões da pesquisa realizada são relatadas a seguir.

Durante o processo de carga, as partes superiores das placas são favorecidas⁴⁷, atingindo rapidamente a sua capacidade máxima, sendo que a gaseificação contribui para a redução da estratificação do eletrólito. Contudo, os benefícios causados pela formação dos gases não

⁴⁷ Esse fato se deve à baixa resistência que esta região proporciona ao processo de carga.

ocorrem nas partes inferiores das placas. Assim, a distribuição não-uniforme da densidade do eletrólito vai se intensificando durante todo o processo.

De acordo com o que se encontra exposto na Figura 2.8(a), o fenômeno da estratificação pode ser observado desde o início do carregamento (elementos negros). À medida que o processo avança, a distribuição irregular do ácido no eletrólito faz com que o ácido gerado na parte superior seja depositado na parte inferior da bateria, até que a diferença entre as concentrações se torne crítica e se estabilize; Figura 2.8 (b) e (c). Além disso, o início do processo de gaseificação também pode ser observado. As figuras 2.8 (d) a (f) e 2.9 mostram que é possível perceber a intensificação da produção de gases que agitam o eletrólito e que, conseqüentemente, promovem a redução do processo de estratificação.

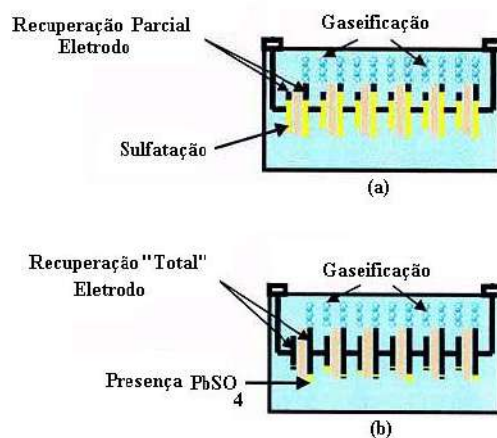


Figura 2.9. Minimização do processo de estratificação, por meio de gaseificação

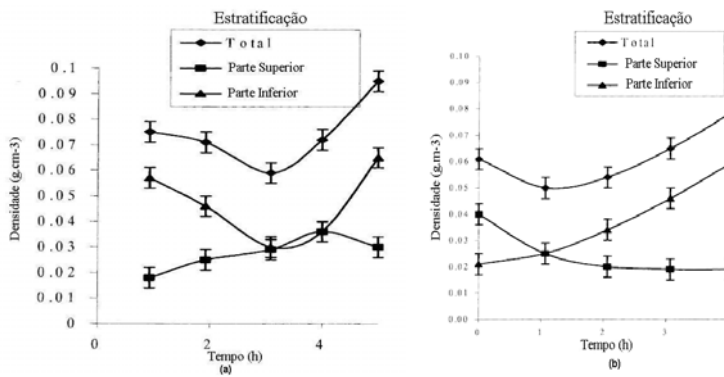
Antes de iniciar o processo de descarga, Chao e sua equipe analisaram o comportamento da estratificação quando as placas estavam se recuperando do processo de carga e puderam constatar que a distribuição não-uniforme da densidade do eletrólito havia sido resgatada, mesmo após a sua agitação⁴⁸. Sendo assim, o reaparecimento da estratificação do ácido não está relacionado ao grau de sobrecarga ao qual os eletrodos foram submetidos anteriormente.

⁴⁸ Foi constatado que um grau de sobrecarga de 10% produz resultado igual ao que se encontraria se os eletrodos fossem submetidos a 100% de sobrecarga.

Após o “repouso” dos eletrodos, a bateria foi submetida ao processo de descarga e constatou-se que a parte inferior foi a primeira a reagir, provocando a uniformidade da distribuição do ácido no eletrólito. Entretanto, quando a parte superior torna-se prioridade da reação eletroquímica, o desequilíbrio reaparece, fazendo com que a parte inferior se descarregue primeiro. Constatou-se que, após vários ciclos, gradualmente os cristais irreversíveis de sulfato de chumbo foram sendo formados.

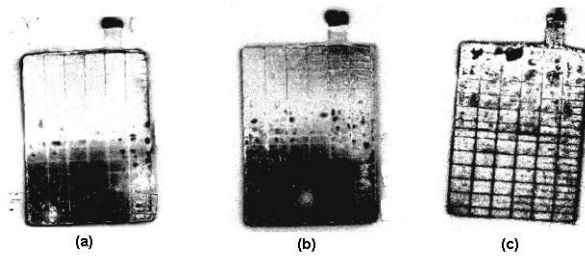
A influência e as conseqüências do fenômeno de estratificação também foram analisadas por MATTERA et al. (2003). Esses pesquisadores, no processo de caracterização das baterias, introduziram no eletrólito e nos eletrodos elementos radioativos ($H_2^{35}SO_4$ e $Pb^{35}SO_4$ respectivamente), que foram detectados por leitura a laser. As principais conclusões decorrentes deste estudo são:

- A estratificação do eletrólito ocorre no carregamento da bateria e vai aumentando à medida que o processo progride, isto é, diminui no começo da descarga e aumenta no final. (vide Figura 2.11);
- A parte inferior das placas fica extremamente descarregada e com dificuldade de carregamento, contribuindo, assim, para que a bateria conviva com diferentes estados de carga em seu interior;
- A estratificação leva à sulfatação irreversível nas partes inferiores (Figura 2.12).



Fonte: MATTERA et al. (2003)

Figura 2.11. Estratificação no interior da bateria no processo de carga (a) e descarga (b)



Fonte: MATTERA et al. (2003)

Figura 2.12. Sulfatação irreversível no eletrodo positivo, causada pela estratificação: (a) na parte inferior e no borne; (b) intensificação da degradação; (c) perda da matéria ativa

2.7. Efeitos da temperatura

Como qualquer dispositivo eletroquímico, a bateria é influenciada pelas variações da temperatura, que alteram, conseqüentemente, seu rendimento. Um aumento da temperatura acarreta uma elevação da capacidade da bateria por causa da redução da resistência interna⁴⁹, porém, essa vantagem traz alguns inconvenientes, os quais serão destacados a seguir.

O aumento da temperatura altera a velocidade das reações químicas envolvidas no processo de corrosão das placas, interferindo na vida da bateria. Geralmente, um aumento de 10°C na temperatura eleva a taxa de reação em duas vezes, o que ocasiona uma redução por um fator de dois do tempo de vida da bateria, para condições normais de operação (DUNLOP, 1997). Além disso, a elevação da temperatura acelera, também, o processo de gaseificação, a taxa de autodescarga e a sulfatação (nas baterias que não estão totalmente carregadas). Sendo assim, em regiões tropicais, é aconselhável, para baterias carregadas, a utilização de baixas densidades do eletrólito⁵⁰, o qual, com a movimentação decorrente da elevação de temperatura, compensará o efeito de baixa densidade sobre R_{BI} .

Em relação ao circuito elétrico, o aumento de temperatura diminui o valor de V_B que ocorre nos fenômenos de sobrecarga, por causa da diminuição da resistência interna, que está associada ao processo de sobrecarga. Além disso, numa bateria em repouso, ocorre o

⁴⁹ Para cada grau centígrado aumentado, se incrementa 1% da capacidade da bateria.

⁵⁰ Entre 1,20 a 1,22 g.cm⁻³

incremento do volume do eletrólito, causado pela dilatação da água, o que diminui a concentração do ácido⁵¹.

A diminuição da temperatura diminui, também, a fluidez do eletrólito, isto é, a movimentação das cargas elétricas no interior da bateria. Dessa forma, o valor de R_{BI} aumenta e a capacidade nominal, para determinado regime de descarga, diminui.

Se a bateria estiver descarregada e a temperatura atingir um valor abaixo de 0°C, ela poderá não mais operar, e danos permanentes ocorrerão por causa do congelamento do eletrólito. Assim, para baterias que operam em climas mais frios, é recomendável que a concentração do ácido seja mais elevada, mantendo o eletrólito no estado líquido, na temperatura na qual o acumulador se encontra.

⁵¹ Essa variação é da ordem de 0,7 mV/°C (LORENZO, 1994)

Capítulo III – Procedimento experimental para análise das diferentes estratégias de controle de carga e descarga

3.1. Descrição do experimento

O experimento, usando as diferentes estratégias de controle de carga, se constituiu na montagem de quatro pequenos sistemas fotovoltaicos domiciliares. Todos os sistemas fotovoltaicos domiciliares (SFD) possuem capacidade de geração próxima ou igual a 50 Wp, armazenamento de 100 Ah, 12 Volts, e consumo médio diário, em corrente contínua, de 120 Wh ou 10 Ah/dia. As diferenças entre cada sistema estão relacionadas aos algoritmos de controle adotados e ao número de células solares fotovoltaicas que compõem os módulos. A seguir, evidenciando suas principais características, cada um dos SFD é descrito.

▪ Sistema fotovoltaico domiciliar 1 (SFD 1)

O SFD 1 (figura 3.1) é constituído por um módulo fotovoltaico composto por 30 células de Si-mono, modelo SIEMENS/SM46, ou seja, pelo denominado módulo auto-regulado. Este módulo foi conectado diretamente a uma bateria de chumbo/ácido, do tipo estacionária, recomendada para sistemas fotovoltaicos; essa bateria, no período noturno, fornece energia a duas lâmpadas fluorescentes tubulares de 15 Watts, modelo Osram/Luz do dia (LD). Os principais dados fornecidos pelos fabricantes do módulo, bem como os da bateria e lâmpadas estão apresentados nas tabelas 3.1, 3.2 e 3.3.

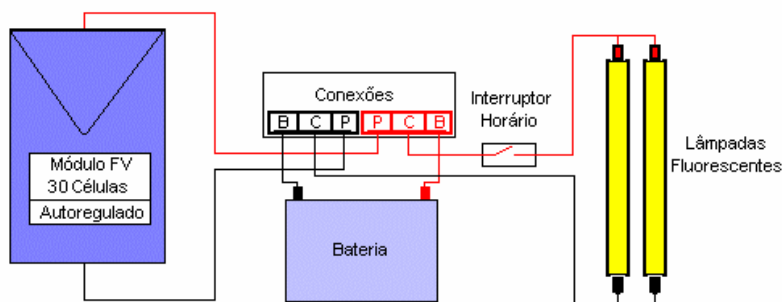


Figura 3.1. SFD 1/ Controle por módulo auto-regulado

Tabela 3.1 – Principais parâmetros elétricos do módulo SM46 em STC

P_{máx} [Wp]	46
I_{pmp} [A]	3,15
V_{pmp} [V]	14,6
I_{sc} [A]	3,35
V_{oc} [V]	18,0

Fonte: Siemens Solar/Catálogo SM46

Tabela 3.2 – Principais parâmetros das lâmpadas fluorescentes

Potência [W]*	15
Fluxo Luminoso [lumens]	840
Temperatura de cor (Kelvin)	6100
* Vida útil: 7.500 horas e opera com reator convencional	

Fonte: Osram do Brasil/Catálogo L15 LD

Tabela 3.3 – Principais parâmetros elétricos da bateria

Tensão Nominal [V]	12
Capacidade Nominal [Ah]*	115 em 100 h 95 em 10 h
Capacidade p/ diferentes regimes de descarga [Ah]**	100 em 20 h 79 em 5 h
* Para 25 °C e descarga até 10,5 V	
** Para 27 °C e descarga até 10,5 V	

Fonte: Fabricante X/Modelo Y

▪ Sistema fotovoltaico domiciliar 2 (SFD 2)

O SFD 2 (Figura 3.2) é constituído por: um módulo fotovoltaico de 33 células de Si-mono, modelo ISOFOTON I-47; uma bateria estacionária e duas lâmpadas fluorescentes de 15 Watts. Esclarece-se que todos os componentes desse sistema são conectados a um controlador de carga modelo ATERSA/MINO 1 (Figura 3.3) com estratégia de controle PWM. São mostradas, a seguir, as características principais do controlador e do módulo utilizados nesse sistema.

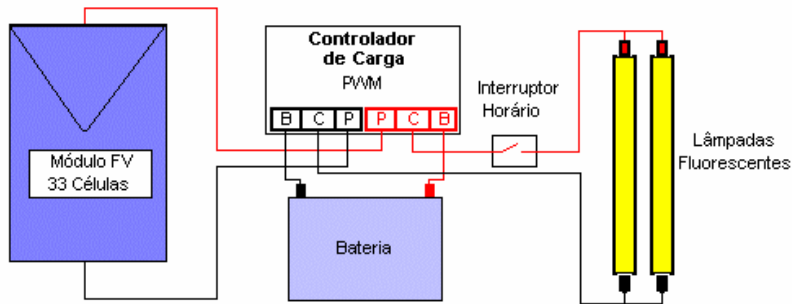


Figura 3.2. SFD 2/ Controle de carga com PWM



Foto: MONTEIRO (2003)

Figura 3.3. Controlador de carga Mino 1 – PWM

Tabela 3.4 – Principais parâmetros elétricos do módulo Isofoton I-47, em STC

P_{máx} [Wp]	47 ± 10%
I_{pmp} [A]	2,94
V_{pmp} [V]	16,0
I_{sc} [A]	3,27
V_{oc} [V]	19,8

Fonte: ISOFOTON/Catálogo I-47

Tabela 3.5 – Principais parâmetros elétricos do controlador de carga Mino 1

Tipo	Série/PWM
Tensão de operação (V)	12
Corrente de geração (A)	11
Corrente de consumo (A)	11
“Pontos de ajuste**”	
TR (V)	14,8
TRR (V)	12,8
Flutuação(V)	13,7 / 13,9
DBT (V)	11
RBT (V)	12

* Para 25°C com margem de erro de ± 2%

Fonte: Atersa/Catálogo Mino

- **Sistema fotovoltaico domiciliar 3 (SFD 3)**

O SFD 3 (Figura 3.4) se diferencia em relação ao SFD 2 apenas no que diz respeito à sua unidade de geração; ou seja, a diferença está no módulo fotovoltaico, que possui um total de 36 células solares de Si-mono, modelo SHELL SOLAR/SM50. A Tabela 3.6 apresenta as principais características.

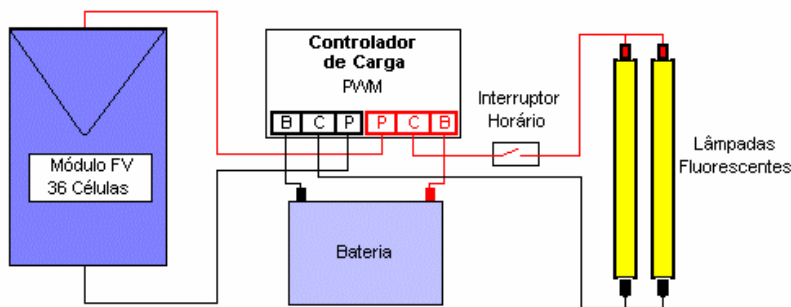


Figura 3.4. SFD 3/ Controle de carga com PWM

Tabela 3.6 – Principais parâmetros elétricos do módulo SHELL SOLAR/SM50, em STC

P_{máx} [Wp]	50
I_{mp} [A]	3,16
V_{pmp} [V]	17,4
I_{sc} [A]	3,40
V_{oc} [V]	21,7

Fonte: Shell Solar/Catálogo SM50

- **Sistema fotovoltaico domiciliar 4 (SFD 4)**

O SFD 4 (Figura 3.5) é similar ao SFD 3, porém a sua principal diferença está na estratégia de controle adotada para esse sistema, ou seja, o algoritmo de controle “On/Off”⁵², Figura 3.6. A Tabela 4.7 apresenta as principais características do controlador.

