

Manual de Engenharia para
Sistemas Fotovoltaicos



**Grupo de Trabalho de Energia
Solar - GTES**

CEPEL - CRESESB

**Edição Especial
PRC-PRODEEM 2004**

Manual de Engenharia
para
Sistemas Fotovoltaicos

Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos

**Grupo de Trabalho de Energia
Solar - GTES**

CEPEL - CRESESB

**Edição Especial
PRC-PRODEEM**

Rio de Janeiro - Agosto - 2004

Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos

Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES

COLABORADORES:

Fernando A. A. Prado Jr. - *CESP*
Maria Julita G. Ferreira - *CESP*
João Jorge Santos - *CHESF*
Joaquim Paim Marzulo - *CEEE*
Leonildo de Souza Silva - *MIN. DA AERONÁUTICA*
Luís Sérgio do Carmo - *CEMIG*
Osvaldo L. S. Pereira - *COELBA*
Teresa V. Mousinho Reis - *COELBA*
Paulo M. A. Craveiro - *COELCE*
Ruberval Baldini - *BRSOLAR*
Sérgio Benincá - *SOLTEC ENG. ENERGIA*

ELABORAÇÃO E EDIÇÃO:

Ana Paula C. Guimarães - *UFMG*
Claudio M. Ribeiro - *CEPEL*
Leopoldo E. G. Bastos - *UFRJ*
Luiz C. G. Valente - *CEPEL*
Patrícia C. da Silva - *CRESESB*
Rosimeri X. de Oliveira - *LIGHT*

PRIMEIRA REVISÃO

Ana Paula C. Guimarães - *UFMG*
Elizabeth M. D. Pereira - *PUC-MG*
João T. Pinho - *UFPA*
Lúcio César de S. Mesquita - *AGÊNCIA ENERGIA*
Marco A. F. C. Ribeiro - *THE NEW WORLD*
POWER DO BRASIL
Maria Julita G. Ferreira - *CESP*
Mário H. Macagnan - *UFRGS*
Arno Krenzinger - *UFRGS*

SEGUNDA REVISÃO

Claudio M. Ribeiro - *CEPEL*
Hamilton Moss de Souza - *CEPEL*
Marco Antônio Galdino - *CEPEL*
Patrícia C. da Silva - *CRESESB*
Ricardo M. Dutra - *CRESESB*
Roberto Zilles - *USP*

621.472 Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Centro de
C397m Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.
Grupo de Trabalho de Energia Solar.
Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos / Rio
de Janeiro, CRESESB, 1999.
pp ; cm.

1. Energia solar. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Radiação solar. 4. Sistema fotovoltaico conectado à rede. 5. Sistema híbrido. 6. Módulo fotovoltaico. 7. Célula solar. 8. Bateria solar. 9. Utilização de energia solar. 10. Sistema fotovoltaico de bombeamento de água.

Programação Visual e Capa

Ricardo Marques Dutra - *CRESESB*

Impressão

Ediouro Gráfica e Editora S.A..

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB

Av. Hum S/Nº - Ilha da Cidade Universitária
CEP 21941-590 Rio de Janeiro - RJ
Tel.: 0xx 21 2598-2187 Fax: 0xx 21 2598-6384
Home Page: [Http://www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br)

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

Av. Hum S/Nº - Ilha da Cidade Universitária
CEP 21941-590 Rio de Janeiro - RJ
Tel.: 0xx 21 2598-2112 Fax: 0xx 21 2260-1340
Home Page: [Http://www.cepel.br](http://www.cepel.br)

Sobre esta edição

O CRESESB e o CEPEL, com o apoio da ELETROBRÁS e do Ministério de Minas e Energia, tem o prazer de lançar esta reedição do Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.

Esta obra, certamente um clássico na bibliografia brasileira sobre energia fotovoltaica, encontrava-se praticamente esgotada. Tendo em vista a implantação do Plano de Revitalização e Capacitação do PRODEEM e do Programa Luz para Todos, identificou-se a necessidade de reeditá-la. Com este relançamento temos a certeza de estarmos ampliando o público que terá acesso ao seu conteúdo e contribuindo para a consolidação do uso da energia fotovoltaica no Brasil.

Apresentação

O PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios, atualmente integrando o Programa Luz para Todos, do Governo Federal, passa por um profundo processo de revitalização. Este processo, consolidado no ***Plano de Revitalização e Capacitação do PRODEEM – PRC***, é fruto da experiência acumulada nas fases anteriores do Programa. Discussões, Seminários, reuniões nos mais diferentes níveis, visitas técnicas, inspeções, consulta a especialistas, permitiram um preciso diagnóstico da situação dos sistemas de geração fotovoltaica patrocinados pelo PRODEEM. Com base neste diagnóstico, o PRC está empreendendo diversas ações para que a sustentabilidade do fornecimento de energia às comunidades atendidas pelo programa possa ser assegurada.

Capacitação é peça chave deste processo de revitalização. É com pessoas devidamente treinadas e motivadas que as transformações ocorrem e se sustentam. Publicações e outros instrumentos didáticos e de difusão de informação específica para dar suporte ao treinamento de pessoal estão a caminho. Esta reedição também faz parte deste esforço.

O **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, agora reeditado, já é uma obra clássica em nosso meio. Esta obra é resultado do esforço de inúmeros profissionais e colaboradores. Ao longo destes últimos anos tem sido um fiel companheiro de trabalho dos pioneiros que fizeram e fazem a história do uso da energia fotovoltaica no Brasil. Nesta atual fase do PRODEEM, será mais uma vez um valioso instrumento para o treinamento das equipes que percorrerão o País, imbuídas da nobre missão de assegurar o suprimento de energia para as comunidades atendidas pelo Programa. Em breve, os resultados desta revitalização do PRODEEM estarão evidentes e contribuindo efetivamente para o cumprimento das metas do Programa Luz para Todos.

Paulo Augusto Leonelli
Diretor do PRODEEM

Apresentação da Primeira Edição

É com satisfação que apresentamos o “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”. Este Manual é fruto da iniciativa dos membros do subgrupo “Manuais” do GTES - Grupo de Trabalho de Energia Solar, que conseguiram, em paralelo com suas atividades regulares, elaborar o presente material.

O GTES, criado em setembro de 1992, nasceu da necessidade de fomentar, discutir e difundir questões ligadas à Tecnologia Solar Fotovoltaica, envolvendo pessoas e/ou instituições de perfis e interesses variados. Assim sendo, periodicamente o grupo reúne, entre outros interessados, Concessionárias, Centros de Pesquisa, Universidades e Fabricantes.

Este Manual destina-se a auxiliar os engenheiros e técnicos envolvidos com projetos de Sistemas Fotovoltaicos de Energia. Além disso, visa atender a necessidade básica de se ter, na língua portuguesa, literatura sobre o assunto, em conformidade com a realidade brasileira.

Este Manual enfoca, prioritariamente, sistemas de pequeno porte, em função da demanda apresentada pelos participantes do GTES. Seu conteúdo contempla: descrição da tecnologia fotovoltaica; avaliação do recurso solar; descrição dos principais tipos de Sistemas Fotovoltaicos e de seus componentes básicos; métodos de dimensionamento; e procedimentos de instalação, operação e manutenção dos sistemas. Todos os capítulos apresentam uma introdução sucinta sobre os assuntos que serão, por eles, abordados.

Espera-se que esta versão do Manual seja uma semente para a disseminação da energia solar fotovoltaica no Brasil e que possamos evoluir em direção ao seu contínuo aperfeiçoamento e gerar novos documentos, com outros enfoques e para diferentes públicos alvo.

Claudio Moises Ribeiro

Luiz Carlos Guedes Valente

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	17
Capítulo 2 - Radiação Solar e Efeito Fotovoltaico	23
2.1- <i>Radiação Solar: Captação e Conversão</i>	23
2.2- <i>Efeito Fotovoltaico</i>	30
Capítulo 3 - Configurações Básicas	35
3.1- <i>Sistemas Isolados</i>	36
3.1.1- <i>Carga CC sem Armazenamento</i>	36
3.1.2- <i>Carga CC com Armazenamento</i>	37
3.1.3- <i>Carga CA sem Armazenamento</i>	37
3.1.4- <i>Carga CA com Armazenamento</i>	37
3.2 - <i>Sistemas Conectados à Rede</i>	38
3.2.1- <i>Sistemas Residenciais</i>	38
3.2.1.1- <i>Medição Única do Balanço de Energia</i>	39
3.2.1.2- <i>Medição Dupla</i>	39
3.2.1.3- <i>Medições Simultâneas</i>	39
3.2.2- <i>Sistemas de Grande Porte</i>	40
Capítulo 4 - Componentes Básicos	43
4.1 - <i>Módulo Fotovoltaico</i>	43
4.1.1 - <i>Célula Fotovoltaica</i>	43
4.1.2 - <i>Características Construtivas dos Módulos</i>	45
4.1.3 - <i>Características Elétricas dos Módulos</i>	46
4.1.4 - <i>Arranjo dos Módulos</i>	48
4.1.5 - <i>Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Módulos</i>	49
4.2 - <i>Baterias</i>	51
4.2.1 - <i>Terminologia</i>	53
4.2.2 - <i>Baterias Recarregáveis</i>	58
4.2.2.1 - <i>Baterias Chumbo-Ácido</i>	60
4.2.2.2 - <i>Baterias Níquel-Cádmio</i>	66
4.2.3 - <i>Características Ideais para Uso em Sistemas Fotovoltaicos</i>	67
4.3 - <i>Controladores de Carga</i>	68
4.3.1 - <i>Tipos de Controladores de Carga</i>	69
4.3.2 - <i>Detalhamento das Características e Funções</i>	71
4.3.3 - <i>Controladores de Carga Baseados em Tensão</i>	74
4.3.4 - <i>Características Ideais para Uso em Sistemas Fotovoltaicos</i>	75
4.4- <i>Inversores</i>	75
4.4.1- <i>Tipos de Inversores</i>	76
4.4.2- <i>Características dos Inversores</i>	76
4.5- <i>Conversores CC-CC</i>	81
4.6- <i>Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT)</i>	82

Capítulo 5 - Características das Cargas	87
5.1- <i>Iluminação</i>	87
5.1.1- Tipos de Lâmpadas e suas Características	87
5.1.1.1- Lâmpadas Incandescentes	87
5.1.1.2- Lâmpadas Incandescentes de Halógeno ou Halógenas	88
5.1.1.3- Lâmpadas Fluorescentes	88
5.1.1.4- Lâmpadas de Vapor de Sódio de Baixa Pressão	90
5.1.2- Aplicações	90
5.1.3- Tipos Disponíveis no Mercado	90
5.2- <i>Refrigeração</i>	91
5.2.1- Aplicações	91
5.2.2- Tipos Disponíveis no Mercado	92
5.3- <i>Bombeamento de Água</i>	92
5.3.1- Tipos de Bombas de Água	92
5.3.1.1- Bombas Centrífugas	92
5.3.1.2- Bombas Volumétricas	93
5.3.2- Tipos de Motores	94
5.3.2.1- Motores CC	94
5.3.2.2- Motores CA.....	95
5.4- Proteção Catódica	95
5.5- Telecomunicações.....	97
5.6- Estação Remota para Monitoramento	97
 Capítulo 6 - Projeto de um Sistema Fotovoltaico	 101
6.1 - <i>Etapas do Projeto de um Sistema Fotovoltaico</i>	101
6.1.1 - Avaliação do Recurso Solar	101
6.1.2 - Estimativa da Curva de Carga	104
6.1.3 - Escolha da Configuração	105
6.1.4 - Dimensionamento do Sistema de Armazenamento	105
6.1.5 - Dimensionamento da Geração Fotovoltaica	107
6.1.6 - Especificação dos Demais Componentes Básicos	108
6.1.7 - Projeto Elétrico	109
6.2 - <i>Sistemas de Bombeamento</i>	111
6.3 - <i>Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos de Pequeno Porte</i>	112
 Capítulo 7 - Instalações	 141
7.1- <i>Recomendações Gerais sobre Segurança</i>	141
7.2 - <i>Módulos Fotovoltaicos</i>	142
7.2.1- Localização do Arranjo Fotovoltaico	142
7.2.2- Orientação do Arranjo Fotovoltaico	142
7.2.3- Montagem da Estrutura dos Módulos	143
7.3- <i>Bateria</i>	147
7.3.1- Recomendações sobre Segurança e Manuseio de Baterias	147
7.3.2- Compartimento das Baterias	148
7.3.3- Montagem do Banco de Baterias	149
7.4- <i>Controle</i>	149
7.5- <i>Proteções</i>	150
7.6- <i>Cabos e Conexões</i>	151
7.7- <i>Acessórios</i>	152

Capítulo 8 - Manutenção e Inspeção	155
8.1- <i>Procedimentos Gerais de Segurança</i>	155
8.2- <i>Manutenção Preventiva</i>	156
8.2.1- Módulo Fotovoltaico	156
8.2.1.1- Aspectos Físicos	156
8.2.1.2- Aspectos Elétricos	157
8.2.2- Baterias	160
8.2.2.1- Aspectos Físicos	160
8.2.2.2- Aspectos Elétricos	161
8.2.3- Equipamentos Eletrônicos	163
8.2.4- Inversores	163
8.2.5- Cargas	164
8.2.6- Fiação e Dispositivos de Segurança	164
 Bibliografia	 185
 Anexos	 193



Capítulo 1

Introdução

Capítulo 1 - Introdução

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje, sem sombra de dúvidas, uma das alternativas energéticas mais promissoras para enfrentarmos os desafios do novo milênio. E quando se fala em energia, deve-se lembrar que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas, em sua maioria, da energia do Sol.

É a partir da energia do Sol que se dá a evaporação, origem do ciclo das águas, que possibilita o represamento e a conseqüente geração de eletricidade (hidroeletricidade). A radiação solar também induz a circulação atmosférica em larga escala, causando os ventos. Petróleo, carvão e gás natural foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais que, originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar. As reações químicas às quais a matéria orgânica foi submetida, a altas temperaturas e pressões, por longos períodos de tempo, também utilizaram o Sol como fonte de energia. É também por causa da energia do Sol que a matéria orgânica, como a cana-de-açúcar, é capaz de se desenvolver, fazer fotossíntese para, posteriormente, ser transformada em combustível nas usinas.

Algumas formas de utilização da energia solar são apresentadas a seguir.

Energia Solar Fototérmica

Nesse caso, estamos interessados na quantidade de energia que um determinado corpo é capaz de absorver, sob a forma de calor, a partir da radiação solar incidente no mesmo. A utilização dessa forma de energia implica saber captá-la e armazená-la. Os equipamentos mais difundidos com o objetivo específico de se utilizar a energia solar fototérmica são conhecidos como *coletores solares*.

Os coletores solares são aquecedores de fluidos (líquidos ou gasosos) e são classificados em *coletores concentradores* e *coletores planos* em função da existência ou não de dispositivos de concentração da radiação solar. O fluido aquecido é mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final (água aquecida para banho, ar quente para secagem de grãos, gases para acionamento de turbinas etc.).

Os coletores solares planos são, hoje, largamente utilizados para aquecimento de água em residências, hospitais, hotéis etc. devido ao conforto proporcionado e à redução do consumo de energia elétrica.

Sistemas de médio e grande porte, utilizando concentração, começam a ser testados visando a aplicação na geração de energia elétrica. Nesse caso, o vapor ou reação química produzidos acionam turbinas.

Arquitetura Bioclimática

Chama-se arquitetura bioclimática o estudo que visa harmonizar as construções ao clima e características locais, pensando no homem que habitará ou trabalhará nelas, e tirando partido da energia solar, através de correntes convectivas naturais e de microclimas criados por vegetação apropriada. É a adoção de soluções arquitetônicas e urbanísticas adaptadas às condições específicas (clima e hábitos de consumo) de cada lugar, utilizando, para isso, a energia que pode ser diretamente obtida das condições locais.

Beneficia-se da luz e do calor provenientes da radiação solar incidente. A intenção do uso da luz solar, que implica em redução do consumo de energia para iluminação, condiciona o projeto arquitetônico

quanto à sua orientação espacial, quanto às dimensões de abertura das janelas e transparência na cobertura das mesmas. Por outro lado, a intenção de aproveitamento do calor proveniente do Sol implica seleção do material adequado (isolante ou não conforme as condições climáticas) para paredes, vedações e coberturas superiores, e orientação espacial, entre outros fatores.

A arquitetura bioclimática não se restringe a características arquitetônicas adequadas. Preocupa-se, também, com o desenvolvimento de equipamentos e sistemas que são necessários ao uso da edificação (aquecimento de água, circulação de ar e de água, iluminação, conservação de alimentos etc.) e com o uso de materiais de conteúdo energético tão baixo quanto possível.

Energia Solar Fotovoltaica

A Energia Solar Fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico). O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel, em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão.

Os principais eventos no desenvolvimento dos equipamentos de conversão da energia solar fotovoltaica podem ser visualizados na *Figura 1.1*.

Em 1876 foi concebido o primeiro aparato fotovoltaico advindo dos estudos das estruturas de estado sólido, e apenas em 1956 iniciou-se a produção industrial, seguindo o desenvolvimento da microeletrônica.

Inicialmente o desenvolvimento da tecnologia apoiou-se na busca, por empresas do setor de telecomunicações, de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. O segundo agente impulsionador foi a “corrida espacial”. A célula solar era, e continua sendo, o meio mais adequado (menor custo e peso) para fornecer a quantidade de energia necessária para longos períodos de permanência no espaço. Outro uso espacial que impulsionou o desenvolvimento das células solares foi a necessidade de energia para satélites.

A crise energética de 1973 renovou e ampliou o interesse em aplicações terrestres. Porém, para tornar economicamente viável essa forma de conversão de energia, seria necessário, naquele momento, reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células solares em relação ao daquelas células usadas em explorações espaciais. Modificou-se, também, o perfil das empresas envolvidas no setor. Nos Estados Unidos, as empresas de petróleo resolveram diversificar seus investimentos, englobando a produção de energia a partir da radiação solar.

Em 1978 a produção da indústria no mundo já ultrapassava a marca de 1 MWp/ano. O objetivo das pesquisas americanas na década de 80 era fornecer de 1 a 5,5% de toda a energia elétrica consumida no ano 2000 nos Estados Unidos, através da conversão fotovoltaica.

Em 1998 a produção de células fotovoltaicas atingiu a marca de 150 MWp, sendo o Silício quase absoluto no *ranking* dos materiais utilizados. O Silício, segundo elemento mais abundante na crosta terrestre, tem sido explorado sob diversas formas: monocristalino (mono-Si), policristalino (poly-Si) e amorfo (a-Si). No entanto, a busca de materiais alternativos é intensa e concentra-se na área de filmes finos, onde o silício amorfo se enquadra. Células de filmes finos, além de utilizarem menor quantidade de material do que as que apresentam estruturas cristalinas, requerem uma menor quantidade de energia no seu processo de fabricação, características que, por si só, justificam o esforço em seu aperfeiçoamento.

O custo das células solares é, ainda hoje, um grande desafio para a indústria e o principal empecilho para

a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala. No entanto, a tecnologia fotovoltaica está se tornando cada vez mais competitiva, tanto porque seus custos estão decrescendo, quanto porque a avaliação dos custos das outras formas de geração está se tornando mais real, levando em conta fatores que eram anteriormente ignorados, como a questão dos impactos ambientais.

Especialistas afirmam, hoje, que a tecnologia de filmes finos poderá levar, no início do século XXI, a um custo de 1 US\$/Wp, aproximadamente 1/4 dos preços praticados atualmente no mercado internacional, para os módulos fotovoltaicos. Investimentos em melhorias no processo de fabricação também auxiliarão na redução de custo.

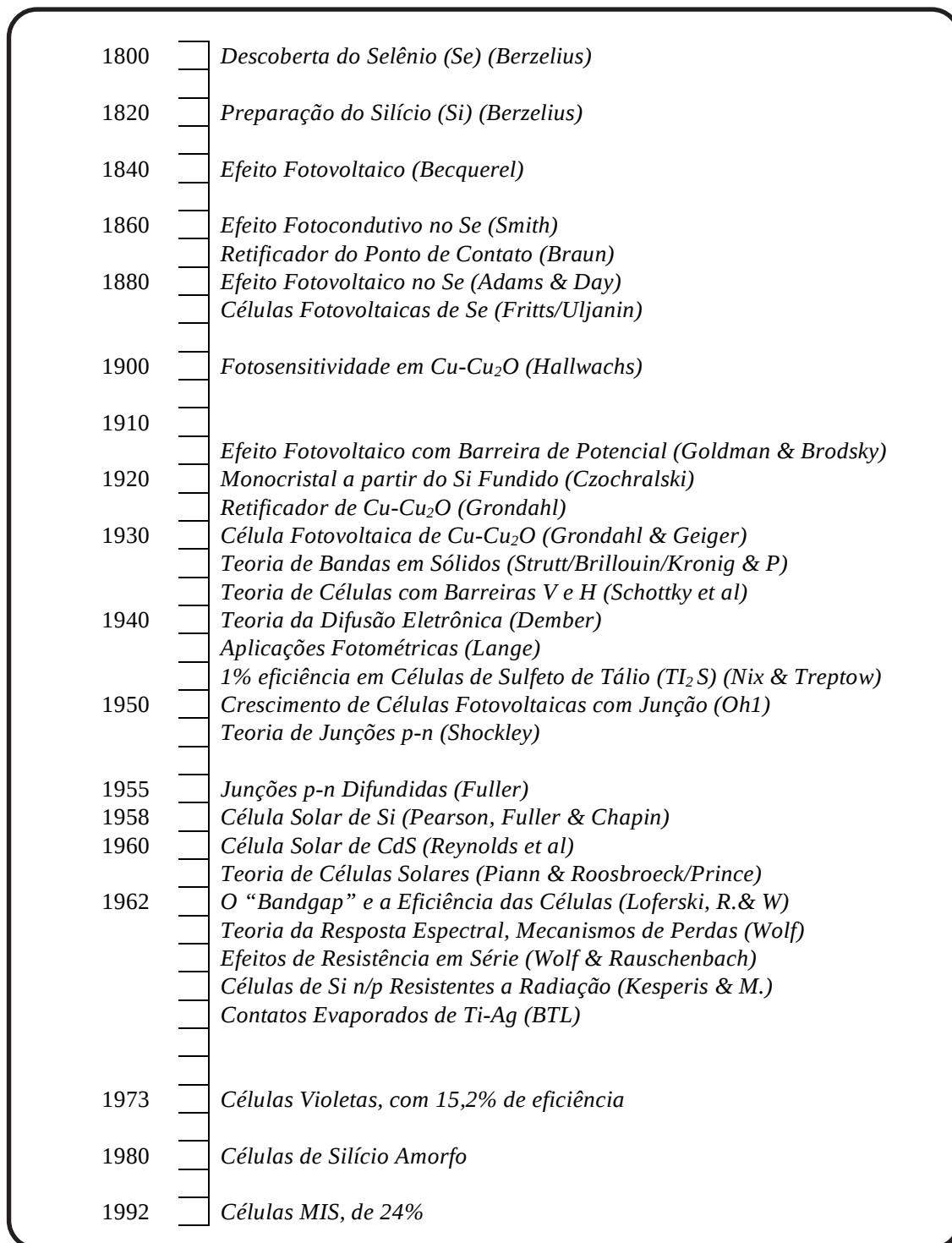


Figura 1.1 - Representação dos eventos-chave no desenvolvimento das células solares.
(Fonte: "Inserção da Tecnologia Solar no Brasil")

A *Tabela 1.1* contém um histórico do desenvolvimento de células solares de Si, posteriormente ao apresentado na *Figura 1.1*. As tecnologias listadas na *Tabela 1.1* são utilizadas para produção de células em nível de laboratório e empregam processos complexos e a princípio difíceis de serem reproduzidos em larga escala a custo razoável para produção de células comerciais.

Tecnologia	Desenvolvimento	Eficiência
Célula Negra	1974 – 1983	17%
Célula MIS (<i>Metal Insulator Semiconductor</i>)	1983 – 1984	18%
Célula PESC (<i>Passivated Emitter Solar Cell</i>)	1984 – 1986	20%
Célula de Contacto Pontual (<i>Point Contact Solar Cells</i>)	1987 – 1988	21,6%
Célula PERL (<i>Passivated Emitter and Rear Locally Difused</i>)	1989 – 1993	22,3%
Célula PERF (<i>Passivated Emitter and Rear Floating Junction</i>)	a partir de 1994	24%

Tabela 1.1 - Desenvolvimento das células solares de Si (laboratório).

(Fonte: “Progress in Photovoltaics: Research and Application”)

Entre os desenvolvimentos recentes nos processos de produção para células comerciais de Si estão as tecnologias de fita de Si (*Ribbon*), o confinamento magnético para o crescimento dos cristais de Si (*MCz growth*), o corte de células com fio contínuo diamantado, o melhor controle sobre o tratamento superficial (*etching*) das células e os contactos metálicos enterrados (BCSC - *Buried Contact Solar Cells*). Alguns destes progressos já são empregados por determinados fabricantes para produção comercial.

Um desafio paralelo para a indústria fotovoltaica é o desenvolvimento de acessórios e equipamentos complementares para Sistemas Fotovoltaicos, com qualidade e vida útil comparáveis às dos módulos (fabricantes de módulos de Silício cristalino estão garantindo seus produtos por 25 anos enquanto os de Silício amorfo estão dando em torno de 10 anos de garantia). Sistemas de armazenamento e de condicionamento de potência têm sofrido grandes impulsos no sentido de aperfeiçoamento e redução de custos.

O atendimento de comunidades isoladas tem impulsionado a busca e o desenvolvimento de fontes renováveis de energia. No Brasil, por exemplo, 15% da população não possui acesso à energia elétrica. Coincidentemente, esta parcela da população vive em regiões onde o atendimento por meio da expansão do sistema elétrico convencional é economicamente inviável. Trata-se de núcleos populacionais esparsos e pouco densos, típicos das regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

É notável o impulso que a geração de energia elétrica por conversão fotovoltaica vem recebendo no Brasil nos últimos anos, através de projetos privados e governamentais, atraindo interesse de fabricantes pelo mercado brasileiro. A quantidade de radiação incidente no Brasil é outro fator muito animador para o aproveitamento da energia solar.

Visando apoiar os interessados na tecnologia fotovoltaica, o GTES identificou a necessidade de literatura, em língua portuguesa, sobre o assunto e viabilizou a preparação deste Manual. Pretende-se que este Manual permita ao leitor uma primeira aproximação com o tema.



Capítulo 2

Radiação Solar e Efeito Fotovoltaico

Capítulo 2 - Radiação Solar e Efeito Fotovoltaico

A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (térmica, elétrica etc.).

Uma das possíveis formas de conversão da energia solar é conseguida através do efeito fotovoltaico que ocorre em dispositivos conhecidos como *células fotovoltaicas*. Estas células são componentes optoeletrônicos que convertem diretamente a radiação solar em eletricidade. São basicamente constituídas de materiais semicondutores, sendo o silício o material mais empregado.

2.1- Radiação Solar: Captação e Conversão

O nosso planeta, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve em trajetória elíptica um plano que é inclinado de aproximadamente $23,5^\circ$ com relação ao plano equatorial. Esta inclinação é responsável pela variação da elevação do Sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, dando origem às estações do ano e dificultando os cálculos da posição do Sol para uma determinada data, como pode ser visto na *Figura 2.1.1*.

A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador (Norte positivo) é chamada de Declinação Solar (δ). Este ângulo, que pode ser visto na *Figura 2.1.1*, varia, de acordo com o dia do ano, dentro dos seguintes limites:

$$-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$$

A soma da declinação com a latitude local determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma dada localidade na Terra.

As relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol, e a superfície terrestre, são descritas através de vários ângulos (ver *Figura 2.1.2*), que são definidos a seguir:

- Ângulo de incidência (γ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.
- Ângulo Azimutal da Superfície (a_w): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular é tomado a partir do Norte.

$$-180^\circ \leq a_w \leq 180^\circ$$

Obs.: Positivo quando a projeção se encontrar à esquerda do Norte e negativo quando se encontrar à direita.

- Ângulo Azimutal do Sol (a_s): ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Obedece à mesma convenção acima.
- Altura Solar (α): ângulo compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre um plano horizontal.

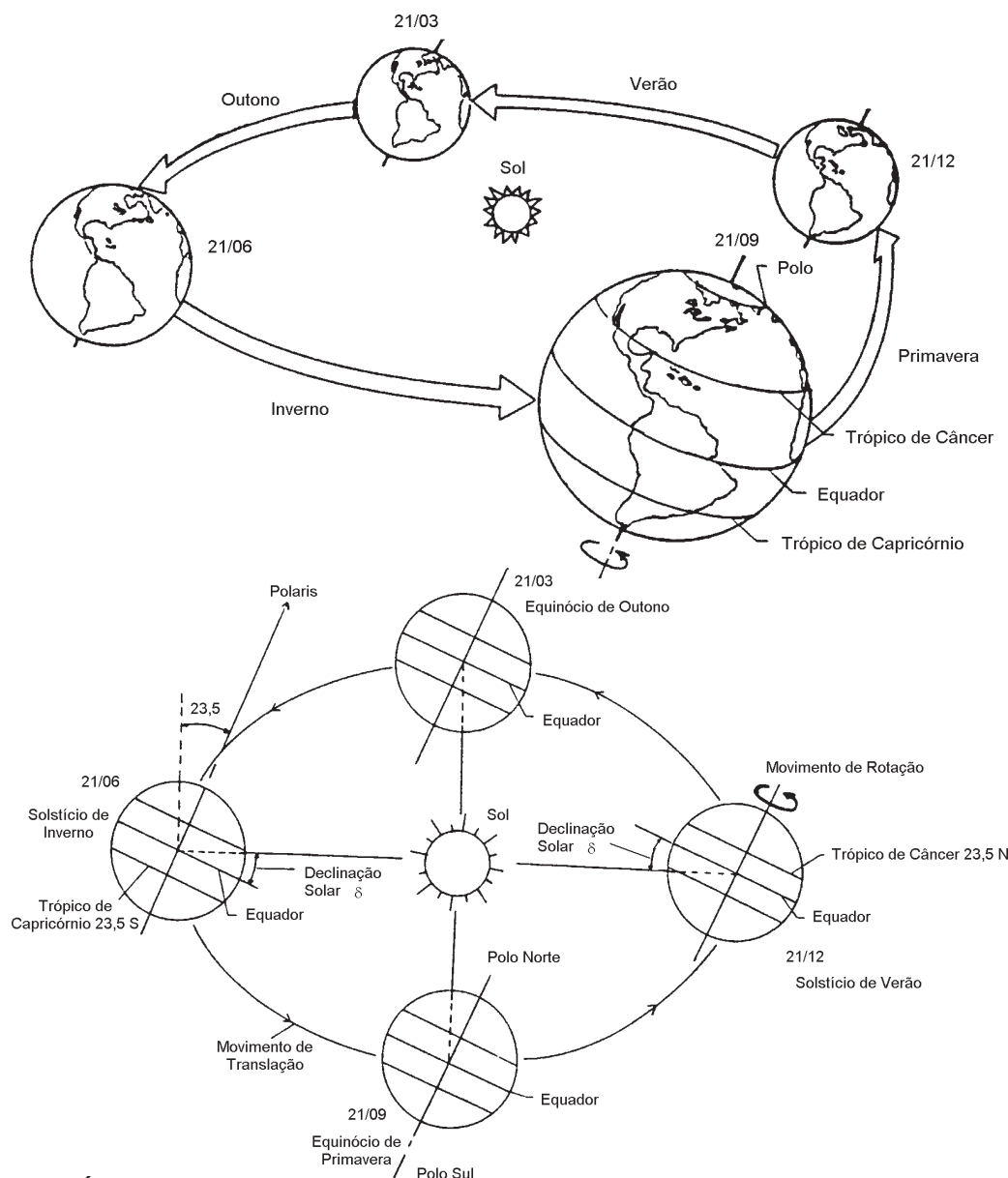


Figura 2.1.1 - Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,5°. (Fonte: “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”)

- Inclinação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal.

Outros ângulos de igual importância, que não estão representados na *Figura 2.1.2*, são:

- Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (ω): deslocamento angular leste-oeste do Sol, a partir do meridiano local, e devido ao movimento de rotação da Terra. Assim, cada hora corresponde a um deslocamento de 15°. Adota-se como convenção valores positivos para o período da manhã, com zero às 12:00hs.
- Ângulo Zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios solares e a vertical (Zênite).

A radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre provém da região da fotosfera solar que é uma camada tênue com aproximadamente 300 km de espessura e temperatura superficial da ordem de 5800 K. Porém, esta radiação não se apresenta como um modelo de regularidade, pois há a influência das camadas externas do Sol (cromosfera e coroa), com pontos quentes e frios, erupções cromosféricas etc.

Apesar disto, pode-se definir um valor médio para o nível de radiação solar incidente normalmente sobre

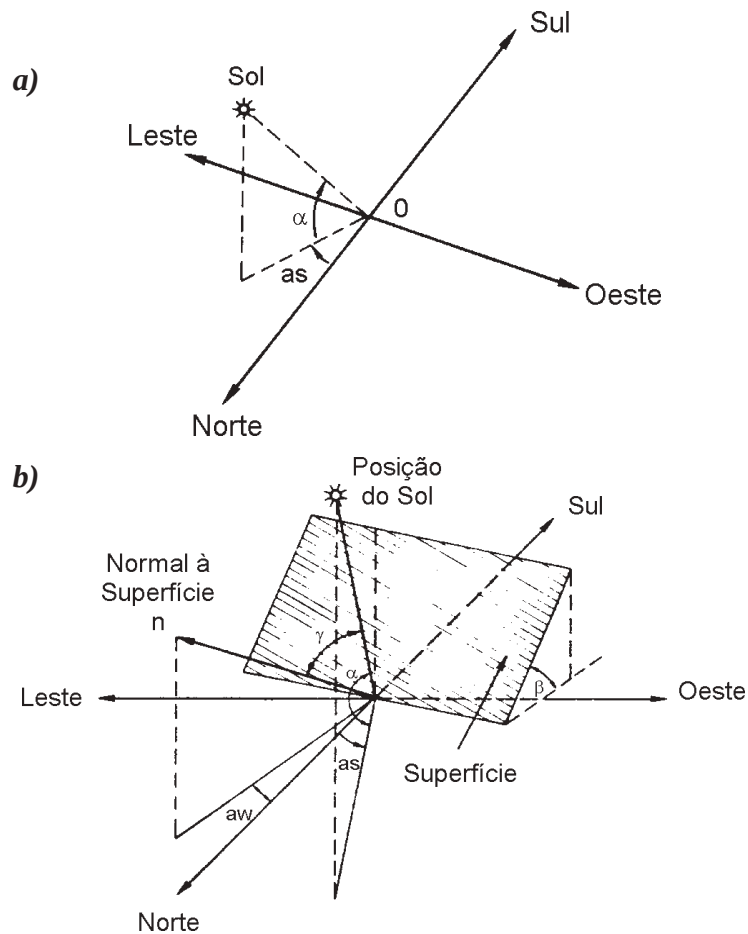


Figura 2.1.2 - (a) Ilustração dos ângulos α e α_s .
(b) Coordenadas de orientação da superfície, α_w e β , e o ângulo γ .

uma superfície situada no topo da atmosfera. Dados recentes da WMO (*World Meteorological Organization*) indicam um valor médio de 1367 W/m^2 para a radiação extraterrestre. Fórmulas matemáticas permitem o cálculo, a partir da “Constante Solar”, da radiação extraterrestre ao longo do ano, fazendo a correção pela órbita elíptica.

A radiação solar é radiação eletromagnética que se propaga a uma velocidade de 300.000 km/s , podendo-se observar aspectos ondulatórios e corpusculares. Em termos de comprimentos de onda, a radiação solar ocupa a faixa espectral de $0,1 \mu\text{m}$ a $5 \mu\text{m}$, tendo uma máxima densidade espectral em $0,5 \mu\text{m}$, que é a luz verde.

É através da teoria ondulatória, que são definidas, para os diversos meios materiais, as propriedades na faixa solar de absorção e reflexão e, na faixa de $0,75$ a $100 \mu\text{m}$ (correspondente ao infra-vermelho), as propriedades de absorção, reflexão e emissão (ver *Figura 2.1.3*).

Por outro lado, pela teoria corpuscular ou fotônica, através da mecânica quântica, é determinada a potência emissiva espectral do corpo negro em termos de sua temperatura e do índice de refração do meio em que está imerso. A conversão direta da energia solar em eletricidade também é explicada por esta teoria. Nesta visão corpuscular, a potência de um feixe luminoso é descrita como o fluxo de fótons com energia unitária hf , onde f é a frequência da onda eletromagnética associada e h é a Constante de Planck ($6,62 \times 10^{-34} \text{ Js}$). A energia solar incidente no meio material pode ser refletida, transmitida e absorvida.

A parcela absorvida dá origem, conforme o meio material, aos processos de fotoconversão e termoconversão, conforme indicado na *Figura 2.1.4*.

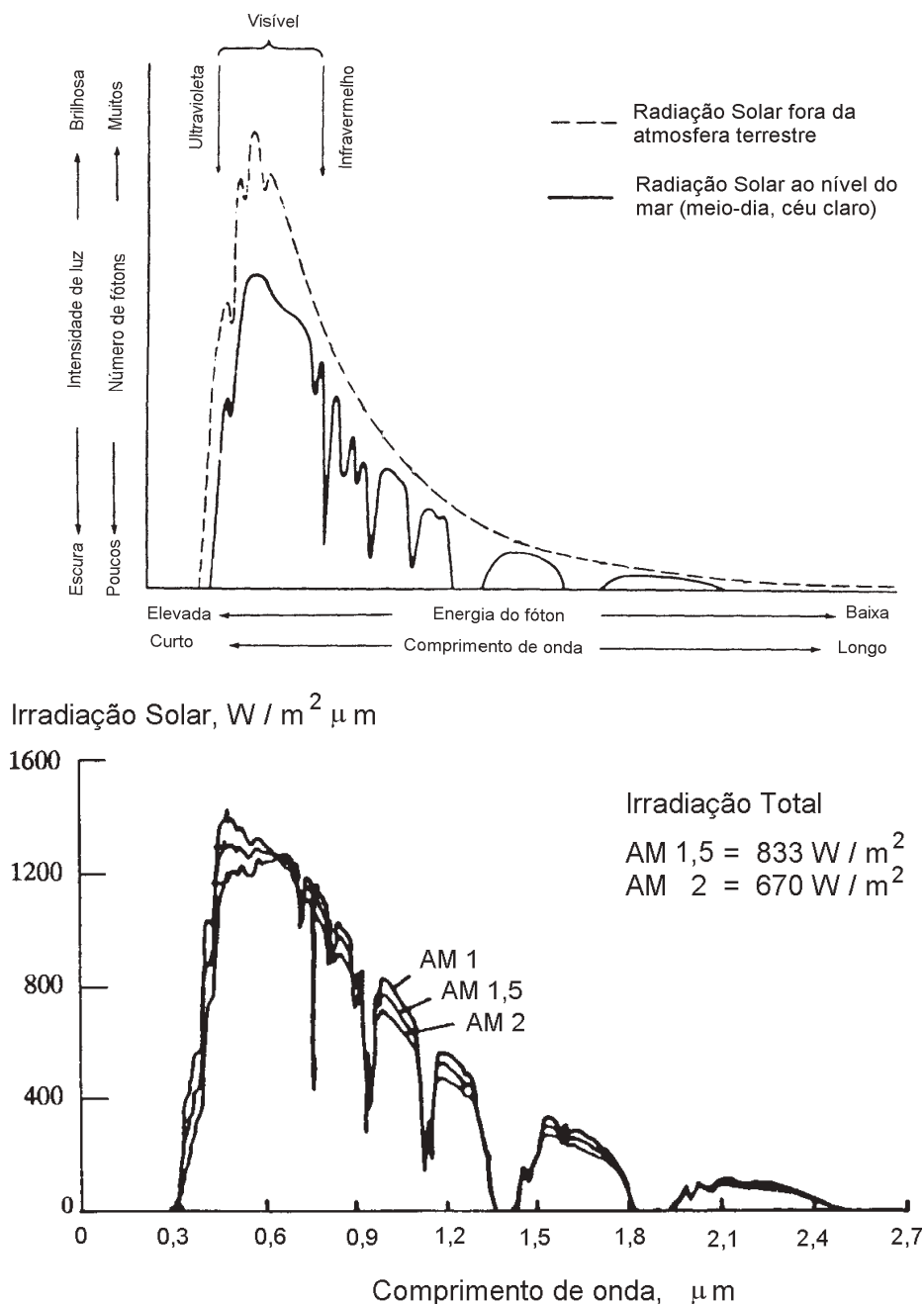


Figura 2.1.3 - Distribuição espectral da radiação solar.
(Fonte: "Photovoltaic System Technology - An European Handbook")

Radiação Solar em Nível do Solo

De toda a radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera, apenas uma fração atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. Esta fração que atinge o solo é constituída por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa.

Notadamente, se a superfície receptora estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de "albedo".

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Estas

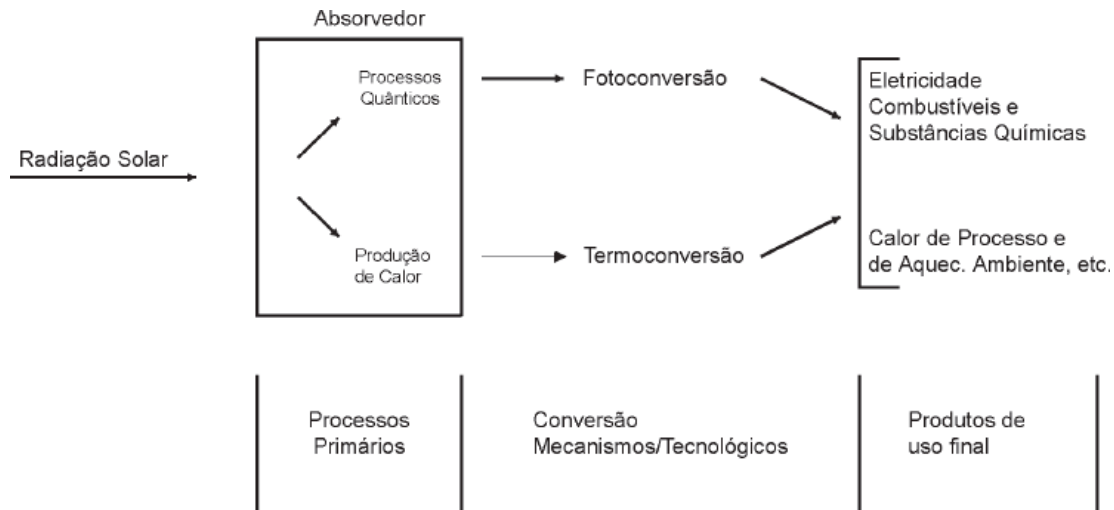


Figura 2.1.4 - Processos de conversão da energia solar.

modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, também identificada por um coeficiente denominado “Massa de Ar” (AM), e, portanto, do ângulo Zenital do Sol, da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas (ver *Figura 2.1.5*).

Devido à alternância de dias e noites, das estações do ano e períodos de passagem de nuvens e chuvosos, o recurso energético solar apresenta grande variabilidade, induzindo, conforme o caso, à seleção de um sistema apropriado de estocagem para a energia resultante do processo de conversão.