⁵² O controlador de carga utilizado foi desenvolvido pelo LSF/IEE, em parceria com IES/UPM.

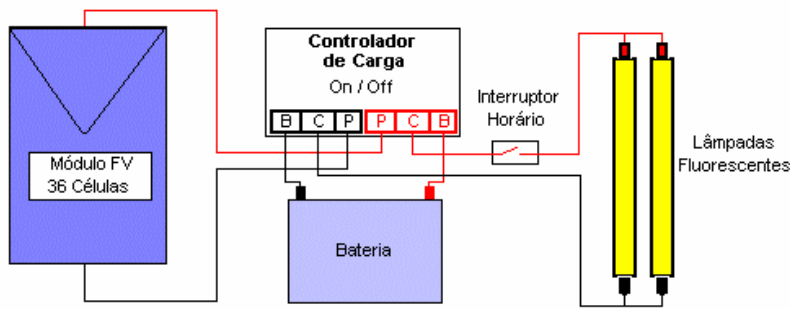


Figura 3.5. SFD 4/ Controle de carga com “On / Off”.



Foto: MONTEIRO (2003)

Figura 3.6. Controlador de carga “On / Off”

Tabela 3.7 – Principais parâmetros elétricos do controlador de carga “On/Off”

Tipo	Série/On/Off
Tensão de operação (V)	12
Corrente de geração (A)	11
Corrente de consumo (A)	11
Pontos de ajuste*	
TR (V)	14,5
TRR (V)	13,4
DBT (V)	11,2
RBT (V)	12,5

* Para 25°C

Fonte: MONTEIRO (2003)

3.1.1. Sensores de corrente e transdutores

Após a montagem dos SFD, foram acoplados quatro sensores de corrente (“shunts”), um para cada sistema (Figura 3.7) e dois transdutores de temperatura, termopares, (Figura 3.8) para se obterem informações sobre: as correntes que entram e saem nos acumuladores; a temperatura ambiente no compartimento das baterias e a temperatura da parte posterior do módulo. A Tabela 3.8 apresenta as características dos sensores e de cada transdutor.

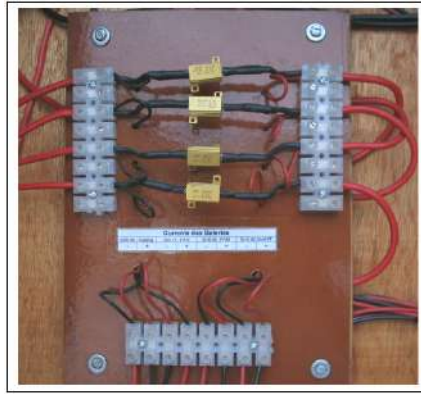


Foto: MONTEIRO (2003)

Figura 3.7. Sensores de corrente (“shunts”) acoplados aos SFD



Foto: MONTEIRO (2003)

Figura 3.8. Transdutor de temperatura tipo T/ encapsulado do módulo FV

Tabela 3.8 – Características dos sensores e transdutores

Sensores	Faixa de tensão (mV)	Valor da resistência (Ω)	
Shunt 1, 2, 3 e 4	150	0,05	
Transdutores de Temperatura	Constituição	Recomendações	Aplicação no sistema
Termopar tipo J	Ferro – Constantan	São recomendados para medição a vácuo e atmosferas oxidantes, redutoras e inertes em temperaturas que chegam até 760 °C.	Medição da temperatura no interior do compartimento das baterias.
Termopar tipo T	Cobre – Constantan	São resistentes à corrosão em atmosferas úmidas e oxidantes. Indicados para a temperatura máxima de 370°C.	Medição da temperatura posterior de uma célula solar fotovoltaica.

Todos os resistores utilizados para medir a corrente passaram por um processo de calibração, conforme a Figura 3.9.

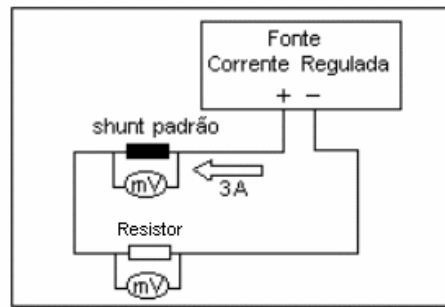


Figura 3.9. Diagrama de calibração dos “shunts”

A calibração foi realizada no LSF/IEE/USP da seguinte forma: ajustou-se a fonte de corrente de modo a fornecer uma corrente constante de 3 A, que, por sua vez, circulou por um shunt-padrão⁵³ e o shunt a ser calibrado, ambos conectados em série com a fonte. As medidas provenientes dos voltímetros em paralelo com os “shunts” foram então registradas. Os resultados da calibração para cada um dos “shunts” são apresentados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Resultados de calibração dos “shunts” para corrente de 3 A

Sensores	Valor calibrado (mV)
“Shunt”-padrão	36
“Shunt” 1	153
“Shunt” 2	154
“Shunt” 3	152
“Shunt” 4	152

Além das amostras das correntes e das temperaturas, informações sobre as tensões dos módulos FV e das baterias também foram registradas, sendo que todo esse conjunto de dados foi coletado e armazenado por um sistema de aquisição de dados (SAD), descrito a seguir.

⁵³ Shunt com precisão de 60 mV o qual corresponde a uma corrente de 5 (A).

3.1.2. Sistema de aquisição de dados

O sistema de aquisição de dados (SAD), “datalogger”, utilizado para a coleta e armazenamento dos dados, foi o modelo HP34970A, da Agilent Technologies/ Hewlett Packard (Figura 3.10). Esse “datalogger” possui como principal vantagem sua capacidade de armazenamento (50.000 leituras ou 4,7 Mb), que permite sua utilização sem necessidade de um microcomputador dedicado.



Foto: HP34970A Data Acquisition / Switch Unit User's Manual

Figura 3.10. Datalogger HP34970

Na tabela 3.10 são mostradas as principais características do SAD.

Tabela 3.10 – Algumas especificações do SAD

Tensão de operação	100-240 Volts \pm 10%
Frequência de operação	45-66 Hz
Potência	12 W
Interface de comunicação	RS-232 (Porta serial) e GPIB
Canais de entrada analógica	20 canais multiplexados (34901A*).
Resolução	22 bits (dígitos de $6^{1/2}$)
Número de leituras possíveis	50.000 leituras
Memória interna	4,7 Mbytes (Mb)
Velocidade de leitura	60-250 canais/segundo
Faixa de entrada analógica tensão CC	100 mV - 300 V \pm 0,0050 V
Faixa de entrada analógica temperatura	Termopar tipo J (-150-1200 °C \pm 1,0 °C) Termopar tipo T (-100-400 °C \pm 1,0 °C)
* Módulo adquirido à parte do SAD	

Fonte: HP34970A Data Acquisition / Switch Unit User's Manual

3.1.3. Coleta dos dados e armazenamento

O HP34970A, em conjunto com o módulo HP34901A, possui 20 canais de entrada multiplexados, para coletar dados. No experimento proposto, foram utilizados 14 canais no total, que estão especificados na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Especificação dos canais utilizados no experimento

Canal	Descrição
<101>	Corrente Carga/Consumo Bateria (A) – SFD 30 Auto-regulado
<102>	Corrente Carga/Consumo Bateria (A) – SFD 33 PWM
<103>	Corrente Carga/Consumo Bateria (A) - SFD 36 PWM
<104>	Corrente Carga/Consumo Bateria (A) - SFD 36 On / Off
<105>	VAZIO
<106>	Tensão da Bateria (V) - SFD 30 Auto-regulado
<107>	Tensão da Bateria (V) - SFD 33 PWM
<108>	Tensão da Bateria (V) - SFD 36 PWM
<109>	Tensão da Bateria (V) - SFD 36 On/Off
<110>	VAZIO
<111>	Tensão do Módulo FV (V) - SFD 30 Auto-regulado
<112>	Tensão do Módulo FV (V) - SFD 33 PWM
<113>	Tensão do Módulo FV (V) - SFD 36 PWM
<114>	Tensão do Módulo FV (V) - SFD 36 On/Off
<115>	VAZIO
<117>	Temperatura ambiente compartimento das Baterias (°C)
<120>	Temperatura da Célula Solar Fotovoltaica (°C)

Depois de definido o número de canais, o intervalo de amostragem dos dados foi estabelecido em leituras de cinco em cinco minutos, ou seja, a cada cinco minutos o SAD realizava uma “varredura”, integralizava e armazenava em sua memória todos os dados provenientes dos 14 canais. A partir dessa taxa de amostragem, definiu-se o número de dias necessários para que fosse atingido, ou aproximado, o limite máximo de armazenagem da memória interna do “datalogger”, ou seja, 50.000 leituras ou 4,7 MB. Para o caso em questão, 12 dias ou 48.387 leituras foram possíveis, sem que a memória alcançasse o seu limite máximo.

Decorridos os 12 dias, todos os dados armazenados eram extraídos da memória interna do SAD por meio do protocolo de comunicação serial RS-232, para serem armazenados num microcomputador (CPU). A partir daí, os dados foram “tratados” para futuras análises por meio dos softwares “HP Benchlink Datalogger” e Excell da “Microsoft”.

3.1.4. Sistema de “back-up” de energia

Para assegurar uma contínua aquisição dos dados, sem que eventuais falhas ou interrupções da rede elétrica interrompessem a operação do SAD, foi necessário incluir um sistema de reserva de energia, ou seja, um “no-break”.

3.1.5. Interruptor horário (Timer)

Como já foi mencionado anteriormente, cada SFD possui um consumo diário de 120 Wh ou 10 Ah. Esse consumo não ocorre ao longo do dia, pelo contrário, ele acontece em um intervalo bem definido, ou seja, das 18:30h às 22:30h, diariamente. Para controlar esse período, foi conectado ao circuito das cargas um interruptor horário, modelo RTTS-20 da COEL, (suas principais características são apresentadas na Tabela 3.13) e quatro relés que, quando acionados, permitem o consumo no intervalo estipulado, Figura 3.11.



Foto: MONTEIRO (2003)

Figura 3.11. Interruptor horário e relés de acionamento das cargas

Tabela 3.13 – Especificações técnicas do interruptor horário

Alimentação	Vca	100 a 240
Frequência da rede	Hz	48 a 63
Consumo aproximado	VA	4,4
Temperatura ambiente de operação	°C	0 a 55
Temperatura ambiente de armazen.	°C	- 40 a 70
Umidade relativa do ar	%	35 a 85 (não condensado)
Precisão (a 20°C)	seg/dia	± 2,0
Display	Tipo	LCD multi-indicativo
Reserva de marcha (duração da bateria)	Horas	100
Tempo de carga p/ carregar a bateria	Horas	24
Quantidade de programas	memórias	20 (10 p/ ligar e 10 p/ desligar)
Intervalo mínimo entre programas	minutos	1
Periodicidade dos programas		diárias e/ou semanais
Relé de saída	SPDT	1 contato reversível
	capacidade	16 A @ 250 Vca, cos φ = 1
		2,5 A @ 250 Vca, cos φ = 0,6
		0,8 A @ 24 Vcc
		0,3 A @ 60 Vcc
Funções adicionais		Horário de verão
		acionamento manual da saída
		Função randômica

Fonte: COEL / Catálogo RTST-20

3.1.6. Integração dos SFD, SAD e instrumentação (sensores, transdutores, timer e relés)

Os acumuladores, bem como toda a instrumentação, transdutores, sensores, interruptor horário, relés, sistema de aquisição de dados e sistema de “back-up” de energia foram abrigados em uma “casa” de madeira (Figura 3.12), para fins de proteção contra eventos climáticos (sol, chuvas, umidade, poeira, etc.) e insetos. As cargas instaladas em cada sistema foram colocadas na bancada de testes dos sistemas de bombeamento FV. A Figura 3.13 mostra um desenho esquemático da instrumentação e SAD. A Figura 3.14 mostra detalhes dos SFD instalados no LSF/IEE/USP.



Foto: MONTEIRO (2003)

Figura 3.12. Abrigo da instrumentação, SAD e acumuladores

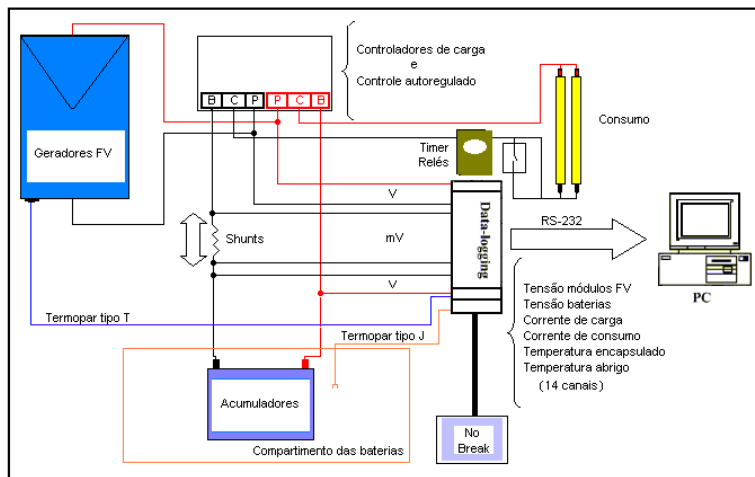


Figura 3.13. Desenho esquemático da instrumentação, SAD e acumuladores



Fotos: MONTEIRO (2003)

Figura 3.14. (a) Geradores FV/ vista frontal; (b) Abrigo / vista posterior; (c) Controladores de carga, sensores de corrente, interruptor horário, relés; (d) SAD e “no-break”; (e) Acumuladores; (f) Cargas / Lâmpadas fluorescentes.

3.1.7. Estação solarimétrica

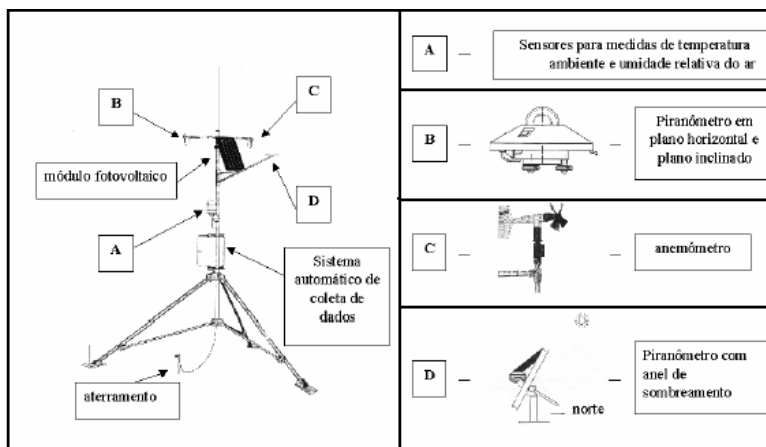
Além dos dados referentes a temperatura, tensão e corrente, as informações relativas ao recurso solar disponível no local também foram coletadas e armazenadas em um outro SAD,

CR10x da Campbell Scientific, acoplado à estação solarimétrica do LSF/IEE/USP, conforme mostram as figuras 3.15 e 3.16.



Foto: MONTEIRO (2003)

Figura 3.15. Estação solarimétrica do LSF



Fonte: ROSA (2003)

Figura 3.16. Sensores instalados na estação solarimétrica do LSF

É possível visualizar, de acordo com a figura acima, os diversos sensores e transdutores instalados na estação, os quais coletam dados de temperatura ambiente, velocidade e direção do vento, umidade relativa do ar, irradiação difusa e global no plano horizontal e irradiação global, no plano inclinado a 30°. Entretanto, apenas o último sensor de radiação solar (piranômetro), modelo CM11, círculo vermelho, foi utilizado no experimento em questão. São mostradas, a seguir, as características do SAD e piranômetro.

Tabela 3.14 – Características do SAD, CR10x

Número de Canais de Entrada Analógicas	6 diferencial 12 não diferencial		
Máxima Voltagem de Entrada	± 2500 mV		
Capacidade de Armazenamento de Dados (valores)	62280		
Temperatura de Operação	- 25 °C até + 50 °C		
Resolução	Fundo de escala (mV)	Resolução	
		diferencial	não diferencial
	± 2500	333	666
	± 250	33,3	66,6
	± 25	3,33	6,66
	$\pm 7,5$	1,00	2,00
$\pm 2,5$	0,33	0,66	

Fonte: ROSA (2003)

Tabela 3.15 – Características do piranômetro Kipp & Zonen CM11

Estabilidade (% de variação por ano)	$\pm 0,5$ max.
Não Linearidade (a 1000 W/m ²)	$< \pm 0,6$ %
Erro Direcional (a 1000 W/m ²)	$< \pm 10$ W/m ²
Sensibilidade (μ V/Wm ⁻²)	4 - 6
Dependência Térmica da Sensibilidade	± 1 % (- 10 °C a + 40 °C)
Impedância (Ω)	700 - 1500
Temperatura de Operação (°C)	- 40 a + 80
Alcance Espectral (50 % pontos, nm)	305 - 2800
Irradiância Máxima (W/m ²)	4000

Fonte: ROSA (2003)

3.2. Avaliação da capacidade das baterias

A fim de averiguar o estado de carga (SOC) dos acumuladores de energia de cada sistema, foram realizados testes de capacidade, antes e após o experimento.

▪ 1º Teste de capacidade das baterias

Os testes de capacidade de cada acumulador foram realizados no princípio do mês de julho de 2003 e obedeceram ao seguinte procedimento:

A. Carregar o acumulador a tensão constante de 14,4 V num período de 24 horas.

Geralmente, as baterias vêm da fábrica parcialmente carregadas; sendo assim, para garantir a capacidade nominal e, conseqüentemente, a igualdade de carga em cada acumulador, foi realizado um carregamento a tensão constante, durante um período de 24 horas.

B. Permitir um período de 4 horas de “descanso”, no mínimo, para a acumulador.

Após a finalização do item A, é fundamental permitir um intervalo de descanso para que as placas internas dos acumuladores sejam formadas corretamente, possibilitando assim que futuros ciclos de carga e descarga aproveitem melhor a capacidade disponível no acumulador.

C. Descarregar o acumulador à corrente constante de 5 A, até a tensão 10,8 V.

A corrente de descarga de cada acumulador foi baseada em um regime de 20 horas (C_{20}), para uma capacidade nominal de 100 Ah. O valor limite de tensão, 10,8 Volts, que corresponde à profundidade de descarga máxima permitida, está bem próximo ao valor encontrado no catálogo do acumulador, 10,5 Volts, para uma temperatura de 25°C. Esse valor permite obter a energia total disponível após o carregamento anterior.

D. Permitir um período de 1 hora de “descanso” para o acumulador.

Da mesma forma que no item 2, é necessário “descansar” as placas internas dos acumuladores, após a descarga, de forma que a bateria restabeleça a tensão nominal, ou de circuito aberto, entre seus terminais.

E. Carregar o acumulador novamente usando a mesma corrente do item C até a tensão de 14,4 V

O valor limite de tensão estipulado, ou seja, 14,4 Volts, foi adotado como limite máximo para injeção de corrente no acumulador. Esse valor foi baseado nos “pontos de ajuste” comumente encontrados nos controladores de carga existentes no mercado para a bateria em teste.

F. Carregar, em conjunto, os acumuladores, conectados em paralelo, à tensão constante de 14,4 V, num período de 24 horas.

Após cada bateria ter passado por todos os itens, de A a E, as mesmas foram conectadas em paralelo e carregadas à tensão constante de 14,4 V, num período de 24 horas, de forma a garantir a capacidade nominal e, conseqüentemente, a igualdade de carga em cada acumulador⁵⁴. A figura 3.17 resume as etapas do procedimento adotado.

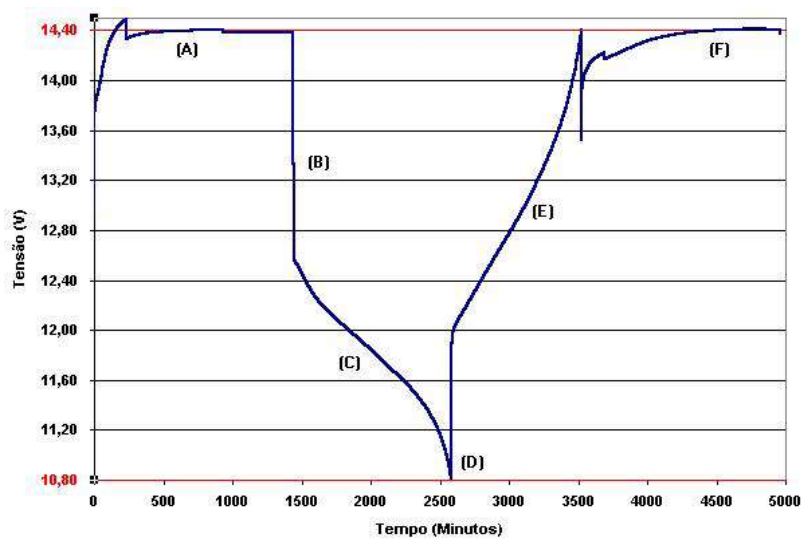


Figura 3.17. Etapas do procedimento adotado para o teste de capacidade das baterias

⁵⁴ Após a finalização desse último item, todos os acumuladores foram conectados a seus respectivos SFD e o experimento, com as diferentes estratégias de controle de carga, teve início (Agosto-2003).

Para a realização do procedimento acima, foi necessário montar uma bancada de testes no LSF, constituída pelos seguintes elementos (vide Figura 3.18):

- Fonte de corrente/tensão regulada
- Sensor de corrente (“shunt”)
- Sistema de aquisição de dados (círculo vermelho na figura 3.18d)
- Acumulador em teste
- Microcomputador (CPU)



Foto: MONTEIRO (2003)

Figura 3.18. Elementos que constituem a bancada de teste dos acumuladores. (a) Fonte de tensão e corrente regulada, (b) shunt, (c) acumuladores, (d) microcomputador e datalogger (círculo vermelho)

A seguir, são descritas as principais características de cada componente que constituiu a referida bancada de teste.

3.2.1. Fonte de corrente/tensão analógica regulada

O modelo BOP 100-4M / Kepco foi a fonte de corrente/tensão analógica regulada utilizada no experimento. Essa fonte permite realizar a carga e a descarga de acumuladores utilizando correntes de até 10 A e tensões constantes até 32 V.

3.2.2. Sensor de corrente (“Shunt”)

O “shunt” utilizado para medição da corrente proveniente da fonte de tensão foi o A40A, da Fluke. Este “shunt” realiza a conversão de tensão em corrente, ou seja, 100 mV correspondem a 10 A, e opera na faixa de 5 a 100 kHz.

3.2.3. Sistema de aquisição de dados e microcomputador (CPU)

O SAD é o mesmo utilizado no experimento com as diferentes estratégias de controle, ou seja, o HP34970A da Agilent Technologies/ Hewlett Packard. O microcomputador utilizado para análise dos dados é constituído por um microprocessador Pentium/100 Mhz com 32 MBytes de RAM e o sistema operacional Windows 98.

Os dados obtidos do procedimento – tensão e corrente nos itens A,C, E e F – foram coletados de minuto em minuto e armazenados no sistema de aquisição de dados, para posterior transferência, via protocolo de comunicação RS-232, a um microcomputador (Figura 3.19).

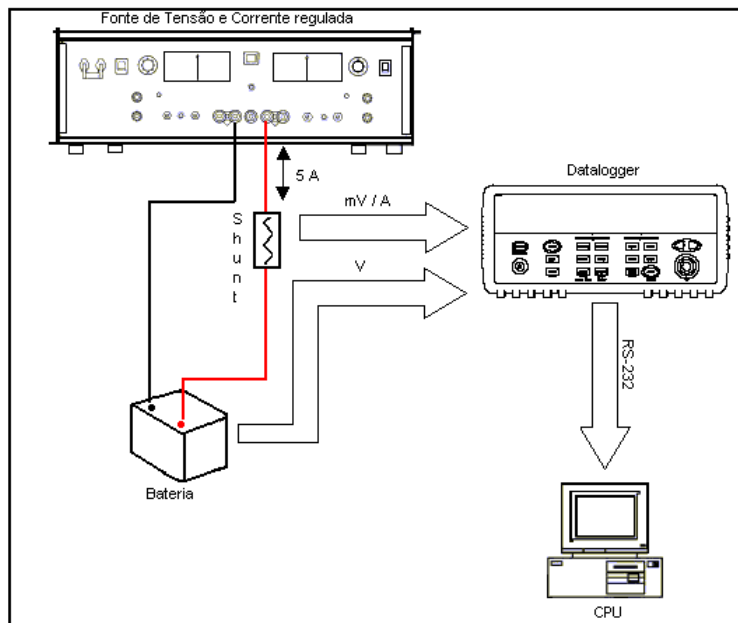


Figura 3.19. Diagrama esquemático da bancada de testes de acumuladores

▪ **2º Teste de capacidade das baterias – setembro/outubro 2004**

O segundo teste de capacidade, de cada acumulador, foi iniciado entre o final de setembro e o início de outubro de 2004. Para a realização dos ensaios, a mesma bancada de teste foi utilizada. Porém, algumas modificações em relação à ordem seqüencial do procedimento proposto foram realizadas, seguindo a seguinte seqüência:

- A. Descarregar o acumulador à corrente constante de 5 A, até a tensão 10,8 V.
- B. Realizar um período de 1 hora de “descanso” para o acumulador.
- C. Carregar o acumulador novamente, usando a mesma corrente do item A, até a tensão de 14,4 V.
- D. Realizar um período de 4 horas de “descanso”, no mínimo, para o acumulador.
- E. Carregar o acumulador à tensão constante de 14,4 V num período de 24 horas.

O procedimento acima foi realizado duas vezes. Sendo a primeira, logo após a interrupção simultânea da aquisição dos dados dos quatro SFD, para que a capacidade residual (Cr)⁵⁵

⁵⁵ Capacidade residual: É a capacidade restante em uma bateria após sua operação em campo, antes de ser carregada.

de cada bateria, que se encontrava em campo havia mais de um ano, fosse registrada. Os resultados e as análises desses ensaios são apresentados, no próximo capítulo.

3.3. Descrição do experimento para avaliação dos pontos de ajuste de tensão de descarga

O experimento se constituiu na montagem de uma bancada de testes, formada pelos seguintes componentes:

- Fonte de tensão e corrente regulada
- Controlador de carga
- Carga (Lâmpada fluorescente compacta)

A seguir, são descritas as principais características de cada elemento utilizado na bancada.

▪ Fonte de tensão e corrente regulada

A fonte de tensão e corrente regulada utilizada foi a PS282/Tektronix. A Tabela 3.16 mostra suas principais características.

Tabela 3.16 – Principais características da fonte de tensão e corrente PS282

Tensão de Saída	0-18 Vcc
Corrente de Saída	0-5,0 A
Regulação da Linha	$\leq 0,01\% + 3 \text{ mV}$
Regulação da carga	$\leq 0,01\% + 3 \text{ mV}$ ($\leq 3 \text{ A}$) $\leq 30,01\% + 5 \text{ mV}$ ($> 3 \text{ A}$)
Ondulação/Ruído	$\leq 0,5 \text{ mV RMS}$, 5 Hz a 1 MHz ($\leq 3 \text{ A}$) $\leq 1,0 \text{ mV RMS}$, 5 Hz a 1 MHz ($> 3 \text{ A}$)

Fonte: Catálogo online Tektronix/PS282

▪ Carga

A carga utilizada para a realização deste ensaio foi uma lâmpada fluorescente compacta de 9 Watts, comumente encontrada nos SFD, de modo a sinalizar a sua desconexão e reconexão ao

sistema, quando a tensão da bateria atingisse os pontos de ajuste de tensão DBT e RBT do controlador de carga em ensaio.

▪ Controladores de carga

Cinco controladores de carga⁵⁶ para pequenos sistemas fotovoltaicos, (Figura 3.21), foram submetidos a ensaios para verificação e análise dos seus pontos de desconexão e reconexão das cargas. Na Tabela 3.17 são apresentados os DBT e RBT encontrados nos catálogos de cada um desses controladores.

Tabela 3.17 – DBT e RBT dos controladores de carga, fornecidos pelos fabricantes

Fabricante	A	B	C	D	E
Pontos de Ajustes - "Pontos de ajuste"					
DBT (V)	11,5	11,1	11,5	11	11
RBT (V)	12,6	12,6	12,8	12,3	12



Foto: MONTEIRO (2004)

Figuras 3.20. Controladores de carga submetidos ao ensaio

Os ensaios com os controladores de carga seguiram o procedimento sugerido por Salazar (2004), que é descrito abaixo. A Figura 3.21 mostra o diagrama esquemático da montagem.

⁵⁶ Controladores de carga que pertencem ao LSF.

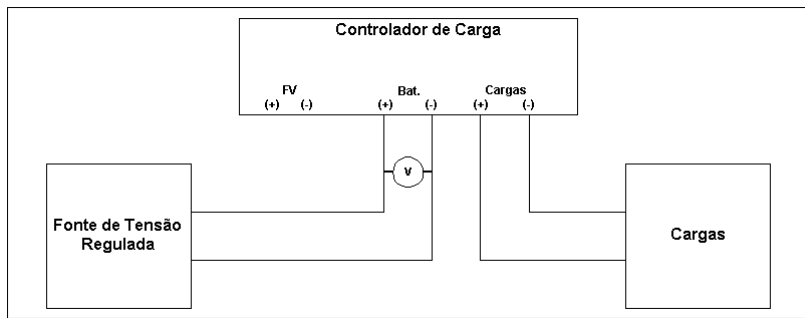


Figura 3.21. Diagrama esquemático da montagem

3.3.1. Determinação do ponto de tensão de desconexão da carga (DBT)

- Configurar a fonte regulada para operar com tensão
- Selecionar uma tensão compatível com a tensão do controlador (12 V, por exemplo)
- Conectar a fonte aos terminais correspondentes ao acumulador no controlador de carga
- Conectar a carga aos terminais correspondentes no controlador de carga
- Ligar a fonte e ir diminuindo a tensão em intervalos de 0,02 V/elemento (0,12 V/bateria), até que o controlador desconecte as cargas.
- Registrar o valor da tensão de desconexão das cargas



Foto: MONTEIRO (2004)

Figura 3.22. Controlador de carga com o seu DBT ativado

Os principais resultados encontrados, seguindo o procedimento que foi descrito, estão apresentados na Figura 3.23.