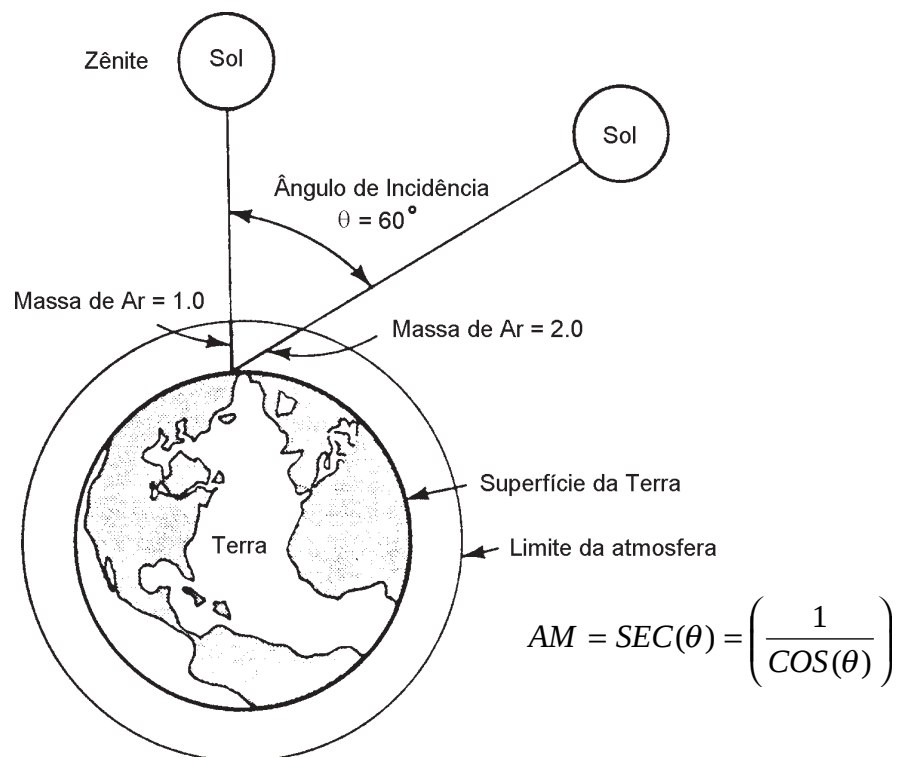


Figura 2.1.5 - Trajetória dos raios de sol na atmosfera e definição do coeficiente de “Massa de Ar” (AM).

(Fonte: “Photovoltaic System Design - Course Manual”)

Observa-se que somente a componente direta da radiação solar pode ser submetida a um processo de concentração dos raios através de espelhos parabólicos, lentes etc. Consegue-se através da concentração, uma redução substancial da superfície absorvedora solar e um aumento considerável de sua temperatura.

Pelos cálculos da astronomia obtém-se que a duração do dia é função da época do ano e da localização do lugar escolhido no globo terrestre. Também, para um observador numa dada posição, a trajetória aparente do Sol (o plano da eclíptica) no céu muda ao longo do ano. Esta característica é importante para o projeto de sistemas de conversão que fazem o rastreamento solar visando uma concentração dos raios solares e para a escolha da orientação de painéis fixos de forma a otimizar o resultado alcançado durante o ano. Apresentam-se, em anexo, mapas mensais de insolação para o Brasil.

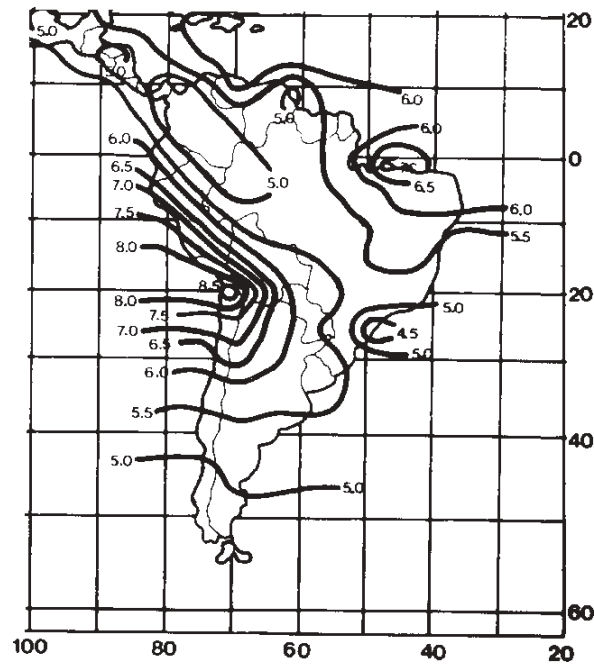
No Hemisfério Sul, o sistema de captação solar fixo deve estar orientado para o Norte Geográfico de modo a melhor receber os raios solares durante o ano, e ser colocado inclinado com relação à horizontal de um ângulo próximo ao da latitude do lugar, conseguindo-se captar um máximo de energia solar ao longo do ano. É evidente que, próximo ao Equador, o melhor posicionamento é o horizontal, sendo dada, no entanto, pequena inclinação para a drenagem de água na superfície externa do equipamento. Há entretanto, como mencionado, outras formas de montagem para um sistema de captação solar que seguirá o Sol, tais como: conjunto seguidor de 1 eixo Norte-Sul, de 1 eixo leste-oeste e de 2 eixos ou altazimutal. A *Figura 2.1.6* apresenta, para a América Latina, as curvas indicadoras do total diário de radiação solar (em kWh/m²dia) que incide em uma superfície fixa orientada para o Norte Geográfico e inclinada de um ângulo igual ao da latitude do lugar, ao longo das estações do ano.

Estes mapas de radiação são suficientes para o dimensionamento, na América do Sul, da área de coleta para sistemas de conversão solar com montagens fixas e inclinados com ângulo igual ao da latitude do local. Quando for necessário o projeto de sistemas de captação com rastreamento solar ou se desejar fazer estudos de simulação onde são necessários valores instantâneos dos componentes da radiação solar ou da radiação total (global + refletida) instantânea, os dados apresentados na *Figura 2.1.6* são insuficientes, requerendo o uso de programas computacionais especialmente desenvolvidos como por exemplo, aqueles realizados por Rossi (1985) e Barzolla (1992) que utilizam cálculos de astronomia de posição e dados de registros solarimétricos.

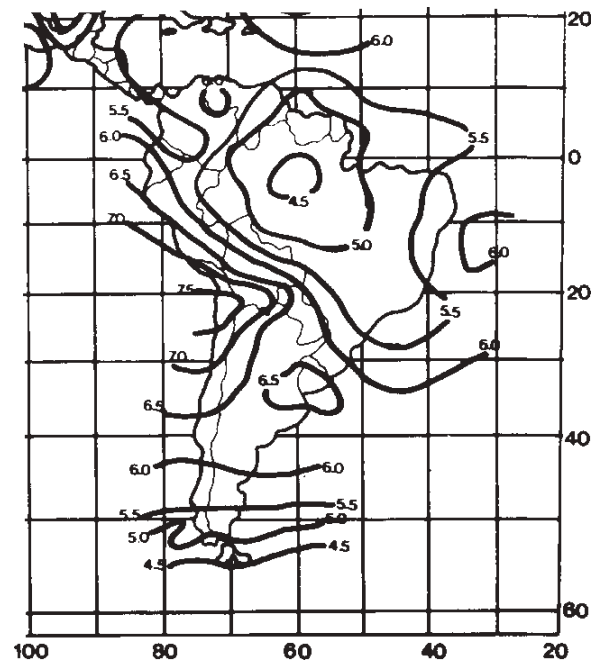
Todos os mapas de radiação solar disponíveis apoiaram-se, na sua consolidação, em valores medidos. A maior parte dos instrumentos de medição disponíveis hoje no Brasil medem apenas o número de horas de insolação. Um número bem mais reduzido de equipamentos é capaz de medir a radiação global no plano horizontal. Além disso, a escassez de pontos de medição aumenta a dificuldade em estimar-se corretamente o recurso solar. Isto concorreu para o desenvolvimento e/ou aperfeiçoamento de técnicas de tratamento destas grandezas de modo a gerar, com o máximo de fidelidade, valores mais úteis no dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. Paralelamente, esforços tem sido feitos para melhoria de dados tanto de radiação terrestre quanto por meio de satélites.

Os instrumentos de medição do recurso solar mais comumente encontrados são os piranômetros (radiação global), actinógrafos (radiação global), heliógrafos (número de horas de insolação) e os piroheliômetros (radiação direta normal) e baseiam-se em sensores do tipo termopilhas, pares bi-metálicos ou fotocélulas. Os equipamentos que utilizam as fotocélulas como elemento sensor, embora mais baratos, apresentam a desvantagem de não possuírem uma resposta espectral adequada: as fotocélulas apresentam uma não uniformidade na resposta espectral.

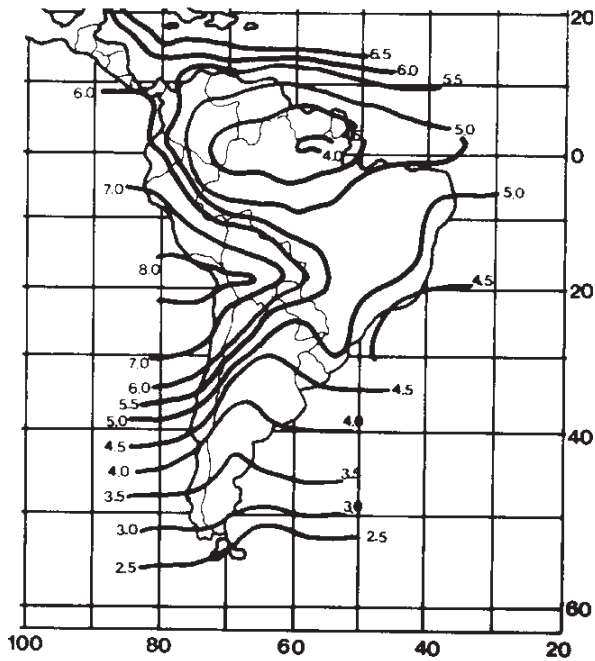
Convém ser lembrado que quando da montagem do sistema de captação, a orientação para a direção Norte Geográfico pode ser feita através de uma bússola, que indica o Norte Magnético. Através do Mapa de Declinação Magnética (apresentada em anexo) e variação anual do Observatório Nacional é determinada a correção angular necessária. No caso do Rio de Janeiro, em 1994, por exemplo, esta correção era de



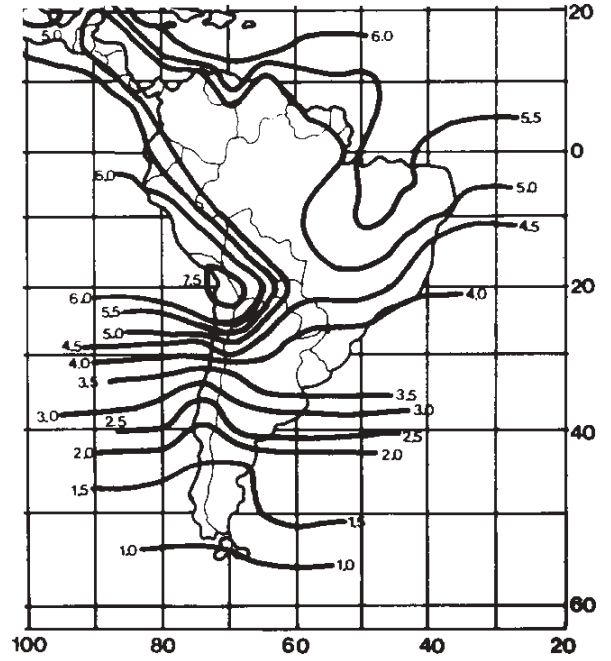
Primavera



Verão



Outono



Inverno

Figura 2.1.6 - Total diário de radiação ($\text{kWh/m}^2\text{-dia}$) que incide na superfície inclinada de um ângulo igual à latitude.

(Fonte: "Sandia National Laboratories, SAND87 - 0804")

21°22' para Leste, ou seja, deve-se adicionar este ângulo à direção apontada pela bússola tomando-se o sentido dos ponteiros do relógio.

2.2- Efeito Fotovoltaico

Existem na natureza materiais classificados como semicondutores, que se caracterizam por possuírem uma *banda de valência* totalmente preenchida por elétrons e uma *banda de condução* totalmente “vazia” à temperaturas muito baixas.

A separação entre as duas bandas de energia permitida dos semicondutores (“*gap* de energia”) é da ordem de 1 eV, o que os diferencia dos isolantes onde o *gap* é de vários eVs. Isto faz com que os semicondutores apresentem várias características interessantes. Uma delas é o aumento de sua condutividade com a temperatura, devido à excitação térmica de portadores da banda de valência para a banda de condução. Uma propriedade fundamental para as células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons, na faixa do visível, com energia superior ao *gap* do material, excitarem elétrons à banda de condução. Este efeito, que pode ser observado em semicondutores puros, também chamados de intrínsecos, não garante por si só o funcionamento de células fotovoltaicas. Para obtê-las é necessário uma estrutura apropriada para que os elétrons excitados possam ser coletados, gerando uma corrente útil.

O semicondutor mais usado é o silício. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons de ligação que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e que ficará “sobrando”, fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se *dopante n* ou *impureza n*.

Se, por outro lado, introduzem-se átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, haverá uma falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada *buraco* ou *lacuna* e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se desloque. Diz-se portanto, que o boro é um *aceitador de elétrons* ou um *dopante p*.

À temperatura ambiente, existe energia térmica suficiente para que praticamente todos os elétrons em excesso dos átomos de fósforo estejam livres, bem como que os buracos criados pelos átomos de boro possam de deslocar.

Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama *junção pn*, vide *Figura 2.2.1*. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado n passam ao lado p onde encontram os buracos que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado n. A *Figura 2.2.1* mostra a variação do campo elétrico na direção perpendicular à junção pn.

Se uma junção pn, como a da *Figura 2.2.1*, for exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chamamos de *Efeito Fotovoltaico*. Se as duas extremidades do “pedaço” de silício forem conectadas por um fio, haverá uma circulação de elétrons. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas.

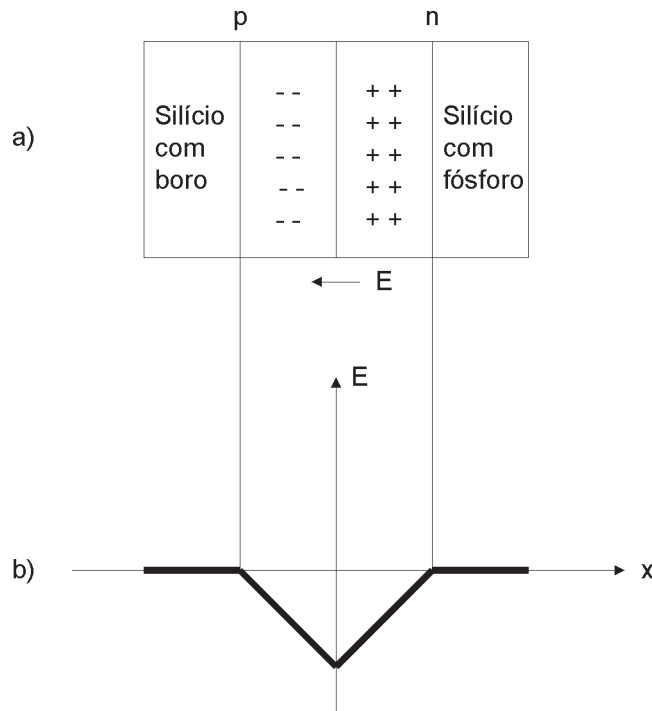


Figura 2.2.1 - (a) Junção pn ilustrando região onde ocorre o acúmulo de cargas.
(b) Campo elétrico resultante da transferência de cargas através da junção pn.

Resta a questão de quais são os fatores limitantes neste processo de conversão de energia da luz em energia elétrica. O primeiro limitador, ao se tentar transformar a luz do Sol em eletricidade, é o espectro de sua radiação. Como foi visto, ele se espalha numa ampla faixa e apenas a parcela com comprimento de onda inferior a aproximadamente $1\ \mu\text{m}$ é capaz de excitar os elétrons em células de silício (*Figura 2.2.2*).

Outro fator é o de que cada fóton só consegue excitar um elétron. Portanto, para fótons com energia superior à energia do *gap*, haverá um excesso de energia que será convertida em calor. Por fim, mesmo para os elétrons excitados, existe uma probabilidade de que estes não sejam coletados, e não contribuam para a corrente. A tecnologia de fabricação de células fotovoltaicas tenta reduzir ao máximo este último

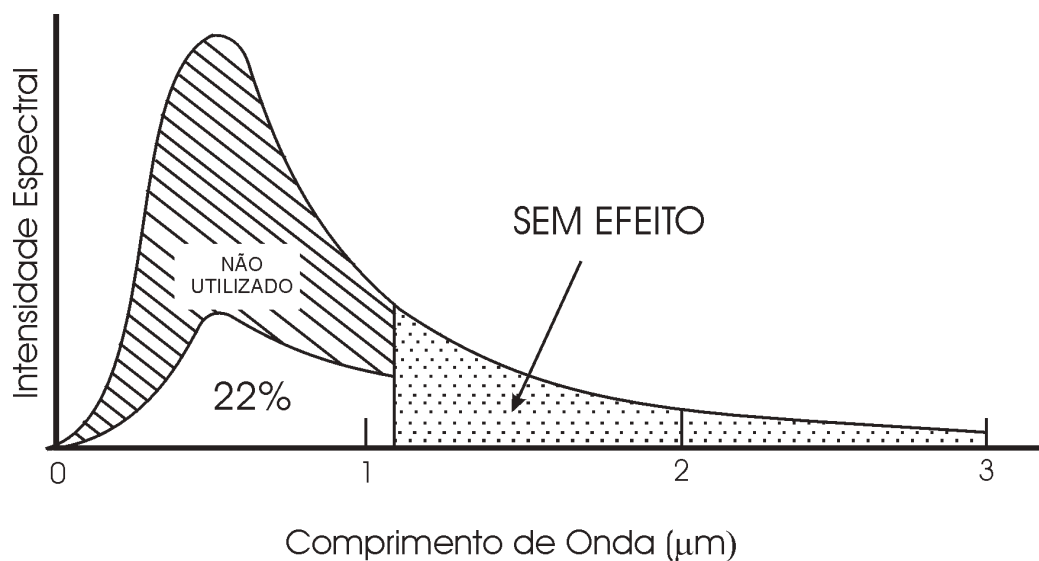


Figura 2.2.2 - Conversão de energia luminosa numa célula de Silício.
(Fonte: “Universidade de Berlin - EMI/SES”)

efeito. Para células de silício, o limite teórico de conversão de radiação solar em eletricidade é de 27%.

A Figura 2.2.3 apresenta a comparação entre as eficiências atingidas em laboratório e comercialmente pelos diferentes materiais utilizados para as tecnologias que já atingiram o estágio comercial. Dentre os materiais utilizados temos o telureto de cádmio (CdTe), cobre(índio, gálio).(enxofre, selênio) - grupo de células CIGS, silício amorfo (aSi) e cristais de silício (Si-crist).

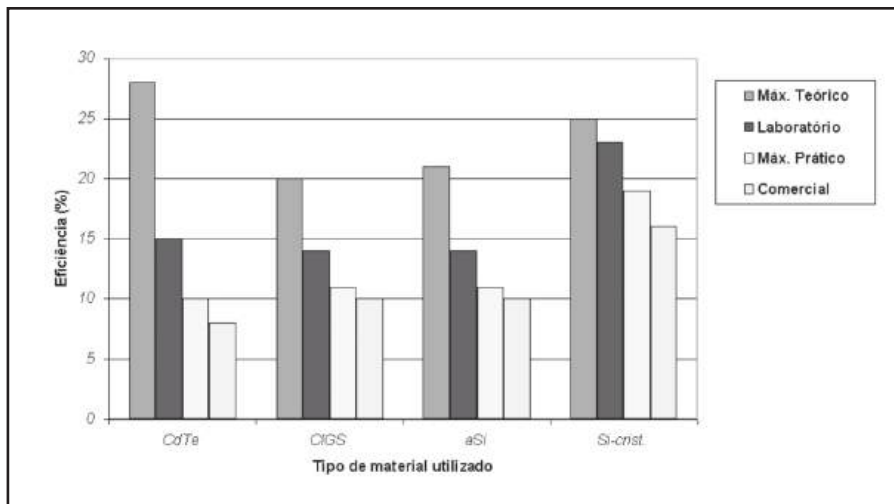


Figura 2.2.3 - Tipos de materiais utilizados e suas respectivas eficiências.
(Fonte: “Dernik *et al.* 1993”)



Capítulo 3

Configurações Básicas

Capítulo 3 - Configurações Básicas

Sistemas Fotovoltaicos (SF) podem ser classificados em três categorias principais: isolados, híbridos ou conectados à rede. A utilização de cada uma dessas opções dependerá da aplicação e/ou da disponibilidade de recursos energéticos. Cada um deles poderá ser de complexidade variável dependendo da aplicação em questão e das restrições específicas de cada projeto. Isto pode ser facilmente visualizado, por exemplo, quando se considera a utilização de um sistema híbrido Diesel-fotovoltaico. Neste caso, o percentual de cada um, que pode ir de 0 a 100%, dependerá de fatores como, investimento inicial, custo de manutenção, dificuldade de obtenção do combustível, poluição do ar e sonora do Diesel, área ocupada pelo Sistema Fotovoltaico, curva de carga etc.

Sistemas autônomos, não conectados à rede elétrica, podem ou não apresentar fontes de energia complementares à geração fotovoltaica. Quando a configuração não se restringe à geração fotovoltaica, temos os sistemas híbridos. Se o sistema é puramente fotovoltaico, então ele é chamado de sistema isolado.

Sistemas autônomos, isolados ou híbridos, em geral, necessitam de algum tipo de armazenamento. O armazenamento pode ser em baterias, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos nos períodos em que não há geração fotovoltaica, ou outras formas de energia. Num sistema de bombeamento de água, onde esta é armazenada em tanques elevados, a energia solar estará armazenada em forma de energia potencial gravitacional. Sistemas de irrigação são um exemplo de sistema autônomo sem armazenamento, pois toda água bombeada é imediatamente usada. Além das baterias e energia gravitacional mencionadas acima, existem outras formas de armazenar a energia gerada como a produção de hidrogênio, ar comprimido, *flying wheel* etc.

A Figura 3.1 mostra um esquema de um Sistema Fotovoltaico básico.

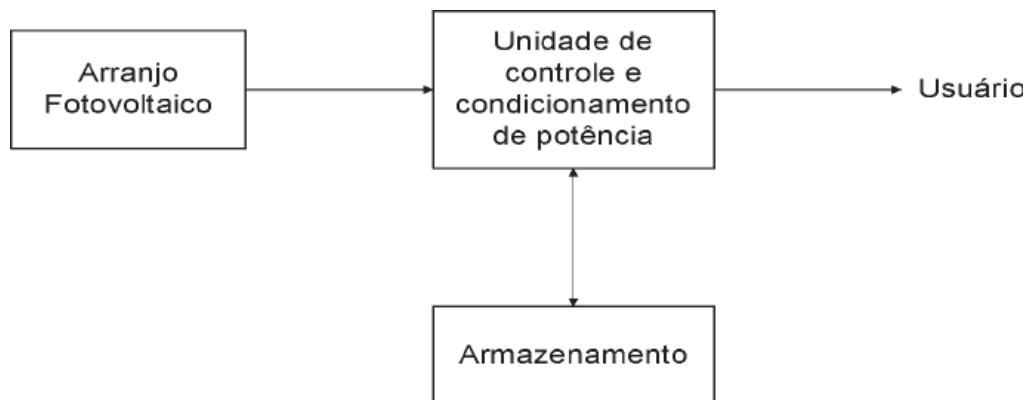


Figura 3.1 - Configuração básica de Sistema Fotovoltaico.

Conforme mencionado anteriormente, chama-se sistemas híbridos aqueles em que, estando desconectados da rede elétrica, existe mais de uma forma de geração de energia, como por exemplo, gerador Diesel, turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos. Estes sistemas são mais complexos e necessitam de algum tipo de controle capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação para o usuário. Existem várias configurações possíveis, assim como estratégias de uso de cada fonte de energia. A Figura 3.2 apresenta uma destas possibilidades.

Em geral, utilizam-se sistemas híbridos para o atendimento a cargas de corrente alternada (CA)

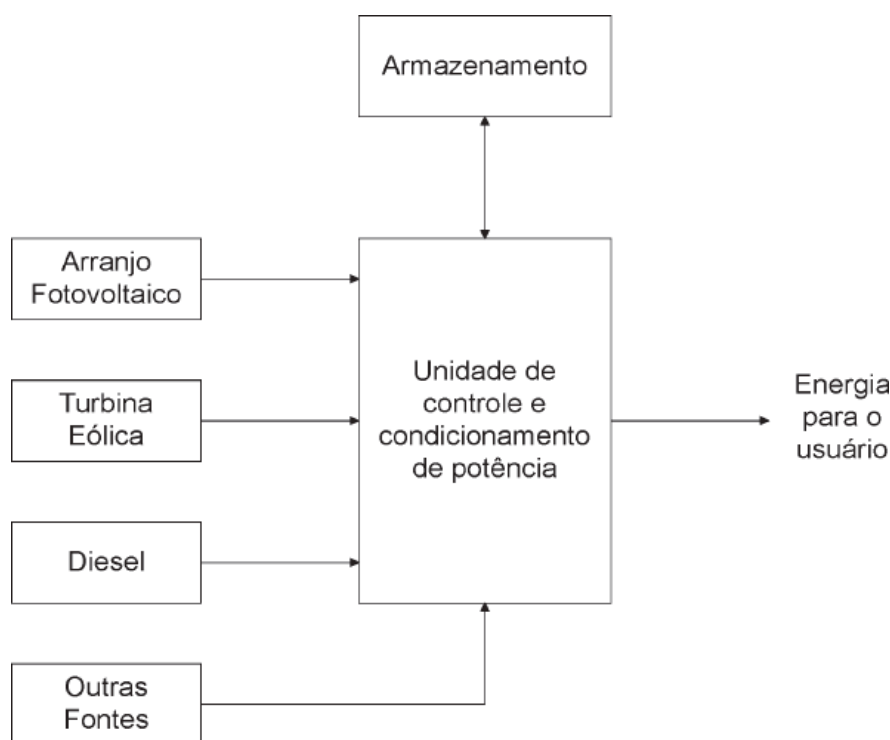


Figura 3.2 - Exemplo de sistema híbrido.

necessitando-se, portanto, de um inversor, dispositivo que transforma a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Devido à maior complexidade e multiplicidade de opções e o constante aperfeiçoamento dessas unidades, a forma de otimização desses sistemas é ainda hoje tema de estudos. Este Manual não se aprofunda neste assunto, devendo o interessado buscar outras fontes de consulta.

Sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico é entregue à rede elétrica. Para tanto é indispensável que se utilize um inversor que deve satisfazer as exigências de qualidade e segurança para que não degrade a qualidade do sistema no qual se interliga o arranjo fotovoltaico. A *Figura 3.3* mostra um esquema de um Sistema Fotovoltaico conectado à rede.

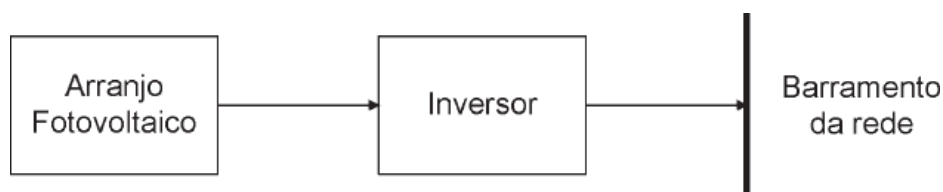


Figura 3.3 - Sistema conectado à rede.

3.1- Sistemas Isolados

Dentre os sistemas isolados existem muitas configurações possíveis. A seguir, apresentam-se estas possibilidades, indicando-se exemplos de aplicações mais comuns.

3.1.1- Carga CC sem Armazenamento

Neste caso, a energia elétrica é usada no momento da geração por equipamentos que operam em corrente contínua. Um exemplo deste uso é em sistemas de bombeamento de água com bombas com motor de

corrente contínua. Em alguns casos, o sistema pode incorporar um seguidor do ponto de máxima potência, de forma a otimizar o funcionamento da bomba. A *Figura 3.1.1* mostra um esquema de sistema deste tipo.



Figura 3.1.1 - Sistema isolado com carga CC sem armazenamento.

3.1.2- Carga CC com Armazenamento

Este é o caso em que deseja-se usar equipamentos elétricos, em corrente contínua, independente de haver ou não geração fotovoltaica simultânea. Para que isto seja possível, a energia elétrica deve ser armazenada em baterias. Exemplos comuns são iluminação, rádio, televisão, sistemas de comunicação etc.

É comum o uso de controlador de carga de forma a proteger as baterias de danos por sobrecarga ou descarga profunda. Na *Figura 3.1.2* pode ser visto o esquema de um sistema deste tipo.

Os controladores podem ser dispensados em duas situações: quando a capacidade de armazenamento é grande em comparação com a geração e quando os módulos fotovoltaicos apresentam uma curva $I \times V$ (vide informações adicionais apresentadas na seção 4.1) tal que a corrente seja baixa na tensão de carga plena das baterias. No último caso, haverá um desperdício de energia quando as baterias estiverem próximas da carga plena. Além disso é importante levar em consideração os impactos do não uso do controlador na proteção da bateria por sobredescarga.

Os avanços recentes da tecnologia de baterias, têm exigido um controle cada vez melhor do processo de carga e descarga, tornando o uso dos controladores mais necessário e recomendável.

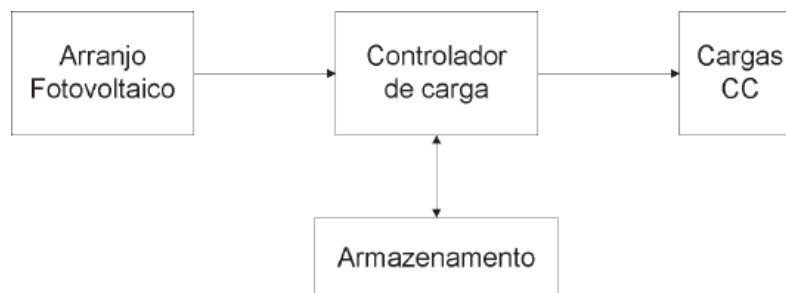


Figura 3.1.2 - Sistema isolado com armazenamento e cargas CC.

3.1.3- Carga CA sem Armazenamento

Da mesma forma como apresentado para cargas CC, pode-se usar equipamentos que operem em corrente alternada sem o uso de baterias, bastando, para tanto, a introdução de um inversor entre o arranjo fotovoltaico e o equipamento a ser usado (vide *Figura 3.1.3*). Um exemplo deste uso é quando se deseja utilizar bombas com motores convencionais em Sistemas Fotovoltaicos.

3.1.4- Carga CA com Armazenamento

Para alimentação de equipamentos que operem em corrente alternada é necessário que se utilize um

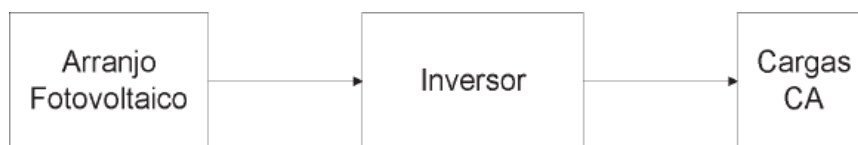


Figura 3.1.3 - Sistema isolado sem armazenamento para alimentação de cargas CA.

inversor. É comum sistemas deste tipo incorporarem um seguidor do ponto de máxima potência, que pode estar embutido no próprio inversor. Um caso típico de aplicação destes sistemas é no atendimento de residências isoladas que façam uso de eletrodomésticos convencionais. Um exemplo de sistema que utiliza esta configuração pode ser visto na *Figura 3.1.4*.

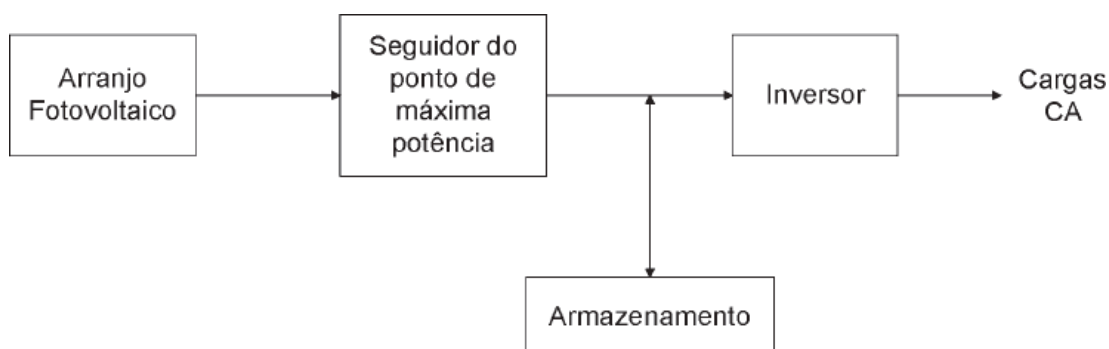


Figura 3.1.4 - Sistema isolado com armazenamento e seguidor do ponto de máxima potência para alimentação de cargas CA.

3.2 - Sistemas Conectados à Rede

Estes sistemas são basicamente de um único tipo e são aqueles em que o arranjo fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectado. São sistemas que normalmente não utilizam armazenamento de energia, pois toda a potência gerada é entregue à rede instantaneamente.

Instalações deste tipo vêm se tornando cada dia mais populares em diversos países europeus, no Japão, Estados Unidos e mais recentemente no Brasil. As potências instaladas vão desde poucos kWp em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes sistemas operados por empresas. Conforme apresentado a seguir, estes sistemas se diferenciam quanto à forma de conexão à rede; nos sistemas residenciais esta dependerá fortemente da legislação local.

3.2.1- Sistemas Residenciais

Existem basicamente três tipos de conexão quanto à forma de medição da energia. Todas elas devem atender as exigências de qualidade de energia da concessionária local quanto aos limites em distorção harmônica, desvio de frequência e fator de potência. Estas exigências recaem sobre o inversor cujas características são discutidas no Capítulo 4.

Além da qualidade é importante a questão de segurança. A concessionária deve ser capaz de isolar o Sistema Fotovoltaico sempre que desejar e isto deverá ser feito de forma simples e sistemática, evitando riscos para os técnicos de manutenção da rede elétrica.

3.2.1.1- Medição Única do Balanço de Energia

Esta opção, apresentada na *Figura 3.2.1*, depende da concessionária remunerar a energia entregue pelo produtor fotovoltaico ao mesmo preço que este compra da concessionária. Neste caso, um único medidor registra a entrada ou saída de energia elétrica na residência apresentando, ao final do período, o valor da diferença entre energia consumida e entregue à rede.

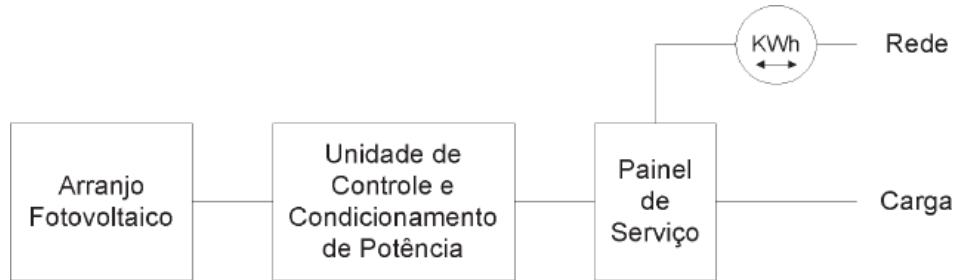


Figura 3.2.1 - Medição única do balanço de energia.

3.2.1.2- Medição Dupla

Aqui os medidores, que podem ser vistos na *Figura 3.2.2*, operam cada um num sentido, registrando assim separadamente a compra e a venda de energia à rede. Desta forma, valores diferentes podem ser atribuídos a cada uma das parcelas. Observe que a cada instante apenas um dos medidores estará em operação dependendo da diferença instantânea entre demanda e potência gerada pelo SF.

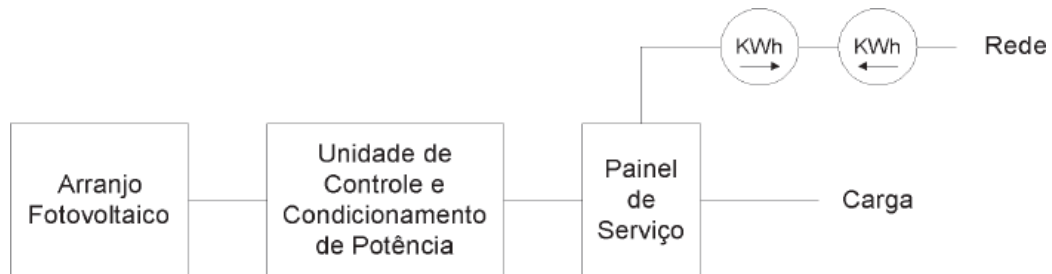


Figura 3.2.2 - Medição dupla.

3.2.1.3- Medições Simultâneas

Quando se deseja ter informações mais precisas sobre o consumo de energia e a produção do SF, deve-se adotar este tipo de medição. Conforme pode ser visto na *Figura 3.2.3*, a conexão do SF à rede é feita independente do painel de serviço local, evitando qualquer interferência do circuito de consumo local com a produção e/ou tarifação da energia gerada.

Por interesse do produtor fotovoltaico a caixa de junção deve garantir que toda a energia gerada possa fluir, garantindo que caso a rede não esteja apta a receber esta energia, ela será computada e portanto, comprada pela cc

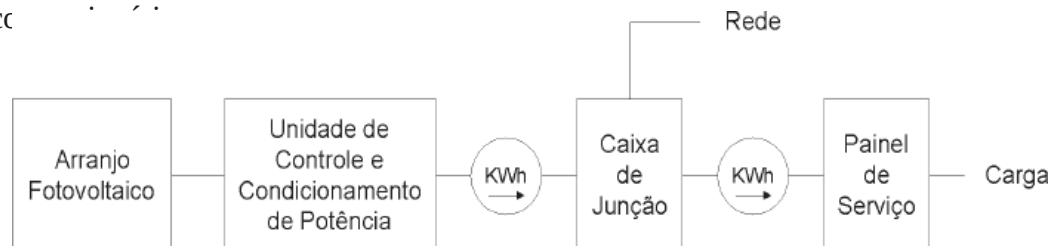


Figura 3.2.3 - Medições simultâneas.

3.2.2- Sistemas de Grande Porte

Estes sistemas são operados por empresas e sua conexão com a rede é em geral feita em média tensão, por exemplo, 13,8 kV.

A *Figura 3.2.4* mostra um esquema de um sistema deste tipo onde é evidenciada a presença de um transformador para elevar a tensão ao nível de distribuição.



Figura 3.2.4 - Sistemas de grande porte.



Capítulo 4

Componentes Básicos

Capítulo 4 - Componentes Básicos

Este capítulo tem a finalidade de descrever os componentes básicos de um Sistema Solar Fotovoltaico.

O sistema compreende o agrupamento de módulos em painéis fotovoltaicos e de outros equipamentos relativamente convencionais, que transformam ou armazenam a energia elétrica para que esta possa ser utilizada facilmente nas várias aplicações finais.

De acordo com a *Figura 3.1*, o sistema é normalmente composto por três partes básicas: o arranjo dos módulos, o subsistema de condicionamento de potência, o qual converte a saída do arranjo em potência útil, e as baterias, que têm a função de armazenar a energia elétrica gerada.

A célula solar que está localizada no módulo é o dispositivo mais importante de todo o sistema. É responsável pela conversão da energia solar em energia elétrica.

O subsistema de condicionamento de potência compreende: controlador de carga, inversor, conversor e seguidor do ponto de máxima potência (MPPT). Estes são os equipamentos mais importantes que controlam a energia enviada às baterias e aos pontos de consumo.

4.1 - Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é a unidade básica de todo o sistema. O módulo é composto por células conectadas em arranjos produzindo tensão e corrente suficientes para a utilização da energia.

É indispensável o agrupamento em módulos já que uma célula fornece pouca energia elétrica, em uma tensão em torno de 0,4 Volts no ponto de máxima potência, conforme explicado na seção 4.1.3. A densidade de corrente é da ordem de 30 mA/cm². Adicionalmente a célula apresenta espessura muito reduzida, necessitando de proteção contra esforços mecânicos e fatores ambientais.

O número de células conectadas em um módulo e seu arranjo, que pode ser série e/ou paralelo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada. Deve ser dada cuidadosa atenção às células a serem reunidas, devido às suas características elétricas.

A incompatibilidade destas características leva a módulos “ruins”, porque as células de maior fotocorrente e fotovoltagem dissipam seu excesso de potência nas células de desempenho inferior. Em consequência, a eficiência global do módulo fotovoltaico é reduzida.

4.1.1 - Célula Fotovoltaica

A conversão da energia solar em energia elétrica é obtida utilizando-se material semicondutor como elemento transformador, conhecido como célula fotovoltaica ou célula solar, conforme mencionado no Capítulo 2.

Os semicondutores mais apropriados à conversão da luz solar são os mais sensíveis, ou melhor, aqueles que geram o maior produto corrente-tensão para a luz visível, já que a maior parcela de energia fornecida pelos raios do sol está dentro da faixa visível do espectro.

Existe todo um processo para que o material semicondutor se transforme realmente em uma célula fotovoltaica. O que ocorre, de uma maneira geral, é que o semicondutor deve passar por uma etapa de purificação e, em seguida, por uma etapa de dopagem, através da introdução de impurezas, dosadas na quantidade certa. Os principais tipos de células fotovoltaicas são apresentados a seguir.

Silício (Si) Monocristalino

Este material é basicamente o mesmo utilizado na fabricação de circuitos integrados para microeletrônica. As células são formadas em fatias de um único grande cristal, previamente crescido e enfatiado. A grande experiência na sua fabricação e pureza do material, garantem alta confiabilidade do produto e altas eficiências. Enquanto o limite teórico de conversão da luz solar em energia elétrica, para esta tecnologia é de 27%, valores nas faixas de 12 a 16% são encontrados em produtos comerciais. Devido às quantidades de material utilizado e à energia envolvida na sua fabricação, esta tecnologia apresenta sérias barreiras para redução de custos, mesmo em grandes escalas de produção.

Silício (Si) Multicristalino

Também chamado de ***Silício (Si) Policristalino***; estas células são fabricadas a partir do mesmo material que, ao invés de formar um único grande cristal, é solidificado em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais. A partir deste bloco são obtidas fatias e fabricadas as células. A presença de interfaces entre os vários cristais reduz um pouco a eficiência destas células. Na prática os produtos disponíveis alcançam eficiências muito próximas das oferecidas em células monocristalinas. Neste caso, a quantidade de material por célula é basicamente o mesmo do caso anterior, entretanto, a energia necessária para produzi-las é significativamente reduzida.

Filmes Finos

No intuito de buscar formas alternativas de se fabricar células fotovoltaicas, muito trabalho de pesquisa tem sido realizado. Um dos principais campos de investigação é o de células de filmes finos. O objetivo geral é obter uma técnica através da qual seja possível produzir células fotovoltaicas confiáveis, utilizando pouco material semicondutor, obtido de forma passível de produção em larga escala, resultando em custo mais baixo do produto e consequentemente da energia gerada.

Estes estudos tem se dirigido a diferentes materiais semicondutores e técnicas de deposição destes em camadas finas com espessura de poucos microns. Entre os materiais mais estudados estão o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), o disseleneto de cobre e índio (CIS) e o telureto de cádmio (CdTe).

O ***silício amorfo*** é responsável pelo maior volume de produtos nesta área embora outros já sejam disponíveis. Não é claro hoje qual das tecnologias em estudo terá maior sucesso no futuro. O que se pode dizer é que todas têm potencialidade de gerar produtos de baixo custo se produzidos em grande escala. Por outro lado, todas têm ainda obstáculos a serem vencidos antes que possam alcançar uma plena maturidade industrial e atingir o nível de confiança das células cristalinas.

Para o silício amorfo, estes obstáculos estão relacionados principalmente com a estabilidade do material, efeito Staebler-Wronski. No entanto, este efeito tem sido minimizado através da adoção de células com múltiplas camadas.