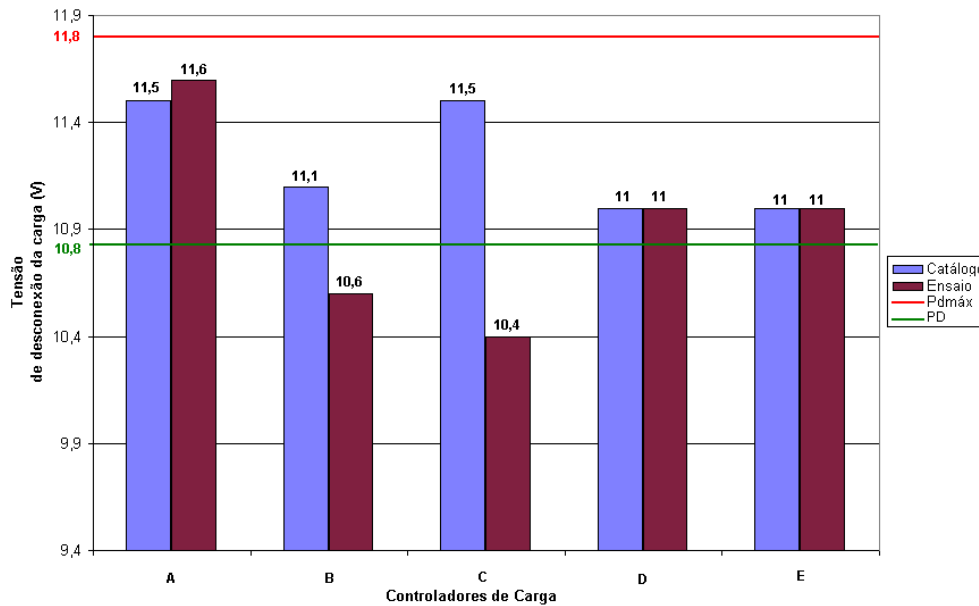


Figura 3.23. DBT catálogo e ensaio

Como se pode observar na figura acima, os DBT encontrados no ensaio (barras em vermelho) estão abaixo do recomendado⁵⁷ para baterias automotivas, ou seja, abaixo da linha vermelha, permitindo, assim, descargas excessivas. Além disso, em alguns controladores de carga, os pontos de ajuste propostos em seus catálogos (barras azuis) são bem diferentes dos encontrados no ensaio, como é o caso dos controladores B e C, que permitem descargas extremamente profundas, abaixo do nível de tensão de 10,8 V (linha verde). Sendo assim, para que a DBT desses controladores seja ativada, é necessário que a bateria esteja totalmente descarregada.

Em síntese, esse ensaio demonstrou que os DBT de descarga não estão sendo devidamente observados pelos fabricantes, tornando-os inócuos para uma das funções que deveriam desempenhar, ou seja, proteger a bateria de descargas excessivas. De certa forma, tais controladores de carga deixam o sistema na mesma situação dos sistemas que utilizam os módulos fotovoltaicos denominados de “auto-regulados”, que, em tese, não necessitam de um controle de carga eletrônico, por causa do menor número de células; porém, eles deixam o

⁵⁷ Conforme foi apresentado no capítulo 2, a profundidade de descarga máxima (Pdmáx) recomendada para baterias automotivas é igual a 50 % de seu SOC, o que equivale a uma tensão de 11,8 V no acumulador ensaiado. Adicionalmente, a tensão onde a descarga é igual a 100 % (PD) é de 10,8 V para o mesmo acumulador.

sistema sem proteção quanto a sobrecarga (situação também revelada pelos ajustes pré-estabelecidos pelos fabricantes de controladores). Assim, um adequado ajuste do ponto DBT torna-se de extrema importância no que concerne à proteção e garantia de vida útil da bateria, conforme previsto nas condições do projeto.

3.3.2. Determinação do ponto de tensão de reconexão da carga (RBT)

- Configurar a fonte regulada para operar com tensão
- Selecionar uma tensão compatível com a tensão do controlador, por exemplo, 12 V
- Conectar a fonte aos terminais correspondentes ao acumulador, no controlador de carga
- Conectar carga aos terminais correspondentes no controlador de carga
- Ligar a fonte e ir aumentando a tensão em intervalos de 0,02 V/elemento (0,12 V/bateria), até que o controlador conecte novamente a carga
- Registrar o valor da tensão de reconexão das cargas



Foto: MONTEIRO (2004)

Figura 3.24. Controlador de carga com o seu RBT ativado

Os resultados encontrados nesse ensaio são apresentados na figura 3.25.

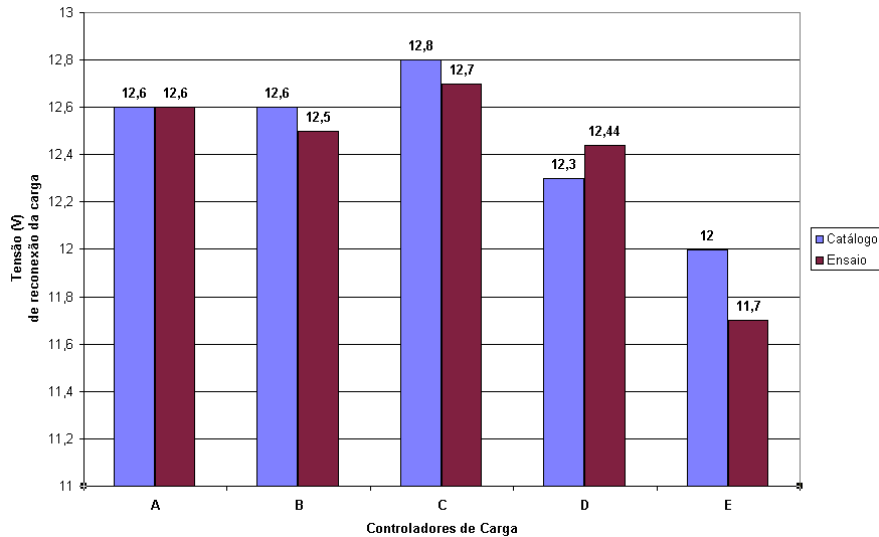


Figura 3.25. RBT fornecidos pelos fabricantes e encontrados no ensaio

Na figura acima, é possível visualizar que não existe uma grande diferença entre os pontos de ajuste de tensão do ensaio realizado e os que foram fornecidos pelos catálogos dos fabricantes. Contudo, como já foi explicitado no capítulo 2, no processo de descarga, o estado de carga (SOC) do acumulador é muito sensível com a tensão, ou seja, pequenas variações de tensão ocasionam grandes variações no SOC. Sendo assim, é importante que esses pontos tenham uma certa precisão, para que o controle seja efetivo.

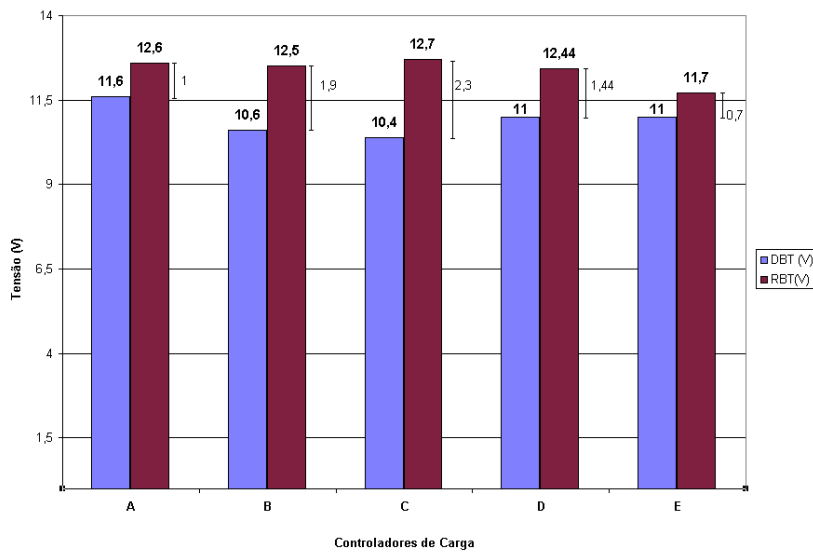


Figura 3.26. RBT e DBT encontrados pelo ensaio e seus diferenciais

Além disso, recomenda-se que a tensão de reconexão das cargas deve estar entre 0,9 V e 1,2 V acima da tensão de desconexão de carga, para sistemas fotovoltaicos de 12 V (DIAZ, 2003). Porém, a maioria dos controladores de carga está fora da faixa recomendada (vide Figura 3.26).

Capítulo IV – Análise individual e comparativa dos resultados experimentais

Neste capítulo, são apresentados o processo de análise e os resultados obtidos no experimento realizado. Inicialmente, são mostrados o comportamento da estratégia adotada para cada SFD, perante as condições reais de funcionamento, e os resultados dos testes de capacidade de suas baterias. Em seguida, é feita uma análise comparativa entre as estratégias usadas e os resultados dos testes de capacidade das baterias.

4.1. Sistema fotovoltaico domiciliar 1 (SFD 1)

4.1.1. Análise do controle

Como já enfocado anteriormente, o SFD 1 é constituído pelo módulo FV denominado de auto-regulado; assim, este sistema não possui um controlador de carga convencional e sua regulação é baseada na curva característica I-V do módulo FV (Figura 4.1). Nas figuras 4.2 a 4.7 são mostrados diferentes comportamentos dessa regulação, tendo em vista condições distintas de operação.

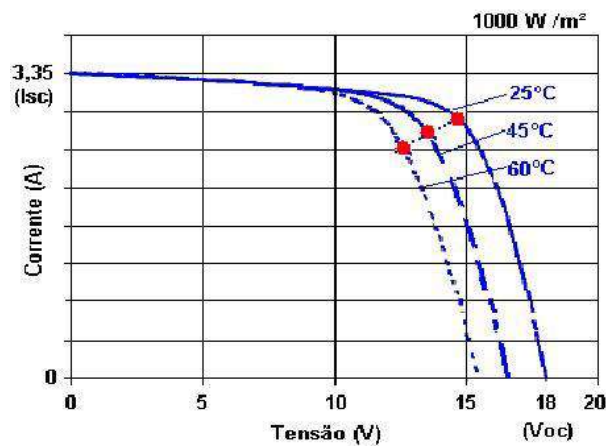


Figura 4.1. Curva característica I-V do módulo SM46

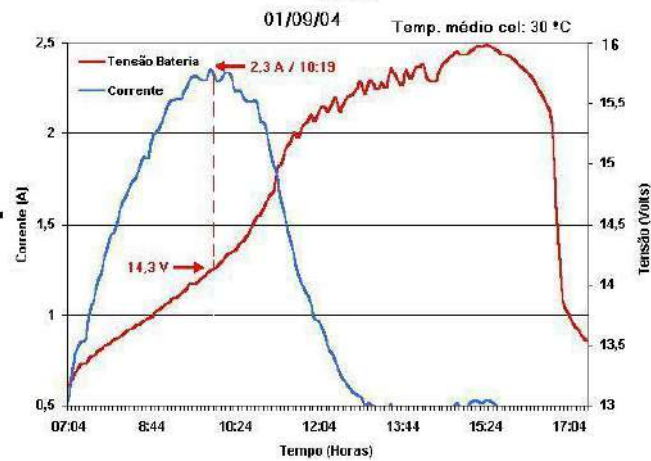


Figura 4.2. Operação típica do módulo SM46

A Figura 4.2 mostra o funcionamento de um módulo auto-regulado; nela pode-se observar que, à medida que a irradiação solar vai aumentando com o passar do tempo, tanto a corrente de carga, gerada pelo módulo FV, quanto a tensão da bateria⁵⁸ são incrementadas. Ressalta-se que a tensão de operação procura trabalhar próxima ao “joelho” da curva $I \times V$, ou seja, no ponto de máxima potência (vide Figura 4.1.). Entretanto, quando a bateria estiver praticamente carregada (14,3 Volts) a própria diferença de potencial da mesma começa a “forçar” a diminuição da corrente de carga, o que leva a tensão de operação do sistema a se aproximar da tensão de circuito aberto (V_{oc}) do módulo FV.

A situação, descrita acima, exemplifica como é realizado o controle de carga em um módulo auto-regulado. Contudo, essa estratégia pode não proteger a bateria dos efeitos causados pela sobrecarga, pelo fato de a mesma não possuir um elemento de regulação eletrônico que seja capaz de interromper a corrente de carga, quando um determinado valor de tensão for atingindo. Esta situação é apresentada na Figura 4.3.

⁵⁸ Ou tensão de operação.

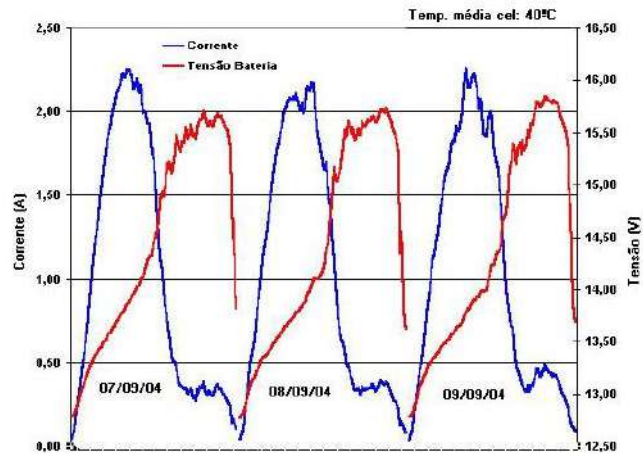


Figura 4.3. Sobrecarga da bateria em três dias consecutivos

A Figura 4.3 retrata o comportamento de uma bateria na qual a tensão de trabalho do sistema foi exposta, por três dias consecutivos, à região de sobrecarga, ou seja, a bateria operou a uma tensão superior a 14,5 V na maior parte do dia. Apesar de ser necessário realizar a equalização das células da bateria, em períodos regulares, de modo que os efeitos de degradação (tais como a estratificação do eletrólito e sulfatação) sejam evitados, o excesso de carga na bateria pode, ao longo dos anos, ir deteriorando a mesma e, conseqüentemente, reduzir o seu tempo de vida útil.

A Figura 4.2 é um exemplo real do funcionamento de um módulo auto-regulado. Porém, as curvas nela apresentadas dependem da temperatura e da irradiação solar. As figuras 4.4 a 4.7 e as tabelas 4.1 e 4.2 mostram o comportamento do módulo auto-regulado, para os dias 28/02/2004 e 31/05/2004. Esses dias foram escolhidos por representarem duas situações distintas do comportamento da tensão do módulo e de operação do sistema perante as variações da temperatura ao longo do dia e do comportamento da corrente gerada pelo módulo em relação à variação da irradiação solar ao longo do dia.