Células com concentração

Uma possibilidade alternativa é o uso de lentes concentradoras acopladas a células de alta eficiência. Para este uso o próprio silício cristalino e o arseneto de gálio (GaAs) têm sido utilizados na fabricação destas células. A questão aqui é como conseguir sistemas simples e eficientes de focalização de luz e de seguimento do Sol, uma vez que apenas os raios diretos do Sol podem ser concentrados sobre o dispositivo.

4.1.2 - Características Construtivas dos Módulos

As células fotovoltaicas de silício são encapsuladas em módulos. O empacotamento é feito para que fiquem protegidas das intempéries, principalmente da umidade do ar.

Cada célula solar, como já foi citado anteriormente, gera, aproximadamente, 0,4 Volts em seu ponto de máxima potência. Tensões mais altas são produzidas quando várias células são conectadas em série no módulo.

Para carregar baterias de 12V, módulos fotovoltaicos devem produzir aproximadamente 16V devido ao efeito da temperatura e às perdas que ocorrem nos cabos e diodos de bloqueio. Dessa forma os módulos, atualmente em operação, contêm entre 28 e 40 células de silício cristalino. O dispositivo de filme fino produz tensão mais alta do que a forma cristalina, podendo os módulos possuir menos do que 28 células. Devido ao processo de produção, baseado em depósito de material em um substrato, os módulos de filme fino apresentam fronteiras mais tênues para as células, por essa razão, mais difíceis de se visualizar. Também apresentam tamanhos e formas livres, podendo adaptar-se a superfícies como telhas, janelas etc.

Geometria das células

É importante considerar a geometria das células, já que elas devem ocupar o máximo de área possível do módulo. Atualmente existem células quadradas e redondas em operação. As quadradas ocupam melhor espaço nos módulos, enquanto que as redondas têm a vantagem de não sofrerem perda de material, devido à forma cilíndrica de crescimento do silício mono-cristalino.

Encapsulamento das células de silício cristalino

Antes de serem encapsuladas, as células de um módulo devem ser conectadas em série através de tiras de metal, soldadas na parte de trás de uma célula e na frontal da seguinte. São conectadas duas tiras em cada célula com a função de segurança, caso ocorra interrupção da corrente em uma delas. Estas duas tiras são conhecidas como “conexões redundantes”.

Os materiais plásticos mais utilizados para o encapsulamento das células são o E.V.A e o Tedlar que fornecem proteção permanente. O lado frontal à radiação solar incidente é coberto, normalmente, por vidro temperado, ou plástico, ambos transparentes, ou ainda, resina de silicone, os quais são bastante resistentes, promovendo rigidez mecânica e protegendo as células fotovoltaicas. A região posterior à radiação solar incidente é coberta por camadas de materiais tais como: folha de alumínio, plástico Tedlar e vidro. Estas camadas fornecem proteção para a parte de trás dos módulos.

Finalmente uma estrutura metálica auto-portante permite uma montagem rápida dos módulos. Utiliza-se geralmente, estrutura de alumínio anodizado.

4.1.3 - Características Elétricas dos Módulos

Geralmente, a potência dos módulos é dada pela potência de pico expressa na unidade (Wp)¹. Entretanto, nem sempre este é o melhor caminho para comparação entre diferentes tipos de módulos.

Em certos casos, o que realmente importa é como um módulo pode carregar uma bateria mais rapidamente. Isto é decidido pela corrente que o módulo pode gerar sob diferentes condições. Assim sendo, os parâmetros ou características elétricas de um módulo precisam ser entendidos para que se possa selecionar o tipo de módulo apropriado para cada sistema em particular.

Voltagem de circuito aberto e corrente de curto-circuito

Quando um módulo está posicionado na direção do sol, a tensão pode ser medida entre os terminais positivo e negativo através de um voltímetro. Se não houver, ainda, nenhuma conexão de qualquer equipamento ao módulo, a corrente não flui; então esta medida é denominada tensão de circuito aberto (Voc).

A corrente deve ser medida por um amperímetro; e ainda sem as conexões de qualquer equipamento, se ligarmos os terminais de um módulo diretamente, haverá uma corrente fluindo denominada corrente de curto-circuito (Isc); neste caso a tensão é zero.

Curva característica IxV

Quando um acessório é conectado, as medidas de corrente e tensão podem ser plotadas em um gráfico. De acordo com as mudanças de condições da carga, novos valores de corrente e tensão são medidos, os quais podem ser representados no mesmo gráfico. Juntando todos os pontos, gera-se uma linha denominada curva característica IxV (vide *Figura 4.1.1*). Normalmente estas curvas estão associadas às condições em que foram obtidas (intensidade da radiação, temperatura etc.).

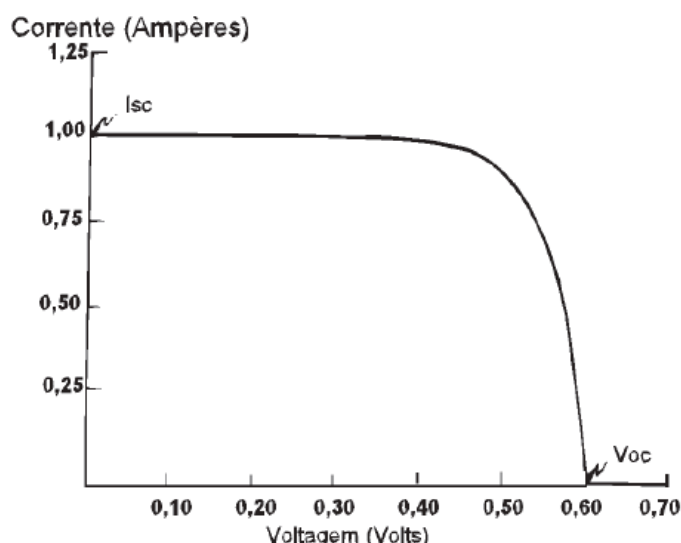


Figura 4.1.1 - Curva característica IxV típica de uma célula de silício monocristalino, normalizada pela corrente de curto-circuito.
(Fonte: “Photovoltaic System Design - Course Manual”)

1 - A especificação da potência do módulo fotovoltaico é dada em Wp (Watt pico), associada às condições padrão de testes (STC - *Standard Test Conditions*): radiação solar de 1kW/m^2 , temperatura de célula 25°C e Massa de Ar 1,5.

Para cada ponto na curva $I \times V$, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação. A *Figura 4.1.2* mostra que, para uma célula fotovoltaica, e conseqüentemente, para o módulo, existe somente uma tensão (e correspondente corrente) para a qual a potência máxima pode ser extraída. É importante ressaltar que não existe geração de potência para condições de circuito aberto e curto-circuito, já que tensão ou corrente são zero, respectivamente.

O ponto de potência máxima corresponde, então, ao produto da tensão de potência máxima (V_{mp}) e corrente de potência máxima (I_{mp}). Os valores P_m , V_{mp} , I_{mp} , V_{oc} e I_{sc} são os cinco parâmetros que especificam o produto sob dadas condições de radiação, temperatura de operação e massa de ar.

A *Figura 4.1.3* mostra a curva característica $I \times V$ superposta à curva de potência para análise dos parâmetros.

O fator de forma (FF) é uma grandeza que expressa quanto a curva característica se aproxima de um retângulo no diagrama $I \times V$. Quanto melhor a qualidade das células no módulo mais próxima da forma retangular será sua curva $I \times V$. A definição do FF é apresentada na *Figura 4.1.4*.

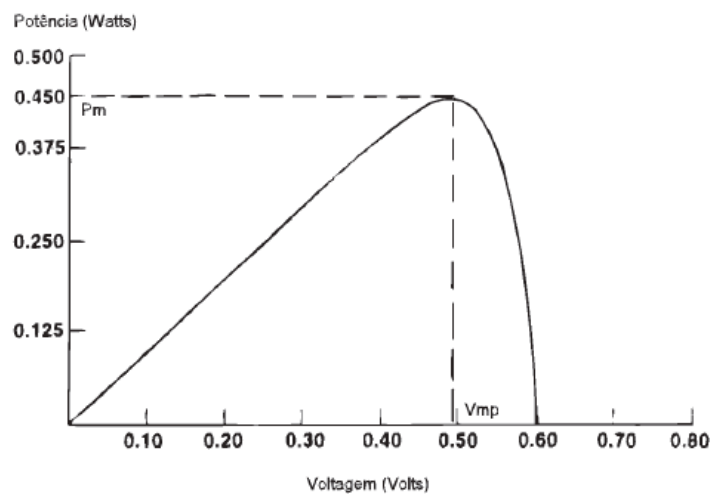


Figura 4.1.2 - Curva típica de potência versus tensão para a célula de silício monocristalino da *Figura 4.1.1*.

(Fonte: Florida Solar Energy Center, "Photovoltaic System Design - Course Manual")

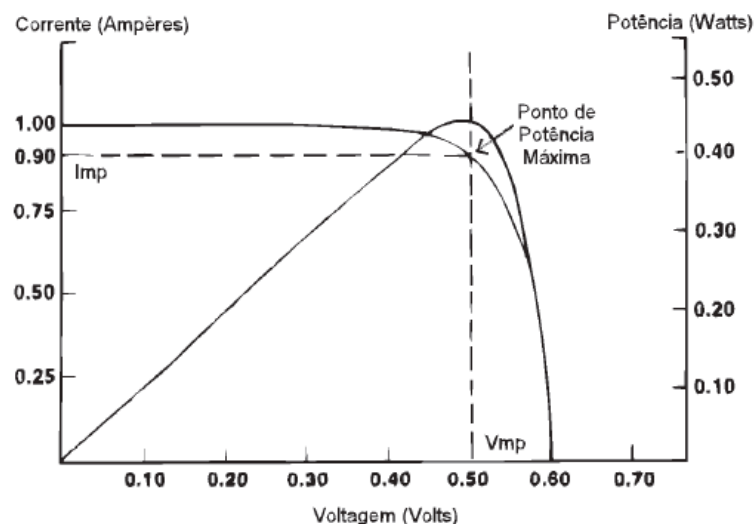


Figura 4.1.3 - Parâmetros de potência máxima.

(Fonte: "Photovoltaic System Design - Course Manual")

Conhecida então a curva característica IxV de uma célula ou um módulo pode-se calcular:

* Potência máxima $P_m = I_{mp} \times V_{mp}$

* Eficiência $\eta = (I_{mp} \times V_{mp}) / (A \times I_c)$

* Fator de Forma $FF = (I_{mp} \times V_{mp}) / (I_{sc} \times V_{oc})$

Onde : I_c = luz incidente - Potência luminosa incidente (W/m^2)

A = área útil do módulo (m^2)

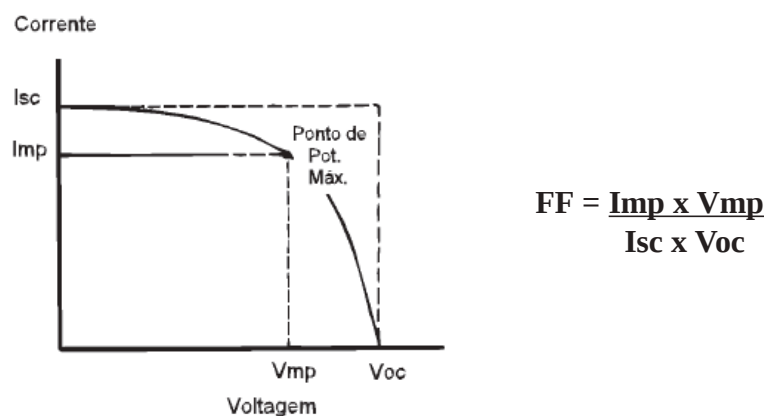


Figura 4.1.4 - Fator de Forma: definição.

(Fonte: “Photovoltaic System Design - Course Manual”)

4.1.4 - Arranjo dos Módulos

Os módulos, assim como as células em um módulo, podem ser conectados em ligações série e/ou paralelo, dependendo da potência e tensão desejadas.

Dispositivos fotovoltaicos conectados em série

A conexão em série dos dispositivos fotovoltaicos é feita de um terminal positivo de um módulo a um terminal negativo de outro, e assim por diante.

Quando a ligação é série (isto é idêntico para células, módulos e painéis) as tensões são adicionadas e a corrente não é afetada, ou seja:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots I_n$$

Obs.:

Ao assumir-se as correntes individuais iguais, significa considerar-se módulos idênticos sob as mesmas condições de radiação e temperatura. Isto em geral não é totalmente verdade mas pode muitas vezes, ser uma boa aproximação, desde que alguns cuidados na seleção dos módulos e sua disposição sejam observados.

O efeito da conexão em série está ilustrado na *Figura 4.1.5*, através da curva característica IxV.

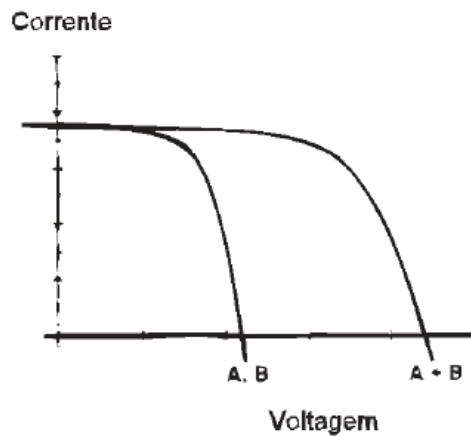


Figura 4.1.5 - Curvas IxV para a conexão em série de dois dispositivos fotovoltaicos.
(Fonte: “Photovoltaic System Design - Course Manual”)

Dispositivos fotovoltaicos conectados em paralelo

Dispositivos conectados em paralelo compreendem ligações de terminais positivos juntos e terminais negativos juntos.

A conexão em paralelo causa a adição das correntes enquanto que a tensão continua a mesma. Ou seja:

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots V_n$$

Obs.:

Os comentários feitos para as conexões em série também se aplicam aqui, para a igualdade das tensões.

A *Figura 4.1.6* ilustra o efeito da adição das correntes em dispositivos conectados em paralelo, através da curva característica IxV.

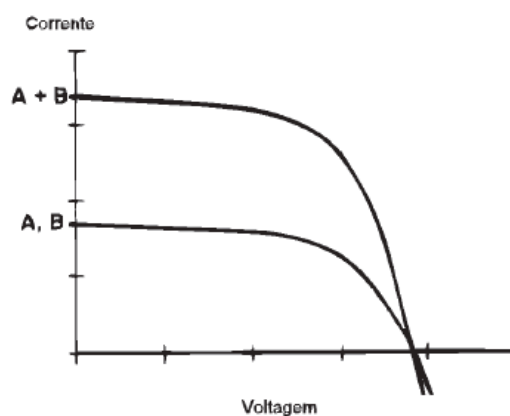


Figura 4.1.6 - Curvas IxV para a conexão em paralelo de dois dispositivos fotovoltaicos.
(Fonte: “Photovoltaic System Design - Course Manual”)

4.1.5 - Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Módulos

O desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela intensidade luminosa e temperatura das células.

A condição padrão para plotagem das curvas características e testes dos módulos é definida para a radiação de 1000 W/m^2 (radiação recebida na superfície da terra em dia claro, ao meio dia), e temperatura de 25°C na célula (a eficiência da célula é reduzida com o aumento da temperatura).

Intensidade luminosa

Como mostra a *Figura 4.1.7*, a corrente gerada pelo módulo aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa.

É importante ressaltar, conforme visto no Capítulo 2, que o sol possui movimento aparente no céu de acordo com a hora do dia e com o dia do ano. Para receber maior intensidade luminosa é necessário

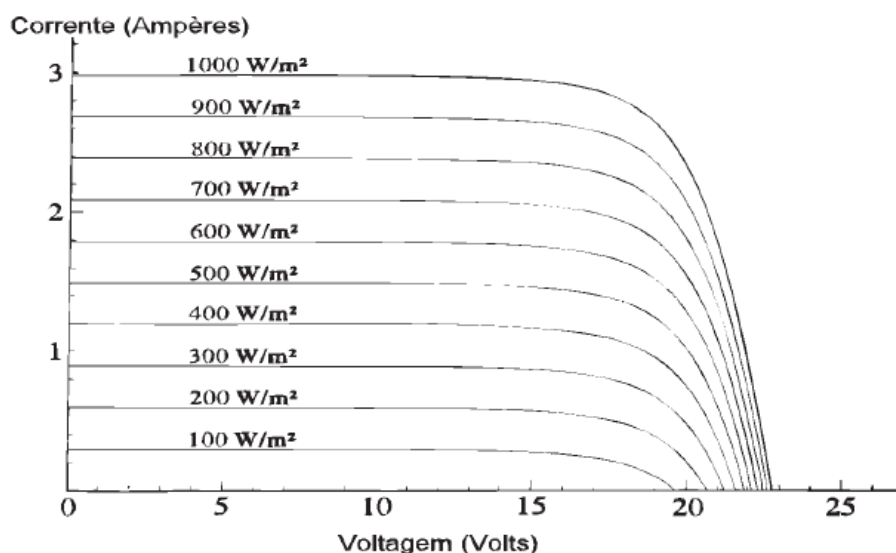


Figura 4.1.7 - Efeito causado pela variação da intensidade da luz na curva característica $I \times V$ para um módulo fotovoltaico.
(Fonte: “Universidade de Berlin - EMI/SES”)

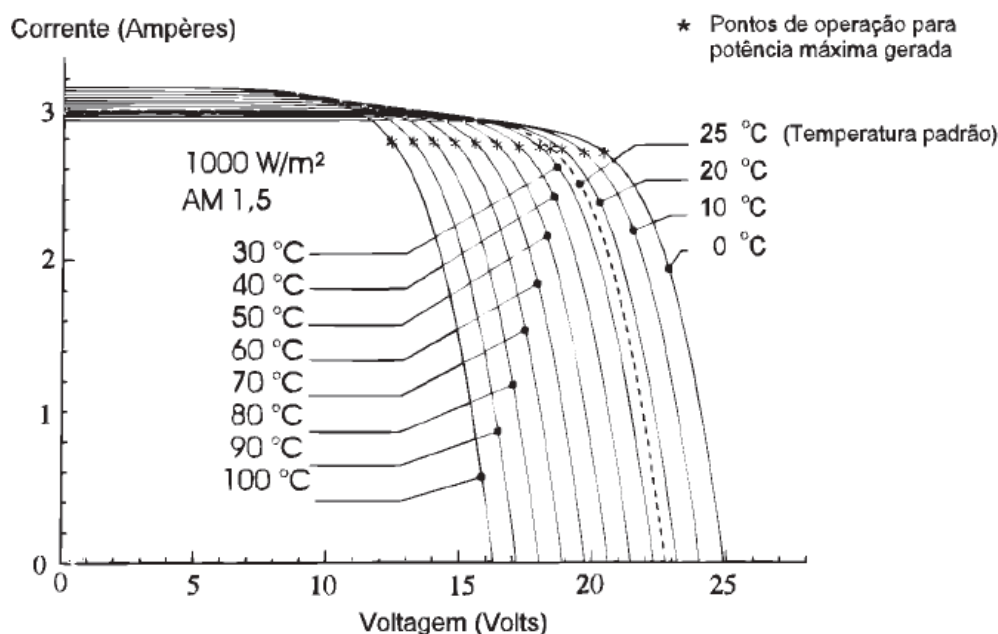


Figura 4.1.8 - Efeito causado pela temperatura da célula na curva característica $I \times V$ (para 1000 W/m^2) em um módulo fotovoltaico de silício cristalino.
(Fonte: “Universidade de Berlin - EMI/SES”)

acompanhamento destes movimentos. Entretanto, os módulos, normalmente, são instalados em posição fixa, devido ao elevado custo dos equipamentos que permitem sua movimentação (seguidores ou *trackers*). Dessa forma, é fundamental determinar a melhor inclinação para cada região em função da latitude local e das características da demanda.

Temperatura das células

A incidência de um nível de insolação e a variação da temperatura ambiente implicam uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos. A *Figura 4.1.8* mostra curvas IxV para diversas temperaturas de célula, deixando claro a influência quando se compara os “joelhos” das curvas. O aumento do nível de insolação aumenta a temperatura da célula e consequentemente tende a reduzir a eficiência do módulo. Isto se deve ao fato de que a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura enquanto que a corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível. Os módulos de silício amorfo apresentam uma menor influência da temperatura na potência de pico, embora também sofram redução no seu desempenho.

4.2 - Baterias

Baterias são conhecidas por serem uma conveniente e eficiente forma de armazenamento de energia. Quando uma bateria está conectada a um circuito elétrico, há fluxo de corrente devido a uma transformação eletroquímica no seu interior, ou seja, há produção de corrente contínua através da conversão de energia química em energia elétrica.

A mais simples unidade de operação de uma bateria é chamada de “célula eletroquímica” ou, simplesmente, “célula”. Uma bateria pode ser composta de apenas uma célula ou do arranjo elétrico de diversas.

Baterias podem ser classificadas em *recarregáveis* e *não-recarregáveis* dependendo do tipo de célula de que são compostas. Existem dois tipos básicos de células: primárias e secundárias.

As *células primárias* compõem as baterias que podem ser utilizadas apenas uma vez (não-recarregáveis). Quando as células primárias descarregam-se completamente sua vida útil termina e elas são inutilizadas. As baterias não-recarregáveis ou primárias são geralmente utilizadas como fontes de energia de baixa potência, em aplicações tais como relógios de pulso, aparelhos de memória digital, calculadoras e muitos outros aparelhos portáteis. É possível encontrar baterias compostas por células primárias que admitem recargas leves, aumentando sua vida útil.

As *células secundárias* compõem as baterias recarregáveis, ou seja, aquelas que podem ser carregadas com o auxílio de uma fonte de tensão ou corrente e reutilizadas várias vezes. São comumente chamadas de “acumuladores” ou “baterias de armazenamento” e são úteis na maioria das aplicações por longos períodos, como por exemplo, em Sistemas Fotovoltaicos.

Para cada tipo de célula existem diversas tecnologias de construção e diversas possibilidades de composição (materiais envolvidos). As *Tabelas 4.2.1 e 4.2.2* mostram, de forma comparativa, diversos tipos de baterias recarregáveis destacando tecnologias, densidade de potência, custo etc.. Atualmente, as baterias chumbo-ácido e níquel-cádmio são as mais utilizadas e serão descritas com mais detalhes a seguir. Tecnologias como níquel-ferro, sódio-enxôfre e níquel-hidrogênio são muito promissoras. Para o caso específico de Sistemas Fotovoltaicos as baterias chumbo-ácido respondem pela quase totalidade dos sistemas já instalados e tem-se dado preferência às *abertas* para sistemas grandes e às *seladas* para sistemas pequenos.

			Tamanhos de células individuais ou bateria disponíveis e/ou desenvolvidos
Tipo	Disponibilidade/Aplicação	Custo, 1990 Europa (US\$/kWh)	Ah
Sistemas convencionais:			
- Chumbo-ácido, aberta	• Amplamente disponível e usada nas áreas de telecomunicações e transporte • Principal tipo utilizado em aplicações fotovoltaicas • Disponível no mundo inteiro	80-120	50-10.000
- Chumbo-ácido, selada	• Amplamente utilizada em veículos automotivos e aplicações na área de telecomunicações	100-160	60-6.000
- Níquel-cádmio			
• aberta	• Amplamente disponível e usada para aplicações estacionárias, carros, telecomunicações e UPS	700	50-600
• selada	• Usada principalmente em pequenas unidades (tamanhos AA e D) • Naves espaciais	100-500 >5.000	10 50
- Níquel-ferro	• Fontes limitadas	500	
Sistemas avançados:			
- Células combustíveis			
• H₂-O₂ • Gás natural			
- Lítio-sulfeto metálico	• Estado avançado de desenvolvimento	20-30	
- Níquel-hidrogênio			
• Aplicação terrestre	• Estado avançado de desenvolvimento • Fontes limitadas	2.000	100
• Aplicação espacial	• Usado em Comsats desde 1982 • Fontes limitadas	>25.000	50
- Sódio-enxôfre	• Produção próxima de larga escala pela ABB (BBC) para carros • Fontes limitadas	400-1.200	---
- Zinco-bromo	• Estado avançado de desenvolvimento	500-1.500	---

Tabela 4.2.1 - Estado atual de desenvolvimento e disponibilidade dos principais tipos de baterias secundárias.
(Fonte: "Photovoltaic System Technology - An European Handbook")

Tipo	Tensão Nominal (VCC)		Temperatura de Operação (°C)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Vida Útil (No. de Ciclos ²)
	Sem carga ¹	Descarga			
Sistemas Convencionais:					
- Chumbo-ácido aberta	2,12	1,6-2,0	-10 a 50	15-30	800-2000
- Chumbo-ácido selada	2,12	1,6-2,0	0 a 50	10-30	500
- Níquel-cádmio <i>pocket-plate</i> , aberta	1,3	1,0-1,2	0 a 50	18-45	> 5000
- Níquel-cádmio <i>sintered-plate</i> , selada	1,3	1,0-1,2	-5 a 40	10-20	1000
- Níquel-ferro	1,4	1,2	-10 a 50	22-45	>2000
- Níquel-zinco	1,85	1,5-1,65	-10 a 60	60-90	250-350
Sistemas Avançados:					
- Célula combustível, H ₂ -O ₂	1,3	1,0-1,2	-20 a 50	NA ³	>2000
- Lítio-sulfeto metálico	3,7	1,5-3,0	400-500	100-225	1000
- Níquel-hidrogênio	1,4	1,2-1,3	-5 a 50	44-60	>3000
- Sódio-enxôfre	2,5	2,2	300-400	120-250	900-2000
- Zinco-bromo	2,2	1,4-1,7	-10 a 50	65 a 75	600-1800
- Zinco-cloro	2,2	1,6-1,9	-10 a 50	60-90	500-800

¹Tensão de Circuito Aberto

²Geralmente com profundidades de descarga de 60 a 80%; vida útil significativamente mais elevadas para menores profundidades de descargas.

³Não disponíveis

Tabela 4.2.2 - Características técnicas das baterias secundárias.
(Fonte: “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”)

4.2.1 - Terminologia

A seguir é apresentada uma terminologia com os principais termos relativos a baterias.

Auto-descarga

Num processo espontâneo, todas as baterias descarregam gradualmente, através de processos químicos internos, quando não estão em uso. A este processo dá-se o nome de “auto-descarga”.

A taxa de auto-descarga é normalmente especificada como uma percentagem da capacidade nominal que é perdida a cada mês.

As baterias de chumbo-ácido têm como característica uma alta taxa de auto-descarga. Quando não estão sendo utilizadas, podem perder de 5 a 30 % por mês de sua capacidade, dependendo da temperatura e composição química da célula. Comparativamente, a faixa média de auto-descarga das baterias de níquel-cádmio é de 3 a 6% ao mês.

Bateria

A palavra “bateria” refere-se a um grupo de células conectadas eletricamente em série e/ou paralelo para produzir uma tensão e/ou corrente mais elevada do que a que pode ser obtida por uma única célula. Uma

bateria pode também ser constituída por uma única célula caso esta se constitua num sistema de armazenamento eletroquímico completo.

Capacidade

Embora a capacidade de uma bateria seja normalmente definida como a quantidade de Ampères-hora que pode ser retirada da mesma quando esta apresenta carga plena, pode, também, expressar capacidade em termos de energia (Watt-hora ou kiloWatt-hora).

Capacidade Nominal - é uma estimativa conservadora do fabricante do número total de Ampères-hora que pode ser retirado de uma célula ou bateria nova para os valores especificados de corrente de descarga, temperatura e tensão de corte.

Capacidade Instalada - é o total de Ampères-hora que pode ser retirado de uma célula ou bateria nova sob um conjunto específico de condições operacionais, incluindo a taxa de descarga, temperatura, e tensão de corte.

Capacidade Disponível - é o total de Ampères-hora que pode ser retirado de uma célula ou bateria sob um conjunto específico de condições operacionais, incluindo a taxa de descarga, temperatura, estado inicial de carga, idade e tensão de corte.

Capacidade de Energia - é o número total de Watts-hora que pode ser retirado de uma célula ou bateria totalmente carregada.

Teoricamente, uma bateria de 200 Ah deve ser capaz de fornecer corrente de 200 A durante 1 hora, ou 50 A por 4 horas, ou 4 A por 50 horas, ou ainda, 1 A por 200 horas. Um fator que influencia na capacidade da bateria é a velocidade de carga ou descarga. Quanto mais lento for o descarregamento, ligeiramente maior será a sua disponibilidade de carga e vice-versa. Os fabricantes normalmente fornecem a capacidade para cada regime de descarga.

Outro fator que influencia na capacidade é a temperatura de operação da bateria. As baterias são projetadas para trabalharem a 25°C. Assim, temperaturas mais baixas reduzem significativamente sua capacidade e temperaturas mais altas resultam em uma capacidade ligeiramente maior acarretando, contudo, aumento da perda de água e diminuição do número de ciclos, durante a vida útil da bateria.

Carga

Conversão de energia elétrica em potencial eletroquímico no interior da célula.

Célula

É a unidade eletroquímica básica de uma bateria e possui uma tensão característica que depende dos materiais nela contidos. Uma célula é uma combinação de dois eletrodos e do eletrólito. Quando uma célula está descarregando, ocorrem reações químicas entre o material ativo de cada eletrodo e o eletrólito, que produzem eletricidade. Durante o processo de carga, a reação inversa ocorre consumindo energia.

A polaridade dos eletrodos indica o sinal da carga que eles possuem. É essencial que os eletrodos positivo e negativo não se toquem. Caso isto ocorra, um curto-circuito será causado e a célula descarregará rapidamente.

Quando todo o material ativo nos dois eletrodos é convertido, a célula está completamente descarregada.

Durante o carregamento o processo é revertido; ocorre a conversão do material ativo para o estado inicial.

Ciclo

A sequência carga-descarga de uma bateria até uma determinada profundidade de descarga é chamada de “ciclo”.

Densidade de energia

Energia nominal (capacidade de energia) normalizada pelo volume ou pelo peso da célula ou bateria.

Descarga

Processo de retirada de corrente de uma célula ou bateria através da conversão de potencial eletroquímico em energia elétrica, no interior da célula. Quando a descarga ultrapassa 50% da capacidade da bateria, ela é chamada de “Descarga Profunda”.

Eficiência

Relação entre a saída útil e a entrada. Existem três formas de se expressar a eficiência de uma bateria:

Eficiência Coulômbica ou de Ampère-hora (Ah) - relação entre a quantidade de Ah retirada de uma célula durante a descarga e a quantidade necessária para restaurar o estado de carga inicial. É calculada através da razão entre a integral da corrente ao longo do tempo de descarga e carga.

Eficiência de Tensão - relação entre a tensão média durante a descarga de uma célula ou bateria e da tensão média durante a carga necessária para restaurar a capacidade inicial.

Eficiência de Energia ou de Watt-hora (Wh) - relação entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia necessária para restaurar o estado de carga inicial.

Eletrodo

Os eletrodos fornecem suporte estrutural para o material ativo e transportam corrente para o topo dos terminais. Embora haja reversão de polaridade durante os processos de carga e descarga chama-se, normalmente, de catodo, o terminal positivo, e de anodo, o negativo.

Eletrólito

Meio que proporciona o mecanismo de transporte de íons entre os eletrodos positivo e negativo. Em algumas células, tal como as do tipo chumbo-ácido, o eletrólito pode também participar diretamente nas reações eletroquímicas de carga e descarga.

Estratificação

Divisão do eletrólito em camadas de diferentes densidades, apresentando, como consequência, a redução da capacidade da bateria e corrosão da parte inferior dos eletrodos.

Equalização

Processo em que se busca igualar o estado de carga das células que compõem uma bateria. Para as

baterias chumbo-ácido este processo é dimensionado para levar todas as células à carga plena. Alguns tipos de baterias requerem uma descarga total durante o processo de equalização.

Estado de carga

Capacidade disponível em uma bateria ou célula expressa como porcentagem da capacidade nominal. Por exemplo, se 25 Ah foram retirados de uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah completamente carregada, o novo estado de carga é 75 %. É o valor complementar da profundidade de descarga.

Flutuação

Processo de carga que busca manter as baterias ou células com um estado de carga próximo à carga plena, evitando que as mesmas permaneçam por longos períodos com estado parcial de carga. Este processo é importante para baterias chumbo-ácido sendo dispensável para as de níquel-cádmio.

Gaseificação

Geração de gás em um ou mais eletrodos de uma célula. A gaseificação resulta de ação local (auto-descarga) ou da eletrólise da água no eletrólito durante o processo de carga. Está relacionada com a sobrecarga e aumenta para elevadas temperaturas de operação.

Grade

Estrutura condutora que suporta o material ativo de uma placa mas que não participa quimicamente da reação de carga/descarga.

Material ativo

Constituinte de uma célula que participa diretamente da reação eletroquímica de carga e descarga.

Placa

Montagem do material ativo e, em alguns casos, uma grade de suporte. As placas formam os eletrodos positivos e negativos de uma célula.

Polarização

Desvio da tensão de circuito aberto causada pelo fluxo de corrente em uma célula eletroquímica. Pode ser de ativação ou de concentração.

Profundidade de descarga

A profundidade de descarga indica, em termos percentuais, quanto da capacidade nominal da bateria foi retirada a partir do estado de plena carga. Por exemplo, a remoção de 25 Ah de uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah resulta em uma profundidade de descarga de 25 %. É o valor complementar do estado de carga.

Sob certas condições, tais como taxas de descarga inferiores à que foi utilizada para especificar a bateria, a profundidade de descarga pode exceder os 100%.

Segundo alguns fabricantes de baterias de níquel-cádmio, estas podem ser totalmente descarregadas e

recarregadas sem sofrerem alteração no seu desempenho. Já as de chumbo-ácido possuem severas restrições quanto a descargas profundas.

Separador

Material eletricamente isolante, microporoso e permeável ao fluxo de íons, usado para evitar o contato direto entre as placas que formam a célula.

Sobrecarga

É quando continua-se fornecendo corrente em uma célula após a mesma ter atingido a carga plena. A sobrecarga não aumenta a disponibilidade de energia na célula ou bateria e pode resultar na gaseificação ou no sobreaquecimento da mesma, ambos possuindo reflexos na vida útil do dispositivo. Esta situação implica perda de água.

Sulfatação

Formação de cristais de sulfato de chumbo nas placas de uma bateria chumbo-ácido. Pode ser causada por deixar-se este tipo de bateria descarregada por prolongados períodos de tempo e pode causar, por exemplo, o aumento da resistência interna.

Taxa de carga

Valor de corrente aplicado a uma célula ou bateria durante o processo de carga. Esta taxa é normalizada em relação à capacidade nominal da célula ou bateria. Por exemplo, uma bateria de 500 Ah de capacidade nominal com um intervalo de carga de 10 horas tem sua taxa de carga expressa da seguinte forma:

$$\frac{\text{Capacidade Nominal}}{\text{Intervalo de Carga}} = \frac{500 \text{ Ah}}{10 \text{ horas}} = 50 \text{ Amps} = \text{taxa C/10}$$

A eficiência de Ah de muitas baterias é inferior a 100%, portanto, o tempo necessário para recarregá-las completamente a partir de uma profundidade de descarga de 100% é maior que o indicado para a sua descarga com a mesma taxa.

Taxa de descarga

Valor de corrente durante o processo de descarga de uma célula ou bateria. Esta taxa pode ser expressa em Ampères mas é mais comumente encontrada normalizada pela capacidade nominal da bateria (ver taxa de carga).

Tensão de circuito aberto

Tensão nos terminais de uma célula ou bateria para um determinado estado de carga e a uma determinada temperatura, na condição em que não há corrente entre os terminais.

Tensão de corte

Valor de tensão em que a descarga da bateria é interrompida. Pode ser especificada em função das condições

operacionais ou pode ser o valor determinado pelos fabricantes como tensão de final de descarga, a partir da qual danos irreversíveis podem ser causados à bateria.

Tensão de final de carga

Tensão da célula ou bateria na qual o processo de carga é interrompido por supor-se que a carga atingida é suficiente ou que a bateria ou célula esteja plenamente carregada.

Tensão nominal

A tensão média de uma célula ou bateria durante o processo de descarga com uma determinada taxa de descarga a uma determinada temperatura.

Terminais

Pontos de acesso externo das baterias que permitem a sua conexão elétrica.

Vida útil

A vida útil de uma bateria pode ser expressa de duas formas, número de ciclos ou período de tempo, dependendo do tipo de serviço para o qual a bateria foi especificada.

Para o primeiro caso, a vida útil é o número de ciclos, com uma determinada profundidade de descarga, a que uma célula ou bateria pode ser submetida antes de apresentar falhas em satisfazer às especificações. Este número, chamado de “vida cíclica”, depende da profundidade de descarga do ciclo, da corrente de descarga e da temperatura de operação.

Nas baterias de chumbo-ácido, o “fim de vida” é geralmente tomado como o instante em que a célula, estando totalmente carregada, pode fornecer apenas 80% da sua capacidade nominal. Esta perda permanente de 20% está relacionada com a ciclagem e com a idade da bateria.

Em cada ciclo de uma célula, pequenas quantidades de material ativo são desprendidos dos eletrodos e transferidos para os seus terminais. Uma vez que este material separou-se do eletrodo, ele não pode ser utilizado novamente, reduzindo assim, a capacidade da célula.

A capacidade de uma bateria também é permanentemente reduzida pelo seu envelhecimento, que está diretamente relacionado com a temperatura de operação/armazenamento e forma de armazenamento das células.

Procedimentos que contribuem para o aumento da vida útil da bateria são: manutenção do estado de carga em baterias chumbo-ácido (equalização e flutuação), operação em ambientes de temperatura controlada, controle de sobrecargas e sobredescargas etc.

4.2.2 - Baterias Recarregáveis

Como já foi antecipado, baterias recarregáveis são aquelas que apresentam uma constituição química que permite reações reversíveis. Com o auxílio de uma fonte externa, pode-se recuperar a composição química inicial e deixá-la pronta para um novo ciclo de operação. De acordo com a aplicação, elas podem ser classificadas como:

Automotivas - também conhecidas como SLI (do inglês, *starting, lighting, ignition*), são baterias projetadas,

fundamentalmente, para descargas rápidas com elevadas taxas de corrente e com reduzidas profundidades de descarga. Esta condição é típica na partida de motores de automóveis.

Tração - indicadas para alimentar equipamentos móveis elétricos como por exemplo, empilhadeiras, e são projetadas para operar em regime de ciclos diários profundos com taxa de descarga moderada (C/6).

Estacionárias - são direcionadas tipicamente para aplicações em que as baterias permanecem em flutuação e são solicitadas ocasionalmente para ciclos de carga/descarga. Esta condição é típica de sistemas de *back-up*.

Fotovoltaicas - são projetadas para ciclos diários rasos com taxas de descarga reduzidas e devem suportar descargas profundas esporádicas devido a possível ausência de geração (dias nublados).

As baterias recarregáveis também podem ser diferenciadas quanto à forma de confinamento do eletrólito em “abertas” ou “seladas”.

As **baterias abertas** são aquelas que necessitam de verificação periódica do nível do eletrólito. Seu eletrólito é líquido e “livre” (não é confinado no separador) e, por esta razão, devem trabalhar na posição vertical.

As **baterias seladas** possuem o eletrólito confinado no separador ou sob a forma de GEL. Elas também são conhecidas como “*sem manutenção*” porque não necessitam de adição de água. Os usuários ligados a aplicações em Telecomunicações costumam denominá-las de baterias “*reguladas a válvula*”. Atualmente, baterias similares às abertas estão sendo vendidas como seladas devido a artifícios que serão detalhados na próxima seção.

As principais figuras de avaliação de baterias recarregáveis são: Densidade de Energia (volumétrica ou por peso), Eficiência, Capacidade, Vida Cíclica, Taxa de Auto-descarga, Reciclabilidade dos Materiais e Custo.

A eficiência das baterias recarregáveis depende de muitos fatores, entre os quais destacam-se: estado de carga, temperatura de operação, taxa de carga e descarga, idade.

Os fatores mais importantes que afetam o desempenho, a capacidade e a vida útil de qualquer bateria recarregável são: profundidade de descarga (por ciclo), temperatura, vida cíclica, controle da carga/descarga e manutenção periódica (especialmente, recarregamento periódico no caso das chumbo-ácido). A seguir, são detalhados estes fatores.

Profundidade de descarga, vida cíclica e temperatura

A profundidade de descarga e temperatura são os parâmetros mais comumente usados pelos fabricantes de células para estimar a capacidade de vida cíclica da bateria. A *Figura 4.2.1* ilustra os efeitos da profundidade de descarga e da temperatura de operação na vida cíclica das células secundárias.

A vida cíclica está inversamente relacionada com a profundidade de descarga e temperatura. A capacidade de qualquer bateria secundária degrada-se mais rapidamente quando a temperatura de operação da bateria e a profundidade de descarga aumentam.

Técnica e modo de operação do controle de carga

O carregamento é uma operação crítica que afeta diretamente a vida útil da bateria. O objetivo principal

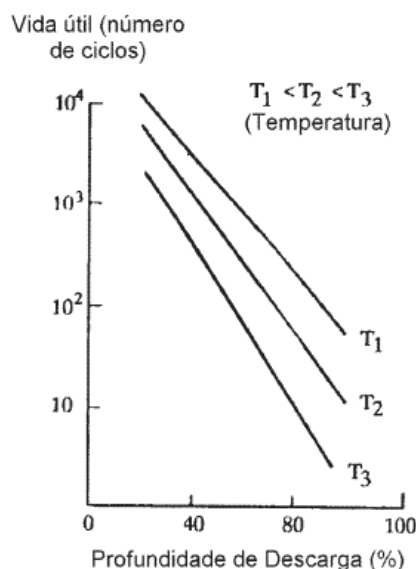


Figura 4.2.1 - Curvas típicas do efeito da profundidade de descarga e da temperatura na vida útil da bateria¹.

(Fonte: “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”)

de um sistema de controle de carga é carregar a bateria eficientemente, evitando os efeitos prejudiciais do excessivo carregamento. As Figuras 4.2.2 e 4.2.3 mostram, respectivamente, curvas típicas de carga e descarga das células chumbo-ácido abertas.

A produção dos gases oxigênio e hidrogênio em uma célula, ocorre principalmente durante o carregamento, mas também pode ocorrer durante uma descarga normal da bateria. As células chumbo-ácido abertas podem resistir a uma quantidade moderada de sobrecarregamento, desde que os gases envolvidos possam escapar através dos furos de ventilação. Entretanto, tanto a produção de oxigênio, quanto as reações de recombinação, são exotérmicas, resultando no consequente aumento da temperatura da bateria e ocasionando problemas para o controlador de carga. Em adição, aumentando a temperatura da célula, aumenta também a taxa de degradação, tanto dos eletrodos, quanto dos separadores, reduzindo a vida da bateria. Muito embora alguns problemas sejam ocasionados pelo sobrecarregamento, este se faz necessário para carregar totalmente as placas da célula. Porém, muitas vezes, a principal dificuldade está em como “detectar” o nível de carga total.

Manutenção periódica do carregamento

A maioria dos Sistemas Fotovoltaicos tende a operar por vários dias ou semanas sem adequado recarregamento das baterias, devido à falta de energia solar. Acredita-se que a falta de recarregamento durante o tempo ruim, contribui para a redução da vida da célula, principalmente para as baterias chumbo-ácido.

4.2.2.1 - Baterias Chumbo-Ácido

As células chumbo-ácido utilizam dióxido de chumbo (PbO₂) como material ativo da placa (eletrodo)

1 - Esta curva busca apresentar o comportamento da vida útil com temperaturas e profundidades de descarga. Os valores são indicativos e tentam apenas dar uma noção média do valor dos parâmetros para as diversas baterias disponíveis. Recomenda-se, no entanto, que as especificações dos fornecedores sejam sempre consultadas para se ter uma idéia mais precisa dos mesmos. Estes parâmetros variam muito de modelo para modelo e tecnologia para tecnologia.