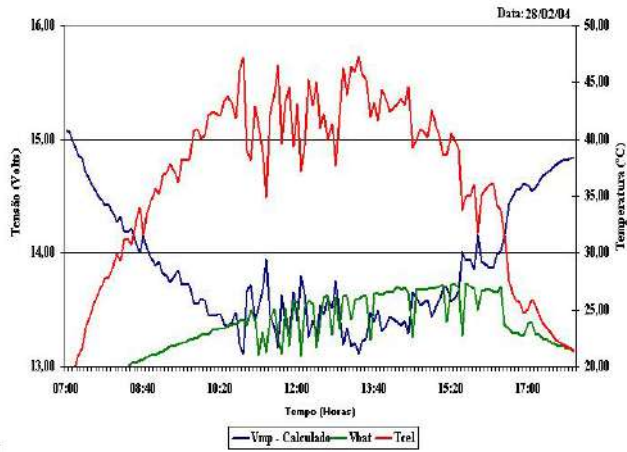


Figura 4.4. Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}) calculada, tensão da bateria (V_{bat}) e temperatura da célula solar (T_{cel}) para o dia 28/02/04

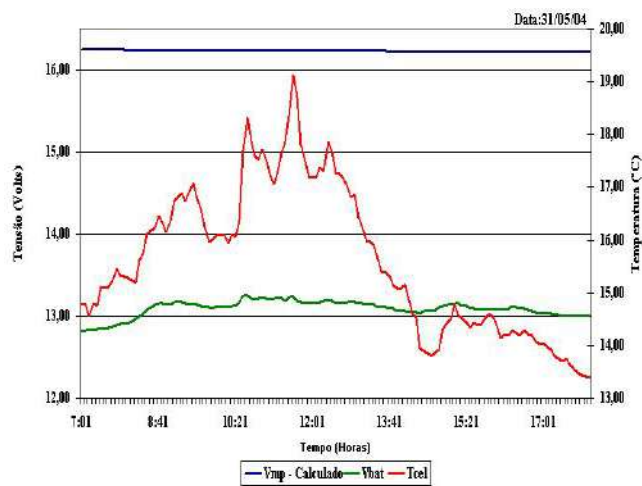


Figura 4.5. Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}) calculada, tensão da bateria (V_{bat}) e temperatura da célula solar (T_{cel}) para o dia 31/05/2004

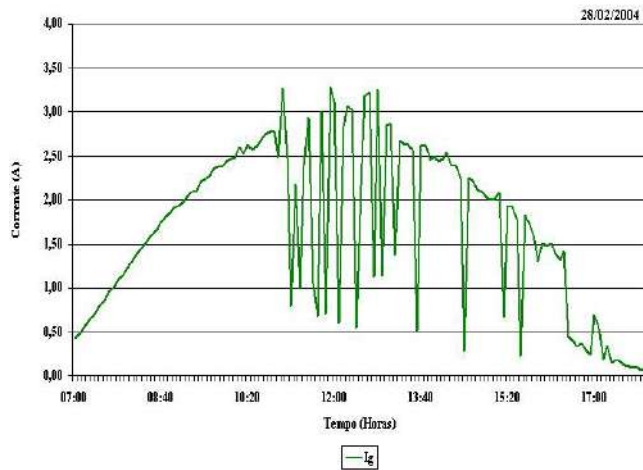


Figura 4.6. Corrente gerada (I_g) para o dia 28/02/2004

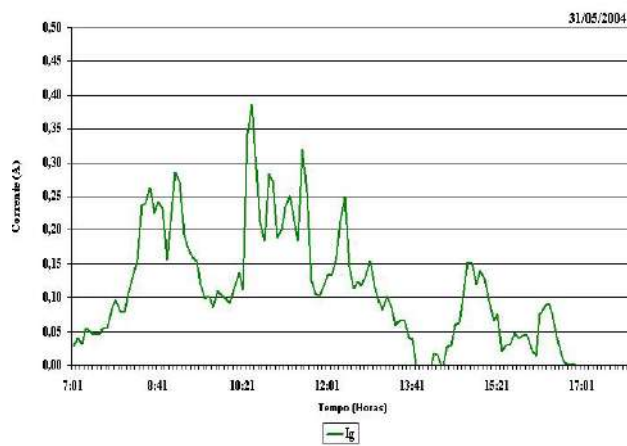


Figura 4.7. Corrente gerada (I_g) para o dia 31/05/2004

Tabela 4.1 – Máximos e mínimos de V_{mp} calculada, T_{cel} e I_g , para dias distintos

	28/2/2004	31/5/2004
V_{mp} calculado máximo (V)	15,08	16,24
V_{mp} calculado mínimo (V)	13,12	16,21
V_{bat} máximo (V)	13,74	13,26
V_{bat} mínimo (V)	12,65	12,81
T_{cel} máximo ($^{\circ}C$)	47,27	19,12

Tcel mínimo (°C)	17,73	13,39
Ig máximo (A)	3,28	0,39
Ig mínimo (A)	0,06	0,00

Tabela 4.2 – Variações de Vmp calculado, Tcel e Ig para dias distintos

	28/2/2004	31/5/2004
ΔV_{mp} calculado (V)	2	0,03
ΔV_{Bat} (V)	1,09	0,44
ΔT_{cel} (°C)	30	5,73
ΔI_g (A)	3,22	0,39

As figuras 4.4 e 4.5 mostram a influência do aumento de temperatura de célula (Tcel / gráfico vermelho) na tensão do ponto de máxima potência (Vmp / gráfico azul) calculada⁵⁹ e na tensão da bateria (Vbat / gráfico verde) para os dias 28/02/2004 e 31/05/2004. Além disso, as tabelas 4.1 e 4.2 mostram os valores máximos e os mínimos alcançados pelos parâmetros Vmp calculado, Tcel, Vbat, Ig e as variações dos mesmos para os dias mencionados.

De acordo com a Tabela 4.2, no dia 28/02/2004 houve uma variação de temperatura, entre os valores máximos e mínimos, de 30 °C na célula. Conseqüentemente, uma redução de 2 V em Vmp calculado foi ocasionada com a elevação de temperatura. Além disso, é possível ver na Figura 4.4 o desacoplamento da tensão do ponto de máxima potência em relação à tensão da bateria no início da manhã. Porém, perto do meio-dia, a tensão da bateria passa a operar próxima do ponto de máxima potência, extraindo assim, a máxima potência do módulo FV neste momento.

Para o dia 31/05/2004, de acordo com a Tabela 4.2, a variação da temperatura na célula foi de aproximadamente 6°C, fazendo com que Vmp calculado e Vbat não sofressem alterações significativas. Contudo, como mostra a Figura 4.5, o módulo FV operou fora do ponto de

⁵⁹ $V_{mp} \text{ calculado} = V_{mp} \text{ catálogo} * (V_{mp} \text{ catálogo} - \text{coeficiente de temperatura para } V_{mp}) * (T_{cel} - 25)$.

máxima potência durante o decorrer do dia, não havendo o acoplamento entre V_{bat} e V_{mp} calculado.

Nas figuras 4.6 e 4.7 são mostrados os gráficos da corrente gerada (I_g / gráfico verde) nos dias 28/02/2004 e 31/05/2004. Em relação à Figura 4.6, as constantes oscilações da irradiação solar produzem uma corrente de carga instável, acarretando uma variação de 3,22 A na corrente gerada entre os valores máximos e mínimos, conforme mostram as tabelas 4.1 e 4.2. Porém, para o dia 31/05/2004, a variação entre os valores máximos e mínimos de I_g foi de 0,39 A, ou seja, uma oscilação bem pequena em relação ao dia 28/02/2004.

As situações descritas nas figuras 4.5 a 4.7, apesar de evitarem a sobretensão no acumulador, podem não carregar a bateria adequadamente, pois, por um lado, a corrente de carga pode não chegar a ser suficiente (figuras 4.6 e 4.7) e, por outro, a ocorrência de um freqüente deslocamento do ponto de máxima potência (vide Figura 4.4) ou a sua fixação em um ponto da curva (Figura 4.5) demonstra a sensibilidade do controle de carga por meio do módulo “auto-regulado” perante as variações climáticas.

4.1.2. Análise dos ensaios com a bateria

De acordo com os procedimentos para os testes de capacidade das baterias mencionados no capítulo anterior, são mostrados, a seguir, os resultados dos ensaios realizados com a bateria do SFD 1.

4.1.2.1. Capacidade inicial, final e residual da bateria

Na figura 4.8 são apresentados os gráficos da capacidade inicial (C_i)⁶⁰(barra verde) e final (C_f)⁶¹ (barra vermelha) após a realização dos testes de capacidade. Além disso, também é evidenciada a capacidade residual (barra amarela) depois de retirada a bateria utilizada no SFD com estratégia de controle “auto-regulado”.

⁶⁰ Em julho de 2003.

⁶¹ Em outubro de 2004.

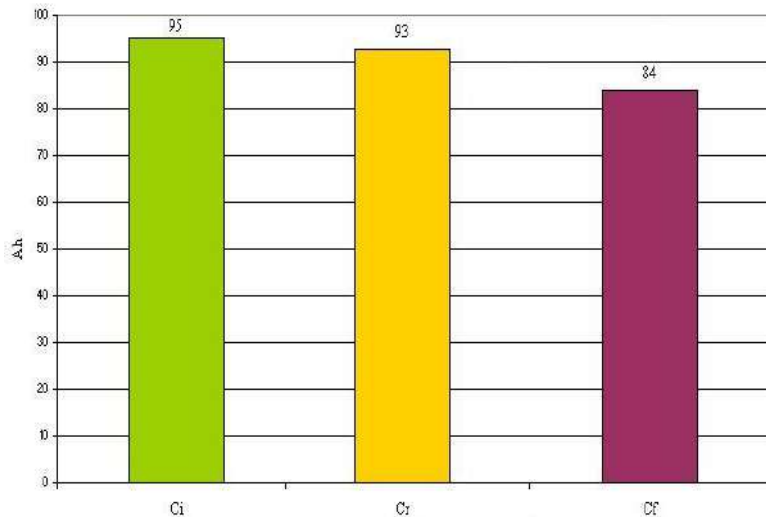


Figura 4.8. Capacidade inicial e final após teste de capacidade, e capacidade residual

Conforme o gráfico apresentado na Figura 4.8, após o primeiro teste de capacidade da bateria, em julho de 2003, a mesma apresentava uma capacidade inicial igual a 95 Ah; isso significa que a bateria apresentava uma capacidade próxima à que consta no seu catálogo, isto é, 100 Ah⁶². Posteriormente, a mesma foi carregada, para que o experimento fosse iniciado, com o acumulador praticamente em carga plena, ou seja, SOC próximo a 100%.

Após um ano e dois meses, a bateria foi retirada do experimento e submetida a um processo de descarga à corrente constante de 5 A, de modo a evidenciar a capacidade residual no período em que a mesma estava em operação. A princípio, é possível observar que 2 Ah ($C_i - C_r$) de carga foram perdidos durante o tempo no qual a bateria ficou submetida ao controle de carga por meio de um módulo “auto-regulado”. Entretanto, 11 Ah ($C_i - C_f$) de carga em relação à capacidade inicial da bateria foram perdidos, finalizando a mesma com um estado de carga em relação ao inicial igual a 88 % (C_f/C_i).

4.2. Sistema fotovoltaico domiciliar 2 (SFD 2)

O SFD 2 não foi analisado quanto a sua estratégia de controle de carga adotada (regulação PWM), pelo fato de sua bateria ter apresentado problemas⁶³ antes do experimento completar um ano de operação. Sendo assim, os ensaios referentes à capacidade da bateria não foram realizados e, conseqüentemente, deixaram de ser analisados.

4.3. Sistema fotovoltaico domiciliar 3 (SFD 3)

4.3.1. Análise do controle

O SFD 3 possui um controlador de carga do tipo PWM. A Figura 4.9 mostra o funcionamento desse regulador atuando em dois dias consecutivos.

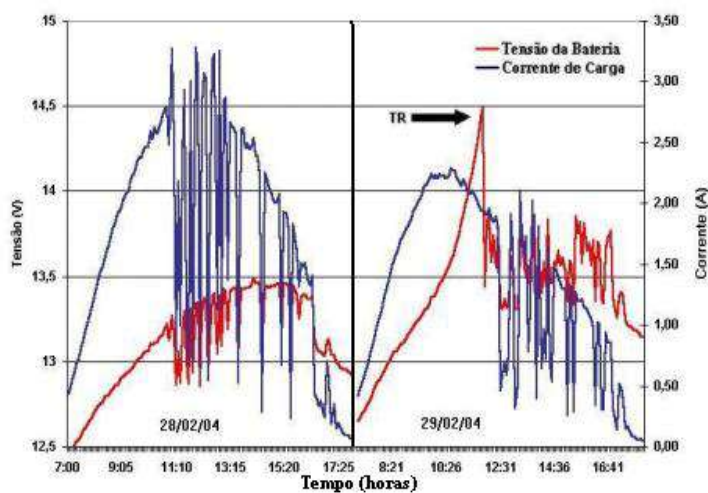


Figura 4.9. Carregamento da bateria utilizando controlador de carga PWM

A Figura 4.9 retrata duas condições de carregamento da bateria, quando ela está conectada a um controlador de carga do tipo PWM. Na primeira (dia 28/02/2004), é possível notar que o controle por largura de pulso não foi acionado e a bateria recebeu carga plena, sem nenhuma restrição. No dia seguinte (29/02/2004), a técnica de modulação foi ativada a partir do “ponto de ajuste” TR, igual a 14,5 (V), e a tensão de trabalho do sistema foi mantida constante. As

⁶² Para regime de descarga C_{20} .

figuras 4.10 e 4.11 dão mais detalhes do processo de regulação e da injeção dos pulsos de corrente para o dia 14/11/2003.

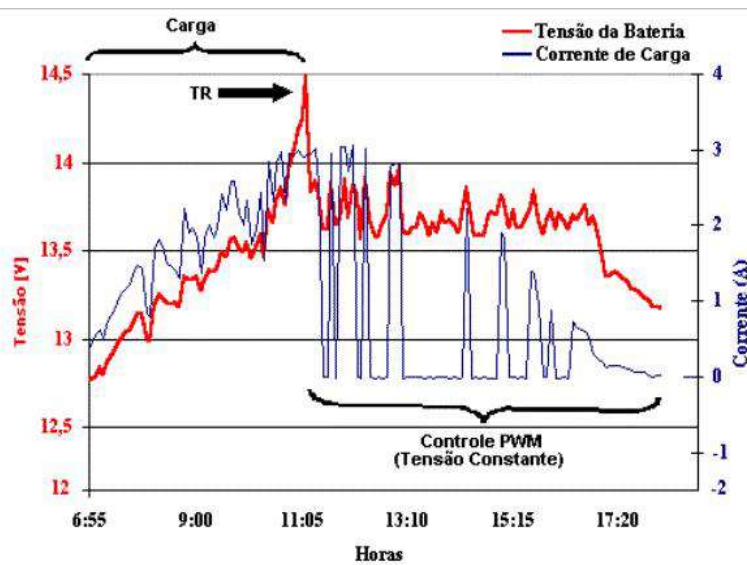


Figura 4.10. Controle PWM em operação

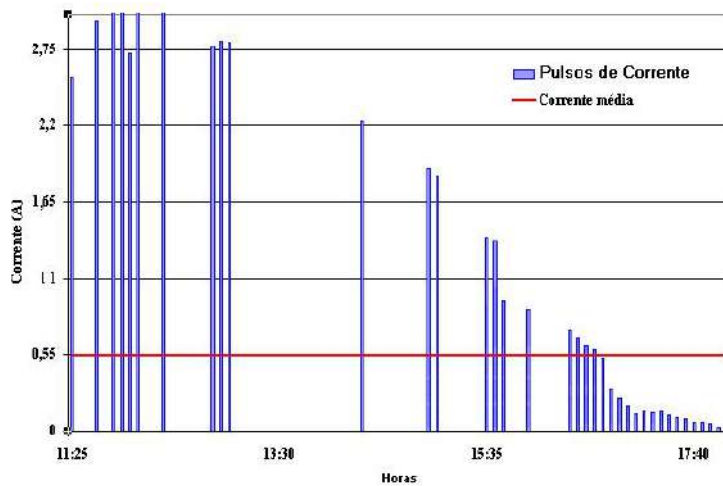


Figura 4.11. Controle PWM em operação / Pulsos de corrente

Os pulsos de corrente gerados pela regulação por PWM representam a corrente do módulo que está disponível naquele instante; e a corrente média fornecida, apesar de ser menor do que

⁶³ Estava praticamente sem capacidade, ou seja, “morta”.

a de pico (pulsos), é gerenciada pelo controlador de carga, de modo a manter a tensão constante nos terminais da bateria. Ressalta-se que a integração dos pulsos de corrente fornece o valor total de carga disponível à bateria, quando ela estiver sob a regulação PWM, e a integração da corrente média fornece o montante de carga que foi utilizado para carregar a bateria.

A bateria atingirá sua capacidade plena (“fully charged”) quando for carregada até que o controlador de carga entre em regulação. Entretanto, mesmo que a bateria tenha atingido a sua capacidade máxima, a corrente de carga poderá continuar a ser inserida, diariamente, de forma que o controle PWM atue gerenciando o carregamento da bateria corretamente. A Figura 4.12 mostra a contribuição do controle PWM, no mês de fevereiro de 2004.