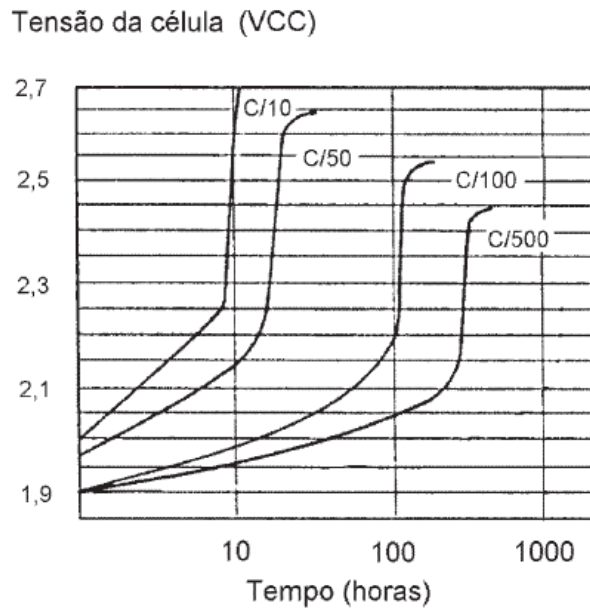


Figura 4.2.2 - Perfil típico da tensão durante o carregamento de uma célula chumbo-ácido aberta com várias taxas de carga. (Fonte: “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”)

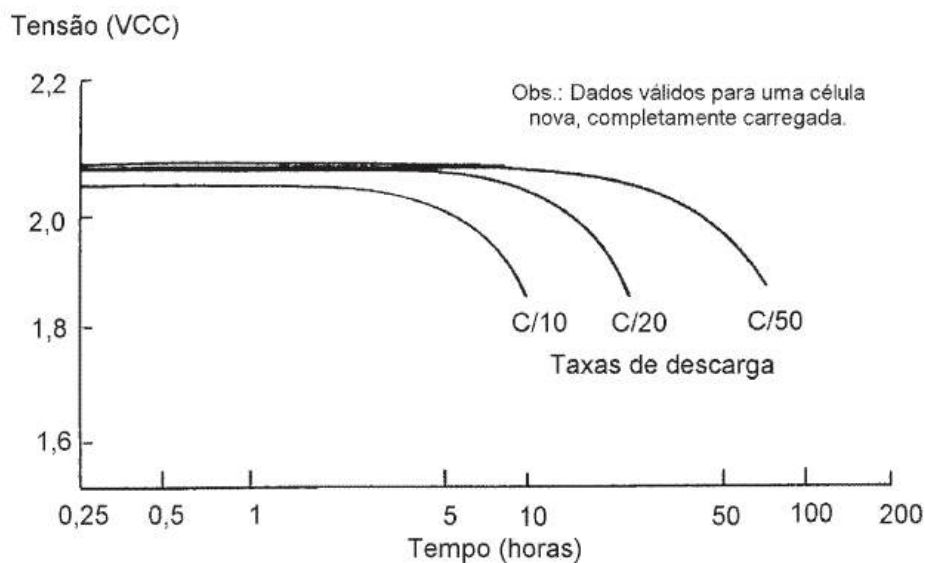


Figura 4.2.3 - Perfil típico da tensão durante o processo de descarga de uma célula chumbo-ácido aberta com várias taxas de descarga. (Fonte: “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”)

positiva e chumbo metálico (Pb), numa estrutura porosa altamente reativa, como material ativo da placa (eletrodo) negativa. Estas placas são imersas em uma solução diluída de ácido sulfúrico (H_2SO_4), que comporta-se como o eletrólito (mistura, em geral, de 36% de ácido sulfúrico e 64% de água).

Durante a descarga, o ácido sulfúrico reage com os materiais ativos das placas, produzindo água, que dilui o eletrólito. Durante o carregamento, o processo é revertido; o sulfato de chumbo ($PbSO_4$) de ambas as placas é transformado em chumbo “esponjado”, dióxido de chumbo (PbO_2) e ácido sulfúrico (H_2SO_4).

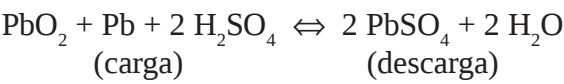
A densidade do eletrólito varia durante o processo de carga e descarga e valores típicos são apresentados

na Tabela 4.2.3. Estes valores dependem também da temperatura e do tipo de bateria em questão.

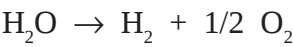
Condição da célula	Densidade (gr/cm ³)
completamente descarregada	1,12
completamente carregada	1,28

Tabela 4.2.3 - Densidade do Eletrólito (valores típicos a 25°C).

A reação química reversível em uma bateria chumbo-ácido é dada por:



Quando a célula está completamente carregada e a maioria do ácido sulfúrico foi convertida em chumbo e dióxido de chumbo, começa a ocorrer produção dos gases hidrogênio e oxigênio. Isto acontece pois todo o material ativo das placas positivas foi completamente utilizado, de maneira que elas não são mais capazes de converter a corrente de carga em energia eletroquímica. Neste momento, a tensão da célula torna-se maior do que a tensão de gaseificação (eletrólise - cerca de 2,39 Volts por célula) e têm início as reações de sobrecarregamento, acelerando a produção de hidrogênio e oxigênio (gaseificação) e a consequente perda de água. A equação a seguir mostra a reação química da eletrólise.



Nas células chumbo-ácido seladas, esta reação é controlada para impedir a evolução do hidrogênio e a perda de água, pela recombinação do oxigênio, como será detalhado a seguir.

A construção básica de uma célula não-selada é mostrada na Figura 4.2.4. A grade consiste de uma estrutura feita de chumbo metálico, que suporta o material ativo das placas e conduz corrente elétrica. O material tradicionalmente usado para as grades de chumbo é uma liga de chumbo-antimônio, embora, recentemente, outras ligas, em especial ligas de chumbo-cálcio, também têm sido utilizadas.

O antimônio é um componente de liga que promove a reação de decomposição da água (eletrólise) contida no eletrólito. A eletrólise da água é a razão pela qual baterias convencionais devem ter água adicionada periodicamente. Assim, com o objetivo de reduzir a decomposição da água na bateria, durante o seu

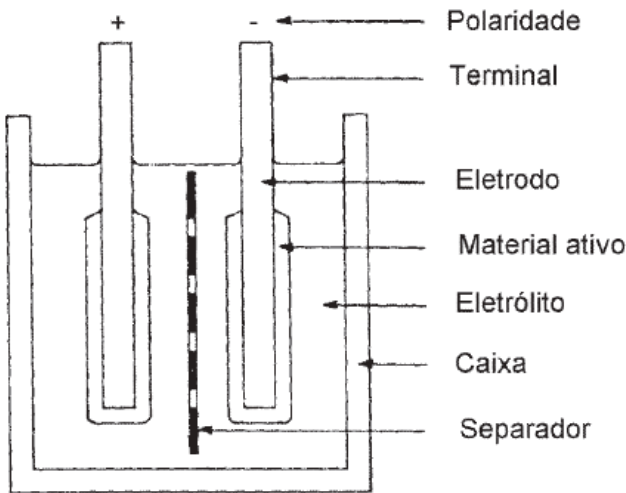


Figura 4.2.4 - Principais partes constituintes de uma célula eletroquímica.

carregamento, ligas de chumbo-cálcio têm sido utilizadas. A principal aplicação das grades feitas com ligas de chumbo-cálcio tem sido as baterias automotivas que em geral, são vendidas como “*sem manutenção*”.

Para impedir o contato entre as placas positivas e negativas e, conseqüentemente, o curto-circuito da célula, utilizam-se isolantes finos, chamados de “separadores”. Estes separadores, que podem ser feitos de vidro, plástico, madeira, amianto, borracha ou fibra de vidro, são microporosos e permitem a livre passagem do eletrólito entre as placas, ao mesmo tempo que impedem o contato físico entre elas. Os separadores também ajudam a fixar o material ativo nas placas.

Os tipos de bateria chumbo-ácido adequadas aos Sistemas Fotovoltaicos, são conhecidos como baterias solares ou baterias fotovoltaicas. Os dois tipos de baterias chumbo-ácido mais comumente utilizadas para esta aplicação, têm sido baterias abertas com liga de baixo-antimônio nas placas positivas e baterias sem manutenção com liga de cálcio nas placas positivas. Mais recentemente, as baterias seladas com eletrólito absorvido começaram a entrar também neste segmento do mercado.

Baterias abertas com liga de baixo-antimônio nas placas positivas

A característica principal destes tipos de baterias é que elas possuem placas positivas feitas de uma liga de chumbo e baixo-antimônio (cerca de 1 a 3%). Além disto, são compostas por células não-seladas, possuem placas empastadas de média espessura e estão contidas em uma caixa, feita de plástico transparente para facilitar a inspeção do nível do eletrólito de cada célula e das condições físicas das placas e separadores.

O uso do antimônio e placas de média espessura aumentam a vida cíclica das células para descargas profundas. A baixa porcentagem de antimônio reduz o efeito da gaseificação e da auto-descarga.

Uma vantagem das células não-seladas é que a bateria pode ser fornecida a seco e o eletrólito pode ser adicionado no local da instalação. No caso da bateria ter sido fornecida a seco, não há possibilidade de ocorrer sulfatação, resultante da auto-descarga. Além disso, não haverá maiores problemas se a bateria for virada, por engano.

Embora este tipo de bateria seja projetada para operar em ciclos profundos, esta nunca deve ser totalmente descarregada. Precauções, como o uso de uma unidade de controle eletrônico (controlador de carga) com possibilidade de interrupção da saída de corrente (ver seção 4.3), que impede a ocorrência de descargas abaixo de um determinado valor, devem ser tomadas para evitar que isto aconteça. Alternativamente, o estado de carga pode ser checado com um voltímetro, a cada dia.

O principal inconveniente de uma bateria com baixo-antimônio aberta é que, apesar da pequena quantidade de manutenção, ela necessita ser feita regularmente para evitar danos permanentes. Isto envolve verificar o nível do eletrólito e preenchê-lo, quando necessário, com água destilada ou deionizada.

Outra desvantagem das baterias não-seladas é a névoa ácida produzida pela gaseificação que flui através dos furos de ventilação e se deposita em superfícies próximas. Pelo fato de ser ácida, esta névoa danifica as partes metálicas dos contatos elétricos dos terminais.

Baterias sem manutenção com liga de cálcio nas placas positivas

As baterias fotovoltaicas de baixa-manutenção (seladas) usam uma liga de chumbo-cálcio nas placas positivas. Isto minimiza a taxa de gaseificação a ponto de não ser necessário preencher o eletrólito regularmente com água. O único requisito de manutenção é que os terminais precisam ser limpos a cada

12 meses. Estas baterias nunca devem ser viradas pois se houver derramamento de líquido, será impossível realizar a sua substituição.

Há duas desvantagens das baterias sem manutenção (chumbo-cálcio) quando instaladas em Sistemas Fotovoltaicos. Uma é a reduzida vida-cíclica para ciclos profundos, quando comparadas com as placas positivas de baixo-antimônio. A outra desvantagem é que elas são sempre fornecidas com eletrólito. Isto aumenta o risco de deterioração durante o período de armazenamento e/ou distribuição e o eletrólito pode ser perdido se as baterias forem viradas por engano. Será necessário também recarregá-las periodicamente enquanto estiverem armazenadas, para evitar a ocorrência de sulfatação.

Baterias seladas

As baterias chumbo-ácido seladas são muito desejáveis porque não necessitam de nenhum tipo de manutenção, além de não haver risco de contato com o eletrólito.

O princípio básico das baterias seladas é usar um ciclo interno de oxigênio para eliminar a perda de água, sob condições normais de operação. As baterias seladas apresentam características específicas para que o ciclo de oxigênio ocorra. Por isso, o tamanho (capacidade) total das placas positivas é ligeiramente menor do que o das placas negativas. Assim, as placas positivas são totalmente carregadas antes que as placas negativas atinjam este estado. Isto é importante para que somente as placas positivas gaseifiquem; desta forma, apenas oxigênio gasoso é produzido. O oxigênio gasoso produzido flui através do eletrólito para os espaços das placas negativas onde ele reage para formar o sulfato de chumbo e água. Além disso, o carregamento transforma o sulfato de chumbo em chumbo e restabelece o balanço químico da célula. O resultado final é que o oxigênio fica circulando, das placas positivas para as placas negativas, durante o sobrecarregamento e não é perdido. Este processo só acontece com o oxigênio. Isto ocorre pelo fato da célula estar limitada positivamente para impedir as placas negativas de alcançarem o estado de carregamento total e conseqüentemente, produzir hidrogênio, que é absorvido muito lentamente. Como parte do ciclo de oxigênio, deve haver um fluxo livre de gás oxigênio, das placas positivas para as placas negativas.

As células seladas podem resistir a uma completa descarga mais eficientemente do que os outros tipos de célula chumbo-ácido. Entretanto, elas devem ser recarregadas o mais rápido possível, para impedir danos permanentes.

Outra tecnologia que vem sendo explorada é o uso de válvulas de recombinação catalítica, onde o oxigênio e o hidrogênio provenientes da eletrólise são recombinados e transformados em água.

As principais desvantagens das baterias seladas são: custo, curto ciclo de vida para ciclos profundos e não possibilidade de serem distribuídas e/ou armazenadas sem o eletrólito. Embora tenham uma baixa taxa de auto-descarga, podem ser prejudicadas permanentemente pela sulfatação, se forem mantidas sem carregamento, por longos períodos. O custo destas baterias tem sido compensado por sua maior capacidade útil, associada à possibilidade de trabalhar com valores maiores de profundidade de descarga.

Efeito da temperatura

Características típicas de baterias chumbo-ácido de 12 Volts são dadas na *Tabela 4.2.4* para uma temperatura de 20°C. Quando a temperatura aumenta, a capacidade total também aumenta. Isto é claramente uma vantagem porém acarreta alguns inconvenientes tais como o aumento da taxa de auto-descarga, redução do ciclo de vida e sulfatação acelerada em baterias que não estão totalmente carregadas.

Tensões características	Tensões a 20°C (V)	
	Célula	Bateria com seis células
Nominal	2	12
Tensão máxima	2,3-2,5	14,0-15,0
Tensão de flutuação	2,2-2,3	13,0-14,0
Tensão de circuito aberto com carga plena ¹	2,1-2,2	12,5-13,0
Tensão limite para medida da capacidade ²	1,8-1,9	10,8-11,4
Mudança das características de tensão com a temperatura	-0,05 V para cada 10°C de aumento	-0,33 V para cada 10°C de aumento

¹Estas tensões aplicam-se depois de deixar o sistema desconectado por pelo menos uma hora.

²O valor limite estabelecido para a desconexão por baixa tensão depende da profundidade de descarga recomendada e da corrente de descarga.

Tabela 4.2.4 - Tensões características de células e baterias chumbo-ácido.

(Fonte: “Solar Electricity”)

As baterias não devem ser operadas continuamente acima de 40°C; caso contrário, ocorrerão danos permanentes nas placas. Um problema com temperaturas abaixo de 0°C é que o eletrólito poderá “congelar” se a bateria estiver descarregada. Se isto ocorrer, ela não poderá operar e danos permanentes serão causados. Quando a bateria descarrega, o ácido dilui e congela à uma temperatura mais alta.

Com 20% do estado de carga, o ponto de congelamento é cerca de - 10°C, em uma bateria típica. Baterias projetadas para serem utilizadas em climas muito frios, têm uma concentração de ácido mais elevada que mantém o eletrólito em estado líquido nesta temperatura.

Em um dado estado de carga, mudanças de temperatura também afetam as medições do peso específico do eletrólito e da tensão.

Sulfatação

Um problema que comumente ocorre nas células chumbo-ácido é um processo chamado “sulfatação”. A sulfatação é a formação de cristais de sulfato de chumbo nas placas das células. Fora das condições normais de operação, forma-se, durante a descarga, uma fina camada de sulfato de chumbo na superfície das placas. No início do processo, existem muitos espaços em volta de cada pequeno cristal de sulfato de chumbo por onde o eletrólito pode ainda alcançar os materiais ativos (dióxido de chumbo e chumbo). Entretanto, gradualmente os pequenos cristais de sulfato de chumbo juntam-se e recristalizam-se para formar cristais maiores. Este fenômeno constitui-se em problema já que os cristais maiores não são decompostos durante o recarregamento.

A sulfatação reduz permanentemente a capacidade da célula. Assim, todas as precauções devem ser tomadas para impedir a sua ocorrência. A seguir, são apresentados alguns fatores que acentuam o processo de sulfatação e que, portanto, devem ser evitados:

- Manter a célula descarregada por longos períodos de tempo;
- Carregamentos baixos ou parciais prolongados;
- Operação contínua acima de 45°C;

- Permitir que o eletrólito torne-se fortemente concentrado.

Quando duas ou mais destas condições ocorrem ao mesmo tempo, o processo de sulfatação é ainda mais acelerado. O primeiro sinal de sulfatação geralmente acontece quando uma bateria parece carregar rapidamente, como indicado pela elevada tensão de carregamento. Entretanto, uma medição do peso específico mostra que o estado de carga ainda está baixo. Manter uma lenta corrente durante o carregamento poderá minimizar os danos mas geralmente a capacidade da bateria se reduzirá irreversivelmente.

A melhor maneira de evitar a sulfatação é carregar a célula regularmente para que todo o sulfato de chumbo seja convertido. Para aplicações em ciclos profundos, os fabricantes recomendam que as baterias sejam recarregadas imediatamente após cada descarga profunda.

Isto não é possível em sistemas solares, quando a descarga profunda é resultante do tempo nublado. Neste caso, se faz necessário reduzir o uso de eletricidade por vários dias ou, então, recarregar as baterias por intermédio de outras fontes.

A taxa de sulfatação varia para os diferentes tipos de células, dependendo da qualidade das placas e da sua aplicação. Os materiais ativos contém 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. A baixa concentração reduz os danos na estrutura da grade das placas positivas, diminuindo a taxa de sulfatação.

4.2.2.2 - Baterias Níquel-Cádmio

As baterias níquel-cádmio têm estrutura física similar às chumbo-ácido. Só que ao invés de placas de chumbo, utilizam-se hidróxido de níquel para as placas positivas, e óxido de cádmio para as placas negativas. O eletrólito é o hidróxido de potássio, que é um alcali, tão prejudicial quanto o ácido sulfúrico das células chumbo-ácido.

A *Tabela 4.2.5* apresenta características típicas para as células de níquel-cádmio. Estas baterias podem sobreviver ao congelamento e ao degelo sem sofrerem nenhuma alteração no seu desempenho. Temperaturas elevadas têm menor efeito do que em baterias chumbo-ácido.

Tensões características	Tensões a 20°C (V)	
	Célula	Bateria com dez células
Nominal	1,25	12
Tensão máxima para baterias abertas	1,50-1,65	15,0-16,5
Tensão de flutuação para baterias abertas	1,40-1,45	14,0-14,5
Corrente de carregamento para baterias seladas	C/10	C/10
Tensão de circuito aberto para os diversos estados de carga	1,20-1,35	12,0-13,5
Tensão limite	0	91

¹Para evitar polaridade reversa para a primeira célula na bateria que encontra-se completamente descarregada.

Tabela 4.2.5 - Tensões características de células e baterias de níquel-cádmio.
(Fonte: “Solar Electricity”)

As baterias de níquel-cádmio são menos afetadas por sobrecargas, podem ser totalmente descarregadas, não estão sujeitas à sulfatação e seu carregamento não sofre influência da temperatura.

Embora o custo inicial destas baterias seja mais alto do que as chumbo-ácido/cálcio (o metal cádmio é raro, tóxico e portanto, difícil de manusear e a construção das suas placas é mais complicada), seus baixos custos de manutenção e vida mais longa fazem com que estas sejam a escolha mais adequada para muitas instalações fotovoltaicas, desde que o sistema esteja situado em local remoto e perigoso. Quando seus custos são comparados em função da sua capacidade disponível durante seu ciclo de vida, as baterias níquel-cádmio podem ser mais baratas.

Outra diferença para as células chumbo-ácido é que as células de níquel-cádmio podem sofrer ciclos profundos e ser deixadas descarregadas, sem causar qualquer prejuízo às placas.

Uma desvantagem das células níquel-cádmio quando comparadas com as chumbo-ácido é que os meios de medição do estado de carga não são simples. Isto deve-se ao fato de existir muito pouca variação da tensão e do peso específico do eletrólito, durante a descarga. Desta forma, não há possibilidade de indicação do momento em que a bateria encontra-se completamente descarregada, o que é um inconveniente para os usuários. Uma solução é usar uma unidade de controle sofisticada que revela a carga em Ampères-hora, calculando-a automaticamente, através de medições contínuas do fluxo de corrente. Outra solução seria ainda, ter uma bateria reserva, completamente carregada, mantida em *standby*.

Efeito da temperatura

Baterias abertas podem ser utilizadas para uma extensa faixa de temperatura, ou seja, de -25 a 45°C. O eletrólito congela abaixo do limite inferior de temperatura mas nenhum dano é causado.

Para otimizar a utilização de uma célula selada, é importante manter a temperatura da célula bem abaixo de 45°C em todos os momentos, especialmente durante o sobrecarregamento, quando calor é produzido pela célula. Acima de 45°C, o separador degrada-se lentamente e eventualmente as placas se tocam. Isto significa que a célula é curto-circuitada internamente e não pode ser reutilizada. Outro problema com temperaturas elevadas é causado pelo fato do eletrólito secar lentamente. Células seladas para aplicação em temperaturas elevadas têm um melhor separador e selo para resistir a temperaturas acima de 65°C.

As especificações de tensão e capacidade são geralmente dadas para 20°C. Para temperaturas mais altas ou mais baixas, as tensões são ligeiramente diferentes. Não há mudança na capacidade com a temperatura, exceto abaixo de -20°C, quando a capacidade começa a cair devido ao congelamento do eletrólito.

Abaixo de 5°C a absorção do oxigênio é lenta. Assim, a corrente de sobrecarregamento para células seladas deve ser menor do que C/10 para evitar a produção de hidrogênio.

4.2.3 - Características Ideais para Uso em Sistemas Fotovoltaicos

A operação de uma bateria, usada em um Sistema Solar Fotovoltaico, deve atender a dois tipos de ciclos:

- Ciclos rasos a cada dia;
- Ciclos profundos por vários dias (tempo nublado) ou semanas (durante o inverno).

Os ciclos profundos ocorrem quando o carregamento não é suficiente para repor a quantidade de carga usada pelos aparelhos durante todo o dia. Por isso, o estado de carga depois de cada ciclo diário é

ligeiramente reduzido e, se isto ocorrer por um período de vários dias, levará a um ciclo profundo. Quando o tempo melhora ou os dias prolongam-se, há um carregamento extra, aumentando o estado de carga depois de cada ciclo diário.

As características mencionadas a seguir devem ser observadas para que as baterias tenham um bom desempenho quando instaladas em um sistema solar fotovoltaico:

- Elevada vida cíclica para descargas profundas;
- Necessidade de pouca ou nenhuma manutenção;
- Elevada eficiência de carregamento;
- Baixa taxa de auto-descarga;
- Confiabilidade;
- Mínima mudança no desempenho quando trabalhando fora da faixa de temperatura de operação.

Outros fatores que também devem ser considerados, no momento de escolher a bateria adequada para esta aplicação, são:

- Disponibilidade dos fornecedores;
- Distância, duração e custo do transporte para o local;
- Custo da capacidade útil para um ciclo;
- Custo da capacidade útil para o ciclo de vida;
- Necessidade de manutenção durante o armazenamento;
- Peso;
- Densidade de energia;
- Disponibilidade e custo das unidades de controle, se necessário.

Estes fatores podem variar bastante para os vários tipos de bateria e dependem das características locais. A escolha da bateria envolve o conveniente balanceamento de todos os fatores mencionados.

Embora, dentre os modelos disponíveis no mercado, as baterias chumbo-ácido sejam as mais utilizadas atualmente em Sistemas Fotovoltaicos, as níquel-cádmio são as que apresentam características mais próximas das ideais. As baterias níquel-cádmio não apresentam, por exemplo, problemas de ciclos profundos ou de sulfatação e, portanto, podem ser deixadas completamente descarregadas. Entretanto, o elevado custo tem limitado o seu uso, em pequenos sistemas.

Baterias automotivas são projetadas para curtos períodos de rápida descarga, sem danificá-las. Este é o motivo pelo qual elas não são apropriadas para Sistemas Fotovoltaicos. Isto, no entanto, não é suficiente para que se deixe de usá-las já que estas apresentam como atrativo o seu baixo custo. Em qualquer situação, é indispensável conhecer as características elétricas da bateria selecionada e escolher um controlador de carga adequado.

4.3 - Controladores de Carga

Controladores de carga são incluídos na maioria dos Sistemas Fotovoltaicos (SFs), com os objetivos básicos de facilitar a máxima transferência de energia do arranjo fotovoltaico para a bateria ou banco de baterias e protegê-las contra cargas e descargas excessivas, aumentando, conseqüentemente, a sua vida útil. Denominações do tipo “Gerenciador de Carga”, “Regulador de Carga” ou “Regulador de Tensão” também são comuns e referem-se a controladores de carga com diferentes níveis de sofisticação.

Controladores de carga são componentes críticos em SFs isolados pois, caso venham a falhar, a bateria ou

a carga poderão sofrer danos irreversíveis. Eles devem ser projetados considerando-se as especificidades dos diversos tipos de bateria, uma vez que um controlador projetado para uma bateria chumbo-cálcio selada pode não carregar eficientemente uma bateria chumbo-antimônio não-selada; da mesma forma, controladores projetados para baterias chumbo-ácido podem não ser adequados para as níquel-cádmio; e assim por diante.

Pequenos sistemas de cargas estáveis e contínuas podem ser projetados para operarem sem um controlador de carga, desde que a tensão entregue pelo arranjo seja compatível com a tensão da bateria. No entanto, como ocorre na grande maioria dos casos, o controlador é indispensável e sua utilização permite uma otimização no dimensionamento do banco de baterias e um maior nível de proteção contra um aumento excessivo de consumo ou uma possível intervenção do usuário.

Os controladores devem desconectar o arranjo fotovoltaico quando a bateria atinge carga plena e interromper o fornecimento de energia quando o estado de carga da bateria atinge um nível mínimo de segurança. Alguns controladores também monitoram o desempenho do SF (tal como corrente e tensão de carregamento da bateria ou da carga) e acionam alarmes, quando ocorre algum problema. Para melhorar o desempenho do controlador de carga, pode-se ainda acoplar a ele um sensor de temperatura de forma a compensar o efeito da variação da temperatura nos parâmetros das baterias.

O controlador de carga deve permitir o ajuste dos seus parâmetros e a escolha do método de controle para adaptá-los aos diferentes tipos de baterias. Se isso não for possível, ele deve ser claramente identificado e vendido para um tipo específico de bateria.

Existem vários tipos de controladores de carga disponíveis. Alguns determinam o estado de carga da bateria integrando a corrente que está entrando ou saindo, ao longo do tempo. Outros, simplesmente medem a pressão dentro da bateria para determinar o seu estado de carga. Porém, o tipo mais comum estima o estado de carga medindo a tensão nos seus terminais. Desta forma, para evitar sobrecargas ou descargas excessivas, basta manter a tensão da bateria entre dois valores limites (máximo e mínimo).

No momento de se especificar um controlador de carga, primeiro é importante saber o tipo de bateria a ser utilizada e o regime de operação do sistema. A seguir, determina-se tensão e corrente de operação do sistema. Para valores elevados de corrente de operação, o custo do controlador aumentará significativamente e a disponibilidade no mercado reduzirá. É importante selecionar um controlador com as mínimas características necessárias. Características desnecessárias adicionam complexidade ao sistema, aumentam o custo e diminuem a confiabilidade.

Baterias e controladores de carga possuem uma relação extremamente íntima e é quase impossível entender a operação dos controladores se não possuímos algum conhecimento sobre baterias. Portanto, recomenda-se a leitura prévia do item 4.2 (“Baterias”) para uma melhor compreensão deste componente.

4.3.1 - Tipos de Controladores de Carga

Como já foi citado anteriormente, os controladores podem diferir quanto à *grandeza utilizada para o controle*. Carga (integração do fluxo de corrente na bateria), tensão e densidade do eletrólito são as mais utilizadas.

Outro fator de diferenciação é a *forma que o controlador utiliza para desconectar o painel fotovoltaico* da bateria quando esta apresenta carga plena. Sob este aspecto, podemos classificá-los como *shunt* ou *série*. Ambos podem ser efetivamente usados, sendo que cada um pode incorporar um número de variações

que alteram o desempenho básico e aplicabilidade.

As Figuras 4.3.1 e 4.3.2 mostram os circuitos para o regulador tipo *shunt* e tipo série, respectivamente. Ambos apresentam a função opcional para LVD, que será explicado na próxima seção. O regulador *shunt* geralmente consome menos energia do que o regulador série e, por isso, é mais comumente utilizado.

Um regulador *shunt* usa um dispositivo de estado sólido ou um relé eletromecânico, que desliga ou reduz o fluxo de corrente para a bateria quando ela está completamente carregada. Assim, parte da corrente gerada pelo arranjo é desviada através de um dispositivo em paralelo com a bateria e apenas uma pequena quantidade desta corrente, continua carregando a bateria.

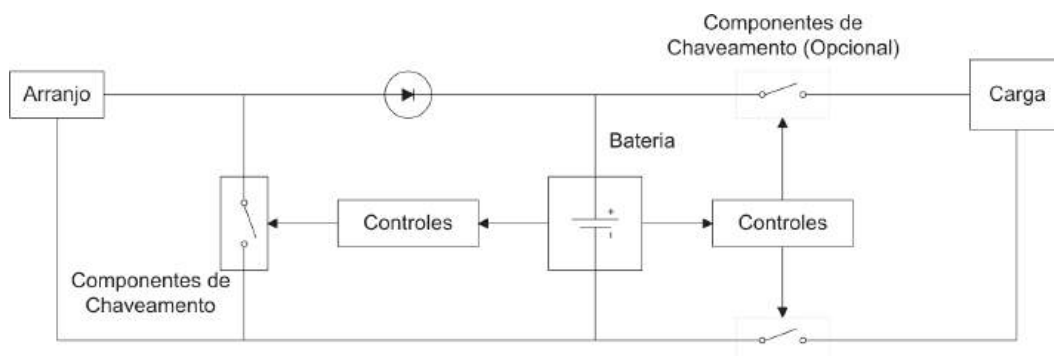


Figura 4.3.1 - Regulador *shunt* com LVD opcional.

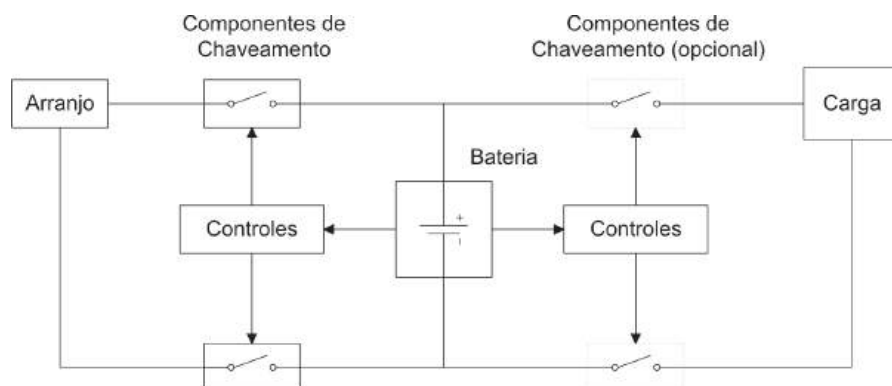


Figura 4.3.2 - Regulador *série* com LVD opcional.

A fração de corrente a desviar depende do limite de tensão estabelecido para a bateria. O regulador *shunt* ótimo se comporta como uma carga variável de forma que a tensão na saída do arranjo é mantida constante e igual ao valor limite.

Um componente necessário no regulador *shunt* é um diodo de bloqueio, que deve ser ligado em série entre o elemento de chaveamento e a bateria, a fim de mantê-la protegida de curto-circuito quando a corrente do arranjo é desviada. Controladores tipo *shunt* são, normalmente, projetados para aplicações com correntes menores que 20 Ampères, devido às altas limitações de chaveamento.

Um regulador *série* pode usar um relé eletromecânico ou uma chave de estado sólido, que desconecta o arranjo fotovoltaico quando a bateria está completamente carregada.

Um diodo de bloqueio pode não ser necessário em um regulador *série*. A maioria dos sistemas de baixa

tensão (dependendo dos componentes escolhidos) não experimentam perdas elevadas devido às correntes reversas, durante a noite. As perdas ocorridas pelo uso de um diodo de bloqueio podem ser mais elevadas do que as perdas causadas por correntes reversas. Entretanto, todos os sistemas de tensões mais elevadas (maiores que 24 Volts) necessitam de diodos de bloqueio, a menos que a chave impeça o fluxo de corrente para o arranjo fotovoltaico.

A *estratégia de controle* adotada também é um fator de diferenciação entre controladores de carga. A estratégia de controle dos controladores de carga comerciais mais utilizados está baseada na tensão instantânea nos terminais da bateria, que é comparada a dois limites. Para baterias chumbo-ácido, a 25°C, no limite superior (2,3 a 2,5 Volts por célula) a bateria será desconectada do arranjo por considerar-se que, ao atingir este ponto, ela está completamente carregada. No limite inferior (1,9 a 2,1 Volts por célula) a carga será desconectada da bateria, pois neste ponto considera-se que a bateria esteja descarregada na máxima profundidade. Pelo fato da tensão da bateria ser dependente da corrente instantânea, os limites de desconexão são ligeiramente diferentes dos de reconexão para evitar oscilações.

Os parâmetros para especificação dos controladores de carga são obtidos da demanda de energia e das curvas características das baterias, como as de carga e descarga, mostradas nas *Figuras 4.2.2 e 4.2.3*, e a de vida útil (em ciclos) desejada, mostrada na *Figura 4.2.1*, para o caso específico de baterias chumbo-ácido.

4.3.2 - Detalhamento das Características e Funções

Os valores de corrente máxima, que deve ser maior do que a máxima corrente de curto-circuito esperada para o arranjo fotovoltaico, e tensão de operação do sistema são o mínimo necessário para se especificar um controlador. Outras características desejáveis, mas nem sempre disponíveis nos modelos mais comuns, são:

- Estratégias de controle especiais (por exemplo PWM)
- *Set points* ajustáveis
- Proteção contra corrente reversa
- Desconexão da carga (proteção contra descargas excessivas)
- Compensação térmica
- Alarmes e indicações visuais
- Desvio da energia do arranjo
- Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT) - ver seção 4.6
- Baixo consumo próprio
- Proteção contra inversão de polaridade
- Terminais exclusivos para modificação de tensão das baterias

A combinação dos métodos de controle e dos *set points* para regular o fluxo de corrente para a bateria, a compensação de temperatura ou corrente para estes métodos e a distância entre os *set points* determinam a eficácia de um controlador, instalado em um Sistema Fotovoltaico.

***Set points* ajustáveis**

Set points (termo da língua inglesa) é a denominação usual para os valores dos parâmetros que definem a operação do controlador de carga e que devem ser determinados para a especificação do mesmo. A determinação dos *set points* do controlador é bastante complexa, uma vez que a bateria é um componente pouco compreendido e geralmente os dados fornecidos pelos fabricantes são imprecisos. Além disso, a relação entre as quantidades físicas variam com muitos fatores, conforme apresentado na seção 4.2.

A possibilidade de ajuste dos *set points* permite ao usuário otimizar a relação entre controlador e bateria.

Em geral, para cada parâmetro relacionado com a tensão nos terminais da bateria, existe uma histerese associada, ou seja, existem valores para ativar (“liga”) ou desativar (“desliga”) uma determinada função. Se os pontos “liga/desliga” de um controlador de carga forem colocados muito próximos, um ciclo repetitivo poderá ocorrer. Isto acontece porque, no momento em que o fornecimento de energia é interrompido, a tensão da bateria aumenta rapidamente de 15 a 20%. Da mesma forma, quando o arranjo é desconectado, a tensão da bateria cai de 10 a 15%. Assim, é importante considerar estas diferenças, no momento de estabelecer os *set points* do controlador.

Proteção contra corrente reversa

A maioria dos controladores incluem um mecanismo que impede o fluxo de corrente da bateria para o arranjo fotovoltaico durante a noite, quando a tensão de circuito aberto do arranjo é inferior à tensão da bateria. Esta função é implementada, em geral, através de um diodo de bloqueio, como pode ser visto na *Figura 4.3.1*. Neste caso, deve-se verificar a redução de tensão através do controlador, de forma a assegurar que a tensão gerada pelo arranjo fotovoltaico seja suficiente para manter as baterias completamente carregadas.

Um diodo de bloqueio pode não ser necessário nos sistemas de baixa tensão (dependendo dos componentes escolhidos) pois estes não experimentam perdas elevadas devido às correntes reversas, durante a noite. As perdas ocorridas pelo uso de um diodo de bloqueio podem ser mais elevadas do que as perdas causadas por correntes reversas. Entretanto, todos os sistemas de tensões mais elevadas (maiores que 24 volts) necessitam de diodos de bloqueio. (ver seção 6.1.7)

Desconexão da carga (LVD)

Alguns controladores de carga evitam que a bateria tenha um descarregamento excessivo. Com a opção de desconexão, as cargas que estão sendo alimentadas pelo Sistema Fotovoltaico podem ser desconectadas para proteger a bateria. Para baterias de ciclo profundo ou baterias níquel-cádmio, esta função pode não ser necessária. Entretanto, deve-se incluí-la quando utilizam-se baterias de ciclo raso e a capacidade da bateria é pequena se comparada com o consumo.

Dependendo do tipo de controlador, a desconexão pode ser realizada desligando-se as cargas temporariamente ou ativando indicação luminosa ou alarmes para alertar o usuário do sistema quanto à baixa tensão nas baterias. O usuário, então, desconecta ou desliga as cargas até que as baterias sejam recarregadas. Outros controladores de carga podem ainda acionar algum tipo de suprimento de energia auxiliar para recarregar as baterias ou alimentar as cargas.

O ponto de desconexão da carga é muitas vezes chamado de LVD, abreviatura da expressão em inglês *Low Voltage Disconnect*.

Alguns LVD's são incluídos especialmente para iluminação de controle. Quando um LVD for usado, deve-se tomar as precauções necessárias para não exceder o valor de corrente da chave (estado sólido ou relé), pois isto danificará a unidade. Um exemplo seria a alta corrente de partida de uma lâmpada de vapor de sódio baixa pressão ou de um motor. Alguns LVD's incorporam um temporizador de 5 a 10 segundos a fim de que eles não desconectem uma carga devido a uma redução temporária de tensão da bateria quando utiliza-se uma carga com alta corrente de pico.

Em projetos especiais, os controladores de carga poderão ser conectados em paralelo para trabalharem

com correntes mais elevadas geradas pelo arranjo fotovoltaico. Entretanto, os projetos dimensionados com este objetivo deverão ser estudados com maiores cuidados.

Valores típicos de profundidade de descarga utilizados para LVD são, para baterias de ciclo raso, de 20 a 40% e, para as de ciclo profundo, em torno de 80%. Estes valores permitem, em geral, uma boa relação custo-benefício mas dependem fortemente de especificidades de cada aplicação (comportamento da carga, características da bateria, vida útil esperada, entre outras).

Compensação térmica

Como pode ser visto na seção 4.2, as características de carregamento das baterias mudam com a variação da temperatura. A compensação térmica faz-se mais necessária quando a faixa de temperatura de operação das baterias excede $\pm 5^{\circ}\text{C}$ em torno da temperatura ambiente (25°C). Se a concentração do eletrólito foi ajustada para temperatura ambiente local e a variação da temperatura das baterias é pequena, a compensação pode não ser necessária.

Alguns controladores possuem um sensor de temperatura preso próximo à bateria que permite mudar os *set points*, de acordo com a temperatura (-6 a -4mV / célula / $^{\circ}\text{C}$, para baterias chumbo-ácido). Para uma bateria chumbo-ácido de 12 Volts de tensão nominal temos, aproximadamente, uma variação de $-30\text{mV}/^{\circ}\text{C}$. Assim uma variação de 10°C acarreta uma mudança de 0,3 Volts na tensão da bateria. Este valor equivale a uma variação da ordem de 20% (vide *Figura 4.2.2*) justificando a necessidade de compensação térmica dos *set points*.

O sensor deve ter um bom contato térmico com o lado de uma das baterias, no centro do banco. O sensor nunca deve ser imerso no eletrólito da bateria ou conectado ao seu terminal.

Alarmes e indicações visuais

Muitos controladores de carga têm um LED (Diodo Emissor de Luz) que é aceso quando as baterias estão completamente carregadas. Alguns, têm outro LED para mostrar quando o arranjo fotovoltaico está carregando as baterias. Outro LED pode mostrar quando o estado de carga da bateria está muito baixo.

Algumas vezes um voltímetro é usado para indicar a tensão da bateria, mostrando o seu estado de carga aproximado. Em sistemas grandes justifica-se uma monitoração mais precisa. Para tanto, um amperímetro pode informar a corrente que flui da bateria. Ele funciona como um “velocímetro” descrevendo como a energia está sendo usada pela carga.

Outro uso para um amperímetro é mostrar a corrente que flui dos módulos para as baterias. Desta vez, ele mostra o fluxo de energia que está sendo armazenado para uso futuro. Com um radiômetro pode-se medir a insolação (radiação solar incidente) que está atingindo o arranjo; desta forma, é possível medir o quanto de energia está disponível e estimar o desempenho do sistema.

Com instrumentos de medição e LED's descrevendo o desempenho do sistema, a localização de falhas e operações de manutenção ficam mais fáceis. Os instrumentos de medição devem estar ligados apenas quando uma leitura está sendo realizada. Por outro lado, os LED's devem estar ligados continuamente.

Desvio da energia do arranjo

Alguns controladores de carga têm a capacidade de desviar a energia de um arranjo fotovoltaico para uma

carga não crítica, quando as baterias estão completamente carregadas. Isto é importante uma vez que este excesso de energia seria perdido.

4.3.3 - Controladores de Carga Baseados em Tensão

Como já foi citado, este tipo de controlador é o que mais se utiliza atualmente embora, conforme será descrito nesta seção, apresente uma série de inconvenientes para a sua utilização eficiente.

Todas as decisões são tomadas com base no valor instantâneo da tensão nos terminais da bateria. Estes controladores possuem parâmetros básicos idênticos, variando somente os valores aferidos em suas calibrações. Variam, fundamentalmente, quanto ao nível de sofisticação, qualidade e funções disponíveis. Os dados dos fabricantes geralmente fornecem os limites de aplicação do controlador, tais como correntes de carga e do arranjo fotovoltaico, temperaturas de operação, perdas, valores aferidos. Em alguns casos, os valores aferidos podem variar de acordo com a temperatura ou com a oscilação da corrente da bateria, ou através de ajustes realizados pelo próprio usuário.

A Tabela 4.3.1 apresenta um exemplo de especificações do fabricante para um controlador de carga de 12 Volts, sem as opções de compensação de temperatura e corrente. Os parâmetros “Término de Carregamento” e “Reinício de Carregamento” estão associados à proteção contra sobrecarga enquanto que “Tensão de Desconexão” e “Reconexão” se referem à proteção contra sobredescarga.