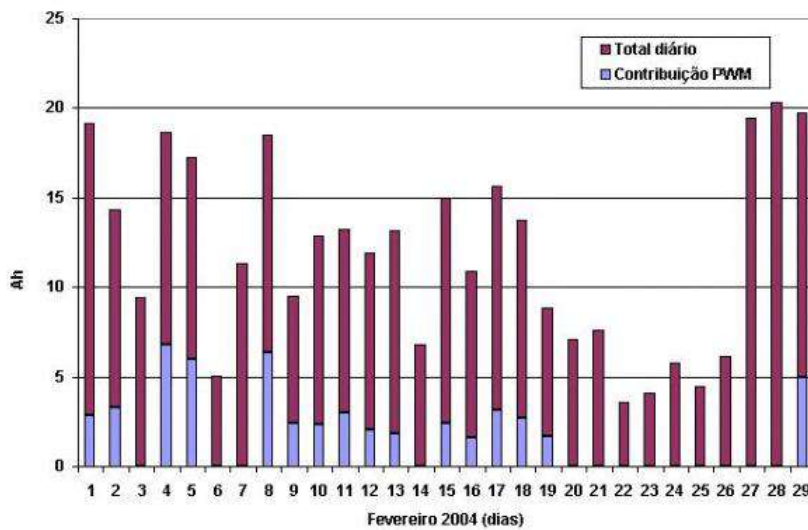


Figura 4.12. Total de amperes-horas (Ah) médios diários disponíveis e contribuição diária do controle PWM

Como se pode observar na Figura 4.12, o total de amperes-hora médios, inseridos na bateria pelo controle PWM, no mês de fevereiro, dependeu tanto do tempo no qual o sistema ficou em regulação, quanto do número de dias anteriores nos quais a bateria se encontrava praticamente carregada. A carga inserida, diariamente, pela regulação varia de 2 a 7 Ah, o que corresponde a 18 %, em média, do total de carga inserida no mês.

4.3.2. Análise dos ensaios com a bateria

Tomando por base os procedimentos mencionados no capítulo anterior, seguem abaixo os resultados dos testes realizados com a bateria do SFD 3.

4.3.2.1. Capacidade inicial, final e residual da bateria

Na Figura 4.13 são apresentados os gráficos da capacidade inicial (C_i)⁶⁴ e final (C_f)⁶⁵ após a realização dos testes de capacidade. Além disso, também é evidenciada a capacidade residual depois de retirada a bateria utilizada no SFD com estratégia de controle PWM.

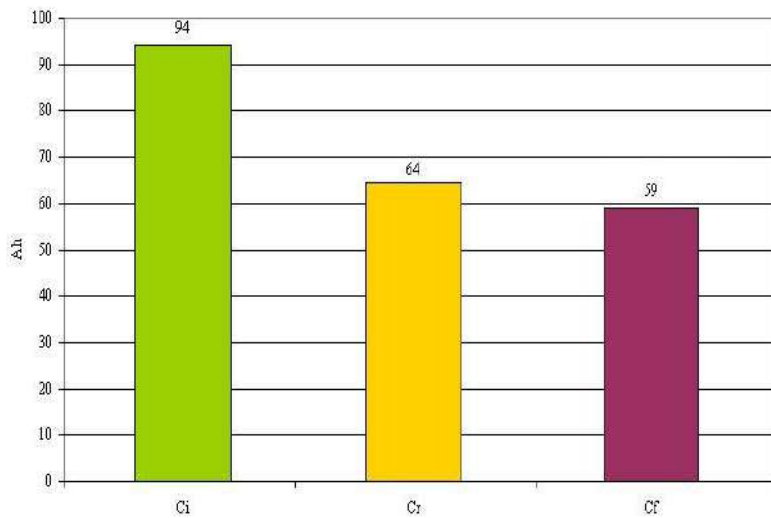


Figura 4.13. Capacidade inicial e final após teste de capacidade, e capacidade residual

Os testes de capacidade com a bateria do SFD 3 ocasionaram resultados inesperados, como é possível se verificar nos gráficos acima. Inicialmente, foi realizado o primeiro teste de capacidade, em julho de 2003, que apresentou uma capacidade inicial de 94 Ah (barra verde). Para dar início ao experimento com o controlador de carga PWM, a bateria foi carregada a corrente e tensão constantes, seguindo o procedimento descrito no capítulo anterior (item 3.2).

⁶⁴ Em julho de 2003

⁶⁵ Em outubro de 2004

A bateria foi retirada do experimento em setembro de 2004 e submetida a um processo de descarga à corrente constante de 5 A. Conforme mostra a Figura 4.13 (barra amarela), após o procedimento de descarga, a bateria apresentou uma capacidade residual de 64 Ah; ou seja, após um ano, no qual a bateria ficou submetida ao controle de carga por meio da estratégia por largura de pulso, a mesma sofreu uma perda de capacidade de 30 Ah (Ci-Cr). Um novo teste de capacidade foi efetuado e o resultado encontrado foi 59 Ah (barra vermelha) com uma perda de carga de 35 Ah em relação à capacidade inicial. Esses dados mostram que a bateria do SFD 3 estava “morta” (SOC = 63 %) quando foi retirada do experimento.

4.4. Sistema fotovoltaico domiciliar 4 (SFD 4)

4.4.1. Análise do controle

O SFD 4 é constituído por um controlador de carga do tipo “On/Off” e seu funcionamento é mostrado na Figura 4.14.

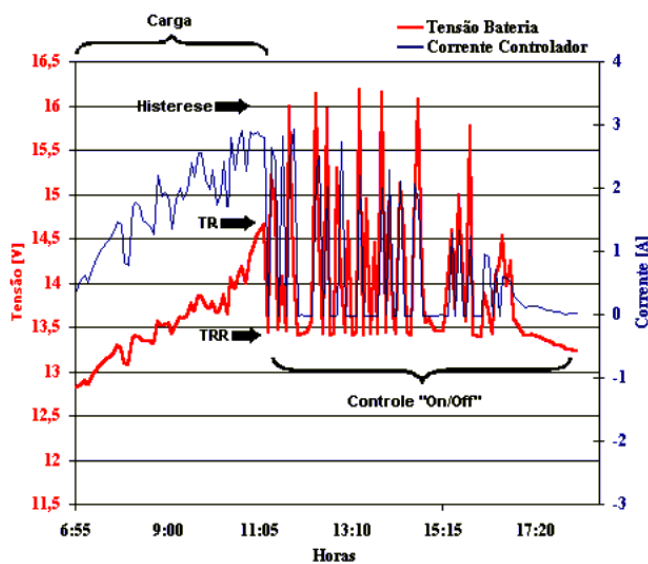


Figura 4.14. Controle de carga “On/Off”

O controle de carga pela estratégia “On/Off” é bastante simples: a corrente de carga somente é interrompida quando o ponto de ajuste TR (14,6 V) for alcançado, voltando a ser novamente liberada quando o ponto de ajuste de reconexão do módulo TRR (13,4 V) for atingido, como é mostrado na Figura 4.14. É importante salientar que, neste tipo de controle, os pontos de ajuste da tensão de corte e reconexão devem ser bem ajustados, para que o carregamento da bateria seja adequado. Entretanto, mesmo que estes pontos estejam ajustados corretamente, existe a possibilidade de que ocorra um laço de histerese⁶⁶ maior nos pontos de ajuste especificados, levando a bateria à região de sobrecarga, conforme mostra a Figura 4.15.

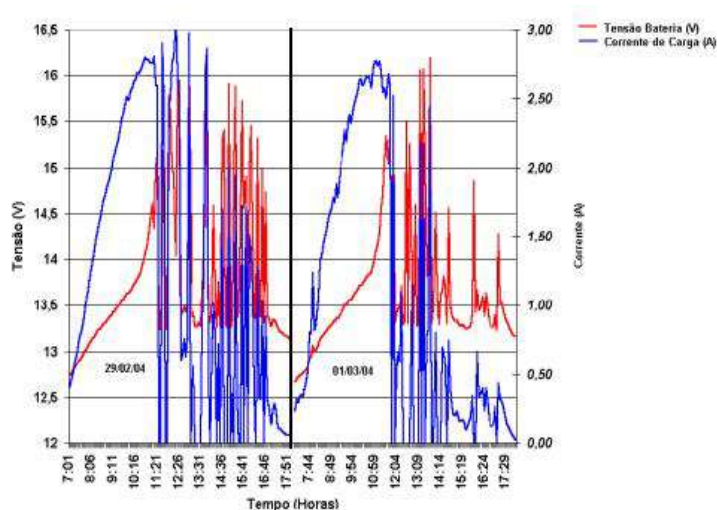


Figura 4.15. Sobretensão ocasionada pela histerese do transistor

A Figura 4.15 mostra a histerese do controlador de carga “On/Off” em 29/02/2004 e 01/03/2004. É possível observar que, nos dois dias, o ponto de ajuste da tensão para desconexão do módulo FV foi acionado, primeiramente, acima dos 15 V, ou seja, fora do valor especificado, 14,6 V, e em diferentes pontos de tensão, na maioria superiores a 15 V, durante o decorrer do dia. Esse fato mostra que o acumulador conectado a esse controle foi levado à região de sobrecarga constantemente, podendo, assim, reduzir o tempo de vida útil do mesmo.

⁶⁶A operação desses circuitos está relacionada com os laços de histerese (figuras 1.9 e 1.14).

4.4.2. Análise dos ensaios de capacidade da bateria

4.4.2.1. Capacidade inicial, final e residual da bateria

Na Figura 4.16 são apresentados os gráficos da capacidade inicial (C_i)⁶⁷ e final (C_f)⁶⁸ após a realização dos testes de capacidade. Além disso, também é evidenciada a capacidade residual depois de retirada a bateria utilizada no SFD com estratégia de controle “On/Off”.

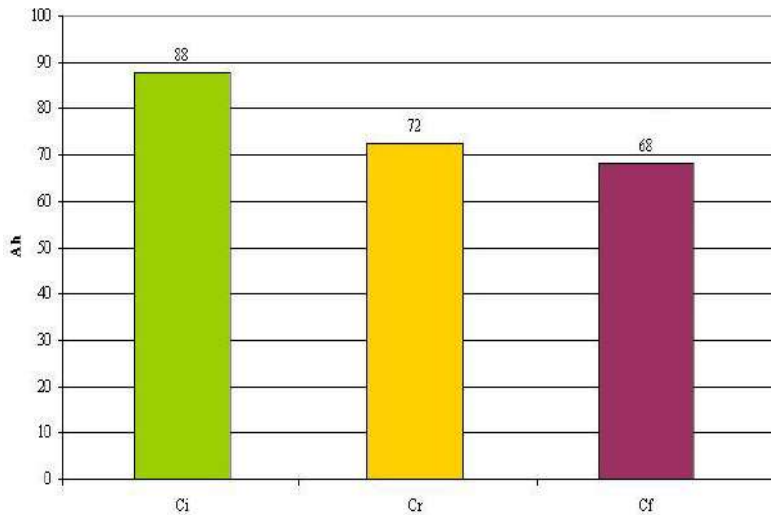


Figura 4.16. Capacidade inicial e final após teste de capacidade, e capacidade residual

A Figura 4.16 mostra a capacidade inicial (88 Ah), identificada na bateria testada do SFD 4, assim que ela deu entrada no laboratório. Após o primeiro teste de capacidade, a bateria foi recarregada, sendo então conectada ao SFD 4, para dar início ao experimento usando a estratégia de controle “On/Off”.

Na Figura 4.16, é possível notar que a bateria submetida ao SFD 4 apresentou uma capacidade residual de 72 Ah (barra amarela) e, assim, uma redução de 16 Ah ($C_i - C_r$) em um período de apenas um ano e dois meses de experimento. Realizando um segundo teste de capacidade, é possível observar, surpreendentemente, uma redução de 20 Ah ($C_i - C_f$) em relação à

⁶⁷ Em julho de 2003.

⁶⁸ Em outubro de 2004.

capacidade inicial. Esse fato mostra que a bateria, assim como o acumulador do SFD 3, estava “morta”, SOC = 77%, quando foi retirada do sistema.

4.4. Análise comparativa entre os SFD

Os três SFD referidos acima possuem estratégias de controle de carga distintas, portanto realizam o carregamento da bateria de forma diferente. Entretanto, no experimento, verificou-se que o SFD 1 (controle “auto-regulado”) e SFD 4 (controle “On/Off”) não realizaram corretamente a proteção contra os efeitos da sobrecarga; por outro lado, o SFD 3 (controle PWM) evitou que a bateria, conectada em seus bornes, fosse levada, constantemente, à região de sobrecarga. As figuras 4.17 e 4.18 evidenciam, melhor, essa situação.

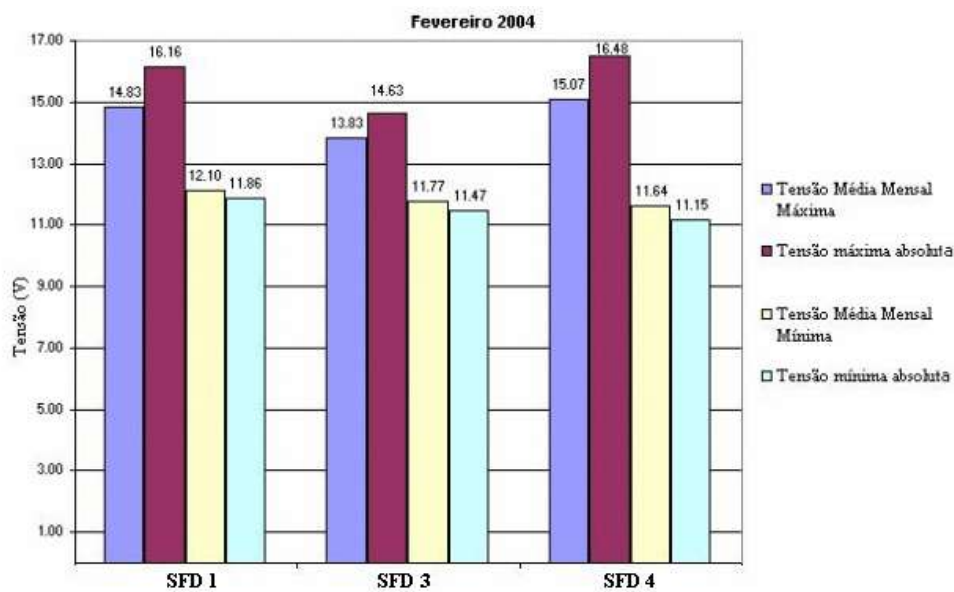


Figura 4.17. Tensão máxima mensal média e absoluta e tensão mínima mensal e absoluta para os 3 SFD, em fevereiro de 2004

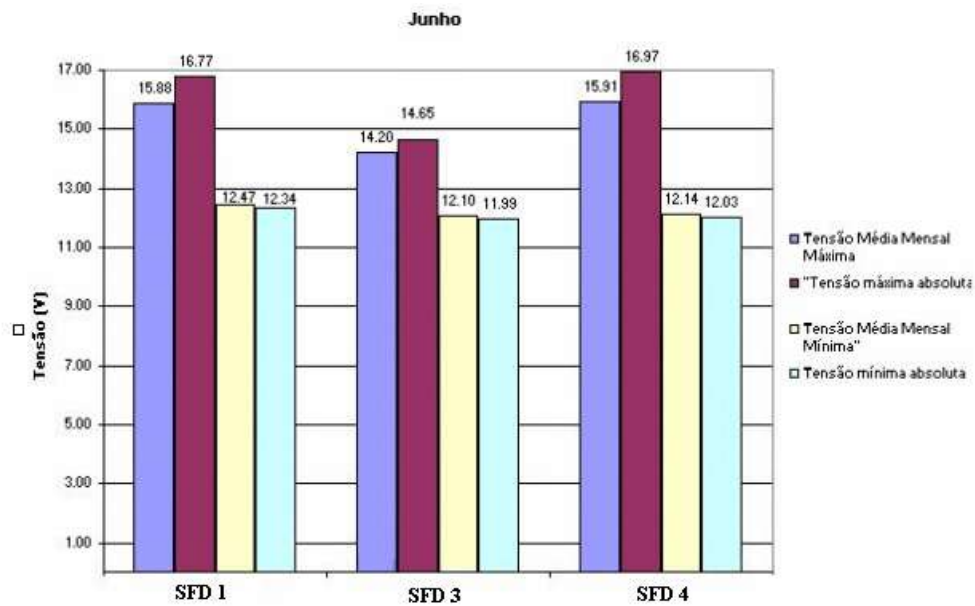


Figura 4.18. Tensão máxima mensal média e absoluta e tensão mínima mensal e absoluta atingidas para os 3 SFD, em junho de 2004

As figuras acima mostram as tensões máximas absolutas e médias, bem como as tensões mínimas absolutas e médias, em dois meses distintos, ou seja, fevereiro e junho de 2004. Observa-se que as estratégias de controle de carga “auto-regulado” e “On/Off” elevaram a tensão das baterias em seus respectivos sistemas, nos meses referidos, em níveis altos, acarretando a sobrecarga das mesmas. Esse fato evidencia a necessidade de um controle de tensão eletrônico adequado para o módulo “auto-regulado” e um cuidado no ajuste dos “pontos de ajuste” do controlador de carga a ser utilizado, para que situações como essa não ocorram, evitando-se, assim, o encurtamento do tempo de vida do acumulador. Por outro lado, a bateria submetida ao controle PWM não sofreu os efeitos da sobrecarga, pois o ponto de ajuste do controlador a impediu de alcançar tensões elevadas. Na Figura 4.19 são mostrados os valores de tensão máximos absolutos para cada mês e cada SFD durante o experimento.