A relação entre estado de carga e as quantidades físicas acessíveis (tensão, concentração do eletrólito etc.) e sua dependência de parâmetros externos, em especial a temperatura, não é bem entendida. A Figura 4.2.2 mostra as características do carregamento de uma célula chumbo-ácido. Pode-se verificar que o estado de carga, resultante do produto do tempo com a taxa de carga, tem uma relação bastante complexa com a tensão e a corrente de carregamento (taxa de carga). A tensão varia muito lentamente na faixa de 30 a 80% do estado de carga. Assim, se a descarga da bateria deve ser limitada precisamente, por exemplo, em 40%, será difícil determinar um único valor de tensão que represente este estado de carga. Isto se torna ainda mais difícil, se forem considerados os efeitos de envelhecimento, temperatura, taxa de descarga etc. Controladores que apresentam opções de compensação de temperatura e de corrente precisam

Parâmetros	Tensões Nominais (Volts)					
	Unidades	6	12	24	36	48
Máx. Tensão de Circuito Aberto do Arranjo	Volts	22	22	44	66	88
Queda de Tensão	Volts	0,55	0,55	0,55	0,90	0,90
Término do Carregamento ¹	Volts	7,1 ± 0,1	14,3 ± 0,2	28,6 ± 0,4	42,9 ± 0,6	57,2 ± 0,8
Reinício do Carregamento ¹	Volts	6,6 ± 0,2	13,2 ± 0,3	26,4 ± 0,6	39,6 ± 0,9	52,8 ± 1,2
Consumo de Corrente	Miliampères	10	10	10	10	10
Faixa da Temperatura de Operação	°C	-20 a 50	-20 a 50	-20 a 50	-20 a 50	-20 a 50
Faixa da Temperatura de Armazenamento	°C	-55 a 85	-55 a 85	-55 a 85	-55 a 85	-55 a 85
Tensão de Desconexão ¹	Volts	5,8 ± 0,2	11,5 ± 0,2	23,0 ± 0,4	34,5 ± 0,6	46,0 ± 0,8
Reconexão ¹	Volts	6,5 ± 0,2	13,0 ± 0,2	26,0 ± 0,4	39,0 ± 0,6	52,0 ± 0,8

¹ “Set points” que podem ser especificados para aplicações especiais.

Tabela 4.3.1 - Especificações para um controlador de carga baseado em tensão.

de informações específicas detalhadas da bateria a ser utilizada como, por exemplo, valor da resistência interna e coeficiente de variação da tensão com a temperatura. Variações bruscas de corrente também resultam em modificações na tensão da bateria difíceis de modelar.

Outro problema para os Sistemas Fotovoltaicos, é determinar o ajuste do *set point* indicativo da tensão de desconexão (LVD). Se a decisão recair em ter uma pequena profundidade de descarga (10 a 20%), provavelmente a vida útil da bateria se prolongará porém, frequentemente o controlador poderá interromper a energia que está alimentando a carga sem que haja uma necessidade real. Por outro lado, se uma profundidade de descarga maior (30 a 50%) for permitida, então poderá haver redução da vida da bateria.

4.3.4 - Características Ideais para Uso em Sistemas Fotovoltaicos

Um controlador ideal para a aplicação fotovoltaica deve, além de satisfazer os objetivos básicos apresentados, gerenciar a carga de acordo com a disponibilidade de energia solar, necessitando para tal, possuir uma informação confiável do estado de carga da bateria em um dado instante. Deve evitar penalizar o usuário ao mesmo tempo em que busca satisfazer os requisitos de operação das baterias como, por exemplo, evitando que baterias chumbo-ácido permaneçam descarregadas por longos períodos.

A maioria dos controladores de carga atualmente disponíveis no mercado, são dispositivos analógicos convencionais que, por vários motivos, não atendem às reais necessidades dos usuários.

Estão em desenvolvimento pesquisas que têm como objetivo obter um controlador de carga “inteligente”, capaz de implementar as funções de proteção contra carga e descarga excessivas, mantendo independência com relação ao modelo de bateria em questão. Estas pesquisas apontam que um circuito microprocessado (capaz de medir, em tempo real, o fluxo de corrente que entra e sai da bateria), poderia calcular a carga correspondente em Ampères-hora e, conseqüentemente, conhecer o estado de carga da bateria, a qualquer momento. O maior desafio para esta tecnologia é a variação da eficiência da bateria em função do estado de carga e da temperatura. Observa-se que quando a bateria está operando próximo do estado de carga de 100%, a eficiência cai acentuadamente. A possibilidade de acúmulo de erro durante a integração tem sido cuidadosamente examinada, havendo sugestões de formas de contornar este problema.

Atualmente, já existem fabricantes que comercializam controladores de carga “inteligentes” com esta tecnologia, destinados a aplicação em baterias portáteis de baixa potência (em geral, níquel-cádmio) que alimentam equipamentos tais como computadores portáteis (*laptops*), telefones celulares etc.

Espera-se que os resultados destas pesquisas levem a nova tecnologia que possibilite projetar controladores de carga mais eficientes, de forma a prolongar a vida útil das baterias e aumentar a confiabilidade dos Sistemas Fotovoltaicos instalados.

4.4- Inversores

O componente responsável pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) é comumente conhecido como “inversor” ou, mais genericamente, “conversor CC-CA”. Este também é mencionado na literatura como PCU - *Power Conditioning Unit* (Unidade Condicionadora de Potência).

O inversor deve dissipar o mínimo de potência, evitando as perdas e deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica, se o Sistema Fotovoltaico estiver interligado à rede. Muitas vezes utilizam-se filtros para minimizar o conteúdo de harmônicos.

Os inversores usam um mecanismo de chaveamento para alternar o fluxo de corrente entre as direções positiva e negativa. Transistores de potência, retificadores controlados de silício (SCRs) e, mais recentemente, os IGBTs - *Insulated Gats Bipolar Transistors* são tipicamente usados como chaves semicondutoras.

Nos sistemas de potência elevada, que cobrem uma extensa área, a vantagem de usar um inversor está no fato de que a dimensão (seção) dos cabos para interligação entre longas distâncias pode ser reduzida. Isto acontece uma vez que, nos circuitos CA, as tensões de operação são mais elevadas e, conseqüentemente, as correntes são pequenas. Neste caso, a redução de custo, pelo uso de cabos de menor bitola, é bastante considerável. Também é mais fácil elevar ou reduzir a tensão através de transformadores.

Existem dois tipos de conversores: conversores estáticos (estado sólido) e eletromecânicos (rotativos). Apenas o primeiro é habitualmente chamado de inversor. O mais antigo tipo de conversor é o eletromecânico, também chamado de “conversor rotativo”. Consiste de um motor CC diretamente acoplado a um gerador CA (alternador). O motor CC deve ter uma tensão CC de entrada compatível com a saída CC do Sistema Fotovoltaico e o gerador uma tensão adequada à carga que será alimentada. Conversores rotativos são menos eficientes do que os inversores eletrônicos para a mesma potência de saída e as partes móveis necessitam de manutenção periódica. Apenas o inversor estático (eletrônico) será o objeto do texto aqui apresentado.

O conversor estático utiliza dispositivos semicondutores que chaveiam a entrada CC, produzindo uma saída CA de frequência determinada.

Inversores monofásicos são geralmente adequados para aplicações de baixa potência (até 5 kW). Acima de 5 kW os inversores trifásicos são mais comuns. Geralmente a eficiência do inversor é mais alta para inversores com baixo auto-consumo e a eficiência aumenta quando a tensão de entrada CC cresce.

A escolha de um inversor interfere no desempenho, confiabilidade e custo de um Sistema Fotovoltaico. Quando estão no circuito, adicionam complexidade ao mesmo mas possuem os atrativos de facilitar a instalação elétrica e permitir o uso de acessórios convencionais (TVs, vídeos, geladeiras etc).

4.4.1- Tipos de Inversores

Existem, basicamente, dois tipos de inversores: os comutados pela rede (comutação natural) e os auto-comutados (comutação forçada). No primeiro, o processo de inversão é controlado pela tensão da rede elétrica; no auto-comutado, o controle é realizado pelo próprio inversor. As tecnologias estão possibilitando que o mesmo inversor possa operar nos dois sentidos, isolado ou sincronizado à rede.

4.4.2- Características dos Inversores

Inversores isolados comumente operam com tensões de entrada de 12, 24, 48 ou 120 Volts (CC) que geralmente são convertidos em 120 ou 240 Volts (CA), na frequência de 60 ou 50 Hertz.

Para especificar um inversor, é necessário considerar tanto a tensão de entrada CC quanto a tensão de saída CA. Além disso, todas as exigências que a carga fará ao inversor devem ser observadas, não somente em relação à potência, mas também variação de tensão, frequência e forma de onda.

Os inversores são dimensionados levando-se em consideração basicamente dois fatores. O primeiro é a potência elétrica que deverá alimentar, em operação normal, por determinado período de tempo. O segundo

é a potência de pico necessária para a partida de motores e outras cargas, que requerem de duas a sete vezes a potência nominal para entrarem em funcionamento.

A tensão de entrada CC e a variação de tensão aceitável devem ser especificadas no lado de entrada do inversor. Algumas características que devem ser consideradas na especificação de um inversor são apresentadas a seguir:

Forma de onda

Os inversores geralmente são classificados de acordo com o tipo de tensão CA produzida. A *Figura 4.4.1* ilustra os três tipos mais comuns de formas de onda: quadrada, quadrada modificada ou retangular e senoidal. A *Figura 4.4.2* mostra a forma de onda típica de um inversor tipo PWM - *Pulse Width Modulation*.

A forma de onda de saída é uma indicação da qualidade e custo do inversor. Ela depende do método de conversão e filtragem utilizados para suavizá-la e eliminar os harmônicos indesejáveis que resultam do processo de conversão.

A *Tabela 4.4.1* apresenta as características de inversores com diferentes formas de onda de saída. Não há um padrão geral para estabelecer um critério de desempenho dos inversores. Por isso é que alguns destes podem fornecer três vezes a sua potência nominal para os surtos, mas são capazes de operar na potência de pico somente por pouco mais de meia hora, sem superaquecimento.

Em geral, todo inversor deve ser dimensionado com uma folga de potência (10 a 20%) para aumentar a confiabilidade e sua vida útil.

Eficiência na conversão de potência

Eficiência é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor, para uma carga resistiva. A *Figura 4.4.3* mostra a eficiência típica de um inversor para cargas resistivas. Uma comparação

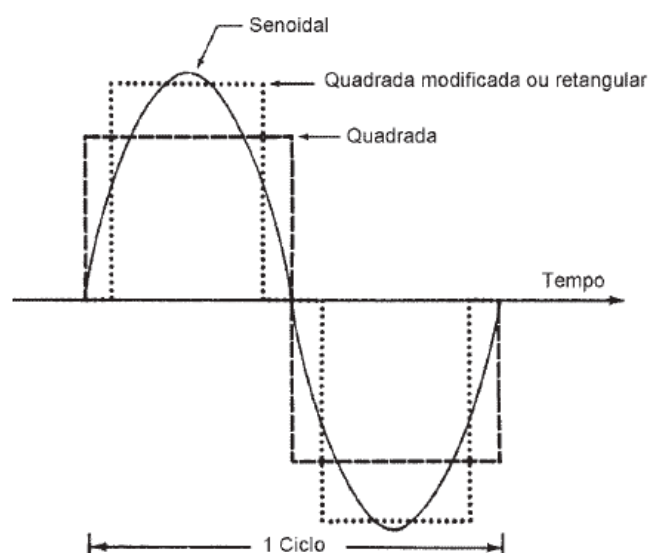


Figura 4.4.1 - Formas de ondas típicas dos inversores monofásicos.
(Fonte: “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”)

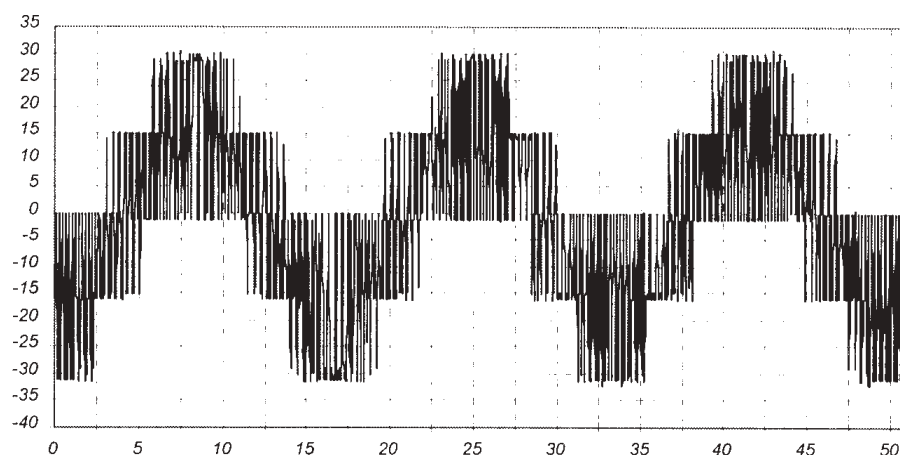


Figura 4.4.2 - Tensão(Volts) medida na saída do conversor entre Fase A e o Neutro N1 (2,5 mS/Div).
(Fonte: “Conversor para Acoplamento de Sistemas Fotovoltaicos à Rede Trifásica”)

mais útil é a eficiência do inversor para cargas indutivas, que são os tipos de cargas mais frequentemente alimentadas pelo inversor.

A eficiência de inversores isolados varia significativamente com o tipo de carga. É bastante difícil medir a potência de saída quando a tensão de saída é não-senoidal, em função do maior número de harmônicos existentes.

Em cada situação deve-se verificar o equipamento adequado para realizar a medição pois a forma de onda pode induzir a erros de avaliação. Deve-se sempre utilizar equipamentos *True-RMS* (RMS verdadeiro).

A eficiência dos inversores varia, normalmente, na faixa de 50 a 90%. Deve-se projetar um inversor visando alcançar eficiência superior a 90%. Os valores especificados nos catálogos de fabricantes são os valores máximos que podem ser obtidos. Quando operando alguns motores, a eficiência real pode ser inferior a 50%.

A eficiência de muitos inversores tende a ser mais baixa quando estão operando bem abaixo da sua potência nominal.

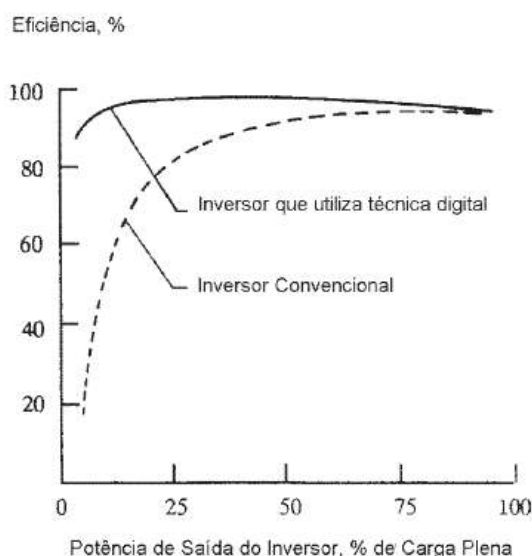


Figura 4.4.3 - Eficiência típica dos inversores.
(Fonte: “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”)

	Características
Inversores de onda quadrada	• Fornecem uma saída CA com harmônicos elevados e pequena regulação de tensão. A onda quadrada é obtida simplesmente alternando-se a tensão e corrente. • Comparando-se com a operação em tensão senoidal da rede elétrica, um motor de indução, que esteja operando com estes tipos de inversores, tem somente cerca de 60% do seu torque normal e aquecimentos indesejáveis. • São tipicamente mais baratos porém, não devem ser usados para cargas indutivas, como motores. Entretanto, são muito adequados para cargas resistivas, tais como lâmpadas incandescentes.
Inversores de onda quadrada modificada ou retangular	• São um refinamento dos inversores de onda quadrada. Chaveamentos adicionais são usados para melhor aproximação de uma onda senoidal e, por isso, estes possuem menor distorção harmônica que os de onda quadrada. • São adequados para uma maior variedade de cargas, incluindo lâmpadas, equipamentos eletrônicos e a maioria dos motores, embora não consigam operar um motor tão eficientemente quanto um inversor de onda senoidal. • São mais adequados para operarem motores do que os inversores de onda quadrada, já que o aquecimento do motor é menor. O torque de partida e operação também são melhores visto que a tensão e corrente de pico são maiores. Entretanto, a tensão de pico destes inversores não deve ser excessiva.
Inversores de onda senoidal	• São geralmente mais caros; entretanto, se adequadamente projetados e dimensionados, são os que produzem uma tensão de saída e desempenho mais adequados. • Podem operar qualquer aparelho CA ou motor, dentro da sua classificação de potência. • Utilizam normalmente a técnica PWM com uma filtragem posterior. • Usado, em geral, para inversores trifásicos.
PWM	• Possuem distorção harmônica muito baixa, principalmente em configurações trifásicas, apesar do aspecto visual da forma de onda. • Permitem a construção de inversores senoidais com filtragem não muito complexa. • Adequado para quase todas as cargas CA, exceto equipamentos muito sensíveis.

Tabela 4.4.1 - Características de inversores com diferentes formas de onda.

Potência nominal de saída

Indica que potência o inversor pode fornecer continuamente à carga. Um inversor deve ser especificado para fornecer uma potência sempre superior às necessidades máximas das cargas conectadas, de forma a considerar algum aumento da demanda de potência. Por outro lado, para uma melhor eficiência de operação,

deve-se escolher uma potência nominal que seja somente um pouco superior à potência total necessária para alimentar as cargas.

Taxa de utilização

Indica o número de horas que o inversor poderá fornecer a potência de pico ou máxima. Alguns inversores podem operar na sua potência de pico por um curto período de tempo e, se este valor for excedido, poderá causar falhas no equipamento.

Tensão de entrada

Em geral a tensão de entrada é função da potência total fornecida pelo inversor às cargas CA. Normalmente, a tensão nominal de entrada do inversor aumenta com o aumento da demanda de carga, o que mantém a corrente em níveis adequados.

A tensão de entrada CC pode ser fornecida por baterias, devendo ser compatível com os requisitos de entrada do inversor. Se a bateria descarrega e a tensão diminui abaixo da tensão mínima especificada, a maioria dos inversores desliga-se automaticamente.

Tensão de saída

A tensão de saída da maioria dos inversores é regulada. Ela deve atender às especificações necessárias para alimentar as cargas que serão operadas.

Capacidade de surto

A maioria dos inversores pode exceder sua potência nominal. Deve-se determinar as necessidades de surtos para cargas específicas. Alguns motores CA, quando acionados, necessitam de uma corrente elevada de partida por um curto período, para entrarem em operação. Esta corrente de partida para motores de indução pode atingir de 3 a 6 vezes a corrente necessária para operação contínua.

Regulação de tensão

Indica a variação de amplitude permitida na tensão de saída. Os melhores inversores produzirão uma tensão de saída aproximadamente constante para uma extensa faixa de cargas.

Frequência

Os aparelhos são fabricados para operarem em uma frequência específica. Alguns tipos de equipamentos necessitam de uma cuidadosa regulação de frequência pois variações poderão causar perda do desempenho de relógios e *timers* eletrônicos.

A frequência do sinal de saída CA é geralmente 60 ou 50 Hz.

Proteções

a) Sobre-tensão na entrada CC

Um inversor será danificado se os níveis de tensão de entrada (CC) forem excedidos. Uma bateria de 12 Volts poderá alcançar 16 Volts ou mais e isto poderá danificar alguns inversores.

A maioria dos inversores tem sensores que o desconectarão da bateria se os limites de tensão especificados forem excedidos.

b) Sobrecargas e elevação de temperatura

Recomenda-se incluir controles capazes de desligar a unidade para impedir danos se as cargas impostas ao inversor excederem sua capacidade máxima ou se a temperatura de operação do inversor exceder o seu limite.

Modularidade

Em alguns sistemas o uso de múltiplos inversores é muito vantajoso. Eles podem ser conectados em paralelo para operarem diferentes cargas.

Algumas vezes, é fornecido um chaveamento de carga manual, para permitir que o inversor possa atender às cargas críticas em caso de falha. Esta característica aumenta a confiabilidade do sistema.

Fator de potência

As cargas mais comuns, em sistemas residenciais, são indutivas com o fator de potência podendo chegar a 0,5. Os melhores inversores são projetados para compensarem as cargas indutivas e manterem o fator de potência próximo de 1, que maximiza a transferência de potência para a carga.

É desejável que a carga tenha um fator de potência elevado (ou seja, próximo de 1) uma vez que isto reduz a corrente necessária para qualquer nível de potência. O inversor deve ter um fator de potência nominal compatível com o fator de potência desejado para as cargas. Se os fatores de potência das cargas não forem incluídos em suas especificações, eles poderão ser obtidos do fabricante.

Consumo de potência sem carga (consumo permanente ou auto-consumo)

É a quantidade de potência que o inversor utiliza mesmo quando nenhuma carga está sendo alimentada. Alguns inversores verificam continuamente se alguma carga está sendo usada. No momento que uma carga for “detectada”, então o inversor será ativado, implicando uma redução do consumo permanente.

4.5- Conversores CC-CC

Uma aplicação muito comum de conversores CC-CC é como controlador de carga de baterias a partir da energia gerada por painéis solares. Isto porque com a utilização destes conversores é possível controlar de forma mais precisa a corrente e a tensão que são aplicadas às baterias, proporcionando assim um aumento da vida útil das mesmas e uma melhor eficiência do processo de transferência de energia do painel para a bateria.

Este conversor pode conter um sistema de controle que permita extrair do painel solar a máxima potência que está sendo gerada e com isso obter um melhor rendimento do sistema. Este mecanismo de controle é conhecido por MPPT - *Maximum Power Point Tracker* (Seguidor do Ponto de Máxima Potência) e, dependendo da situação, pode resultar num bom ganho de energia.

Também é necessário utilizar este conversor quando se deseja uma tensão CC de saída de valor diferente daquele fornecido pelas baterias e painéis. Pode-se utilizar este conversor tanto para elevar a tensão (conversores tipo *Boost*) quanto para abaixar a tensão (conversores tipo *Buck*). Também é possível obter com este conversor várias tensões de saída a partir de uma única tensão de entrada.

A eficiência dos conversores depende dos semicondutores de potência utilizados e de alguns outros fatores como potência nominal, fator de multiplicação da tensão etc. Normalmente os conversores para abaixar a tensão tem uma eficiência maior que os conversores para elevar a tensão. Quanto mais o conversor elevar a tensão de entrada menor será a eficiência de conversão.

Pode-se ter conversores CC-CC que proporcionem isolamento galvânico entre entrada e saída, o que pode ser necessário em alguns tipos de aplicação, principalmente quando a tensão de saída é elevada.

Normalmente os conversores incluem mecanismos de proteção que garantem uma operação segura e evitam que em caso de alguma falha (curto-circuito na saída, sobretensões de entrada etc.) o mesmo seja danificado. Também podem ser associados a conversores CC-CA de forma a adequar o nível de tensão na saída do Sistema Fotovoltaico ao necessário na entrada do conversor CC-CA.

Em geral estes conversores utilizam o armazenamento de energia em indutores ou transformadores para obter o valor de tensão desejado na saída. A transferência de energia se processa através do chaveamento da tensão de entrada de forma adequada. Controlando o período de chaveamento dos semicondutores empregados com chaves, é possível regular a tensão de saída nos valores desejados. As chaves semicondutoras mais utilizadas são os transistores de potência em suas várias versões (PBJTs, PMOS, IGBTs).

4.6- Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT)

A potência de saída de um módulo pode ser estimada analisando-se uma família de curvas IxV como mostra a *Figura 4.1.1*. Um dos pontos de maior interesse nesta curva é o ponto de máxima potência. Uma vez conhecida a curva IxV, a potência fornecida pela célula fotovoltaica pode ser calculada pelo produto da corrente pela tensão. A máxima potência encontra-se na região do “joelho” da curva IxV. Curvas de potência constante são, no diagrama IxV, hipérboles equiláteras.

Pode-se verificar através das *Figuras 4.1.7 e 4.1.8*, que a corrente produzida pelas células solares é diretamente proporcional a radiação solar e é muito pouco afetada pela temperatura. Entretanto, a tensão e potência decrescem significativamente com o aumento da temperatura.

Ao longo do dia, o arranjo fotovoltaico está submetido a diferentes níveis de radiação. Observa-se na *Figura 4.1.8* que o ponto de máxima potência “oscila” dentro de uma faixa. Algumas vezes, os projetos de Sistemas Fotovoltaicos, para otimização do ponto de operação, utilizam um controle eletrônico capaz de aumentar o rendimento de geração. Nestes casos, o controle do ponto de operação é realizado por dispositivos seguidores do ponto de máxima potência, comumente chamados de MPPT - *Maximum Power Point Tracker*, que operam de modo a regular a tensão e corrente de operação do arranjo fotovoltaico, a

fim de obter o máximo produto $I \times V$.

Os conversores de potência são dispositivos sofisticados do ponto de vista dos circuitos elétricos, especialmente com a utilização de um MPPT. Continuamente, estes devem controlar as tensões e correntes de entrada, de forma a seguir a potência máxima, em qualquer condição de operação do arranjo fotovoltaico, maximizando a produção de energia. Desta forma, o dimensionamento de sistemas que utilizam dispositivos seguidores de máxima potência é bastante crítico, uma vez que, tanto a tensão, quanto a corrente variam simultaneamente, dentro de uma larga faixa. Por estes motivos, o uso de um MPPT só é viável nos projetos de grandes instalações que já possuem sistemas de controle sofisticados. Estudos devem ser realizados para avaliar se os benefícios de um MPPT justificam o aumento de custo.

A localização de um MPPT, quando incluído em um Sistema Fotovoltaico, dependerá se as cargas, por ele alimentadas, são CC ou CA. Desta forma, o controle MPPT poderá atuar tanto sobre um conversor CC, quanto sobre um inversor. A *Figura 4.6.1* mostra exemplos de sistemas que utilizam MPPT.

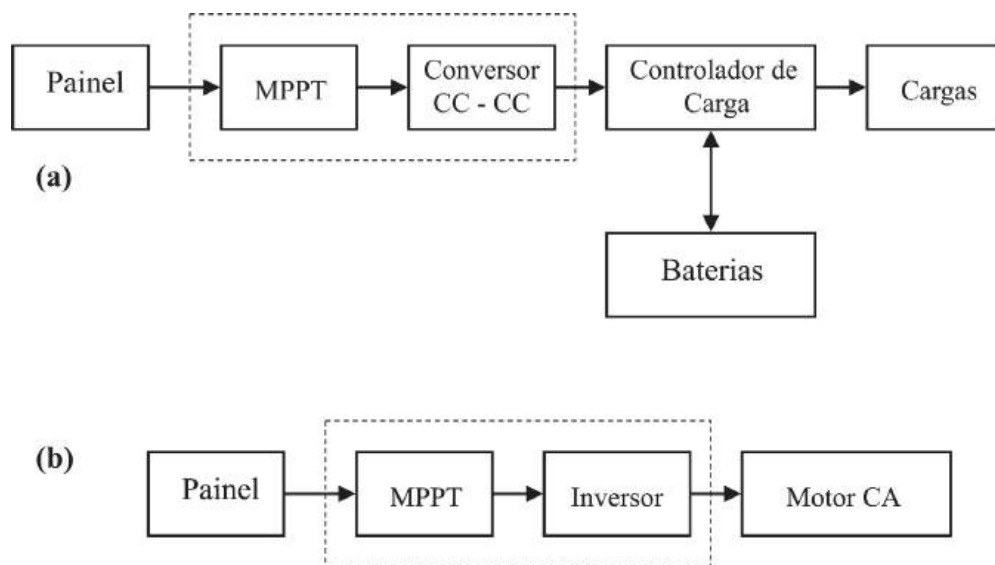


Figura 4.6.1 - Exemplo de sistemas que utilizam MPPT: (a) Sistema CC e (b) Sistema CA.

Uma alternativa mais simples e mais econômica de controle do ponto de operação na curva característica do arranjo fotovoltaico consiste em fixar a tensão de saída do arranjo. Este valor é escolhido de forma a se obter, ao longo do ano, o máximo de geração nesta condição de tensão fixa.

Porém, a melhor tensão fixa, comumente chamada de BFV - *Best Fixed Voltage*, não é fácil de ser encontrada para um dado sistema, pois ela dependerá do tipo de módulo, configuração série-paralelo do arranjo, localização geográfica e aspectos climáticos. Assim, a definição da melhor tensão de operação (BFV) requer um estudo bastante cuidadoso.

Utilizando-se um BFV, o circuito necessário é mais simples, mais confiável e mais econômico. A perda, em relação ao uso do seguidor de máxima potência, é menor do que 5%, podendo chegar a 1% de diferença, para sistemas com painéis planos.

A *Figura 4.6.2* mostra a diferença na perda de potência entre o BFV e o MPPT atuando nas mesmas condições.

Nos projetos de grandes Sistemas Fotovoltaicos, é preciso avaliar a relação custo/benefício para cada

uma das alternativas, MPPT ou BFV, de forma a definir qual delas é a mais vantajosa. No caso das regiões tropicais, em particular as litorâneas, onde a variação de temperatura ambiente e das condições de radiação durante um dia e, mesmo ao longo do ano, normalmente não são tão grandes quanto em outras regiões, a utilização do BFV pode ser bastante promissora. Entretanto, a degradação dos módulos, sujeira, sombreamento ou problemas operacionais no arranjo podem resultar em variações na forma da curva $I \times V$, que levam a maiores perdas do que o previsto para o BFV.

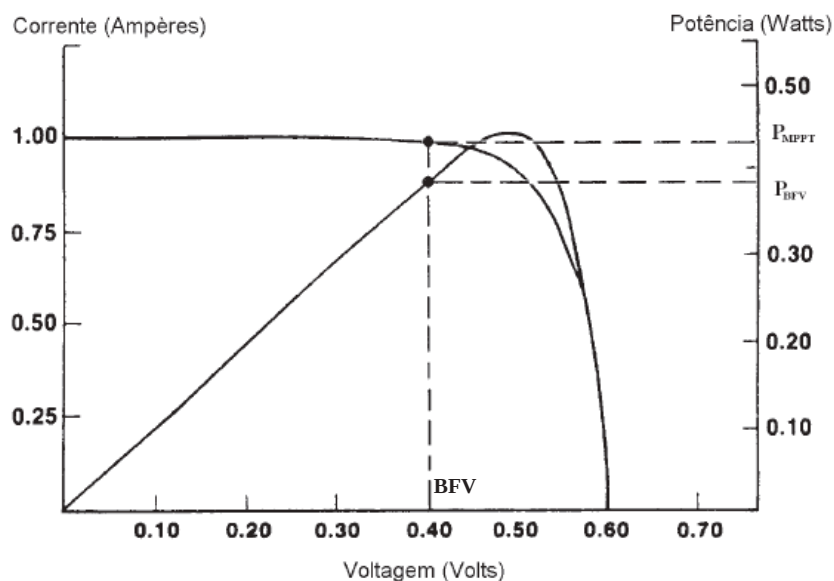


Figura 4.6.2 - Perda de potência do BFV em relação ao MPPT para a mesma condição e para o exemplo da *Figura 4.1.3*.



Capítulo 5

Características das Cargas

Capítulo 5 - Características das Cargas

Os Sistemas Fotovoltaicos autônomos geram eletricidade em corrente contínua (CC) através de células fotovoltaicas, a partir da luz solar, para o uso pelo consumidor, por exemplo, em residências, escolas, postos médicos etc. A eletricidade gerada por células fotovoltaicas diferencia-se da eletricidade convencional, fornecida pela rede elétrica, pelo fato dessa ser distribuída em corrente alternada (CA).

Os equipamentos e utensílios domésticos normalmente encontrados no mercado são projetados para funcionamento em corrente alternada, em geral nas tensões de 110 e 220 Volts, embora hajam, também, vários equipamentos disponíveis para operarem diretamente em corrente contínua. Esses são vendidos em lojas especializadas e dificilmente são encontrados fora dos grandes centros urbanos. Por esta razão, algumas vezes faz-se necessário o uso de um equipamento (inversor) para que a energia elétrica em corrente contínua, gerada pelos arranjos fotovoltaicos, seja convertida em corrente alternada, possibilitando o uso dos equipamentos convencionalmente comercializados.

Entretanto, o uso de um inversor em Sistemas Fotovoltaicos implica um aumento no dimensionamento do painel fotovoltaico para compensar as perdas decorrentes da transformação da corrente contínua em corrente alternada (eficiência do inversor). Por outro lado, isto permite que os usuários localizados em lugares remotos, sem rede elétrica, possam utilizar aparelhos domésticos em corrente alternada. Em sistemas de pequeno porte, onde não se justifica o uso de um inversor, são necessários equipamentos que operam em corrente contínua.

A seguir, são apresentados alguns exemplos de equipamentos consumidores para CA e CC, que podem ser, tipicamente, alimentados por Sistemas Fotovoltaicos autônomos.

5.1- Iluminação

A principal aplicação da energia gerada por pequenos Sistemas Fotovoltaicos é, em geral, a iluminação. Existem muitas considerações que devem ser avaliadas no momento de se escolher as lâmpadas mais adequadas para uma determinada aplicação, entre elas, luminosidade, eficiência, disponibilidade, requisitos de potência e custo. *Embora as lâmpadas incandescentes sejam descritas neste capítulo, elas não são utilizadas, normalmente, em Sistemas Fotovoltaicos devido à sua baixa eficiência.*

A Tabela 5.1.1 apresenta algumas características dos principais tipos de lâmpadas disponíveis no mercado.

5.1.1- Tipos de Lâmpadas e suas Características

5.1.1.1- Lâmpadas Incandescentes

As lâmpadas incandescentes e halógenas compõem-se, basicamente, de um filamento de tungstênio espiralado que é inserido dentro de um bulbo de vidro.

A corrente elétrica, ao passar por este filamento, provoca o seu aquecimento, fazendo com que ele, ao atingir temperaturas elevadas, irradie luz (incandescência). Entretanto, neste momento, uma grande quantidade de calor é produzida e somente uma pequena fração da energia consumida é convertida em luz visível (cerca de 5%). Por esse motivo, estas lâmpadas possuem baixa eficiência.

Tipo	Forma	Componentes	Princípio de Funcionamento	Eficiência (lm/W)	Tempo de vida médio (horas)
Incandescente	Bulbo	Filamento espiralado em um gás inerte	Incandescência de um filamento	8-15	1000
Halógena	Bulbo	Filamento espiralado em gás halógeno	Incandescência de um filamento	30	2000
Fluorescente Convencional e PL	Tubo	Vapor de mercúrio e uma substância fluorescente	Descarga de gás e fluorescência	50-75	8000
Vapor de Sódio	Tubo	Vapor de sódio	Descarga de gás	120	10000

Tabela 5.1.1 - Características típicas dos principais tipos de lâmpadas.

Lâmpadas incandescentes estão disponíveis em uma extensa faixa de potência de saída e algumas delas podem operar em 12 Volts (CC).

5.1.1.2- Lâmpadas Incandescentes de Halógeno ou Halógenas

As lâmpadas halógenas são também conhecidas como lâmpadas de quartzo, de iodo ou iodina. Diferem das incandescentes convencionais pela presença, no interior do bulbo de vidro, de um gás especial. O filamento de tungstênio das lâmpadas halógenas fica ainda mais quente do que nas lâmpadas incandescentes convencionais, obtendo maior eficiência luminosa. Além disso, a ausência da camada superficial, resultante dos depósitos metálicos provenientes da evaporação do tungstênio (enegrecimento), aumenta a vida útil destas lâmpadas.

Pelo fato das lâmpadas halógenas atingirem temperaturas muito mais elevadas, o tungstênio evaporaria muito mais rapidamente do filamento. Para impedir a evaporação do tungstênio, o gás dentro do bulbo possui uma pequena quantidade de gás halógeno (iodo ou bromo), que evita este processo.

O bulbo das lâmpadas halógenas, para resistir a elevadas temperaturas e pressões de operação, deve ser fabricado com um material resistente, tal como quartzo. A superfície do bulbo de quartzo das lâmpadas halógenas não deve ser tocada com as mãos para evitar engordurá-la, o que pode danificar o bulbo quando a lâmpada estiver ligada. Isto acontece pelo fato de uma maior quantidade de calor ser absorvida na região das marcas gordurosas (“ponto quente”). Por isso, recomenda-se pegá-las somente pelas partes metálicas. Entretanto, se partes do bulbo forem tocadas, as manchas poderão ser limpas com álcool.

As lâmpadas halógenas duram quase duas vezes mais do que as lâmpadas incandescentes convencionais e sua eficiência é quase o dobro. Estão disponíveis em uma ampla faixa de potência e, geralmente, possuem um refletor preso ao bulbo para intensificar a luminosidade. Algumas destas podem operar em 12 Volts (CC).

5.1.1.3- Lâmpadas Fluorescentes

As lâmpadas fluorescentes são lâmpadas que operam a partir da descarga elétrica em gases. O princípio de funcionamento é completamente diferente das incandescentes. As lâmpadas fluorescentes são constituídas por um tubo de vidro, em cujas extremidades se localizam eletrodos de tungstênio recobertos com uma camada de óxidos emissores de elétrons. O meio interno das lâmpadas fluorescentes contém uma pequena quantidade de gás inerte (geralmente, o argônio), que facilita a formação da descarga inicial,

e gotas de mercúrio, que serão vaporizadas durante o período de aquecimento da lâmpada.

As descargas elétricas, quando em contato com o gás, produzem luz ultravioleta. Porém, como a luz ultravioleta é invisível, as lâmpadas fluorescentes possuem camada de uma substância fosforescente depositada na face interna do tubo, para correção de cor. Tal camada converte as radiações ultravioletas, produzidas na descarga, em luz visível.

Com o envelhecimento, a parte interna das extremidades do tubo torna-se escura por causa do tungstênio existente no filamento. Falhas no tubo não são, necessariamente, causadas por quebra do filamento. Mais frequentemente, a camada de óxidos emissores de elétrons, existente nos eletrodos, é gradualmente perdida, a ponto do arco não ser mais capaz de acontecer. Quando a lâmpada nestas condições é ligada, suas extremidades têm um forte brilho amarelo, porém, a descarga no gás não inicia.

A luz produzida pelas lâmpadas fluorescentes inclui-se bem dentro da faixa visível e, por isso, sua eficiência é boa. Tradicionalmente, bulbos fluorescentes são longos cilindros que vão de poucos Watts até dezenas de Watts. Novas lâmpadas de comprimento reduzido (PL, do termo inglês, *parallel lenght*) estão disponíveis. São mais compactas e, muitas vezes, podem substituir as lâmpadas incandescentes nos dispositivos convencionais (bocais).

As lâmpadas do tipo PL possuem o cilindro com uma forma compacta. Estão disponíveis em diversos modelos com uma ampla faixa de potência. A *Tabela 5.1.2* mostra informações de um determinado fornecedor sobre a equivalência entre lâmpadas PL e incandescentes. Cada fabricante de lâmpadas PL costuma apresentar um quadro comparativo idêntico ao da *Tabela 5.1.2* mas o consumidor deve prestar atenção em outros aspectos, como por exemplo, a qualidade da luz produzida.

Tipo	Potência (Watts)				
PL	9	11	15	20	23
Incandescente 127V	25	40	60	75	100
Incandescente 220 V	40	60	75	100	

Tipo	Consumo de Energia¹	Vida Útil (horas)
PL	20%	10000
Incandescente	100%	1000

¹ Percentual relativo ao consumo da lâmpada incandescente. O consumo indicado para a lâmpada PL reflete o caso mais favorável à essa tecnologia.

Tabela 5.1.2 - Exemplo de quadro comparativo entre lâmpadas PL e incandescentes comuns, para um determinado fabricante.

Novos tipos de lâmpadas fluorescentes no formato tradicional estão disponíveis e produzem mais lumens/Watts, melhor brilho e vida mais longa, quando comparadas com os modelos antigos. Estas lâmpadas possuem um tubo de menor diâmetro e são chamadas de tubos “T-10”.

Reatores/Inversores para lâmpadas fluorescentes em Sistemas Fotovoltaicos

Para que a descarga elétrica em uma lâmpada fluorescente se inicie, é necessário que a diferença de

potencial entre os eletrodos seja superior a um certo valor crítico. Além disso, os eletrodos devem ser aquecidos por meio de uma corrente elétrica. Uma vez iniciada a descarga, ela poderá ser mantida com tensões menores que as de ignição, podendo-se, também, eliminar o aquecimento dos eletrodos, que se manterão na temperatura ideal, pela própria descarga elétrica que existe entre eles. Ou seja, uma vez que a lâmpada foi ligada, a descarga no gás manterá o filamento aquecido.

Nos sistemas convencionais (CA) os reatores são responsáveis por gerar tensões de partida mais elevadas e adaptar as características elétricas da lâmpada aos valores nominais da fonte de alimentação. Os dispositivos de partida (*starters*) ajudam a aquecer os eletrodos, no início do processo.

Para a aplicação em Sistemas Fotovoltaicos (CC) os reatores devem incluir um inversor. Lâmpadas fluorescentes necessitam de tensões mais elevadas do que 100 Volts, em corrente alternada, para funcionarem. Entretanto, pequenos Sistemas Fotovoltaicos operam em 12 ou 24 Volts em corrente contínua. Assim, cada lâmpada tem seu próprio inversor que permite operação a partir de uma fonte CC. Os reatores/inversores feitos para lâmpadas fluorescentes são projetados para ligá-las, bem como para gerar a tensão de operação necessária, incorporando o reator e o *starter*.

5.1.1.4- Lâmpadas de Vapor de Sódio de Baixa Pressão

As lâmpadas de vapor de sódio de baixa pressão também podem ser usadas em Sistemas Fotovoltaicos e possuem maior eficiência do que as fluorescentes convencionais. A composição espectral destas lâmpadas, sendo quase monocromática (luz amarela), distorce as cores. Por isso, são tipicamente usadas para iluminação de áreas externas.

As lâmpadas de vapor de sódio de baixa pressão são compostas por um tubo de descarga interno, em forma de “U”, que contém uma mistura de neônio com uma pequena quantidade de argônio de baixa pressão (responsável por facilitar a partida da lâmpada), e uma certa quantidade de sódio metálico, responsável pela emissão amarela, que será vaporizado durante o funcionamento. Nas suas extremidades, encontram-se os eletrodos recobertos com óxidos emissores de elétrons. O tubo de descarga é encerrado dentro de uma camisa externa em vácuo.

5.1.2- Aplicações

Atualmente, as principais aplicações de Sistemas Fotovoltaicos para iluminação são:

- Iluminação interna em residências, escolas, postos de saúde etc.;
- Iluminação externa, em postes de rua (iluminação pública);
- Iluminação de placas de publicidade;
- Luzes de emergência;
- Sinalização marítima, aérea e terrestre.

5.1.3- Tipos Disponíveis no Mercado

Os tipos de lâmpadas incandescentes, halógenas, fluorescentes e fluorescentes compactas (tipo PL) atualmente disponíveis no mercado e adequadas à utilização em Sistemas Fotovoltaicos CC são apresentados na *Tabela 5.1.3*.

Tipos de Lâmpadas	Potências disponíveis	Observações
Incandescentes	12V (CC): 5W, 10W, 15W, 25W, 50W, 75W, 100W. 24V (CC): 25W, 60W, 100W.	
Halógenas	12V (CC): 10W, 17W, 20W, 25W, 35W, 50W. 24V (CC): 25W, 50W.	Produzem 30% mais luz do que as lâmpadas incandescentes convencionais.
Fluorescentes	8W, 15W, 20W, 22W, 32W, 40W	Necessitam de reatores para 12V (CC), 24V (CC) dependendo da aplicação.
Fluorescentes Compactas (tipo PL)	5W, 7W, 9W, 11W, 13W, 18W, 26W	Necessitam de soquetes e reatores para 12V (CC), 24V (CC) dependendo da aplicação.

Tabela 5.1.3 - Tipos de lâmpadas disponíveis no mercado, para uso em sistemas fotovoltaicos CC.

5.2- Refrigeração

Uma das principais aplicações dos refrigeradores em Sistemas Fotovoltaicos é a conservação de vacinas, que devem, em geral, ser mantidas entre 0 e 8°C. Normalmente, há necessidade de um compartimento separado (*freezer*) para fabricação de gelo que, muitas vezes, é utilizado no transporte das vacinas.

O princípio de funcionamento destes refrigeradores é semelhante ao dos refrigeradores domésticos convencionais, de corrente alternada. São geralmente formados por um recipiente isolado termicamente, um evaporador e condensador, o fluido refrigerante e um compressor, que utiliza o ciclo de compressão e descompressão do gás R-134A (em substituição ao gás Freon-R12). A única diferença entre eles está no fato de operarem em corrente contínua.

Recomenda-se que os refrigeradores para uso em Sistemas Fotovoltaicos possuam alto rendimento que minimizam a perda de calor através de suas paredes, reduzindo, significativamente, a quantidade de energia consumida. Motores em corrente contínua, que operam em baixa tensão, são usados para acionar o compressor, que pode ser diretamente conectado às baterias.

As principais características destes refrigeradores são: baixo consumo de energia, alimentação em 12V (CC) ou 24V (CC), grupo compressor hermético de alta confiabilidade, componentes de alta qualidade, proteção contra corrosão, manutenção reduzida (restrita apenas à limpeza). Além disso, os refrigeradores destinados à conservação de vacinas, podem ser homologados pela Organização Mundial de Saúde, caso haja interesse do fabricante, o que pode significar um produto de melhor qualidade.

5.2.1- Aplicações

- Uso doméstico (geral);
- Conservação de vacinas e medicamentos em postos de saúde, nas zonas rurais;
- Conservação de alimentos e bebidas em embarcações e veículos recreativos;
- Fabricação de gelo para pescadores e transporte de vacinas.

5.2.2- Tipos Disponíveis no Mercado

Atualmente, estão disponíveis no mercado refrigeradores com capacidades que vão de dezenas a centenas de litros para as diversas aplicações mencionadas anteriormente.

5.3- Bombeamento de Água

O arranjo fotovoltaico é uma fonte variável de tensão, de maneira que a tensão de funcionamento depende da carga a ser utilizada. As cargas pequenas e que têm uma boa relação entre demanda de energia e intensidade solar, muitas vezes, podem ser conectadas diretamente a um arranjo fotovoltaico, dispensando bateria e controlador de carga. Um conjunto moto-bomba (que pode ser submerso ou de superfície) acionado, por exemplo, por um pequeno motor de 12V (CC), pode ser conectado diretamente ao arranjo fotovoltaico.

Em sistemas de bombeamento de água, em geral, o armazenamento é realizado em tanques de água sem necessidade de baterias. Assim, nos casos em que o uso da água se faz necessário mesmo quando a energia do sol não está disponível, ou, para compensar os períodos de baixa radiação solar, pode-se utilizar um tanque de armazenamento, que fará a distribuição da água por gravidade.

Bombas de água acionadas por meio de geração fotovoltaica são viáveis para abastecimento regular e confiável de regiões remotas. Ao comparar-se o custo de bombas de água utilizando geração fotovoltaica com sistemas a Diesel, as “bombas solares” são, geralmente, consideradas mais baratas, para vazões menores do que 50 m³ por dia e alturas manométricas menores do que 20 metros (muito embora isto varie com as condições locais, níveis de insolação diário e custo do combustível).

Para uma operação eficiente, é necessário que as características de tensão e corrente da bomba combinem-se bem com a saída do arranjo fotovoltaico. Para isso, basicamente, existem três formas de conectar as bombas ao arranjo. A mais simples é acoplar diretamente a entrada da bomba à saída do arranjo. A outra, é interpor baterias entre a entrada da bomba e a saída do arranjo, e a terceira, é usar controladores eletrônicos. As principais aplicações para Sistemas Fotovoltaicos de bombeamento de água são:

- Bombeamento de água residencial;
- Bombeamento de água para consumo humano e animal, de pequenas comunidades;
- Sistemas de irrigação.

A seguir, são apresentadas as principais características dos equipamentos (bombas e motores elétricos), utilizados em tais sistemas.

5.3.1- Tipos de Bombas de Água

Existem duas categorias principais de bombas que podem ser usadas em Sistemas Fotovoltaicos isolados: *centrífugas* e *volumétricas* (de deslocamento positivo). Elas têm características e princípios de funcionamento diferentes.

5.3.1.1- Bombas Centrífugas

Em geral, as bombas centrífugas são adequadas para aplicações que exigem grandes volumes de água (elevadas vazões) e pequenas alturas manométricas (reservatórios superficiais ou cisternas). Possuem

pás ou impelidores que giram em alta velocidade, criando pressão e forçando o fluxo de água.

As bombas centrífugas são projetadas para alturas manométricas fixas e sua saída de água aumenta com o aumento da velocidade de rotação das pás. A eficiência destas bombas decresce para alturas manométricas e vazões distantes do seu ponto de projeto.

As características de operação das bombas centrífugas adequam-se razoavelmente bem à saída do arranjo fotovoltaico. Assim, pelo fato de partirem gradualmente e sua vazão aumentar com a entrada de corrente elétrica (maiores níveis de insolação), elas podem ser conectadas diretamente ao arranjo fotovoltaico, sem necessidade de inclusão de bateria. Entretanto, uma boa relação entre a bomba e o arranjo fotovoltaico é necessária para um eficiente funcionamento. Isto exige um profundo conhecimento das características de operação da bomba e do arranjo fotovoltaico.

O desempenho de uma bomba centrífuga conectada diretamente ao arranjo fotovoltaico é muito sensível ao valor da radiação solar. Assim, quando o nível de insolação se reduz, a corrente do arranjo cai e o motor gira mais lentamente.

Pequenas mudanças no nível de insolação resultarão em grandes mudanças na saída da bomba, podendo levá-la a não superar a altura manométrica necessária. Em alguns casos, o bombeamento será interrompido, até o retorno de níveis de insolação mais elevados.

Existem duas classes principais de bombas centrífugas: as *submersíveis* e as de *superfície*. As submersíveis trabalham “afogadas” enquanto as de superfície necessitam de um cano para sucção. Para as bombas de superfície recomenda-se uma altura de sucção máxima de aproximadamente 6 metros. Alguns modelos, como as *auto-aspirantes*, podem possuir alturas de sucção maiores.

As bombas centrífugas são adequadas à uma ampla faixa de valores de vazão. Existem sistemas instalados com capacidades que vão até cerca de 1000 m³/h.

5.3.1.2- Bombas Volumétricas

Em geral, as bombas volumétricas, também chamadas de bombas de deslocamento positivo, são adequadas quando se deseja atingir grandes alturas manométricas com pequenos ou moderados volumes de água. A eficiência das bombas volumétricas aumenta com o aumento da altura manométrica. Além disso, a saída de água das bombas volumétricas é quase independente da altura manométrica. Estes tipos de bombas movem um volume de água por meio de um pistão ou cavidade, deslocando a água com outra quantidade de água e, assim, sucessivamente.

Os tipos de bombas volumétricas mais usados em Sistemas Fotovoltaicos são as bombas de pistão com contrapeso (também chamadas de bombas *jack* ou bombas *donkey*) e as bombas de cavidade progressiva (algumas vezes, chamadas de bombas de *parafuso*).

As características de operação das bombas volumétricas não se ajustam tão bem com a saída do arranjo fotovoltaico quanto as das centrífugas. Por isso, não são muito adequadas para ligação direta aos arranjos fotovoltaicos, uma vez que a corrente necessária muda a cada ciclo da bomba. Pequenas mudanças nos níveis de insolação sobre o arranjo fotovoltaico diminuirão a velocidade do motor mas não reduzirão sua capacidade para atingir a altura manométrica necessária, como acontece no caso das bombas centrífugas. Por este motivo, uma bomba do tipo deslocamento positivo tem condições de atingir a altura manométrica desejada e continuar bombeando água, ao longo de todo dia.

Controladores eletrônicos são recomendados para os outros tipos de bombas; porém, são extremamente necessários para bombas volumétricas. Eles irão ajustar o ponto de operação do arranjo fotovoltaico, de modo a fornecer a máxima corrente para a partida do motor. Muitos modelos de controladores apresentam um seguidor do ponto de máxima potência (MPPT). Estes controladores possuem um dispositivo eletrônico “inteligente”, responsável por transformar a saída do arranjo e “casá-la” com a potência de entrada da bomba. Eles permitem a operação para uma extensa faixa de níveis de insolação, alturas manométricas e vazões de água. Em adição, solucionam o problema de partida das bombas volumétricas. Estes controladores eletrônicos consomem, tipicamente, de 4 a 7% da potência de saída do arranjo fotovoltaico.

Baterias também podem ser usadas entre a bomba volumétrica e o arranjo fotovoltaico para fornecerem uma tensão estável, para partida e operação da bomba. Além disso, permitem a partida do motor, mesmo quando os níveis de insolação estiverem baixos. Na maioria da vezes, os controladores e as baterias não são dimensionados para permitir o bombeamento de água durante a noite, mas somente para dar estabilidade à operação do sistema.

As bombas volumétricas são, geralmente, instaladas quando se necessita de vazões na faixa de 0,3 - 40 m³/dia e alturas manométricas de 10-500 metros.

5.3.2- Tipos de Motores

Deve-se escolher uma bomba ou grupo moto-bomba para operar próximo ao ponto de máxima eficiência, sob as condições de altura manométrica e vazão necessárias. Tanto a bomba centrífuga quanto a volumétrica podem ser acionadas por um motor CA ou CC. A escolha do tipo de motor mais adequado depende do volume de água necessário, da potência requerida para atingir a altura manométrica desejada, eficiência (geralmente mais elevada para motores CC), custo (geralmente mais baixo para motores CA), necessidade do motor estar submerso ou não, tamanhos limitados impostos pelo poço (no caso do motor estar colocado dentro de um poço), confiabilidade, disponibilidade e facilidade para a realização de manutenção. Recomenda-se consultar os fabricantes de bombas para obter-se informações específicas dos modelos disponíveis.

5.3.2.1- Motores CC

Os motores CC são bastante adequados em função da sua compatibilidade com a fonte de energia fotovoltaica e porque sua eficiência é geralmente mais elevada, se comparada à dos motores CA. Entretanto, seu custo inicial é mais elevado e os motores com escovas necessitam de manutenção periódica.

Tipicamente, os motores CC precisam de comutação de escovas para permitir que os campos elétricos do motor mudem rapidamente no tempo. Motores com escova são projetados para operarem por longo tempo; entretanto, as escovas utilizadas devem ser substituídas periodicamente.

Atualmente, estão sendo fabricados alguns motores CC sem escovas. Estes motores, que possuem como vantagens o aumento da confiabilidade do sistema e reduzida necessidade de manutenção, já encontram-se disponíveis no mercado. Entretanto, eles são geralmente de tamanhos menores (motores CC não são comumente disponíveis em tamanhos maiores do que 10 HP).

Os motores CC sem escovas possuem dispositivos eletrônicos que chaveiam o fluxo de corrente. Assim, podem evitar o centelhamento, aquecimento e desgaste associados aos motores com escovas. Além disso, são capazes de operar por mais longo tempo, entre os intervalos de manutenção, o que é especialmente importante para os sistemas de bombeamento em áreas remotas, onde a manutenção deve ser bastante

reduzida. Entretanto, os dispositivos eletrônicos que compõem os motores CC sem escovas, são possíveis fontes de defeitos e, por isso, devem ser projetados para alta confiabilidade em ambiente severos.

Aplicação dos motores CC

Para poços rasos e outras fontes superficiais de água, o motor e a bomba são combinados em uma única unidade (grupo moto-bomba), que pode flutuar na água. Nestes casos, geralmente o motor, alimentado por corrente contínua, possibilita a conexão direta com os arranjos fotovoltaicos. Além disso, não utilizando-se motores com escovas (operação por comutação eletrônica), aumenta-se a confiabilidade e exige-se pouca manutenção. Um sistema de tamanho médio pode bombear cerca de 100 m³ por dia para uma altura manométrica de 4 metros.

5.3.2.2- Motores CA

Os motores CA adicionam complexidade ao sistema, pois exigem a inclusão de um inversor para transformar a corrente contínua, gerada pelo arranjo fotovoltaico, em corrente alternada, além de causar pequenas perdas de energia. Entretanto, possuem a vantagem de ter preços mais baixos e estão mais facilmente disponíveis no mercado.

Motores CA são geralmente melhores quando a aplicação necessita de potência acima de 10 HP (7500 Watts), embora alguns fabricantes recomendem o uso de motores CA para todas as faixas de potência.

Há inversores que podem aceitar uma extensa faixa de tensões, produzida pelo arranjo fotovoltaico, e serem conectados diretamente a um motor CA, sem o uso de baterias. Atualmente, encontram-se no mercado sistemas de bombeamento solares que utilizam um inversor especial para operar um motor CA, trifásico, acoplado diretamente ao arranjo. Os inversores podem usar, ainda, um controle seguidor do ponto de máxima potência, para otimizar o funcionamento do sistema.

Aplicação dos motores CA

Os motores CA são, geralmente, utilizados em Sistemas Fotovoltaicos de bombeamento de água submersos, adequados para grandes profundidades. Em sistemas projetados para poços profundos, o conjunto moto-bomba é colocado no interior do poço (submerso na água). O motor é de indução (corrente alternada) acionado por um inversor, especialmente projetado para dar partida no motor e possuir frequência variável para “casar” a tensão de saída do arranjo com a carga do motor. Pelo fato do inversor estar combinado à bomba, geralmente alcançam eficiências superiores a 90%. Um sistema de tamanho médio pode bombear cerca de 20 m³ por dia através de uma altura manométrica de 30 metros.

5.4- Proteção Catódica

Sistemas Fotovoltaicos podem ser usados para proteção catódica de forma a impedir corrosão nas estruturas de metal enterradas. A corrosão dos metais ocorre devido a um processo de oxidação que desencadeia uma reação química e faz com que os elétrons fluam do metal para o eletrólito.

Nas situações práticas, o eletrólito é a água existente no solo, que possui impurezas e geralmente é ácida ou salgada. Pelo fato da densidade do eletrólito variar sazonalmente e, em alguns casos, até mesmo, diariamente, os projetos de sistemas para proteção catódica, tornam-se bastante complexos.

A maioria dos metais corroem facilmente quando são colocados em ambientes úmidos. As únicas exceções são os metais nobres, tais como o ouro, que reagem somente quando estão em uma solução fortemente ácida. Entretanto, os materiais que possuem ferro em sua composição estão sujeitos à corrosão.

O conceito básico da proteção catódica é simples, ou seja, se a perda de elétrons de um metal que está enterrado puder ser impedida, não haverá corrosão. Existem, basicamente, duas técnicas para interromper o fluxo dos elétrons. A primeira delas, utiliza uma fonte de energia externa que irá aplicar, entre o metal a ser protegido e o eletrólito, uma tensão ligeiramente maior do que o potencial de oxidação. A segunda técnica consiste em enterrar um metal com maior tendência a corroer do que o metal a ser protegido. Neste caso, o *anodo de sacrifício*, geralmente de magnésio ou zinco, corroerá e protegerá o outro metal.

Entre estas duas técnicas de controle da corrosão, a mais eficaz é aplicar uma corrente, utilizando uma fonte de energia externa. Ela é quase sempre utilizada quando existe uma fonte de energia disponível no local.

O método do anodo de sacrifício não necessita de uma fonte de tensão externa. Entretanto, para sua eficácia, o material do anodo de sacrifício deverá corroer facilmente, reduzindo o potencial de oxidação entre o metal a ser protegido e o eletrólito. O anodo de sacrifício perde eficácia quando corrói e, por isso, possui vida limitada e deve ser substituído periodicamente.

No outro método onde uma fonte de energia externa de baixa tensão CC, é utilizada para “vencer” o potencial galvânico entre o metal enterrado e o anodo, um ou mais anodos são enterrados na proximidade e a fonte de tensão externa é conectada entre estes anodos e o metal a ser protegido. O anodo é feito de um material inerte, tal como o grafite, ferro com alta liga de silício ou um dos metais nobres (embora estes últimos não sejam muito utilizados, devido ao seu alto custo).

Para minimizar ou interromper o movimento dos elétrons, que fluem do metal para o eletrólito, podem ser utilizados Sistemas Fotovoltaicos que fornecem a tensão necessária para reverter o fluxo de corrente, que passa a ser do anodo para o metal a ser protegido. Deve-se projetar um sistema que forneça uma corrente maior ou igual a corrente que causa a corrosão. Correntes excessivas devem ser evitadas pois elas podem resultar na formação de bolhas no revestimento que protege o metal. A corrente necessária dependerá de muitos fatores tais como: tipo de metal, área do metal em contato com o eletrólito (superfície exposta do metal), composição do eletrólito, eficácia do revestimento do metal, efeito da polarização, características do solo onde o metal está enterrado (resistividade), forma da superfície do metal (cilíndrica, plana), tipo e tamanho do anodo utilizado.

A tensão a ser aplicada pelo sistema depende da corrente necessária e da resistência total do circuito de proteção catódica. A corrosão começa na superfície exposta do metal e gradativamente penetra no mesmo. A corrente necessária para proteger a superfície exposta do metal poderá ser reduzida, se o metal for revestido por uma camada protetora, antes da sua instalação.

A corrosão está inversamente relacionada com a resistividade do solo. Assim, em solos com pequena resistividade, o problema da corrosão pode ser crítico. Por outro lado, em solos com elevada resistividade, a corrosão é bastante reduzida e, portanto, a corrente necessária para a proteção catódica será baixa. Entretanto, não é simples estimar a resistividade do solo. Em geral, solos secos e arenosos possuem maiores resistividades do que pântanos de água salgada. A resistividade do solo muda consideravelmente com as diferentes características do terreno, tais como: textura, composição orgânica, localização, profundidade etc.

Por isso, ao especificar um sistema para proteção catódica, necessita-se de muitos dados sobre as características do terreno. Recomenda-se fazer alguns testes, usando um anodo temporário e um gerador

de baixa tensão CC que imprimirá uma corrente ao sistema, de forma a medir a tensão aplicada ao anodo temporário.

Alguns sistemas de proteção catódica possuem um resistor variável que permite ajustar periodicamente a corrente a ser impressa e compensar os efeitos causados pela mudança da composição do solo, corrosão da área superficial do anodo, polarização, tipo de anodo etc. Mais recentemente, para compensar as variações da resistividade do solo, utilizam-se controladores eletrônicos.

Sistemas Fotovoltaicos estão substituindo a maneira convencional de obtenção de energia, que é conseguida retificando-se a corrente alternada, fornecida pela rede elétrica, transformando-a em corrente contínua (em geral, fornecida ininterruptamente). A maioria dos Sistemas Fotovoltaicos para pequenas aplicações que necessitam de baixas tensões CC, incluem baterias de forma a fornecer, continuamente, a corrente necessária. Entretanto, pesquisas estão sendo desenvolvidas para determinar a proteção dada por um sistema fotovoltaico sem armazenamento e que, portanto, reverte corrente apenas durante o dia.

Os sistemas de controle de corrosão encontram aplicação em:

- Torres de transmissão;
- Tanques de armazenamento;
- Estradas de ferro;
- Pontes;
- Tubulações de gás, óleo combustível, água.

5.5- Telecomunicações

Sistemas Fotovoltaicos estão sendo há muitos anos usados para fornecer energia para a área de telecomunicações devido à sua simplicidade e reduzida manutenção. A confiabilidade das fontes de energia para a maioria das aplicações nesta área é bastante crítica e a disponibilidade deve ser muito alta. Geralmente, estes sistemas necessitam de baixa potência e são instalados em áreas remotas com acesso limitado e, geralmente, com severas condições climáticas (vento, maresia).

Algumas vezes, para reduzir o custo inicial, especialmente se a demanda da potência máxima é muito maior do que a demanda média, utilizam-se sistemas híbridos.

As aplicações mais comuns dos Sistemas Fotovoltaicos na área de telecomunicações são:

- Estação remota de rádio;
- Torres repetidoras de TV;
- Auxílio à navegação;
- Repetidoras de telefone celular;
- Telefones de emergência em estradas.

A corrente para a carga varia de acordo com o modo de operação e tempo de utilização do equipamento.

5.6- Estação Remota para Monitoramento

Equipamentos para instrumentação remota e comunicação de dados necessitam de uma fonte de energia confiável, de forma a impedir interrupção ou perda de dados. Sistemas Fotovoltaicos são adequados para esta aplicação porque a energia necessária é baixa e os locais onde são instalados, geralmente encontram-

se afastados da fonte de energia convencional. Devido à confiabilidade e simplicidade dos Sistemas Fotovoltaicos, estes estão substituindo também alguns equipamentos alimentados por fontes CA, em áreas atendidas pela rede elétrica.

Quase todos os sistemas de observação remotos, alimentados com energia fotovoltaica, funcionam a uma tensão de 12 Volts CC. A carga varia de acordo com a quantidade de detectores, taxa de aquisição de dados e os requisitos de transmissão de dados.

É comum que as baterias desses sistemas tenham uma capacidade de até 30 dias, porque a demanda de carga pode não exceder alguns miliampères.

Exemplos de aplicações são:

- Monitoramento das condições climáticas;
- Controle do tráfego nas estradas;
- Registros sísmicos;
- Investigações científicas.



Capítulo 6

Projeto de um Sistema Fotovoltaico

Capítulo 6 - Projeto de um Sistema Fotovoltaico

O projeto de um Sistema Fotovoltaico (SF) é o “casamento” entre a energia fornecida pelo Sol ao sistema e a demanda de energia pela carga. O critério para o dimensionamento pode ser: custo da energia gerada, confiabilidade, eficiência ou uma combinação destes fatores.

Alguns métodos simplificados de dimensionamento estão disponíveis e baseiam-se em características médias dos componentes e valores típicos de radiação solar. Um exemplo de método simplificado são planilhas que orientam cada passo do projeto e baseiam-se, geralmente, na operação do sistema em um dia típico. Para sistemas mais complexos (de médio ou grande porte), algumas ferramentas (*softwares*) de dimensionamento e simulação de operação estão disponíveis e podem, se utilizadas corretamente e com dados confiáveis, gerar projetos, pelo ponto de vista do dimensionamento, com sucesso garantido e custo adequado.

O dimensionamento de um SF deve levar em conta robustez e facilidade de instalação e manutenção visto que, na maioria dos casos, eles serão utilizados em locais remotos e inóspitos. Também devem ser consideradas as perdas relativas aos componentes que, embora não sejam considerados básicos, são de igual importância para o seu funcionamento adequado. Trata-se do Balanço do Sistema (BOS), derivado da expressão em inglês *Balance of System*. O BOS envolve os condutores, diodos de bloqueio, proteções etc.

Este capítulo pretende ajudar o leitor a projetar o seu Sistema Fotovoltaico. Na seção 6.3 são apresentadas planilhas que auxiliam o projetista no dimensionamento de SFs isolados com aplicações que vão desde pequenos sistemas para iluminação residencial até sistemas de médio porte para cargas concentradas. As informações para o preenchimento das planilhas também estão incluídas.

Os leitores efetivamente interessados em dimensionar um sistema devem escolher a ferramenta (planilhas ou *software*) adequada ao seu projeto e aplicá-la. ***O texto deste capítulo busca apenas esclarecer as questões fundamentais relacionadas com o assunto e é direcionado à aplicação das planilhas apresentadas na seção 6.3.***

6.1 - Etapas do Projeto de um Sistema Fotovoltaico

Como pode ser visto na *Figura 6.1.1*, os blocos básicos de um SF são: geração (fotovoltaica e outras fontes), armazenamento de energia e unidades de controle e condicionamento de potência. Partindo dos dados meteorológicos e de uma boa estimativa da curva de carga, o projetista irá dimensionar ou especificar cada um destes blocos, além dos demais componentes necessários à operação segura e confiável do sistema.

As principais etapas do projeto de um SF com armazenamento são apresentadas nos itens seguintes. ***Detalha-se apenas o projeto de sistemas isolados (não interligados à rede), puramente fotovoltaicos, fixos (sem tracking) e sem concentração da radiação solar.***

6.1.1 - Avaliação do Recurso Solar

Nesta fase do projeto busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico de forma a podermos calcular a energia gerada. Nem sempre os dados estão disponíveis na forma que precisamos para utilizá-los no dimensionamento do sistema. Por isso, muitas vezes é necessário utilizar-se métodos de tratamento de dados que permitam estimar a(s) grandeza(s) de interesse.

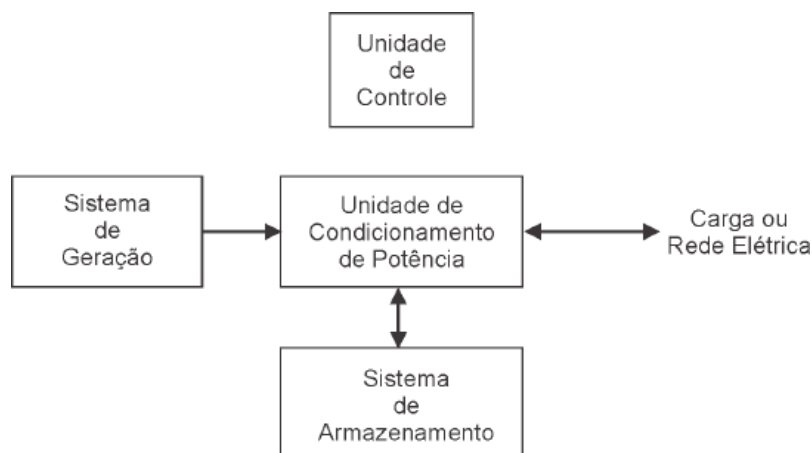


Figura 6.1.1 - Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico.

Para os equipamentos de medição disponíveis no Brasil as grandezas mais comumente medidas são o número de horas de insolação e a radiação global no plano horizontal. Equipamentos mais sofisticados poderão fornecer informações sobre as componentes difusa e direta da radiação solar, num plano pré-estabelecido ou no plano normal aos raios do sol. Estas últimas grandezas são úteis no dimensionamento de sistemas com concentração da radiação solar e/ou equipados com seguidores do movimento do Sol (*trackers*).

Os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de fluxo de potência (valores instantâneos) ou energia (com diversos períodos de integração) por unidade de área. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia. Também é comum determinar-se um “Ano Meteorológico Padrão ou Típico” com informações armazenadas ao longo de vários anos. Existem diversas unidades para se representar valores de radiação solar. A *Tabela 6.1.1* mostra algumas destas unidades e os fatores de conversão.

Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia é através do número de horas de **Sol Pleno**. Esta grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (1000 W/m^2) de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão. Mostra-se abaixo, um exemplo de cálculo do número de horas de Sol Pleno (SP) para um caso em que a energia diária acumulada é de 6 kWh/m^2 .

$$SP = \frac{6[\text{kWh/m}^2]}{1[\text{kW/m}^2]} = 6[\text{horas/dia}]$$

A *Figura 6.1.2* ajuda na compreensão desta grandeza.

Os métodos de tratamento de dados utilizam modelos que tentam, com o máximo de fidelidade, estimar as grandezas cuja medição é mais complexa ou mais dispendiosa, ou aproveitar uma grande base de dados disponível. Os principais modelos têm os seguintes objetivos:

- Traduzir valores medidos no plano horizontal para superfícies inclinadas;
- Estimar as componentes direta e difusa a partir dos dados sobre a radiação global;
- Obter valores de potência ou energia a partir do número de horas de insolação;

- Estimar valores horários a partir de valores diários, ou diários a partir de mensais, e assim por diante.

A Figura 6.1.3 mostra um caso de medição de radiação solar para a localidade de Joanes, Ilha de Marajó, no Pará. O equipamento utilizado permite a medição de radiação global e da componente difusa, ambas no plano horizontal, e estima a radiação direta normal (incidente no plano perpendicular aos raios do Sol). Nessa figura são mostrados tanto a medição para um dia qualquer, quanto a média mensal. Tanto a média quanto a curva diária correspondem ao mês de maio de 94. Na estação, os dados foram armazenados a cada minuto, embora os valores apresentados correspondam a médias de 10 minutos.

Apresenta-se, anexo a este Manual, Mapas de Insolação para o Brasil para cada mês do ano. No entanto, estes dados só devem ser utilizados quando não for possível obter-se dados mais localizados. Valores resultantes de medição em locais próximos devem sempre ser procurados. Outra importante fonte de informação é o programa SUNDATA, disponível na página do CRESESB na internet (www.cresesb.cepel.br/sundatn.htm) onde podem ser obtidos valores médios para o ponto mais próximo ao ponto de interesse. O SUNDATA também ajuda a identificar a inclinação mais adequada para o painel fotovoltaico.

Radiação Solar - Unidades e Fatores de Conversão		
<i>Para Converter de:</i>	<i>Para:</i>	<i>Multiplique por:</i>
cal/cm ²	J/cm ²	4,1868
cal/cm ² .min	W/m ²	697,8
cal/cm ²	kWh/m ²	0,01163
J/cm ²	cal/cm ²	0,23885
J/cm ²	kWh/m ²	0,0027778
kWh/m ²	cal/cm ²	85,985
kWh/m ²	J/cm ²	360
Langley	cal/cm ²	1
W/m ²	cal/cm ² .min	0,0014331
W/m ²	mcal/cm ² .s	0,023885
MJ/ m ² .dia	kWh/m ² .dia	0,27778
Langley/dia	kWh/m ² .dia	0,01163

Tabela 6.1.1 - Unidades para radiação solar e fatores de conversão.

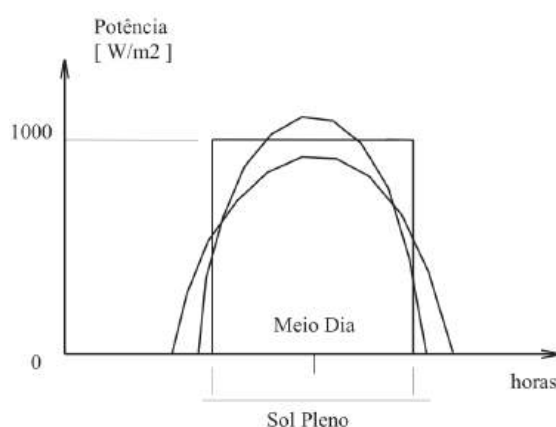


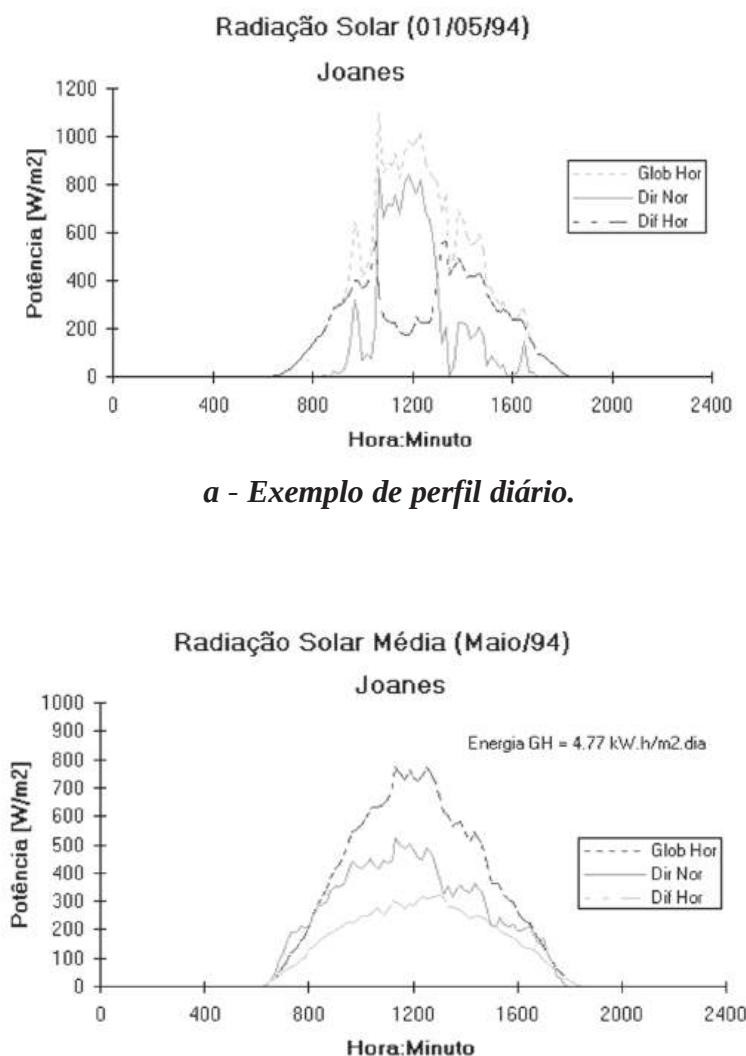
Figura 6.1.2 - Perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de SP.

Maiores detalhes sobre radiação solar são apresentados no Capítulo 2, seção 1 (“Radiação Solar: captação e conversão”). Informações adicionais sobre dados disponíveis (como e onde encontrar), medição e estimativa da radiação solar podem ser encontradas na bibliografia complementar.

No método de dimensionamento simplificado (planilhas) apresentado neste capítulo, estaremos sempre trabalhando com valores médios de energia diária expressos em número de horas de Sol Pleno.

6.1.2 - Estimativa da Curva de Carga

Para o dimensionamento do sistema de geração precisamos analisar a demanda de energia pela carga. O objetivo desta análise é construir, com a maior fidelidade possível, uma **curva de carga**, identificando as possíveis sazonalidades. O levantamento preciso da curva de carga pode implicar uma redução significativa do custo do sistema e prevenir contra efeitos de possíveis variações localizadas no comportamento da carga.



a - Exemplo de perfil diário.

b - Média mensal.

Figura 6.1.3 - Radiação solar na vila de Joanes (Pará) - Maio/1994.
Radiação global e difusa no plano horizontal e radiação direta normal.

A forma mais comum de se especificar uma carga para o projeto de um Sistema Fotovoltaico, é através do seu consumo diário de energia. É comum utilizar-se o valor de consumo correspondente a dias em que a relação “**consumo/disponibilidade de energia solar**” é máxima. Nas planilhas apresentadas no final do capítulo, a carga é avaliada através do produto do consumo nominal dos equipamentos, expresso em Ampères, e do tempo de utilização, numa base diária. O consumo de uma lâmpada de 20 Watts, de tensão nominal de 12 Volts e com 5 horas de operação diária, é calculado conforme mostrado abaixo:

$$C_{diario}[Ah] = 5[horas] \cdot \frac{20[Watts]}{12[Volts]} = 8,33[Ah]$$

O consumo poderia, também, ser expresso em Watts-hora mas como a tensão do sistema tende a variar durante o processo (diferença na tensão das baterias para os períodos de carga e descarga, por exemplo) é mais conveniente expressá-lo em Ampères-hora. Nos casos em que o sistema dispõe de seguidores de máxima potência, é mais indicado utilizar-se Wh.

Outro fator importante na avaliação da carga é a determinação dos valores extremos de consumo (máximo e mínimo), para que os componentes possam ser dimensionados segundo as condições críticas de operação. Motores elétricos podem apresentar correntes de partida da ordem de 6 vezes a sua corrente nominal. Além disso, deve-se pensar que todos os equipamentos poderão ser acionados ao mesmo tempo.

Tensão nominal e características adicionais sobre os equipamentos (CA ou CC, eficiências etc.) “fecham” a especificação da carga.

Muitos programas de dimensionamento e de simulação de operação de SFs podem trabalhar com base horária, ou seja, com a carga e o recurso solar sendo especificados a cada hora e por um período que pode variar de um dia a vários anos.

Projetistas de sistemas interconectados à rede trabalham, normalmente, com a hipótese de que a rede é uma carga capaz de consumir toda a energia gerada e no momento da geração. Além disso, a avaliação da carga é feita segundo outros parâmetros, como por exemplo, a qualidade do sinal requerida pelo comprador (nível de harmônicos, regulação da tensão etc.), capacidade de corrigir o fator de potência, nível de interferência no sistema etc.

6.1.3 - Escolha da Configuração

A escolha da configuração para o sistema pode ser realizada baseada nas informações apresentadas no Capítulo 3 (“Configurações Básicas”), onde apresentam-se alguns detalhes sobre as configurações mais comuns: sistemas autônomos ou interconectados à rede, CA ou CC, com ou sem armazenamento etc. Basicamente, a escolha baseia-se nas características da carga e na disponibilidade de recursos energéticos.

6.1.4 - Dimensionamento do Sistema de Armazenamento

Baterias são, na atualidade, o meio mais difundido (melhor relação custo *versus* benefício) de armazenamento de energia elétrica. Portanto, quando falamos de Sistema de Armazenamento pensamos imediatamente em baterias, embora outras alternativas existam.

O processo de dimensionamento de um banco de baterias é iterativo. O projetista oscila entre a escolha do

modelo (tecnologia, capacidade etc.) e o cálculo do número de unidades necessárias para um dado sistema, considerando aspectos como vida útil, confiabilidade e custo. Estes são alguns dos dilemas com os quais o projetista vai se deparar:

- Devo usar baterias de ciclo profundo ou de ciclo raso?
- Qual a tecnologia mais adequada: chumbo-ácido ou níquel-cádmio?
- Automotivas ou estacionárias?
- Seladas ou abertas?
- Com maior tensão nominal ou maior capacidade de corrente por unidade?

E assim por diante. E as respostas para estas questões são bastante complexas pois dependem, inclusive, da estimativa de vida útil para as unidades, que pode variar enormemente e depende fortemente das condições de operação. Esta seção ajudará o projetista a avaliar, para um dado modelo de bateria, o número de unidades necessárias para atender à demanda nas condições críticas de geração. A partir daí, o projetista deve comparar os resultados com os obtidos para outros modelos de baterias e, considerando aspectos como custo e expectativa de vida, escolher o mais adequado.

Uma planilha para orientar no dimensionamento do banco de baterias é apresentada no final do capítulo. Para obter mais detalhes sobre baterias, o leitor pode recorrer ao Capítulo 4, seção 2 (“Baterias”).

Os parâmetros mais importantes para o dimensionamento do banco de baterias são a eficiência, a máxima profundidade de descarga (para ciclos diários e ciclos esporádicos) e a autonomia do sistema.

Eficiência

Existem dois valores de eficiência para uma bateria: a de **Wh** e a de **Ah**. A primeira situa-se em torno de 85% enquanto a segunda aproxima-se dos 100%. Ambas sofrem redução quando a bateria está com estado de carga próximo à carga plena (100%). Baixas temperaturas também tendem a reduzir a eficiência das baterias. As planilhas apresentadas trabalham com a eficiência de Ah.

Número de dias sem Sol

Este valor é uma previsão do maior período possível de consumo de energia com geração solar insuficiente para repor o estado de carga inicial das baterias, com uma determinada taxa de risco.

Máxima profundidade de descarga “permitida”

Existem dois limites que são normalmente estabelecidos para a máxima profundidade de descarga: o cíclico (diário) e o esporádico. Estes limites, normalmente expressos como percentuais da capacidade nominal da bateria, vão depender da expectativa de vida desejada para a mesma.

Quanto mais profundo o ciclo, mais curta a vida da bateria, como foi mostrado na seção 4.2. Os ciclos esporádicos correspondem aos períodos críticos de geração solar e, embora a vida da bateria esteja mais ligada a ciclagem diária, o projetista deve avaliar o efeito dos mesmos no desempenho.

Baterias, quando utilizadas em ambientes de temperatura muito baixa, perdem significativamente a capacidade. É comum, portanto, existir nos métodos de dimensionamento um fator que compense esta variação.

6.1.5 - Dimensionamento da Geração Fotovoltaica

De posse dos dados meteorológicos de relevância e da expectativa de demanda de energia para o sistema, podemos passar para o dimensionamento do(s) painel(éis) fotovoltaico(s). Como citado para o caso das baterias, trata-se de um processo iterativo onde o projetista oscila entre a escolha do modelo e o cálculo do número de unidades necessárias para um dado sistema, considerando aspectos como vida útil, confiabilidade e custo. Estes são alguns dos dilemas com os quais o projetista vai se deparar:

- Qual a tecnologia mais adequada para a minha aplicação?
- Os módulos de silício amorfo são confiáveis? Qual a sua expectativa de vida? E a degradação inicial?
- Que módulo possui a curva característica I_xV mais adequada ao meu projeto?

E assim por diante. O projetista deve obter dados técnicos sobre o maior número possível de produtos disponíveis e efetuar o dimensionamento para diversos modelos. A escolha do tipo e do número de módulos fotovoltaicos a serem utilizados depende de uma série de fatores, dentre eles:

- Tensão nominal do sistema;
- Curva característica I_xV do módulo;
- Custo da área disponível para instalação;
- Degradação da performance em função da temperatura ambiente e idade dos módulos;
- Custo e expectativa de vida para o módulo.

Planilhas que auxiliam no dimensionamento do(s) painel(éis) fotovoltaico(s) são apresentadas no final deste capítulo. O processo é dividido em duas etapas: a primeira ajuda na determinação da inclinação do arranjo e do mês crítico para o dimensionamento; a segunda ajuda a determinar o número total de módulos. O método de projeto usa corrente (Ampères) ao invés de potência (Watts) para descrever a demanda de energia da carga. Como a tensão do sistema é fixa (varia apenas dentro dos limites ditados pelos processos de carga e descarga de uma bateria, por exemplo), é mais fácil comparar o desempenho de módulos fotovoltaicos quando pensamos em corrente.

Os parâmetros mais importantes para o dimensionamento são:

- Consumo calculado para a carga;
- Radiação solar global no plano do módulo;
- Eficiência do banco de baterias;
- Perdas causadas por componentes adicionais (BOS);
- Valor típico de corrente que corresponde ao ponto de máxima potência;
- Tensão de operação (deve-se lembrar que, para sistemas com armazenamento, sem seguidor do ponto de máxima potência, a tensão é imposta pela bateria e depende da corrente, do estado de carga e da temperatura).

A utilização de diodos de bloqueio e de *bypass* é discutida no item 6.1.7 (“Projeto Elétrico”). Na seção 1 do Capítulo 4 (“Módulo Fotovoltaico”) apresenta-se uma descrição detalhada das características dos módulos fotovoltaicos.

Embora este capítulo não focalize prioritariamente estes casos, cabem aqui alguns comentários sobre projeto de sistemas mais sofisticados:

- Sistemas com mecanismo de seguimento do Sol (*trackers*), com capacidade de acompanhá-lo em seus movimentos diários ao longo do ano (*tracking* em dois eixos), são dimensionados considerando-

se as componentes de radiação direta normal e difusa no plano instantâneo do painel;

- Sistemas com concentração da radiação solar, que normalmente possuem mecanismos de seguimento do Sol, são dimensionados considerando-se, prioritariamente, a componente direta normal. Outros fatores considerados são: a relação de concentração e a redução de performance dos módulos em função da maior temperatura de operação;
- Sistemas com seguidores do ponto de máxima potência (com MPPT) são dimensionados com a energia especificada em Wh já que as tensões de operação do painel fotovoltaico e do sistema não estão “amarradas”.

6.1.6 - Especificação dos Demais Componentes Básicos

Além do dimensionamento e especificação de componentes associados à geração fotovoltaica e ao armazenamento, o projetista também vai confrontar-se com a especificação de controladores de carga e dispositivos de condicionamento de potência. Estes componentes, que se integrarão ao sistema em função da aplicação e/ou da configuração, precisam de uma correta especificação para a boa operação. Componentes especificados corretamente e apenas com as funções realmente necessárias reduzem a complexidade e o custo e aumentam a confiabilidade do sistema.

Controladores de carga

O valor máximo de corrente e a tensão de operação são os parâmetros mínimos para a especificação. Outras características desejáveis são:

- *Setpoints* ajustáveis;
- Compensação de temperatura;
- Alarme de tensão baixa na bateria;
- Proteção contra corrente reversa;
- Seguidor do ponto de máxima potência;
- Indicações visuais (*leds*, *display* etc.)

Dispositivos de condicionamento de potência

Inversores: os parâmetros básicos para especificação de inversores são a tensão de entrada, a potência nominal e as características da saída. Os parâmetros mais comuns são:

- Características de saída (forma de onda, frequência, amplitude, distorção);
- Eficiência;
- Potência nominal;
- Potência máxima;
- Taxa de utilização;
- Tensão de entrada (nominal e faixa permitida);
- Modularidade;
- Fator de potência;
- Consumo permanente;
- Tamanho e peso;
- Ruído;

- Indicações visuais (*leds*, *display*, medidores etc.);
- Proteções.