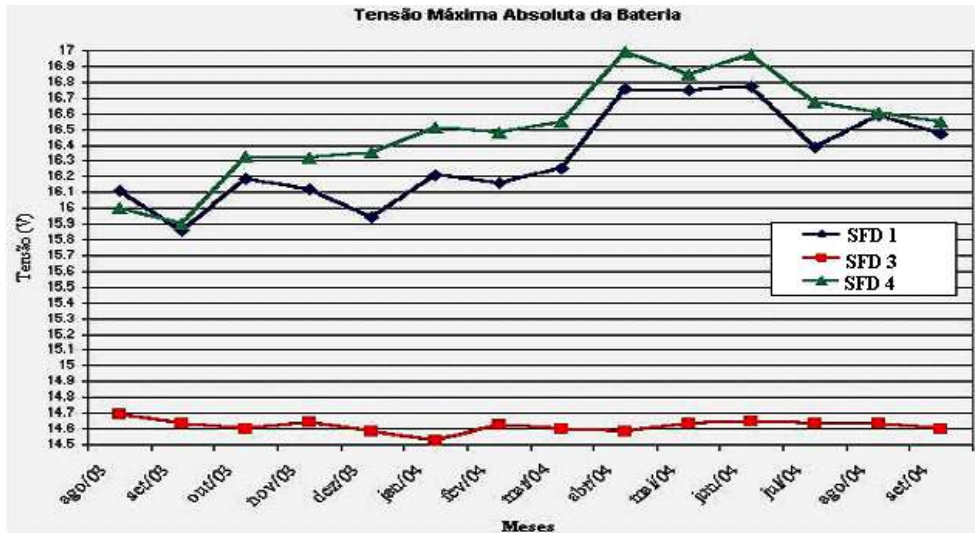


Figura 4.19 Tensão máxima absoluta atingida nos três sistemas nos meses do experimento

Em relação às tensões mínimas médias e absolutas, nenhum dos dois sistemas analisados que possuíam um controlador de carga atingiu os seus respectivos “pontos de ajuste” de desconexão por baixa tensão da bateria (DBT), nos meses de fevereiro e junho de 2004, quanto nos outros meses nos quais o experimento esteve em operação, conforme mostra a Figura 4.20.

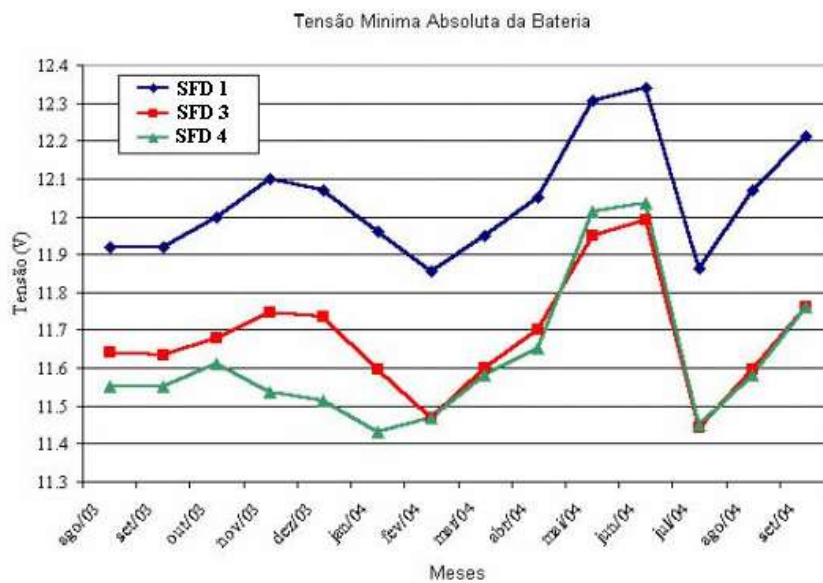


Figura 4.20. Tensão mínima absoluta, durante os meses do experimento

A Figura 4.20 mostra que a bateria do SFD 1 (controle “auto-regulado”) permaneceu, durante o experimento, a uma tensão mínima, próxima à nominal (12 Volts). Entretanto, as baterias dos outros dois SFD ficaram na maior parte do tempo abaixo da tensão nominal, em quase todos os meses, sendo que a do controle “On/Off” atingiu os valores de tensões mais baixos em relação ao acumulador do controle do “PWM” nos meses de agosto de 2003 a janeiro de 2004. A Figura 4.21 mostra a média das tensões máximas e mínimas atingidas, pelos três sistemas, durante o experimento.

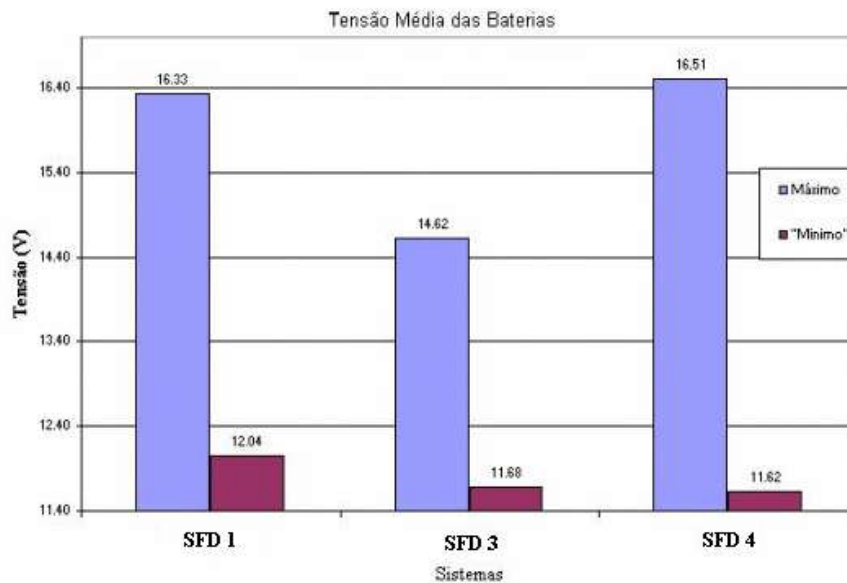


Figura 4.21. Médias das tensões, máxima e mínima durante os meses do experimento

4.5. Balanço energético

De forma a avaliar o ganho ou déficit de energia em cada mês de operação dos três sistemas, foi realizado um balanço energético (BE) mensal e anual, que foi calculado por meio da seguinte equação:

$$BE = \sum Ah \text{ geração}_{\text{mês}} - \sum Ah \text{ consumo}_{\text{mês}} \quad (4.1)$$

A Tabela 4.3 mostra o somatório da geração e consumo para todos os meses, e anual do experimento.

Tabela 4.3. Somatório de geração e consumo mensal e anual

	Σ geração (Ah)			Σ consumo (Ah)		
	SFD1	SFD3	SFD4	SFD1	SFD3	SFD4
ago/03	223	212	201	238	251	242
set/03	322	325	325	285	300	290
out/03	311	306	302	286	299	288
nov/03	302	300	294	287	300	286
dez/03	308	314	310	290	303	287
jan/04	286	290	281	288	302	284
fev/04	293	294	279	278	292	274
mar/04	321	324	316	297	312	295
abr/04	214	216	221	154	200	180
mai/04	189	177	160	153	174	152
jun/04	203	184	171	145	167	146
jul/04	295	291	277	273	288	273
ago/04	329	323	312	294	293	277
Anual	3596	3556	3449	3268	3481	3274

De acordo, com a tabela 4.3 é possível observar que os totais de amperes-hora gerados pelos SFD 1, 3 e 4 são respectivamente 3.596, 3.556 e 3.449. Entretanto, se se considerarmos que o rendimento da bateria igual a 85%, é possível estimar a geração total necessária para que o consumo dos três sistemas fosse suprido corretamente. Sendo assim, o somatório anual estimado da geração, levando-se em consideração o rendimento da bateria ($\eta = 85\%$) e o mesmo consumo encontrado na Tabela 4.3 para os SFD 1,3 e 4, é igual a 3.845 Ah, 4.095 Ah e 3.852 Ah, respectivamente .

O balanço energético para os dados coletados (Tabela 4.3) e os dados estimados (considerando o rendimento da bateria igual a 85%) mês a mês e anuais é apresentado a seguir na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Balanço Energético Coletado e Estimado

	Balanço Energético Coletado (Ah)			Balanço Energético Estimado (Ah)		
	SFD1	SFD3	SFD4	SFD1	SFD3	SFD4
ago/03	-15	-39	-41	42	44	43
set/03	38	25	35	50	53	51
out/03	25	7	14	50	53	51
nov/03	14	-1	9	51	53	50
dez/03	18	11	23	51	53	51
jan/04	-2	-12	-3	51	53	50
fev/04	15	2	5	49	52	48
mar/04	24	12	21	52	55	52
abr/04	60	16	41	27	35	32
mai/04	36	3	7	27	31	27
jun/04	58	17	26	26	29	26
jul/04	21	3	4	48	51	48
ago/04	35	30	35	52	52	49
Anual	327	74	176	577	614	578

De acordo com a Tabela 4.4, é possível observar que há uma grande diferença entre o balanço energético coletado e o estimado na maioria dos meses e na somatória anual. A Tabela 4.5 mostra o déficit energético, entre o balanço energético coletado e o balanço energético estimado, que os SFD 1,3 e 4 apresentaram durante o experimento.

Tabela 4.5 – Déficit Energético entre o Balanço Energético Coletado e o Estimado

	Déficit Energético (Ah)		
	SFD1	SFD3	SFD4
ago/03	-57	-83	-84
set/03	-12	-28	-16
out/03	-25	-46	-37
nov/03	-37	-54	-41
dez/03	-33	-42	-28
jan/04	-53	-65	-53
fev/04	-34	-50	-43
mar/04	-28	-43	-31
abr/04	33	-19	9
mai/04	9	-28	-20
jun/04	32	-12	0
jul/04	-27	-48	-44
ago/04	-17	-22	-14
Anual	-250	-540	-402

De acordo com a Tabela 4.5, é possível observar que as baterias dos três sistemas apresentaram déficit de energia, sendo que o SFD1 apresentou um déficit energético menor do

que os demais sistemas. Esse fato pode estar relacionado com a estratégia de controle utilizada – no caso, controle auto-regulado que não limitou a corrente de carga que foi inserida na bateria, por não possuir um ponto de ajuste ou pelo fato de que a bateria desse sistema se encontrava em melhor estado de carga (Figura 4.8) do que as demais, possibilitando, assim, uma inserção maior de corrente em seu interior.

O que chama a atenção é a grande perda em amperes-hora (ver Tabela 4.5) que as baterias dos SFD com PWM e “On/Off” obtiveram em relação ao acumulador do SFD com estratégia de controle auto-regulado no período do experimento. Nota-se que o SFD 3 (Controle PWM) foi o que mais “impediu” que a corrente de carga fosse inserida em sua bateria, seguido do SFD 4 e SFD 1, apresentando, portanto, um déficit energético anual de 540 Ah, 402 Ah e 250 Ah, respectivamente. Pode-se inferir que o ocorrido está relacionado com a influência da estratégia de controle de carga utilizada e a inadequação das baterias aos pontos de ajuste escolhidos para os SFD 3 e 4.

Conclusões

No presente trabalho, os objetivos estabelecidos foram obtidos, sendo que as principais conclusões são expostas a seguir:

- Em relação às estratégias de controle utilizadas, observou-se que cada uma possui sua particularidade no que se refere ao carregamento da bateria; contudo, no que tange à proteção da bateria contra os efeitos da sobrecarga, o controlador de carga com estratégia por largura de pulso (PWM) foi o que melhor exerceu essa função; as outras estratégias “auto-regulação” e ”On/Off” levaram as tensões de suas baterias, constantemente, à zona de sobrecarga (figuras 4.3 e 4.15). Sendo assim, considera-se de extrema importância a utilização de um controlador de carga com PWM e ajuste adequado do ponto de ajuste de regulação (TR), para evitar que os acumuladores tenham redução de seu tempo de vida.
- Nenhum dos acumuladores⁶⁹ dos sistemas fotovoltaicos domiciliares analisados sofreu descargas excessivas ou atingiu o ponto de desconexão por baixa tensão (DBT); ou seja, para que isso ocorresse, seria necessário um consumo maior para que as tensões da bateria alcançassem o ponto de DBT.
- Os ensaios com os pontos de ajuste da tensão de desconexão por baixa tensão da bateria (DBT) dos cinco controladores de carga mostraram que todos estavam abaixo da profundidade de descarga máxima⁷⁰ (Figura 3.23). Além disso, dois controladores de carga permitiam descargas excessivas e seus pontos de ajuste estavam abaixo da tensão final recomendada, ou seja, abaixo de 10,8 (V). Portanto, esse ensaio demonstrou que os “pontos de ajuste” de descarga dos controladores testados são inócuos para a função que deveriam desempenhar, ou seja, proteger a bateria de descargas excessivas.
- a maioria dos pontos de ajuste de reconexão da carga (RBT) dos controladores de carga ensaiados está fora da faixa recomendada (Figura 3.27).

⁶⁹ Exceção feita ao acumulador do SFD 2 que, por estar “morto”, descarregava e carregava, levando a supor que, uma de suas células, estivesse curto-circuitada.

⁷⁰ P_dmáx = 50 % para baterias de chumbo-ácido automotivas (Diaz, 2003).

- Os testes utilizados para avaliar a capacidade dos acumuladores, realizados entre o final de setembro e início de outubro de 2004, apresentaram resultados inesperados. As baterias dos dois sistemas que possuíam um controlador de carga foram perdendo, ao longo do experimento, sua capacidade. Pode-se inferir, pelo balanço energético coletado (Tabela 4.4), a influência das estratégias de controle de carga adotadas para cada SFD. Para reforçar esse posicionamento, destaca-se que apenas a bateria conectada ao módulo “auto-regulado”, surpreendentemente, mostrou um desempenho melhor do que as outras. Esse fato referenda a idéia de que a perda precoce da carga dos acumuladores pode ser decorrente de um mau ajuste dos pontos de ajuste de carga, que não são adequados para as baterias utilizadas no experimento, ou que as baterias não são apropriadas para o regime de operação do sistema fotovoltaico.

Finalmente, apesar de o experimento ter tido a duração de 14 meses, não é possível assegurar que a perda de carga nos acumuladores foi decorrente das estratégias de controle de carga utilizadas ou se ocorreu por problemas nas baterias utilizadas.

Contribuições da dissertação

As contribuições da dissertação podem ser resumidas da seguinte maneira:

- A pesquisa apresentou e questionou as estratégias de controle normalmente utilizadas em SFD.
- Os resultados da pesquisa mostraram que pode haver problemas na estratégia de controle utilizada, mesmo que essa seja a mais recomendada ou utilizada para SFD.
- A pesquisa sugere a hipótese de que as baterias oferecidas no mercado não sejam adequadas para uso em SFD.
- Com a hipótese de não-adequação das baterias, a pesquisa realizada propôs um experimento para averiguação da adequação das baterias para uso no Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI).

Sugestões para futuros trabalhos

Como foi visto, a comparação e avaliação do funcionamento de pequenos sistemas fotovoltaicos domiciliares, no que se refere às diferentes estratégias de gerenciamento de carga e descarga, é complexa, pois envolve variáveis de ordem técnica, climáticas e às vezes sociais. Portanto, com vistas a oferecer respostas mais conclusivas às perguntas abertas, sugere-se:

- Realizar um estudo, em longo prazo (3 a 4 anos), com diferentes estratégias de controle de carga (incluindo controle microprocessado para SFD), tipos de baterias (comumente encontradas no mercado) e em localidades distintas, ou seja, em condições climáticas extremas como encontradas nos estados pertencentes às regiões Norte e Nordeste.
- Averiguar os pontos de ajuste da tensão em uma gama maior de controladores de carga para SFD.
- Avaliar de forma sistematizada as características das baterias oferecidas pelo mercado e sua adaptação aos ciclos observados nos SFD.
- Realizar tratamento estatístico mais apurado com os dados coletados.

Referências Bibliográficas

AGUILERA, J. e LORENZO, E. Rural Photovoltaic Electrification Programme on the Bolivian High Plateau. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 1996, vol. 4, p. 77-84.

AICHBERGER, S. *In controllers we trust: Market survey on charge controllers*. Photon International: The Photovoltaic Magazine (Alemanha), janeiro 2003, p. 30-35.

AKKAYA, R., e KULAKSIZ, A. A microcontroller-based stand-alone photovoltaic power system for residential appliances: *Applied Energy*, 2004, vol. 78, p. 419-431. Número 4.

ALVAREZ, J et al.. A Fully Digital Smart and Fast Lead-Acid Battery Charge System: *IEEE*, 2003, vol. 78, p. 419-431. Número 4.

BOPP, G., et al. Energy Storage in Photovoltaic Stand-alone Energy Supply Systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 1998, vol. 6, p. 271 – 291.

CENELEC. Test Requirements and Procedures for Charge Regulators: Safety. Document D. versão 1.1., 1998. 17 p.

CHAO, C. W., et al. Continuous monitoring of acid stratification during charge/discharge by holographic laser interferometry. *Journal of Power Sources*, 1995, vol. 55, p. 243-246.

CHAUREY, A. The Growing Photovoltaic Market in India. *Progress in Photovoltaics: Research and Application*, 2001, vol. 9, p. 235 – 244.

CROMPTON, TR. *Battery Reference Book*. 2nd Edition. Ed. Butterworth-Heinemann. London. 1997. 337 p. ISBN 0 7506 2567 8.

DELL, R. e RAND, D. *Understanding Batteries*. CSIRO Energy Technology: Ed. RS.C. Victoria, Austrália. 2001. Cap. 1: Energy Store in Batteries. ISBN 08-5404-605-4.

DELPHI AUTOMOTIVE SYSTEMS. Guia Prático de Baterias. São Paulo, 1998. 10p.

DÍAZ, P. *Confiabilidad de Los Sistemas Fotovoltaicos Autónomos: Aplicación a La Electrificación Rural*. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación del Universidad Politécnica de Madrid, 2003. 209 p. Tese de Doutorado.

DÍAZ, P. e EGIDO, M. Experimental Analysis of Battery Charge Regulation in Photovoltaics Systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2003, vol. 11, p. 481-493.

DÍAZ, P. e LORENZO, E. Solar Home System Battery and Charge Regulator Testing. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2001, vol. 9, p. 363 – 377.

DUNLOP, J e BRIAN, N. Recommendations for Maximizing Battery Life in Photovoltaic Systems: A Review of Lessons Learned. In: *Proceedings of Forum 2001 Solar Energy: The Power to Choose*, 2001. Washington, DC.

EGIDO, M. *Dimensionado Y Simulacion de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos*. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación Del Universidad Politécnica de Madrid, 1993. 153 p. Tese de Doutorado.

EGIDO, M. e LORENZO, E *Procesos de Reducción de Costes en Paneles Fotovoltaicos Bifaciales y Policristalinos*. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, julho 1986. 16 p. Relatório Técnico UPM/IES/LS4786.

ESMAP. Photovoltaic Application in Rural Areas of Developing World. Washigton, DC. EUA.: The World Bank, novembro, 2000. 98 p. Relatório Técnico 009 / 21992.

FARA, S., FINTA, D. e MICU, G. Problems of Village Electrification Based On PV Systems in Romania: Individual Solar Home Systems for Settlements in the Cerna Valley. *Renewable Energy*, 1998, vol. 15, p. 519 – 522.

FEDRIZZI, M. *Fornecimento de Água com Sistemas de Bombeamento Fotovoltaicos*. São Paulo: Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 1997. 162 p. Dissertação de Mestrado.

FEDRIZZI, M. *Sistemas Fotovoltaicos de Abastecimento de Água para Uso Comunitário: Lições Aprendidas e Procedimentos para Potencializar sua Difusão*. São Paulo: Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2003. 201 p. Tese de Doutorado.

FRAIDENRAICH, N; LYRA, F. *Energia Solar: Fundamentos e Tecnologias de Conversão Heliotermodinâmica e Fotovoltaica*. Ed. Universitária da UFPE. Recife, PE. 1995. 384 p. ISBN 85-7315-024-6.

Florida Solar Energy Center (FSEC). *Batteries and Charge Control in Stand-Alone Photovoltaic Systems*. Cocoa, Florida. EUA. Janeiro, 1997. 65 p. Relatório Executivo / 1st.

Florida Solar Energy Center (FSEC). *Photovoltaic Lighting Systems for the Brevard Community College COMET Walkway*. Cocoa, Florida. EUA. Abril, 1999. 32 p. Relatório Executivo / 2nd Revisão.

GARCHE, J.; JOSSEN, A.; DÖRING, H. The Influence of Different Operation Conditions, Especially Over-Discharge, on the Lifetime and Performance of Lead/Acid Batteries for Photovoltaic Systems. *Journal of Power Sources*, 1997, vol. 67, p. 201-212.

GERKEN, K., WELSH, D. *A Pulse Width Modulated, High Reliability Charge Controller for Small Photovoltaic Systems*. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 1997. 57 p. Relatório Técnico SAND97-0329 / UC1290.

GREEN, M. et al.. Solar Cell Efficiency Tables (Version 23). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2004, vol. 12, p. 55-62.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR(GTEF). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. CEPEL/CRESESB, junho, 1995. Manual Técnico versão 1.0.

HARRINGTON, S., DUNLOP, J. Battery Charge Controller Characteristics in Photovoltaic Systems. In *7th Annual Battery Conference on Advances and Applications*, 1992. Long Beach, Califórnia: FSEC, 1992. p. 8. Professional Paper, FSEC-PF-232-92.

HARRINGTON, S., et al. Evaluation of the Batteries and Charge Controllers in Small-Stand-Alone Photovoltaic Systems. In *24th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1994. p. 13.

HUACUZ, J., FLORES, R., AGREDANO, J. e MUNGUIA, G. Field performance of lead-acid batteries in photovoltaic rural electrification kits. *Solar Energy*(EUA), 1995, vol. 55, n. 4, p.287-299.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(IEA). *Recommended Practices For Charge Controllers: Use of PV Systems in Stand-Alone and Island Applications*. PVPS, agosto, 1998. 68 p. Relatório Técnico IEA PVPS T3-05.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(IEA). *Lead-Acid Battery Guide for Stand-Alone Photovoltaic Systems*. PVPS, dezembro, 1999. 33 p. Relatório Técnico IEA PVPS TaskIII.

LORENZO, E, et al. *Electricidad Solar. Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos*. Instituto de Energía Solar. Universidad Politécnica de Madrid. Ed. PROGNSA. Madrid. 1994a. 337 p. ISBN 84-86505-45-3.

LORENZO, E. Photovoltaic Rural Electrification. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 1997, vol. 5, p. 3-27.

LORENZO, E. et al.. A Field Experience with Automotive Batteries in SHS's. In *2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*.Vienna, Austria. julho, 1998, p. 3266-3268.

LORENZO, E., ZILLES, R. e CAAMAÑO, E. *Cuaderno de Campo de Electrificación Rural Fotovoltaica*. Sevilha, Espanha: PROGNSA, 2001. 82 p. ISBN 84-86505-91-7.

MARA, B.. Smart Array Power Controllers: New DC PV system design element: *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1997, vol. 47, p. 109-116.

MARKAVAT et al. *Solar Electricity*. Ed. John Wiley & Sons Ltd.Chichester, Inglaterra. 1996. 228 p. ISBN 0 471 94161 1.

MASHELENI, H., CARELSE, X. Microcontroller-based Charge Controller for Stand-Alone Photovoltaic Systems: *Solar Energy*, 1997, vol. 61, n°4, p. 225-230.

MATTERA, F. et al. Characterisation of Photovoltaic Batteries Using Radio Element Detection: the influence and consequences of electrolyte stratification. *Journal of Power Sources*, 2003, vol. 113, p. 400-407.

MATTERA, F. et al. Irreversible Sulphation in Photovoltaic Batteries. *Journal of Power Sources*, 2003, vol. 116, p. 248-256.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA: Programa Luz para Todos [on-line]. [2004-05-1]. Available from<<http://www.mme.gov.br/luzparatodos/>>.

MISHRA, R., PANDEY, A., JOSHI, C. Theoretical analysis of integrated photovoltaic system and design of an optimised battery voltage regulator: *Psolar Energy Materials and Solar Cells*, 1995, vol. 37, p. 159-174.

MORANTE, F. e ZILLES, R. Energy Demand in Solar Home Systems: The Case of the Communities in Ribeira Valley in the State of São Paulo, Brazil. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2001, vol. 9, p. 379-388.

MORANTE, F. e ZILLES, R. O Contador de Ampère-Hora: desde Edison até sua utilização como gerenciador da demanda energética em sistemas fotovoltaicos. In IX Congresso Brasileiro de Energia, *COPPE/UFRJ*, 2001, vol. IV p. 1654-1661.

MUKUND, P. *Wind and Solar Power Systems*. Ed. CRC Press. Flórida, EUA. 1999. 350 p. ISBN .0-8493-1605-7.

MYUNGSOO, K. e HWANG, E. Monitoring the Battery Status for Photovoltaic Systems. *Journal of Power Sources*, 1997, vol. 64, p. 193-196.

NIEUWENHOUT, et al. *Monitoring and Evaluation of Solar Home Systems. Experience with applications of solar PV for households in developing countries*. ECN-C-00-089. Setembro. 2000. 157 p.

NIEUWENHOUT, et al.. Experience with Solar Home Systems in Developing Countries: A Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2001, vol. 9, p. 455-474.

OLIVEIRA, S. *Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos: Ênfase na Eletrificação de Residências Isoladas*. São Paulo: Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 1997. 240 p. Dissertação de Mestrado.

PINTO, R. J. Experiências com fontes alternativas encontram espaço na Amazônia. *Gazeta Mercantil*, 11 de agosto de 2004. p.7. Energia, Caderno A.

POSORKI, R., BUSSMANN, M. e MENKE, C. Does the use of Solar Home Systems (SHS) contribute to climate protection?. *Renewable Energy*, 2003, vol. 28, p. 1061 – 1080.

PREISER, K., et al. Quality of Charge Controllers in Solar Home Systems: Results of a detail. PRE10234, 1995. vol. 15, 11 p.

REINDERS, A., et al. Sukatani revisited: on the performance of nine-year-old solar home systems and street lighting systems in Indonesia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1999, vol. 3, p. 1– 47.

SALAS, V. et al.. The Control Strategies for Photovoltaic Regulators Applied to Stand-alone Systems. In *28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society, IEEE*, 2002, vol. 78, p. 3274-3279. vol 4.

SANTOS, R. *Procedimentos para a Eletrificação Rural Fotovoltaica Domiciliar no Brasil: Uma Contribuição a partir de Observações de Campo*. São Paulo: Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2002. 238 p. Tese de Doutorado.

SAUER., D., et al. What happens to Batteries in PV Systems or Do we Need one Special Battery for Solar Applications?. In *14th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1997. Barcelona, Espanha. Julho 1997; 6 p.

SAUER, D., et al. Analysis of Performance Parameters of Lead/Acid Batteries in Photovoltaic Systems. *Journal of Power Sources*, 1997, vol. 64, p. 197-201.

SCALAMBRINI HC. An analyses of the user consumption of energy in rural areas of state of Pernambuco (Brazil). Perspectives of photovoltaic electrification. In *14th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1997. Barcelona, Espanha., Julho 1997; p. 943-946.

SERPA, P. *Eletrificação Fotovoltaica em Comunidades Caiçaras e seus Impactos Socioculturais*. São Paulo: Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2001. 291 p. Tese de Doutorado.

SIBI/USP. Publicação eletrônica [online]. [2004-21-03]. Available from:<fatima@iee.usp.br>. Comunicação pessoal

SINGH, P et al. Fuzzy Logic-Based Solar Charge Controller for Microbatteries. In *28th Photovoltaic Specialists Conference, IEEE*, 2000, p. 1726-1729.

STRONG, S.; SCHELLER, W. *The Solar Electric House*. Ed. Sustainability Press. Massachusetts. 1993. 276 p. ISBN 0-9637383-2-1.

VEERACHARY, M., SENJYU, T. UEZATO, K. Feedforward Maximum Power Point Tracking of PV Systems Using Fuzzy Controller. In *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, 2002., vol. 38, n°3 p. 969-979.

WAGNER, R e SAUER, D. Charge Strategies for Valve-Regulated Lead/Acid Batteries in Solar Power Applications. *Journal of Power Sources*, 2001, vol. 95, p. 141-152.

ZILLES, R. A Diagnosis on the Need to Establish a Technical Requirements Protocol for Home Photovoltaic Systems in Latin America. *Energy for Sustainable Development: the journal of the International Energy Initiative*, 1996, vol. 3, n.2, p. 38-43.

ZILLES, R., LORENZO, E. e SERPA, P. From Candles to PV Electricity: a Four-Year Experience at Iguape – Cananéia, Brazil. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2000, vol. 8, p. 421-434.

ZILLES, R., MORANTE, P. e FEDRIZZI, M. Avaliação dos Sistemas Fotovoltaicos Instalados nas Residências dos Moradores da Ilha do Cardoso. In Anais do 3º Encontro de Energia no Meio Rural (AGREENER) (versão em CD), Setembro 12-15, 2000. Campinas: Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, 2000. 10 p.