Características adicionais para os inversores são: operação em mais de um quadrante (inversor bi-direcional) e capacidade de interconexão com a rede.

Conversores CC-CC: a especificação é bem similar a de um inversor exceto pela característica da saída, que neste caso é CC.

Planilhas que auxiliam na especificação do inversor, controlador de carga e conversor CC-CC são apresentadas no final do capítulo. No Capítulo 4 (“Componentes Básicos”) apresenta-se uma descrição detalhada de cada um dos componentes citados nesta seção.

6.1.7 - Projeto Elétrico

Outros desafios para o projetista durante o dimensionamento de um SF são:

- Interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente, evitando perdas de energia;
- Torná-lo seguro, sob o ponto de vista elétrico, considerando-se a segurança do sistema e do usuário;
- Verificação da obediência aos códigos locais para instalações elétricas.

Os pontos mencionados constituem o que chamamos de projeto elétrico, que inclui desde a escolha dos condutores até o dimensionamento/especificação de dispositivos de proteção.

Diodos de passo e bloqueio

Diodos de proteção são incluídos em Sistemas Fotovoltaicos com um dos objetivos abaixo:

1. Otimizar a captação de energia do arranjo e evitar danos aos módulos (*hot spots*) em períodos em que há sombreamento parcial do sistema ou quando os módulos que compõem o arranjo possuem características elétricas diferentes;
2. Evitar fuga de corrente da bateria para o painel fotovoltaico, em sistemas com armazenamento, durante o período noturno ou quando os níveis de insolação são muito baixos.

Os *diodos de bloqueio* são utilizados em ambas as situações apresentadas. No caso 2, como mostra a *Figura 6.1.4*, eles são instalados em série com a saída do painel, evitando o fluxo de corrente proveniente da bateria. O projetista deve verificar o que resulta em menor perda de energia: a fuga de corrente ou a queda de tensão introduzida pelo diodo de bloqueio. A maioria dos controladores de carga já possuem, em seus circuitos eletrônicos, um diodo de bloqueio ou algum tipo de proteção que evitam o fluxo reverso. Além da função anterior, eles protegem o circuito contra uma possível inversão de polaridade durante a instalação.

No caso 1, os *diodos de bloqueio* são utilizados conforme mostrado na *Figura 6.1.5*. Neste caso, eles são responsáveis por evitar que, em arranjos em que haja conexão em paralelo de módulos ou de fileiras (conexão em série de módulos), ocorra fluxo de corrente de uma fileira com maior tensão para uma de menor tensão.

Os *diodos de passo* ou de *bypass* (*Figura 6.1.6*) são utilizados apenas para o caso 1. Eles evitam que a corrente de um módulo ou de uma fileira seja limitada pelo elemento de pior desempenho (célula ou

módulo). Esta queda de desempenho pode estar associada a sombreamento ou defeito. O *diodo de passo* serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de potência no elemento sombreado ou defeituoso. Isso ocorre porque a queda de tensão reversa no módulo ou célula fica limitada pela tensão direta do diodo.

A Figura 6.1.6 auxilia na compreensão da operação de um diodo de passo. Os módulos fotovoltaicos incluem, na sua maioria, diodos de passo, evitando que o projetista tenha que considerá-los em seu sistema.

A especificação dos diodos é feita através da determinação da corrente direta de operação (função do número de módulos em paralelo) e da tensão reversa máxima (função do número de módulos em série). A queda de tensão é função da tecnologia e do material (silício, germânio etc.). Quanto menor a queda, mais caro o dispositivo. Maiores detalhes sobre diodos de proteção podem ser encontrados na bibliografia complementar.

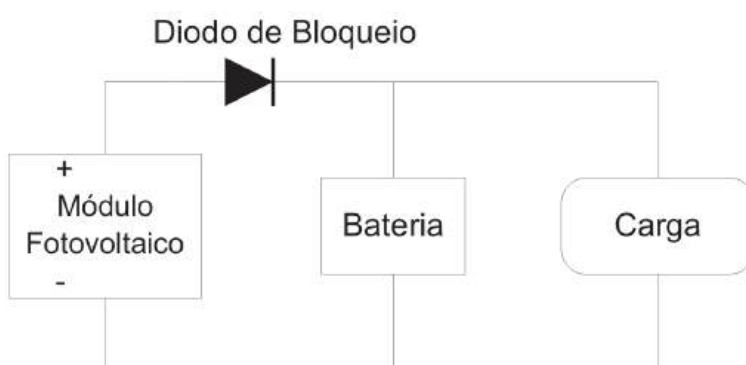


Figura 6.1.4 - Diodo de bloqueio evitando o fluxo de corrente da bateria para o módulo.

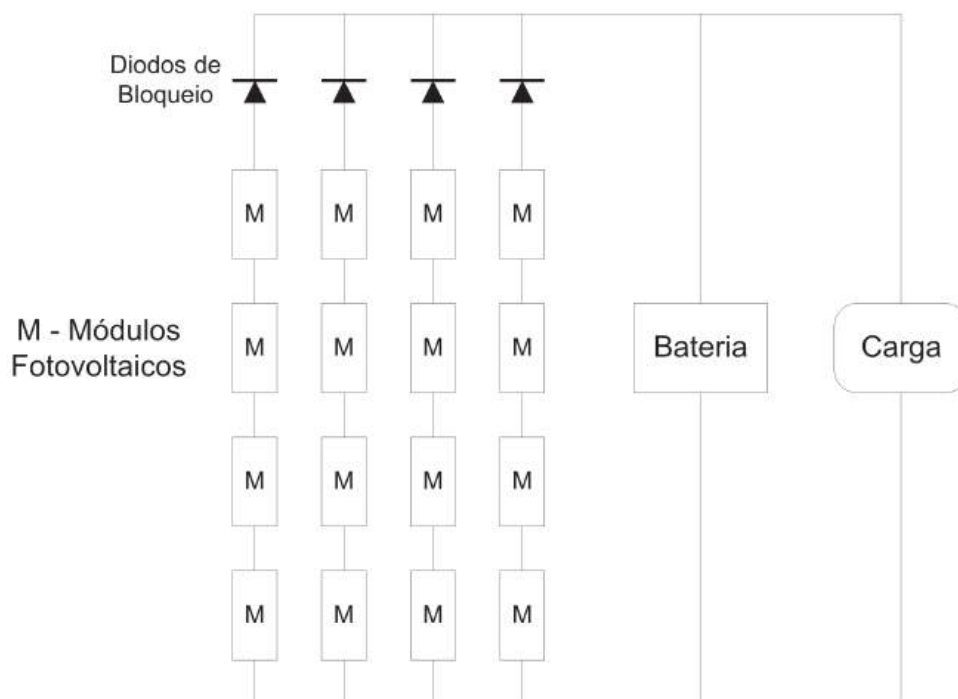


Figura 6.1.5 - Diodos de bloqueio evitando o fluxo de corrente entre as fileiras do arranjo.

Fiação

Planilhas que auxiliam na escolha da bitola dos condutores são apresentadas no fim do capítulo. As fiações CA e CC são tratadas de forma diferenciada. Atualmente, no Brasil, não existem normas específicas para Sistemas Fotovoltaicos no que tange ao dimensionamento dos condutores. No entanto, a experiência tem mostrado que limites de perda de tensão razoáveis, para a condição crítica de operação, são: 1% entre controlador e bateria(s); 3% para qualquer outro trecho individual (por exemplo, trecho entre módulo e controlador); e 5% de perda total (desde o módulo até o usuário final). Estes percentuais são relativos à tensão nominal do sistema.

As planilhas apresentadas referem-se a limites de 1% e 3 % e indicam a bitola adequada para os condutores em função do comprimento do ramal, para circuitos com corrente entre 0,5 e 200 Ampères, e tensão nominal de 12, 24 ou 48 Volts.

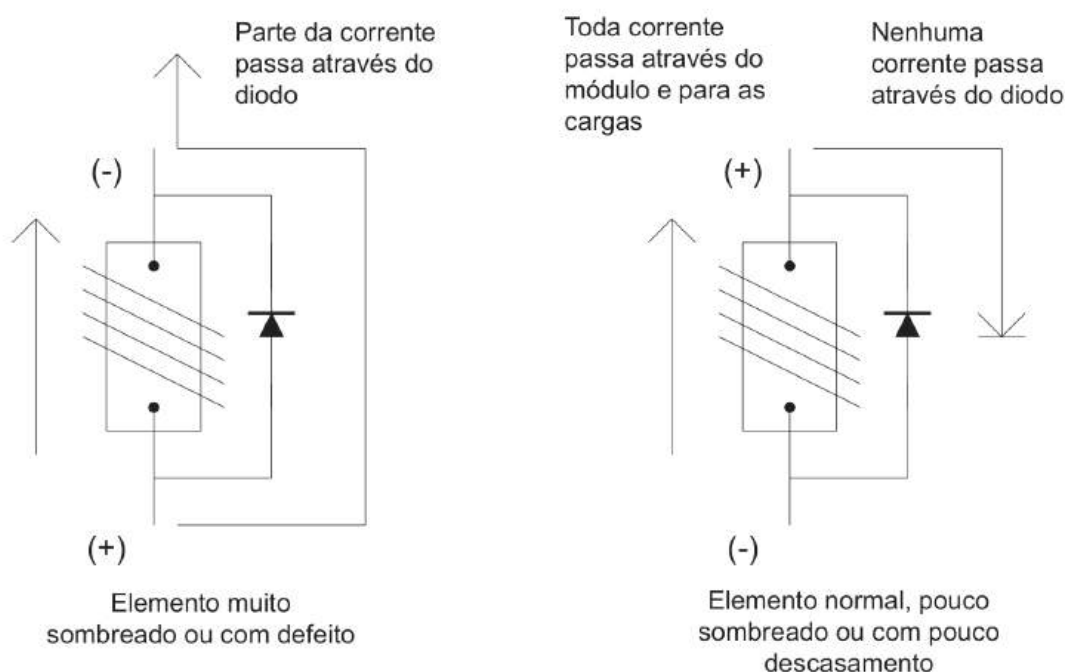


Figura 6.1.6 - Operação de um diodo de passo.

Proteções

A especificação dos dispositivos de proteção (varistores, disjuntores, aterramento etc.) passa por procedimentos já normatizados e que são substancialmente idênticos aos relacionados com sistemas elétricos em geral. Deve-se lembrar no entanto que muitos elementos dos Sistemas Fotovoltaicos, ou quase a totalidade deles, operam com corrente contínua.

Apresenta-se no Capítulo 7 informações necessárias para a correta instalação de um Sistema Fotovoltaico. Os dispositivos de proteção também serão abordados nesse capítulo.

6.2 - Sistemas de Bombeamento

Sistemas Fotovoltaicos para bombeamento devem ser olhados com especial atenção devido ao seu amplo potencial de aplicação no Brasil. O método apresentado em 6.1, somado ao instrumental apresentado em 6.3, permite a inclusão de um sistema de bombeamento como uma carga adicional (CA ou CC) de um

sistema com armazenamento. Entretanto, as características únicas desta aplicação justificam o desenvolvimento de procedimentos diferenciados para o seu dimensionamento.

Algumas características gerais dos Sistemas de Bombeamento de interesse para o projeto são:

- Não necessidade de armazenamento de energia: o solo pode ser visto como elemento armazenador ou o fluido bombeado pode ser armazenado em tanques;
- Sistemas de bombeamento de água (para irrigação ou consumo humano) possuem um bom casamento entre a demanda de água e a oferta de energia solar.

Uma pergunta que os projetistas certamente se farão é a seguinte: Por que utilizar uma bomba tão sofisticada e, conseqüentemente, cara e com pouca disponibilidade no mercado, se existem diversos fabricantes de bombas de diversos modelos e potências que se pode encontrar em qualquer lugar e por um preço muito mais baixo? A resposta é que as bombas disponíveis no mercado são pouco eficientes necessitando, portanto, de maior capacidade de geração fotovoltaica. Além disso, requerem elevados desembolsos com manutenção. Estes fatores refletem-se no custo da água bombeada ao longo da vida do sistema. A medida que os módulos fotovoltaicos caírem de preço é provável que os modelos menos sofisticados ganhem mercado.

Outras perguntas estão relacionadas aos tipos de motor e bomba a serem utilizados. Algumas respostas a estas e outras questões relativas a Sistemas Fotovoltaicos para bombeamento de água podem ser encontradas na bibliografia complementar.

Existem, hoje, alguns fabricantes que disponibilizam linhas de produtos específicos para a aplicação fotovoltaica. Muitas vezes, motor, bomba e elementos de condicionamento de potência são vendidos como parte de um *kit* completo. A melhor maneira de dimensionarmos sistemas deste tipo é seguirmos procedimentos indicados pelos fabricantes. Estes procedimentos baseiam-se em avaliação do desempenho do sistema sob diversas condições de operação. O projetista deverá obter informações sobre altura manométrica e vazão, além do recurso solar. De posse destes dados, ele identifica o sistema mais adequado, dentro da linha de produtos do fabricante, e verifica a potência necessária para o painel fotovoltaico e a capacidade do tanque, caso exista.

Na falta de procedimentos específicos, pode-se adotar métodos simplificados que permitam uma estimativa inicial para o dimensionamento dos diversos blocos. Neste caso, valores típicos de eficiências para motores, bombas e circuitos de condicionamento de potência são utilizados.

6.3 - Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos de Pequeno Porte

O objetivo desta seção é fornecer ao usuário uma ferramenta que auxilie no dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico.

As planilhas apresentadas nesta seção foram traduzidas do Manual “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, produzido pelo Sandia National Laboratories, Revisão Nov/91. Em alguns casos, foram feitas pequenas adaptações em função das características locais, como por exemplo, as temperaturas médias.

Estas planilhas tratam apenas do projeto de sistemas isolados (não interligados à rede), puramente

fotovoltaicos, fixos (sem tracking) e sem concentração da radiação solar.

Todas as planilhas (páginas de 112 a 120) e instruções de uso (páginas de 127 a 136) estão anexadas a este capítulo e a *Tabela 6.3.1* resume o conteúdo de cada uma delas.

Planilha	Descrição/Aplicação
#1 - Cálculo do Consumo das Cargas ¹	• cálculo do consumo com base diária suportando sazonalidade semanal para cargas CA e CC; • utilização dos fatores de eficiência para a conversão de potência, baterias e fiação.
#2 - Determinação da Corrente e do Ângulo de Inclinação do Arranjo	• trabalha com o conceito de <i>Sol Pleno</i>, que considera o número diário de horas de insolação igual a 1kW/m² equivalente à energia solar disponível; • permite a avaliação simultânea de 3 possibilidades de inclinação para o arranjo fotovoltaico²; • baseia-se em dados médios mensais com decisão pelo mês crítico.
#3 - Dimensionamento do Banco de Baterias	• baseia-se na capacidade necessária e no número de dias de autonomia; • assume que todo o consumo ocorre fora do período de geração; • planilhas adaptadas ao clima brasileiro.
#4 - Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico	• não consideram possibilidade de ajuste do ponto de máxima potência; • utilizam-se de um fator de desconto para compensar piora da performance do módulo em função das condições de operação.
Outras	• são utilizadas para especificação dos demais componentes básicos e fiação (bitola dos condutores).

Tabela 6.3.1 - Descrição das planilhas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com armazenamento.

1 - Preencher uma planilha para cada mês ou estação que possua uma demanda significativamente diferente.

2 - Os dados de radiação solar nas inclinações indicadas nesta planilha (latitude, latitude mais 15 graus e latitude menos 15 graus) são, em geral, de difícil obtenção. Uma forma mais fácil de se identificar a inclinação mais adequada é através do SUNDATA, disponível na página do CRESESB na internet (www.cresesb.cepel.br). A única restrição imposta pelo SUNDATA é que ele assume um consumo mensal constante ao longo do ano. Portanto, a inclinação ótima passa a ser aquela que fornece o maior mínimo para a radiação média mensal.

Planilha # 1 - Cálculo de Consumo das Cargas

1	2	3	4	5A	5B	6	7	8	9	10
Descrição das Cargas	Qtde.	Corrente da Carga (A)	Tensão da Carga (V)	Potência da Carga CC (W)	Potência da Carga CA (W)	Ciclo de Serviço Diário (h/dia)	Ciclo de Serviço Semanal (dias/sem.)	Eficiência na Conversão de Potência (decimal)	Tensão Nominal do Sistema (V)	Consumo Amp.hora (Ah/dia)
		x	x	=	N/A	x	/ ÷ 7	÷	=	
CC		x	x	=	N/A	x	/ ÷ 7	÷	=	
CC		x	x	=	N/A	x	/ ÷ 7	÷	=	
CC		x	x	=	N/A	x	/ ÷ 7	÷	=	
CC		x	x	=	N/A	x	/ ÷ 7	÷	=	
		x	x	N/A	=	x	/ ÷ 7	÷	=	
CA		x	x	N/A	=	x	/ ÷ 7	÷	=	
CA		x	x	N/A	=	x	/ ÷ 7	÷	=	
CA		x	x	N/A	=	x	/ ÷ 7	÷	=	
CA		x	x	N/A	=	x	/ ÷ 7	÷	=	
11	Potência Total das Cargas CC e CA (W)				C 11A			12	Consumo Total Ampère-hora (Ah/dia)	
		C	C		C 11B					

13	14	15	16	17	18	19	20
Potência Total das Cargas CC (W)	Potência Total das Cargas CA (W)	Tensão Nominal do Sistema (V)	Estimativa da Corrente de Pico (A)	Consumo Total Ampère-hora (Ah/dia)	Fator de Eficiência da Fiação (decimal)	Fator de Eficiência da Bateria (decimal)	Consumo Ampère-hora Corrigido (Ah/dia)
11A	11B	9	=	12	÷	÷	=
	+	÷					

Planilhas adaptadas do “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, Photovoltaic Design Assistance Center, Sandia National Laboratories, 1991

Planilha # 3 - Dimensionamento do Banco de Baterias

29	Consumo Ampère-hora corrigido (AH/dia)	30	Dias de Armazenamento	D	31	Profundidade de Descarga Máxima (decimal)	D	32	Desconto por Temperatura (decimal)	D	33	Capacidade necessária para a bateria (Ah)	34	Capacidade da Bateria Seleccionada (Ah)	35	Número de Baterias em Paralelo
20																
		X						÷				=			÷	=

NOTA: Campo 35 - Arredondar para cima para projetos críticos.

36	Tensão Nominal do Sistema (V)	37	Tensão Nominal da Bateria (V)	38	Número de Baterias em Série	39	Número de Baterias em Paralelo	40	Número Total de Baterias
9						35			
		÷		=		X		=	

41	Número de Baterias em Paralelo	42	Capacidade da Bateria Seleccionada (Ah)	43	Capacidade da Bateria do Sistema (Ah)	44	Profundidade de Descarga Máxima (decimal)	45	Capacidade Útil da Bateria (Ah)
35		34				31			
		X		=		X		=	

Informações sobre a Bateria	
Fabricante	
Modelo	
Tipo	
Tensão Nominal (V)	
Capacidade Nominal (Ah)	

Planilha # 4 - (Continuação) - Distribuição do Arranjo Fotovoltaico

58	Número de Módulos em Paralelo	59	Corrente Nominal do Módulo (A)	60	Corrente Nominal do Arranjo (A)
		x		=	
		61	Corrente de Curto Circuito do Módulo (A)	62	Corrente de Curto Circuito do Arranjo (A)
50		x		=	
63	Número de Módulos em Série	64	Tensão Nominal do Módulo (V)	65	Tensão Nominal do Arranjo (V)
		x		=	
		66	Tensão de Circuito Aberto do Módulo (V)	67	Tensão de Circuito Aberto do Arranjo (V)
55		x		=	

NOTA: Usar as especificações fornecidas pelo fabricante nos campos relativos às informações sobre o módulo fotovoltaico.

Informações sobre o Módulo Fotovoltaico					
Fabricante/Modelo		Tensão Nominal			
Comprimento		Largura		Espessura	
Peso		Diodo de "By-pass"		S	N
Tensão (V)	Na Condição Padrão de Teste	Circuito Aberto		Valor esperado para temperatura mais elevada	
Corrente (A)	Na Condição Padrão de Teste	Curto Circuito			

Especificação do Controlador de Carga

A1	A2	A3	A4
Corrente de Curto Circuito do Arranjo (A)	Corrente Mínima do Controlador (A)	Capacidade do Controlador (Lado do Arranjo) (A)	Controladores em Paralelo
61			
1.25	x	=	=

A5	Controlador de Carga
Fabricante/Modelo _____	
Tipo _____	
Tensão do Sistema _____	
"Set-points" Ajustáveis (x)	
Compensação de Temperatura	() _____
"Threshold" de Tensão Elevada	() _____
"Threshold" de Tensão Baixa	() _____
Desconexão a Tensão Baixa	() _____
Proteção Corrente Reversa	() _____
Seguidor do Ponto de Máxima Potência	() _____
Medidores (x)	
Tensão do Sistema	() _____
Corrente do Arranjo	() _____
Corrente para a Carga	() _____

Especificação dos Dispositivos de Condicionamento de Potência

Inversor	
Requisitos do Sistema	
B1	Forma de onda
B2	Tensão do Sistema (CC)
B3	Tensão do Sistema (CA)
B4	Capacidade de Surto
B5	Potência Total (CA)
B6	Carga CA Máxima (Simples)
B7	Carga CA Máxima (Simultânea)
B8	Tempo de Operação do Inversor com Carga Máxima Simultânea
B9	Taxa de Serviço Contínuo do Inversor
B10	Eficiência do Inversor necessária com carga

Especificações do Inversor	
Fabricante	
Modelo	
Forma de Onda	
Tensão de Entrada (CC)	(V)
Tensão de Saída (CA)	(V)
Capacidade de Surto	(W)
Características (x)	
Carregamento da Bateria	()
Voltímetro	()
Controle Remoto	()
Partida de Gerador Auxiliar	()
Chave de Transferência	()
Seguidor do Ponto de Máxima Potência	()

Conversor	
Requisitos do Sistema	
C1	Tensão de Entrada (CC)
C2	Tensão de Saída (CC)
C3	Potência de Saída
C4	Temperatura de Operação

Conversor	
Fabricante	
Modelo	
Tensão de Entrada	(V)
Tensão de Saída	(V)
Corrente de Saída	(A)
Temperatura de Operação	(°C)
Características (x)	
Tensão de Saída Ajustável	()

Especificação da Fiação CC

E1	Fio	E2	Tensão do Sistema (V)	E3	Corrente Máxima (A)	E4	Comprimento de um caminho (m)	E5	Queda de Tensão Permitida (%)	E6	Compensação para redução de temperatura	E7	Bitola (mm ²)	E8	Tipo de Fio
	Circuito do Arranjo														
	Módulo para Módulo														
	Arranjo para Controlador ou Bateria														
	Circuitos CC														
	Bateria para Bateria														
	Bateria ou Controlador para Cargas CC														
	Ramos do Circuito														
	A														
	B														
	C														
	D														
	E														
	Carregador de Bateria para Bateria														
	Bateria para Inversor ou Conversor														
	Aterramento do Sistema														
E9	Terra do Equipamento														
E10	Terra do Sistema														

Especificação da Fiação CA

Dimensionamento e Especificação dos Fios (Lado CC)							
F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Fio	Tensão do Sistema (V)	Corrente Máxima (A)	Comprimento de um caminho (m)	Queda de Tensão Permitida (%)	Compensação para redução de temperatura	Bitola (mm ²)	Tipo de Fio
Circuitos CA							
Inversor para Cargas CA							
Ramos do Circuito							
A							
B							
C							
D							
E							
F							
G							
Gerador							
Gerador para Carregador de Bateria							
Gerador para Carga Central CA							
Aterramento do Sistema		Tipo de Fio		Bitola (mm ²)		Tipo de Aterramento	
F9							
Terra do Equipamento							
F10							
Terra do Sistema							

[illegible]

Instruções para uso das Planilhas de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

As planilhas e instruções aqui apresentadas são utilizadas para dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos isolados. A maioria destes sistemas terão subsistemas de armazenamento (baterias).

Aplicações com geração fotovoltaica, como por exemplo, *direct drive* (pequenos sistemas com cargas CC: iluminação residencial, iluminação pública etc.), bombeamento de água, proteção catódica ou sistemas híbridos, diferem somente no método para cálculo da carga. O procedimento restante para o dimensionamento é o mesmo.

Cada campo da planilha possui um número no canto superior esquerdo. As instruções apresentadas a seguir correspondem a estes números.

Um "D" no canto superior direito do campo indica que um valor padrão pode ser encontrado nestas instruções.

4	Tensão de Conversão de Potência (V)	D
2		

Um número no canto inferior esquerdo é uma referência cruzada e indica que um valor calculado anteriormente deve ser usado.

Planilha #1 - Cálculo do Consumo das Cargas

- 1 **Descrição das Cargas:** Descrever resumidamente cada carga (isto é, lâmpada fluorescente, bomba, rádio etc.). Entrar com as cargas CC na parte superior e com as cargas CA, se existentes, na parte inferior. Preencher uma planilha para cada mês ou estação que possua uma demanda de carga significativamente diferente. A princípio, considerar o pior caso.
 - 2 **Qtde.:** Entrar com o número de cargas idênticas do sistema.
 - 3 **Corrente da Carga (A):** Entrar com o valor estimado para a corrente usada por cada carga. Usar a corrente nominal fornecida pelo fabricante, em Ampères ou, se houver acesso ao dispositivo, medir a corrente.
 - 4 **Tensão da Carga (V):** Entrar com a tensão da carga, isto é, 120VCA, 24VCC etc. A tensão de operação geralmente é mostrada no aparelho.
 - 5A **Potência da Carga CC (W):** Calcular e entrar com a potência exigida pela carga CC.
 - 5B **Potência da Carga CA (W):** Calcular e entrar com a potência exigida pela carga CA.
 - 6 **Ciclo de Serviço Diário (h/dia):** Entrar com o tempo médio diário que a carga será usada. Entrar com as frações de horas na forma decimal, isto é, 1 hora e 15 minutos deverá ser escrita como 1,25 (horas).
 - 7 **Ciclo de Serviço Semanal (dias/semana):** Entrar com o número médio de dias que a carga será usada por semana.
 - 8 **Eficiência na Conversão de Potência (decimal):** Este fator está relacionado com a perda de energia, que ocorre nos sistemas que utilizam componentes condicionadores de potência (inversores ou conversores). Se o aparelho necessita de potência CA ou CC, em uma tensão diferente da tensão fornecida pelo sistema, deve-se entrar com a eficiência de conversão do dispositivo. Caso não se tenha a eficiência do conversor que está sendo usado, pode-se usar os valores *default* dados na tabela abaixo para o dimensionamento inicial.
- | Eficiência <i>Default</i> na Conversão de Potência | |
|--|------|
| CC para CA | 0,80 |
| CC para CC | 0,85 |
- 9 **Tensão Nominal do Sistema (V):** Entrar com a tensão CC do sistema. Valores usuais são 12, 24, 48, 120 Volts.
 - 10 **Consumo Ampères-hora (Ah/dia):** Calcular o consumo médio diário da carga em Ampères-hora.
 - 11 **Potência Total das Cargas CA e CC (W):** Adicionar a potência das cargas individuais CA e/ou CC.
 - 11A Carga Total CC em Watts.
 - 11B Carga Total CA em Watts.

- 12 Consumo Total Ampère-hora (Ah/dia):** Calcular o consumo médio diário do sistema em ampères-hora.
- 13 Potência Total das Cargas CC (W):** Entrar com o valor do campo 11A.
- 14 Potência Total das Cargas CA (W):** Entrar com o valor do campo 11B.
- 15 Tensão Nominal do Sistema (V):** Entrar com o valor do campo 9.
- 16 Estimativa da Corrente de Pico (A):** Calcular a corrente máxima necessária quando todas as cargas operam simultaneamente. Este valor é usado para dimensionamento de fusíveis, chaves, fiação etc.
- 17 Consumo Total Ampère-hora (Ah/dia):** Entrar com o valor do campo 12.
- 18 Fator de Eficiência da Fiação (decimal) (1 - perda no fio):** Entrar com a fração decimal de acordo com a perda de energia causada pela fiação. Este fator pode variar entre 0,95 a 0,99. A dimensão do fio deve ser escolhida de forma a manter a perda nos fios, em qualquer circuito simples, menor do que 3% (maior do que 0,97).

Valor Padrão para a Eficiência da Fiação = 0,98

- 19 Fator de Eficiência da Bateria (decimal):** Entrar com a eficiência da bateria que é igual ao número de Ampères-hora de saída dividido pelo número de Ampères-horas de entrada. Usar dados do fabricante para a bateria específica. Assumir tensão de operação constante.

Valor Padrão para a Eficiência da Bateria = 0,95
--

- 20 Consumo Ampère-hora Corrigido (Ah/dia):** Calcular a “energia” necessária para alimentar a carga média diária.

Planilha #2 - Determinação da Corrente e do Ângulo de Inclinação do Arranjo

- 21 Localização do Sistema/Localização da Medição:** Entrar com a latitude e longitude do local onde será instalado o sistema e do local de medição dos dados de insolação utilizados.

NOTA:

Um arranjo instalado no ângulo igual a latitude do local, maximizará a energia anual produzida. Se a demanda de carga é mais elevada no verão (Hemisfério Sul), o ângulo de inclinação do arranjo deve ser igual a latitude do local mais 15°. Para cargas predominantes no inverno, o ângulo de inclinação do arranjo deve ser igual a latitude menos 15°. Calcular a corrente de projeto para os três ângulos de inclinação, caso a demanda de carga varie muito ao longo do ano.

22A, B e C

Carga Corrigida (Ah/dia): Ver campo 20 - Planilha #1. Entrar com a carga corrigida para cada mês.

23A, B e C

Sol Pleno (h/dia): Entrar com o número médio de horas diárias nas quais a insolação é de 1000W/m². Entrar com um valor para cada mês.

24A, B e C

Corrente de Projeto (A): Calcular a corrente necessária para o arranjo fotovoltaico alimentar as cargas do sistema.

NOTA:

A princípio, para selecionar o ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico determina-se a maior corrente de projeto necessária, para cada um dos três ângulos de inclinação. Em seguida, seleciona-se a menor corrente de projeto entre estas três possibilidades. Este procedimento indica o melhor ângulo de inclinação para o arranjo fotovoltaico.

25A + 26A

25B + 26B

25C + 26C

Corrente de Projeto (A) e Sol Pleno (h/dia): Escolher e entrar com o maior valor mensal de corrente de projeto e com o número de horas de **Sol Pleno** correspondente, extraídos respectivamente dos campos 24A, B e C e 23A, B e C.

27 e 28

Corrente de Projeto (A) e Sol Pleno (h/dia): Escolher e entrar com o menor valor de corrente de projeto e com o número de horas de **Sol Pleno** correspondente, extraídos respectivamente dos campos 26A, B e C e 25A, B e C.

Planilha #3 - Dimensionamento do Banco de Baterias

29 Consumo Ampère-hora Corrigido (Ah/dia): Entrar com o valor do campo 20 - Planilha #1.

30 Dias de Armazenamento: Escolher e entrar com o número de dias consecutivos que o sistema de armazenamento (bateria) terá que atender a carga nos períodos em que o arranjo fotovoltaico não estiver gerando energia. A disponibilidade do sistema é definida como crítica (99% de disponibilidade) ou não crítica (95% de disponibilidade) e afeta diretamente o número de dias de armazenamento.

NOTA:

Caso a aplicação necessite utilizar um grande banco de baterias, com mais de 10 dias de armazenamento, utilizando baterias de ciclo profundo, deve-se usar um método alternativo para dimensionamento que permitirá reduzir o tamanho do arranjo fotovoltaico e possibilitará que um grande banco de baterias forneça a carga durante os meses de condições críticas.

31 Profundidade de Descarga Máxima (decimal): Entrar com a máxima descarga permitida para a bateria, que é dependente do seu tamanho e tipo. Recomenda-se consultar os fabricantes de bateria ou usar os valores padrão dados abaixo.

Profundidade de Descarga Máxima	
Tipo de Bateria	Padrão
Chumbo-antimônio	0,8
Chumbo-cálcio	0,6
Níquel-cádmio	0,9

32 Desconto por Temperatura (decimal): Entrar com o fator que corrige a capacidade da bateria para baixas temperaturas. O valor padrão usado para o Brasil (país tropical) é dado abaixo.

Valor Padrão para a Correção de Temperatura = 1

33 Capacidade Necessária para a Bateria (Ah): Calcular a capacidade da bateria capaz de alimentar a carga diária durante o número de dias necessário.

NOTA:

Escolher a bateria e anotar suas especificações nos campos correspondentes às informações sobre a bateria.

34 Capacidade da Bateria Selecionada (Ah): Entrar com a capacidade nominal de armazenamento, em Ampères-hora, fornecida pelo fabricante. Normalmente as especificações das baterias são fornecidas para condições ideais de teste, com temperatura e taxa de descarga constantes.

35 Número de Baterias em Paralelo: Calcular o número necessário de baterias conectadas em paralelo para fornecer a capacidade de armazenamento.

36 Tensão Nominal do Sistema (V): Entrar com o valor do campo 9 - Planilha #1.

- 37 Tensão Nominal da Bateria (V):** Entrar com a tensão nominal da bateria escolhida.
- 38 Número de Baterias em Série:** Calcular o número necessário de baterias conectadas em série para fornecer a tensão do sistema.
- 39 Número de Baterias em Paralelo:** Entrar com o valor do campo 35.
- 40 Número Total de Baterias:** Calcular o número total de baterias do sistema.
- 41 Número de Baterias em Paralelo:** Entrar com o valor do campo 35.
- 42 Capacidade da Bateria Selecionada (Ah):** Entrar com o valor do campo 34.
- 43 Capacidade da Bateria do Sistema (Ah):** Calcular a capacidade do sistema de armazenamento (bateria).
- 44 Profundidade de Descarga Máxima (decimal):** Entrar com o valor do campo 31.
- 45 Capacidade Útil da Bateria (Ah):** Número de Ampères-hora que pode seguramente ser fornecido pelas baterias instaladas.

Planilha #4 - Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

46 Corrente de Projeto (A): Entrar com o valor do campo 28 - Planilha #2.

47 Fator de Correção do Módulo (decimal): Entrar com o fator de ajuste da corrente do módulo nas Condições Padrão de Teste* (STC) para as condições de campo, isto é, acúmulo de poeira, perdas entre os módulos mal conectados, degradação ao longo do tempo etc. Recomenda-se consultar o fabricante do módulo ou utilizar os valores padrão dados abaixo.

Valor Padrão para Correção do Módulo	
Tipo de Módulo	Fator
Cristalino	0,9
Amorfo	0,7

***Condições Padrão:**

Condições Padrão de Teste (STC)

- Radiação = 1000 W/m^2
- Temperatura da Célula = 25°C
- Massa de ar = 1,5

Condições Padrão de Operação (SOC)

- Radiação = 1000 W/m^2
- Temperatura da Célula = NOCT
- Massa de ar = 1,5

Condições Nominal de Operação (NOC)

- Radiação = 800 W/m^2
- Temperatura da Célula = NOCT
- Massa de ar = 1,5

Condições Nominal de Operação (NOCT)

- Radiação na superfície do arranjo = 800 W/m^2
- Temperatura ambiente = 20°C
- Arranjo fotovoltaico em circuito aberto
- Velocidade do vento = 1 m/s

48 Corrente de Projeto Corrigida (A): Calcular a corrente gerada pelo arranjo, mínima necessária para fornecer a carga média diária, para o local escolhido.

NOTA:

Selecionar o módulo fotovoltaico e anotar suas especificações nos campos referentes às informações sobre o módulo. Deve-se determinar a tensão esperada para o módulo quando o mesmo estiver operando na temperatura do local.

49 Corrente Nominal do Módulo (A): Entrar com a corrente nominal do módulo, para as condições padrão de teste (STC).

50 Número de módulos em Paralelo: Entrar com o número necessário de módulos conectados em

paralelo para fornecer a corrente do arranjo.

51 Tensão Nominal da Bateria (V): Entrar com o valor do campo 37 - Planilha #3.

52 Número de Baterias em Série: Entrar com o valor do campo 38 - Planilha #3.

53 Tensão Necessária para Carregar as Baterias (V): Calcular a mínima tensão necessária para carregar as baterias.

54 Tensão do Módulo para a Temperatura mais Elevada (V): Entrar com o valor fornecido nas especificações do fabricante para a tensão do módulo, correspondente ao valor mais alto esperado para a temperatura de operação.

55 Número de Módulos em Série: Calcular o número necessário de módulos conectados em série para produzir a tensão do sistema. Não se deve arredondar para baixo. Arredondar para cima ou escolher outro módulo com uma tensão mais elevada.

56 Número de Módulos em Paralelo: Entrar com o valor do campo 50.

57 Número Total de Módulos: Calcular o número total de módulos que compõem o arranjo fotovoltaico.

58 Número de Módulos em Paralelo: Usar o valor do campo 50.

59 Corrente Nominal do Módulo (A): Entrar com o valor do campo 49.

60 Corrente Nominal do Arranjo (A): Calcular a corrente nominal do arranjo para as condições padrão de teste (STC).

61 Corrente de Curto-Circuito do Módulo (A): Entrar com a corrente de curto-circuito do módulo para as condições padrão de teste (STC).

62 Corrente de Curto-Circuito do Arranjo (A): Calcular a corrente de curto-circuito do arranjo para as condições padrão de teste (STC).

63 Número de Módulos em Série : Usar o valor do campo 55.

64 Tensão Nominal do Módulo (V): Entrar com a tensão do módulo para as condições padrão de teste (STC).

65 Tensão Nominal do Arranjo (V): Calcular a tensão do arranjo para as condições padrão de teste (STC).

66 Tensão de Circuito Aberto do Módulo (V): Entrar com a tensão de circuito aberto do módulo para as condições padrão de teste (STC).

67 Tensão de Circuito Aberto do Arranjo (V): Calcular a tensão de circuito aberto do arranjo para as condições padrão de teste (STC).

NOTA:

Para algumas aplicações, deve-se conhecer as tensões mais elevadas que podem ser geradas pelo arranjo fotovoltaico. Isto ocorrerá quando o arranjo estiver operando em temperaturas mais baixas. Calcular estes valores utilizando os dados fornecidos pelo fabricante do módulo para temperaturas mais baixas.

Especificação do Controlador de Carga

- A1 Corrente de Curto Circuito do Arranjo (A):** Entrar com o valor do campo 62 - Planilha #4.
- A2 Corrente Mínima do Controlador (A):** Calcular a mínima corrente do controlador. Ao multiplicar pelo fator de 1.25, superdimensiona-se o controlador em 25%, para suportar a produção de corrente nas condições de radiação solar mais elevadas.
- A3 Capacidade do Controlador (Lado do arranjo) (A):** Caso um único controlador não possa ser selecionado para operar com a corrente calculada em A2, pode-se utilizar controladores em paralelo. Entrar com o valor nominal do controlador selecionado.
- A4 Controladores em Paralelo:** Calcular o número necessário de controladores em paralelo.
- A5 Controlador:** Entrar com o fabricante, modelo, tipo e tensão nominal do sistema. Verificar as características desejadas. Caso um dos *setpoints* do controlador seja ajustável, indicar o *setpoint* especificado.

Especificação dos Dispositivos de Condicionamento de Potência

Inversor

Listar os requisitos para o condicionamento de potência no espaço fornecido e pesquisar nos catálogos dos fabricantes os inversores adequados.

- B1 Forma de Onda:** Especificar a forma de onda necessária.
- B2 Tensão do Sistema CC (V):** Entrar com a tensão CC do sistema. Esta deve ser selecionada depois de terem sido estudadas questões como disponibilidade, desempenho e custo dos inversores disponíveis.
- B3 Tensão do Sistema CA (V):** Entrar com a tensão CA desejada.
- B4 Capacidade de Surto (W):** Entrar com a capacidade de surto que será necessária para o pior caso. Algumas cargas para partirem, tais como motores elétricos, podem necessitar de corrente seis vezes maior do que a corrente nominal do motor.
- B5 Potência Total CA (W):** Entrar com a carga CA total do campo 11B - Planilha #1.
- B6 Carga CA Máxima (simples):** Entrar com a máxima carga CA (simples) do campo 11B da Planilha #1.
- B7 Carga CA Máxima (simultânea):** Entrar com a máxima carga CA (simultânea) esperada. Esta é determinada somando-se as cargas que operam ao mesmo tempo. Ver Planilha #1.
- B8 Tempo de Operação do Inversor com Carga Máxima Simultânea (min.):** Estimar e entrar com o tempo, em minutos, no qual o inversor terá que alimentar a máxima carga CA simultânea.
- B9 Taxa de Serviço Contínuo do Inversor (W):** Estimar a taxa de serviço para o inversor baseando-se na carga média esperada. Este valor não poderá exceder a potência nominal do inversor.

B10 Eficiência do Inversor Necessária com Carga (%): Entrar com a eficiência desejada para o inversor para a carga média. Os fabricantes geralmente determinam a eficiência do inversor sob as condições ideais de teste. A eficiência do inversor é função do tipo de inversor e do tamanho da carga.

B11 Especificações do Inversor: Entrar com os dados fornecidos pelo fabricante do inversor selecionado.

Conversor

Estas instruções devem ser usadas nos casos em que o sistema necessite de um conversor CC-CC. Listar as características do sistema no espaço fornecido e procurar nos catálogos dos fabricantes, um conversor que atenda a estas necessidades.

C1 Tensão de Entrada CC (V): Entrar com a tensão CC de entrada. Esta é a tensão nominal do sistema fornecida no campo 9 - Planilha #1.

C2 Tensão de Saída CC (V): Entrar com a faixa de tensão de saída (CC) para o conversor.

C3 Potência de Saída (W): Entrar com a potência necessária que deve ser fornecida pelo conversor, para alimentar as cargas específicas.

C4 Temperatura de Operação (°C): Entrar com a faixa de temperatura de operação desejada.

C5 Conversor: Especificar o conversor que possua as características listadas.

Fiação

Estas instruções são aplicadas para sistemas CC e CA. Para maiores detalhes sobre o tipo de fio a ser utilizado e aspectos de segurança de instalação consultar o Capítulo 7.

E1 e F1 Circuito CA ou CC: Identificação e listagem de toda a fiação no sistema.

E2 e F2 Tensão do Sistema (V): Entrar com tensão de trabalho de cada um dos circuitos (CC ou CA).

E3 e F3 Corrente Máxima (A): Entrar com a corrente máxima para cada fiação.

E4 e F4 Comprimento de um Caminho (m): Determinar o comprimento de fio em cada trecho do circuito.

E5 e F5 Queda de Tensão Permitida (%): Especificar a queda de tensão permitida para cada circuito.

E6 e F6 Compensação para Redução de Temperatura: Especificar a compensação para condutores expostos a temperaturas maiores que 30 °C.

E7 e F7 Bitola do Fio (mm²): Determinar a bitola do fio a ser usado em cada ponto do circuito considerando a corrente e a distância de cada ponto. Uma rápida referência pode ser obtida nas seis tabelas de Comprimento Máximo do Fio apresentadas nas páginas 121 a 126.

E8 e F8 Tipo de Fio: Descrever o tipo de fio a ser usado em cada fiação.

E9, F9, E10 e F10 Fio Terra: Descrever o tipo de fio a ser usado como “fio terra” dos equipamentos e sistema.



Capítulo 7

Instalações

Capítulo 7 - Instalações

Este capítulo apresenta algumas informações que devem ser observadas para uma boa instalação de Sistemas Fotovoltaicos. Arranjos de grande porte não são a preocupação central deste texto e devem ser tratados com cuidados especiais.

Os aspectos gerais de organização e execução da instalação de Sistemas Fotovoltaicos são relativamente simples, já que não são necessárias outras técnicas além daquelas usualmente empregadas em qualquer instalação elétrica convencional. Entretanto, recomenda-se que os serviços de montagem sejam realizados por pessoas experientes, com conhecimento elementar de Energia Solar, facilitando assim a solução de problemas que comumente surgem durante a instalação.

Pelo fato das instalações de Sistemas Fotovoltaicos serem frequentemente realizadas em locais distantes e de difícil acesso, deve-se transportar para o local todos os materiais, ferramentas e equipamentos que serão necessários à execução dos serviços. *Todos os componentes que podem ser montados na oficina deverão ser transportados previamente preparados.*

Para facilitar e agilizar o processo de instalação, sugere-se dividi-lo nas fases de pré-instalação e instalação. Durante a fase de pré-instalação, a atenção do projetista deverá estar voltada para o dimensionamento e seleção dos componentes (suportes, fiação, terminais etc.), *lay-out* do local e pré-montagem. O processo de instalação real envolve a montagem e teste do sistema fotovoltaico, que deverão ser realizados no local definitivo, de forma rápida e segura.

O texto apresentado a seguir descreve procedimentos relativos à instalação dos vários componentes de um sistema fotovoltaico.

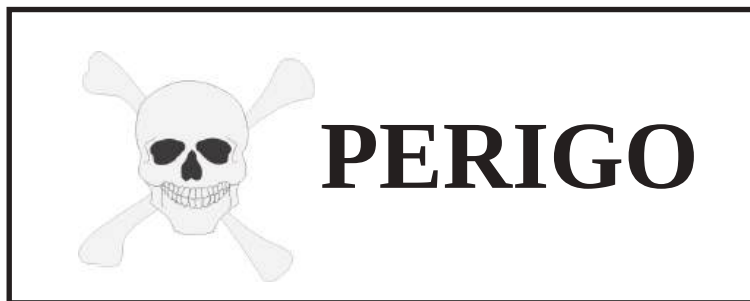
7.1- Recomendações Gerais sobre Segurança

Recomenda-se consultar as normas e códigos locais para instalações elétricas convencionais, que se aplicam a muitas questões relacionadas ao projeto e instalação de Sistemas Fotovoltaicos. Não existem normas brasileiras específicas sobre este assunto. Entretanto, as recomendações apresentadas na seção 690 do Código Elétrico Nacional (*National Electric Code - NEC*), dos EUA, podem ser utilizadas como referência.

A seguir, são apresentadas algumas sugestões de segurança para auxiliar o técnico na instalação apropriada e segura dos Sistemas Fotovoltaicos.

- Estabelecer e fazer cumprir os procedimentos de segurança pessoal e dos equipamentos.
- Seguir os códigos locais para instalações elétricas, caso existam.
- Instalar uma cerca ao redor do arranjo fotovoltaico caso o local onde ele esteja situado seja facilmente acessado por pessoas não treinadas. Cercar também cargas mais distantes tais como bombas de água automáticas.
- Instalar controles, equipamento condicionador de potência, instrumentos e baterias de forma que o acesso seja controlado e protegidos contra umidade, poeira, insetos etc.
- Fixar em local visível instruções para desconectar a energia do equipamento antes dos serviços e para sua reconexão.
- Cobrir o arranjo com uma manta ou uma cobertura opaca quando trabalhando no sistema, para reduzir o risco de um choque elétrico. Cabe lembrar, no entanto, que este procedimento não garante que o módulo não esteja gerando níveis de tensão e corrente letais.

- Instalar uma chave de desconexão manual local para cargas distantes que são controladas automaticamente.



Cabe lembrar que algumas configurações de Sistemas Fotovoltaicos podem apresentar níveis de tensão e corrente letais. As baterias também requerem extremo cuidado no manuseio pois podem conter elementos perigosos em sua composição química, além de sua alta densidade de energia.

7.2 - Módulos Fotovoltaicos

7.2.1- Localização do Arranjo Fotovoltaico

Um aspecto importante a examinar durante o processo de pré-instalação é a melhor localização do arranjo fotovoltaico. Pode haver conflito entre o desejo de mantê-lo mais próximo das baterias e das cargas (para minimizar a queda de tensão nos fios) e a melhor localização para receber a radiação solar. Fatores que podem influenciar na localização dos arranjos tais como prédios, árvores, cercas e outros objetos potencialmente sombreadores, devem ser evitados.

O arranjo deverá ser colocado suficientemente distante de objetos que possam encobrir a luz do Sol para que nenhuma sombra ocorra nas horas de melhor insolação, usualmente entre 9 e 15 horas, nos dias mais curtos (21 de junho no Hemisfério Sul e 21 de dezembro no Hemisfério Norte).

A procura de um local para a instalação do arranjo não é problemática em áreas remotas, onde se dispõe de amplo espaço. Para uma montagem em telhados limitados ou de grandes arranjos, onde o custo do solo é importante, pode ser conveniente realizar uma análise do custo do solo *versus* a perda de energia.

Outros aspectos que também devem ser considerados são as possibilidades de vandalismo e crescimento da vegetação.

7.2.2- Orientação do Arranjo Fotovoltaico

Com a finalidade de beneficiar-se da máxima captação de energia ao longo do ano, duas condições devem ser observadas. A primeira considera que, para uma operação adequada, os módulos devem estar orientados em direção ao Equador. Para instalações localizadas no território brasileiro (Hemisfério Sul), os módulos fotovoltaicos fixos devem estar orientados em direção ao Norte Verdadeiro. Porém, esta regra pode não ser válida caso o clima local varie muito durante um dia típico, por exemplo, se ocorre neblina durante a manhã e a maioria da insolação ocorre à tarde, ou caso se deseje privilegiar a geração em alguma hora específica do dia.

Na maioria das regiões, o Norte Verdadeiro raras vezes coincide com o Norte Magnético (indicado pela bússola). A diferença entre a direção Norte Verdadeiro e Norte Magnético é chamada de Declinação Magnética do Lugar. A verificação da direção Norte-Sul através de uma bússola está sujeita a grandes desvios. Este fato pode ser percebido colocando-se um pequeno imã perto da bússola, que sofrerá uma alteração em sua direção. Deve-se consultar o Mapa de Declinação Magnética (ver em anexo) para achar a correção angular, que deverá ser aplicada à leitura da bússola, e cuidar-se para obter uma leitura correta com a bússola, evitando objetos metálicos, fontes de campos magnéticos etc.

A segunda condição a ser observada refere-se ao ângulo de inclinação dos arranjos fotovoltaicos. Em geral, a inclinação deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado, mas nunca inferior a 10° , para favorecer a auto-limpeza dos módulos. Vale lembrar ainda que, em locais com muita poeira, é necessário limpar regularmente a superfície do módulo, uma vez que a sujeira afeta a captação de luz, reduzindo o seu desempenho. No entanto, deve-se cuidar para não danificar o vidro ou qualquer outro material de cobertura do módulo.

O ângulo de inclinação que maximiza a geração de energia varia com a época do ano e com a latitude do local onde o sistema será instalado. Para maximizar a energia gerada ao longo do ano, a inclinação do arranjo fotovoltaico deve estar dentro de 10° no entorno da latitude do local. Por exemplo, um sistema usado, ao longo de todo o ano, em uma latitude de 35° pode ter um ângulo de inclinação de 25° a 45° , sem uma redução significativa no seu desempenho anual. Dependendo da aplicação e das condições climáticas ao longo do ano, pode-se utilizar outras inclinações que privilegiem a geração em épocas específicas, conforme mencionado no Capítulo 6.

7.2.3- Montagem da Estrutura dos Módulos

O suporte do módulo fotovoltaico tem como função posicioná-lo de maneira estável. Além disso, ele deve assegurar a ventilação adequada, permitindo dissipar o calor que normalmente é produzido devido à ação dos raios solares. Isto é importante porque a eficiência das células diminui com a elevação da temperatura que podem, inclusive, chegar a falhar.

Em qualquer caso, o suporte é uma estrutura concebida, especialmente, para se adaptar ao terreno e à latitude local. Os módulos fotovoltaicos devem ser montados sobre esta estrutura que deve ser leve, rígida e de geometria adequada para dar a orientação e o ângulo de inclinação (fixo ou variável) necessários, a fim de assegurar a máxima captação da luz solar durante o ano, e dotar o conjunto de uma rigidez mecânica que permita suportar ventos fortes. Na *Figura 7.2.1* são mostradas as formas mais usuais de instalação dos módulos fotovoltaicos, cujas vantagens e desvantagens são destacadas na *Tabela 7.2.1*.

Em sistemas residenciais de pequeno porte, usualmente os módulos fotovoltaicos são instalados sobre o telhado quando a casa possui resistência estrutural adequada. Caso contrário, (por exemplo, com telhados de telha, palha etc.) ou quando, por razões de posicionamento da casa, seu telhado não recebe Sol suficiente, o módulo pode ser instalado na parte superior de um poste, colocado ao lado da casa.

Um exemplo interessante de fixação de módulos para Sistemas Fotovoltaicos pequenos em residências é mostrado nas *Figuras 7.2.2 e 7.2.3*. O destaque deste suporte deve-se à sua simplicidade (com conseqüente redução de gastos com material), leveza, facilidade de instalação e aplicabilidade aos diversos tipos de construções encontrados no Brasil.

No sistema da *Figura 7.2.2*, a fixação se dá através de dois conjuntos abraçadeira/batente que comprimem a parede em dois pontos. Um outro fator importante é que ele permite ao usuário um ajuste semestral do

Forma de Fixação	Vantagens	Desvantagens
Solo	• Forma mais clássica quando o número de módulos é muito grande. • Estrutura mais robusta. • Mínima influência do vento. • Grande facilidade de montagem e manutenção.	• Montagem muito acessível, facilitando a possibilidade de danos. • Maior probabilidade de ser atingido por sombras. • Cabos de interconexão longos
Poste	• Adequado a sistemas de pequeno tamanho (até 1 m²). • Montagem fácil e simples.	• Necessita de um mastro ou poste. • Menor resistência e maior exposição ao vento que o anterior. • Cabos de interconexão longos.
Parede	• Estrutura muito leve. • Difícil acesso. • Pequena ação do vento. • Adequado a sistemas de pequeno tamanho (até 1 m²).	• Depende da robustez da construção.
Telhado	• Difícil acesso. • Reduz problemas de sombreamento.	• Necessita ser fixado adequadamente para suportar a força do vento. • Dificuldade de manutenção. • Depende da qualidade e tipo do telhado.

Tabela 7.2.1 - Características das formas usuais de instalação de módulos fotovoltaicos.

posicionamento do módulo, o que pode resultar em ganhos significativos de energia em localidades situadas próximas ao Equador. Basta que o usuário gire o tubo de fixação, com o módulo apontando hora para o Norte, hora para o Sul.

A instalação de arranjos fotovoltaicos no solo exige a escolha e o projeto do tipo de fundação mais adequados. A fundação tem como objetivo manter a orientação adequada do arranjo com relação ao Sol e evitar um “desprendimento” dos módulos durante ventos fortes. Deve-se considerar muitos fatores ao se escolher a fundação mais indicada para a montagem de um arranjo. Fatores como acesso ao local, topografia, propriedades do solo, códigos de obras locais, disponibilidade de mão de obra entre outros, são de fundamental importância no momento de escolher o tipo de fundação a ser utilizada. Os tipos de fundações mais comuns são apresentados a seguir.

Fundação tipo laje

A fundação tipo laje requer um grande volume de concreto e um terreno relativamente plano. A laje pode ser feita no local ou podem ser transportadas lajes pré-fabricadas até a obra. Este tipo de fundação não é adequado para aplicações distantes, onde o custo de transporte do cimento é proibitivo. Também não é adequada em terrenos muito acidentados devido à escavação que seria necessária antes de executar a fundação.

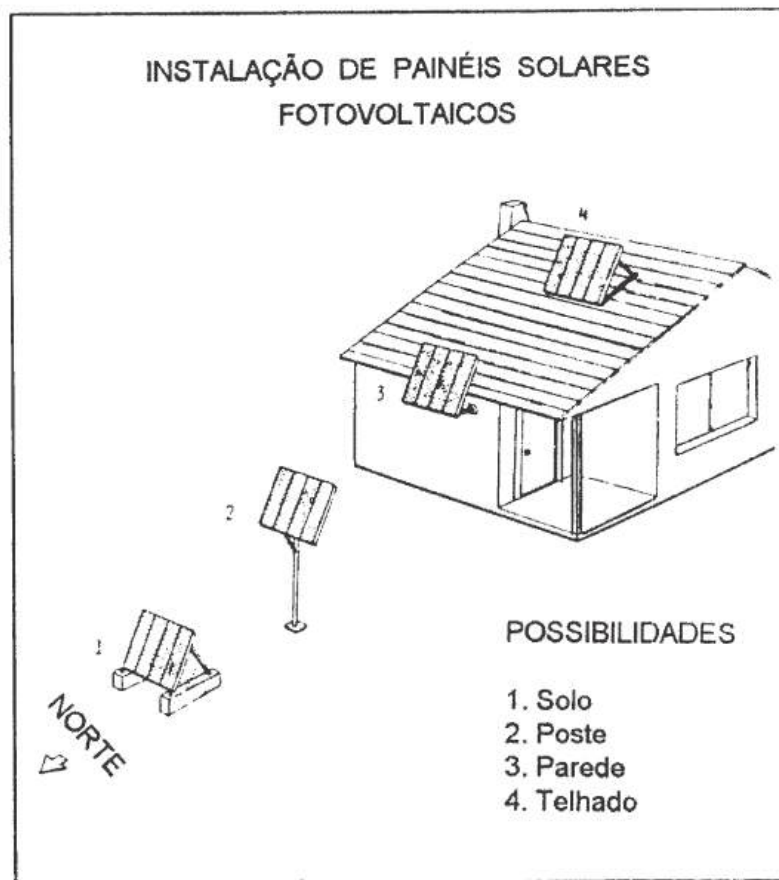


Figura 7.2.1 - Formas usuais de instalação de módulos fotovoltaicos.



Figura 7.2.2 - Vista de uma vila com sistemas residenciais instalados (Ceará).
(Fonte: "Informativo PRODEEM - 1996")



Figura 7.2.3 - Detalhe de sistema de fixação em parede de residências.

Fundação tipo bloco

A fundação tipo bloco é mais adequada para terrenos acidentados e locais remotos porque é relativamente leve e transportável e pode ser pré-fabricada nos locais onde se disponha de cimento e de equipamentos apropriados. É necessária pouca escavação e os blocos podem ser posicionados com razoável facilidade, minimizando os problemas de alinhamento. Os blocos devem ser montados com armaduras e todas as cavidades devem ser completamente preenchidas com concreto ou argamassa.

Fundação tipo viga

A fundação tipo viga é um meio termo entre os tipos laje e bloco. É adequada para terrenos ondulados montanhosos e proporciona um fácil alinhamento entre os arranjos adjacentes. A viga pode ser executada com cimento, largos trilhos de madeira ou outros materiais que possuam o adequado formato para as vigas.

Não há nenhuma fundação que seja aplicável a todas as situações, pois para isso acontecer, seria necessário superdimensioná-la, tornando o projeto anti-econômico. Embora existam variações nos projetos das fundações, uma delas geralmente será mais adequada a uma aplicação particular.

O peso da fundação, que depende do carregamento esperado para o arranjo e do tipo de solo, deve ser determinado como parte do projeto. O carregamento do arranjo inclui a força do vento empurrando-o ou arrancando-o dos apoios, além do peso próprio dos módulos. Nos locais mais frios, as camadas de neve, que podem acumular sobre o arranjo, também devem ser consideradas. Deve-se projetar uma fundação para apoiar um arranjo durante a condição de pior carregamento.

As forças de reação a estes carregamentos, tanto horizontais quanto verticais, não são os pesos requeridos das fundações; representam as forças que serão transmitidas à fundação durante a condição de pior carregamento. Para ficar imóvel, a fundação deve ser capaz de reagir com, pelo menos, mais estas forças, na direção oposta.

As forças de reação têm valores tanto positivos quanto negativos, porque elas agem em ambas as direções. As forças serão em um sentido quando o arranjo é empurrado pela frente, mas irão agir no sentido oposto, quando o carregamento estiver na “traseira” do arranjo.

As forças verticais são suportadas pelo peso próprio da fundação. A resistência às forças horizontais está relacionada com a densidade do solo, coesão, agregados e ao peso e projeto da fundação. Em alguns casos, pode ser necessário realizar uma análise qualificada do solo no local, com um estudo dos resultados, para determinar o projeto e o peso necessário da fundação, especialmente para suportes de arranjos de grande porte.

7.3- Bateria

7.3.1- Recomendações sobre Segurança e Manuseio de Baterias

As baterias, que muitas vezes compõem os Sistemas Fotovoltaicos, merecem uma atenção especial pois são potencialmente perigosas quando inadequadamente manuseadas, instaladas e operadas. Correntes e tensões elevadas e produtos químicos perigosos são riscos potenciais. Qualquer pessoa que esteja trabalhando com baterias deve familiarizar-se com medidas de segurança e com o projeto do sistema. Sugere-se consultar a norma ANSI / IEEE 937 / 1987 - Práticas Recomendadas para a Instalação e Manutenção de Baterias de Chumbo-Ácido para Sistemas Fotovoltaicos.

Todas as baterias devem ser instaladas e manuseadas de acordo com as instruções do fabricante e com os códigos e regulamentos locais. A observação das técnicas adequadas ajudará a garantir uma vida longa à bateria com manutenção reduzida e operação segura do sistema.

A seguir, são apresentadas algumas sugestões de segurança para auxiliar o técnico no apropriado e seguro manuseio, instalação, inspeção e substituição de baterias em Sistemas Fotovoltaicos.

Segurança pessoal

- Remover quaisquer jóias do pescoço, mãos e pulsos antes de trabalhar com baterias.
- Usar capacetes duros não-metálicos para evitar um possível choque elétrico.
- Vestir roupas de proteção quando trabalhando com baterias. Isto inclui luvas resistentes a ácidos, aventais e proteções para os olhos.
- Ter água fresca e sabão facilmente acessíveis para o caso de respingar ácido na pele, olhos ou roupas.
- Ter bicarbonato de sódio facilmente acessível para o caso de derramar o ácido.
- Não trabalhar sozinho, ter sempre alguém por perto, que possa auxiliá-lo em caso de acidentes.

Condições para evitar riscos

- Manter faíscas e chamas descobertas longe do setor das baterias.

- Descarregar a eletricidade estática do corpo tocando um condutor aterrado antes de tocar os terminais da bateria. Não toque o terminal da bateria caso não saiba o valor da tensão, principalmente se a mesma fizer parte de uma associação série.
- Desconectar o banco de baterias de quaisquer fontes de carga ou descarga antes de trabalhar nelas.
- Manter os terminais da bateria cobertos por revestimentos ou capas resistentes não condutivas.
- Projetar o setor das baterias com ventilação adequada e também convenientemente protegido das intempéries.
- Levantar as baterias apenas de uma forma aprovada pelo fabricante e nunca pelos seus terminais.
- Planejar o processo de transporte de baterias, prevendo o uso de instrumentos auxiliares para içamento, carros de transporte ou outros equipamentos móveis.
- Evitar simplesmente “agarrar” as baterias e arrastá-las pelo terreno.

Ferramentas

- Usar ferramentas apropriadas para montar as células.
- Ter as extremidades de empunhadura das ferramentas metálicas cobertas com uma fita isolante ou revestimento não condutivo de plástico resistente.

Manipulação

- O ácido sulfúrico é corrosivo e pode provocar graves queimaduras no contato com a pele. Por isto, as baterias devem ser manuseadas com cuidado, protegendo as mãos com luvas adequadas. É recomendável o uso de baterias estacionárias seladas, onde a manutenção é difícil para ser realizada.

7.3.2- Compartimento das Baterias

As baterias devem ser colocadas em um *container*, uma caixa ou uma sala que permita acesso fácil e seguro para trocas e manutenção, exposição reduzida às variações extremas de temperatura e condições ambientais, ventilação adequada e acesso restrito a pessoal treinado ou autorizado. As baterias seladas deverão ser instaladas de modo a possibilitar a visualização do hidrômetro ou densímetro que indica o seu estado de carga.

Qualquer lugar razoavelmente ventilado é adequado para a localização da(s) bateria(s). Deve existir corrente de ar, mesmo que seja pequena, para eliminar os gases produzidos durante a recarga da bateria. Se este cuidado não for observado existe risco de explosão. A necessidade de ventilação não impede que, no caso do uso de uma única bateria, esta possa ser acondicionada em uma caixa devidamente apropriada, com furos para ventilação, preferencialmente localizados na parte superior da caixa. Um grande banco de baterias pode requerer ventiladores, enquanto um pequeno pode precisar apenas de furos ou um tubo de ventilação.

A caixa de baterias pode ser construída usando-se madeira compensada e um isolante rígido ou outros materiais adequados, como o polipropileno. Este invólucro, além de garantir a segurança do usuário deve proteger a própria bateria contra golpes ou qualquer outra atividade que possa danificá-la, acidental ou intencionalmente. Deverá também assegurar uma adequada ventilação da bateria, além de permitir mínima corrente de fuga e fácil acesso para manutenção e substituição. A caixa deverá ser lacrada para evitar o contato casual por pessoas não autorizadas.

7.3.3- Montagem do Banco de Baterias

As baterias não devem ser montadas diretamente sobre o piso de concreto, para evitar o aumento da auto-descarga, causado pela umidade do piso. Deve-se garantir o isolamento com o solo, instalando-as em uma bancada de madeira ou material que seja não-condutivo e resistente ao ácido.

É importante verificar se as baterias estão totalmente carregadas e se o nível do eletrólito está nos valores recomendados pelo fabricante. O técnico deve verificar também os valores da tensão de todas as células e anotá-los em uma planilha para comparação posterior. Os procedimentos para verificar o estado de carga da bateria são abordados com detalhes no Capítulo 8.

As baterias e ferramentas devem ser manuseadas com extremo cuidado. Grande perigo ocorrerá se os fios forem conectados inadequadamente ou se as ferramentas forem derrubadas sobre os terminais nus da bateria. Todas as conexões devem ser verificadas várias vezes, antes que a conexão final seja executada.

É recomendável que a bateria esteja instalada em um local cuja temperatura varie entre 20 e 25°C. Se a temperatura diminuir muito, a capacidade da bateria também reduzirá; por outro lado, com o aumento da temperatura, a bateria envelhecerá mais rapidamente.

As baterias devem estar localizadas o mais próximo possível do arranjo fotovoltaico para evitar perdas de tensão e possibilitar o uso de fios mais curtos.

A montagem de um banco de baterias com associação em série e paralelo de baterias deve ser efetuada com uma fiação cruzada, conforme o exemplo da *Figura 7.2.4*, de forma a equalizar os níveis de tensão e corrente a que são submetidas as diferentes baterias. Os fios devem ter comprimentos iguais.

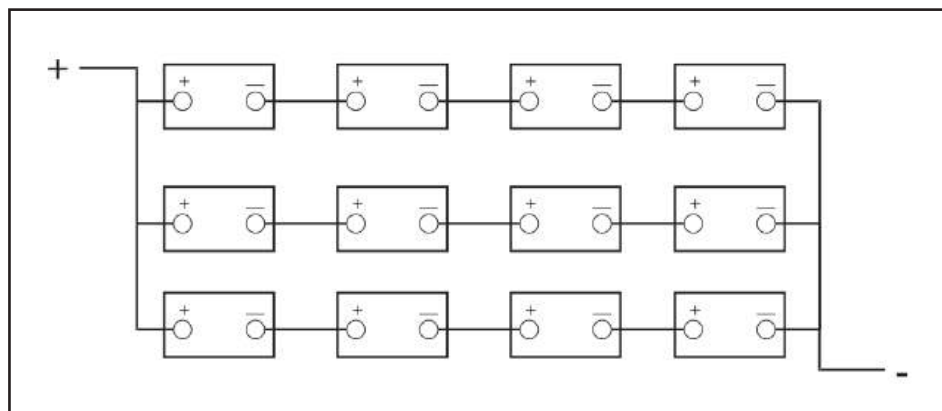


Figura 7.2.4 - Forma correta de conexão de banco de baterias.
(Ex.: Banco com 4 elementos em série e 3 em paralelo)

O número máximo de baterias em paralelo deve ser limitado entre 4 e 6, e todas as baterias utilizadas devem ser rigorosamente iguais (fabricante, modelo, capacidade e idade). Os terminais das baterias devem ser protegidos com algum tipo de graxa anti-corrosiva, de forma a evitar a sua oxidação.

7.4- Controle

Controladores de carga, inversores e conversores geralmente são instalados em uma caixa de controle, junto com chaves, fusíveis e outros componentes para o balanço do sistema (BOS).

Umidade e temperatura elevada reduzem a vida útil dos dispositivos eletrônicos. Por isso, a caixa de controle deverá ser instalada em um local seco e ventilado, que esteja o mais próximo possível do arranjo fotovoltaico e que permita acesso fácil para manutenção. Deve ser lacrada de forma a não possibilitar o acesso do usuário ao seu interior. Sem, no entanto, impedir a adequada ventilação dos equipamentos, conforme indicado pelos fabricantes. Poeira e insetos também são problemas comuns nos locais de instalação de Sistemas Fotovoltaicos, requerendo freqüentemente o uso de telas.

Em meio fortemente corrosivo (perto do mar, com umidade e calor elevado), deve-se realizar a vedação total da caixa de controle preenchendo-a com um elastômero a base de silicone, a fim de evitar risco de oxidação.

Equipamentos de controle não devem ser instalados no mesmo compartimento que as baterias pois estas podem produzir um ambiente corrosivo (líquidos e gases). Outro aspecto importante é que o controle deve sempre ser instalado isolado de fontes de “ruído” eletrônico.

Quando o controlador de carga possuir um dispositivo de compensação térmica, a ponta do sensor deste equipamento deverá ser presa próxima à bateria, de acordo com as recomendações do fabricante.

7.5- Proteções

Em Sistemas Fotovoltaicos, assim como em qualquer sistema elétrico, utilizam-se chaves e fusíveis para proteger as pessoas e os equipamentos de surtos de corrente e/ou tensão que possam ocorrer. Algumas vezes, os projetistas de Sistemas Fotovoltaicos preferem substituir as chaves e fusíveis por disjuntores, que possuem elevada confiabilidade e evitam o desconforto da troca de fusíveis.

As chaves oferecem a possibilidade de interromper o fluxo de corrente, em casos de emergência ou para manutenção. Os fusíveis e/ou disjuntores permitem proteger os condutores, equipamentos e componentes nos casos de correntes elevadas, causadas por um curto-circuito no sistema, consumo elevado ou falha no aterramento.

As chaves, disjuntores e fusíveis, usados para proteger os componentes de um sistema fotovoltaico, devem ser selecionados para operarem em corrente contínua. Dispositivos CA poderão, a princípio, operar adequadamente. Porém, caso sejam utilizados por um período de tempo maior, provavelmente apresentarão problemas. Os componentes são selecionados em função da tensão e da corrente máximas admitidas.

A corrente do arranjo fotovoltaico é limitada pela corrente de curto-circuito na condição de maior radiação. No entanto, para se especificar os componentes a serem instalados entre o arranjo e o controlador de carga, utiliza-se, normalmente, um fator multiplicativo de segurança de 1,25.

Fusíveis também devem ser instalados entre a bateria e o controlador. Nos circuitos que alimentam as cargas, geralmente instalam-se fusíveis ou disjuntores.

Conforme mencionado anteriormente, os elementos de proteção são, normalmente, instalados na caixa de controle.

Diodos de proteção, quando necessários, deverão ser inseridos no sistema, conforme descrito no Capítulo 6. No entanto, eles são, normalmente, instalados em caixas intermediárias, denominadas de *caixas de junção*, onde são feitas interconexões entre arranjos e são instalados os protetores contra surtos atmosféricos (varistores). Vale a pena lembrar que tanto os diodos quanto os varistores destinam-se mais a sistemas de médio e grande porte.

Obs.:

Muitas vezes, pode ser mais econômico proteger o usuário, evitando o contato do mesmo com partes “vivas”, do que o sistema. Esta situação ocorre quando, em pequenos sistemas isolados, a probabilidade de falha do sistema ou de ocorrência de induções eletromagnéticas, fundamentalmente associadas a descargas atmosféricas, é baixa e o custo dos componentes ou sistemas para proteção é alto.

Aterramento

Um sistema de aterramento elétrico fornece um caminho de baixa resistência de um ponto aterrado no sistema para o chão, onde a carga elétrica pode ser dissipada com segurança. O aterramento é uma medida preventiva, de fundamental importância, e deve ser incluída no projeto de um Sistema Fotovoltaico de forma a evitar condições perigosas para as pessoas e para os componentes do sistema.

Em Sistemas Fotovoltaicos é necessário fazer-se o aterramento dos equipamentos (conexão da carcaça dos equipamentos ao Terra) e o aterramento do sistema (conexão do circuito elétrico ao Terra, geralmente através da linha de polaridade negativa), com o objetivo de impedir riscos de choques elétricos, estabilizar a tensão do sistema e proteger os equipamentos de correntes excessivas, decorrentes de uma falha.

Por razões de segurança, é importante que as caixas dos equipamentos e molduras (suportes) dos módulos fotovoltaicos estejam devidamente conectados ao Terra. Todo metal exposto, que possa ser tocado, também deve ser aterrado. *O toque em uma superfície metálica não aterrada pode ser fatal, seja por níveis elevados de tensão e corrente que possam ser gerados pelo próprio sistema, seja pela incidência de descargas atmosféricas.*

A moldura metálica do módulo deve estar conectada a um eletrodo de Terra, situado o mais próximo possível do módulo. A estrutura do módulo deve ter uma indicação clara do ponto destinado à conexão ao Terra. A palavra “TERRA” pode ser usada com este propósito, ou então o símbolo correspondente, aceito internacionalmente ().

Uma grande distância entre o arranjo fotovoltaico e a caixa de controle e baterias pode provocar a consideração de dois “Terras”, um para o arranjo e outro, próximo às baterias e aos controles. No entanto, estes devem ser interconectados, preferencialmente, por um cabo nú enterrado, formando uma pequena Malha de Terra.

7.6- Cabos e Conexões

Todos os componentes de um Sistema Fotovoltaico (módulo, bateria, controlador de carga, cargas, inversor etc.), devem ser interconectados por meio de condutores elétricos de bitola e tipo adequados. O dimensionamento dos cabos é apresentado com detalhes no Capítulo 6.

A bitola dos condutores depende principalmente do circuito onde os mesmos são instalados. Seu comprimento depende do posicionamento dos vários elementos do sistema, desde que não sejam excedidos os limites permitidos para perda de tensão. Sua construção depende do meio ambiente (temperatura, conduíte etc.) a que está submetido e do tipo de instalação em que será utilizado.

Deve-se utilizar os cabos elétricos de bitola e qualidade recomendadas pelo projetista ou indicadas nos catálogos técnicos dos equipamentos fornecidos pelo fabricante, respeitando as polaridades “positivo” e “negativo” das caixas de ligação.

Os condutores utilizados nos Sistemas Fotovoltaicos devem ser de cobre e fabricados de acordo com as normas nacionais correspondentes. A seção do condutor deve ser tal que a queda máxima de tensão entre o módulo e a carga não exceda 5% da tensão nominal do sistema, ou 3% em qualquer circuito derivado. Atenção especial deve ser dada ao trecho controlador-bateria(s), onde a perda não deve exceder 1%.

Para a conexão do módulo ao controlador de carga deve-se usar condutor com capacidade para suportar pelo menos 125% da corrente nominal de curto-circuito do sistema fotovoltaico.

Em toda a instalação, os condutores utilizados devem ter as polaridades “positivo” e “negativo” claramente identificadas. Deve-se respeitar a convenção de cores dos revestimentos do cabo bipolar, ou seja, vermelha para o condutor positivo e preta, para o condutor negativo. Cuidado especial deve ser observado durante a operação de desencapar a extremidade do cabo bipolar de uso externo (duplo isolamento) para não comprometer o isolamento entre os dois condutores e possibilitar a ocorrência de um curto-circuito.

Os fios sujeitos a intempéries e diretamente expostos à luz solar, devem ter revestimento plástico resistente a radiação ultravioleta ou terão que ser substituídos periodicamente.

Cuidado especial deve ser tomado nas conexões, onde recomenda-se fortemente o uso de terminais e conectores, conforme apresentado na seção seguinte.

7.7- Acessórios

Usualmente, a instalação dos Sistemas Fotovoltaicos também requer terminais, fita isolante, eletroduto, parafusos, bornes para bateria, abraçadeiras, buchas de fixação, pregos etc., para fixar os diversos elementos do sistema às suas bases e suportes e para efetuar as conexões elétricas. Estes acessórios devem ser adequados ao tipo de material sobre o qual serão instalados.

As técnicas e procedimentos usados para fixação dos condutores são as habituais de uma instalação elétrica convencional, lembrando-se de dois detalhes importantes: está se trabalhando com corrente contínua e, em geral, os níveis de corrente são elevados.

Deve-se sempre utilizar conectores e terminais apropriados para ligar os condutores aos equipamentos e dispositivos elétricos. Todas as conexões e terminais devem ser bem apertados para evitar perdas desnecessárias de tensão e sobreaquecimento, provocado por mau contato elétrico e possível curto-circuito.

Em muitos casos é indicado o uso de vaselina ou graxas especiais para proteção das conexões, principalmente nas baterias, cujos terminais costumam apresentar corrosão acentuada. Para isolar uniões em clima quente úmido não se deve utilizar fita isolante pois a cola da fita sofre degradação acentuada quando exposta a este tipo de clima. Fitas de auto-fusão são mais eficientes.

Os terminais para conexão com os outros elementos do sistema devem estar claramente identificados, segundo o circuito a que correspondam.



Capítulo 8

Manutenção e Inspeção

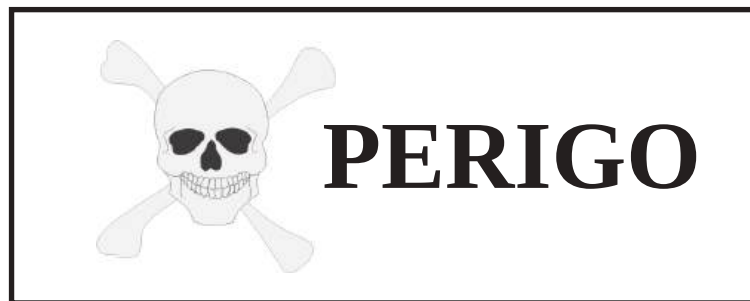
Capítulo 8 - Manutenção e Inspeção

Todo Sistema Fotovoltaico deve sofrer inspeção e manutenção regularmente, de forma a garantir uma operação eficiente e impedir, em muitos casos, a ocorrência de problemas futuros.

A manutenção a ser realizada em Sistemas Fotovoltaicos é relativamente rápida e simples. Muitos procedimentos para uma boa manutenção *preventiva* podem ser realizados pelo próprio usuário do sistema. Entretanto, os procedimentos de manutenção *corretiva* exigem conhecimentos mais profundos acerca dos componentes do sistema fotovoltaico e, por isso, devem ser realizados por pessoas capacitadas.

A seguir, são apresentadas recomendações de segurança pessoal e procedimentos de inspeção para os vários componentes de um sistema fotovoltaico. É também apresentado um exemplo de planilha de inspeção, que após sofrer adaptações, poderá ser utilizada para casos específicos. Um guia para auxiliar na identificação e solução dos problemas mais comuns está contemplado no final deste capítulo.

8.1- Procedimentos Gerais de Segurança



*Apesar das baixas tensões tipicamente geradas pelos módulos fotovoltaicos e baterias, ambos podem conter **quantidades letais de corrente elétrica**. Além disso, **a associação destes componentes pode tornar ainda mais perigosa a manipulação de SFs**. É comum, para sistemas de médio e grande porte, tensões nominais de centenas de Volts, em corrente contínua. Os procedimentos citados a seguir devem ser cuidadosamente observados sempre que uma manutenção se fizer necessária. Informações adicionais sobre segurança são apresentadas no Capítulo 7.*

- Os módulos fotovoltaicos geram energia sempre que alguma luz solar incide sobre eles. Assim, para “desligá-los” será necessário cobri-los com um material opaco ou virá-los para o chão.
- Sistemas Fotovoltaicos trabalham, em geral, com altos níveis de corrente, embora a tensão do conjunto possa ser baixa. Por este motivo, durante a manutenção, o técnico deve manter-se isolado de partes “vivas” do circuito ou de pontos de aterramento, ou seja, deve permanecer em “potencial flutuante”. É conveniente o uso de luvas e calçados isolantes.
- As extremidades de empunhadura das ferramentas metálicas, usadas durante a manutenção dos componentes elétricos, devem estar adequadamente isoladas com uma fita ou revestimento não condutivo de plástico resistente. Além disso, as ferramentas devem, se possível, ser mais curtas do que a distância entre os terminais da bateria, para reduzir a possibilidade de causar um curto-circuito, em caso de queda. **Curto-circuito em baterias podem “derreter” o elemento causador do curto, provocando sérias queimaduras no técnico que está efetuando o trabalho.**

- O compartimento das baterias deve estar bem ventilado, pois, com a possível liberação do gás hidrogênio durante o carregamento, o mesmo pode ser inflamado por uma faísca, resultando em uma explosão. Em função disto, possíveis fontes de ignição, tais como, cigarros, faíscas, chamas etc, devem estar afastadas das baterias.
- Como as baterias chumbo-ácido contêm **ácido sulfúrico de alta concentração**, ao manuseá-las, é recomendado o uso de protetores para os olhos e face e luvas de borracha. É importante ainda, manter, próximo ao local, água e bicarbonato de sódio para remover e neutralizar o ácido, nos casos de emergência, conforme mostrado na *Tabela 8.1.1*.

Ocorrência	Ação
Ácido nos olhos	• Lavar os olhos com água corrente por, pelo menos, dez minutos. • Procurar assistência médica imediatamente.
Ácido sobre a pele	• Neutralizar o ácido imediatamente com uma solução de água e bicarbonato de sódio. • Lavar a região afetada com água fresca em abundância.
Ácido agindo internamente	• Beber grande quantidade de água ou leite, seguido de leite de magnésia, ovo batido ou óleo vegetal. • Procurar assistência médica imediatamente.

Tabela 8.1.1 - Ações recomendadas em caso de acidente com baterias.

8.2- Manutenção Preventiva

Recomenda-se fazer inspeções periódicas nos Sistemas Fotovoltaicos pois, desta forma, pequenos problemas poderão ser identificados e corrigidos, de modo a não afetar a operação do sistema. A inspeção periódica deve ser iniciada logo após a instalação do sistema, quando ele, supostamente, está operando satisfatoriamente.

A seguir, são apresentados, para alguns componentes, procedimentos simples de manutenção preventiva que, se bem realizados, garantirão o adequado funcionamento dos sistemas.

8.2.1- Módulo Fotovoltaico

8.2.1.1- Aspectos Físicos

Na inspeção visual devem ser verificadas as condições físicas do módulo, certificando-se de que a cobertura de vidro está inteira e limpa, as células não apresentam sinais de rachaduras e descoloração, a armação e

estrutura de montagem estão fixas, sem pontos de oxidação e devidamente aterradas.

Caso haja necessidade de limpeza da cobertura de vidro, a mesma pode ser feita com o uso de uma flanela e água. Cuidados devem ser tomados para evitar que o vidro seja arranhado por partículas que estejam presas na flanela. Por este mesmo motivo, o uso de sabão e jóias (anéis e relógios) não é recomendado. Durante a limpeza, deve ser observado o melhor posicionamento, evitando-se apoiar nos módulos.

Nos dias em que o tempo estiver claro e com poucas nuvens, os módulos deverão ser limpos preferencialmente no início da manhã ou final da tarde, de forma a evitar que possíveis choques térmicos danifiquem o vidro de cobertura do módulo.

Se o módulo estiver instalado em ambiente muito empoeirado, recomenda-se limpá-lo mensalmente, pois períodos superiores a três meses poderão prejudicar, significativamente, o desempenho do sistema. Perdas de até 10% no desempenho já foram verificadas em módulos instalados em regiões de muita poeira no Brasil.

O ângulo de inclinação dos módulos, com tolerância de 5° daquele especificado no dimensionamento do sistema, pode ser verificado com o uso de um transferidor.

Com o uso de uma bússola, pode-se verificar também, o ângulo azimutal do módulo. Geralmente, o sistema aponta para o Norte Verdadeiro, quando situado no Hemisfério Sul, e para o Sul Verdadeiro, quando está no Hemisfério Norte. Entretanto, conforme mostrado no capítulo 7 (“Instalação”) ângulos diferentes podem ser utilizados. A correção necessária às leituras provenientes da bússola pode ser realizada com o uso do Mapa de Declinação Magnética, disponível em anexo.

8.2.1.2- Aspectos Elétricos

Para verificar o desempenho dos arranjos fotovoltaicos, recomenda-se medir a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito, conforme descrito a seguir.

Procedimentos para medir a tensão de circuito aberto

Arranjo fotovoltaico

Com o arranjo fotovoltaico desconectado do resto do sistema, de forma a obter a tensão do arranjo e não a da bateria, pode-se medir a tensão de circuito aberto com o uso de um voltímetro de corrente contínua (*Figura 8.2.1*).

Deve-se multiplicar a tensão especificada pelo fabricante (para o nível de insolação no momento da medição), pelo número de módulos conectados em série, e compará-la ao valor medido da tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico.

Módulo fotovoltaico

Mantendo o arranjo desconectado do resto do sistema, deve-se medir a tensão de circuito aberto de cada módulo. Para isso, o voltímetro de corrente contínua deverá ser colocado entre os terminais positivo e negativo de cada módulo. Não há, portanto, necessidade de desconectar os módulos do conjunto (*Figura 8.2.2*).

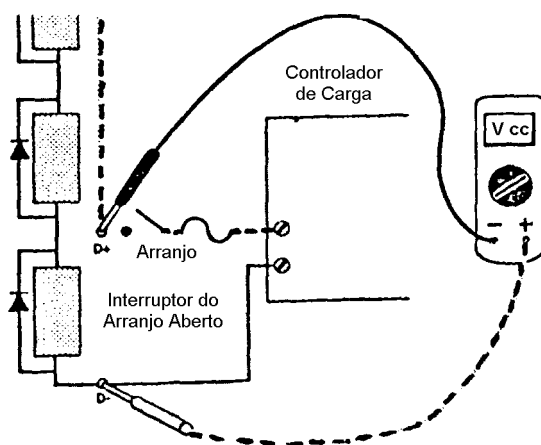


Figura 8.2.1 - Medindo a tensão de circuito aberto do arranjo.

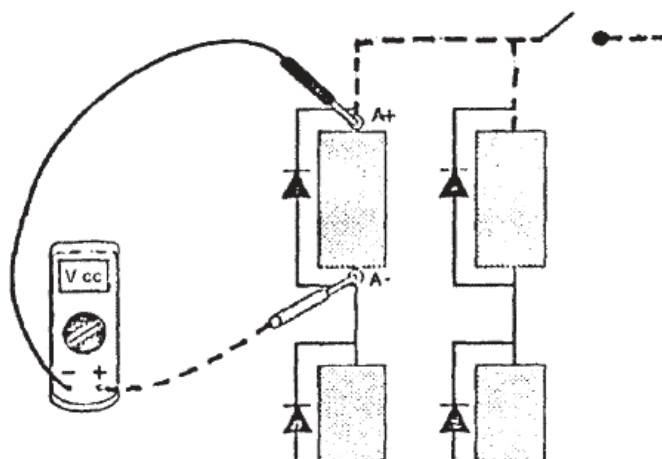


Figura 8.2.2 - Medindo a tensão de circuito aberto do módulo.

O valor de tensão de circuito aberto de cada módulo deverá ser comparado com as especificações do fabricante. Conforme descrito no Capítulo 4, a tensão de circuito aberto é fortemente dependente da temperatura da célula. Pelo fato da temperatura real de operação ser, normalmente, maior do que 25 °C, é esperado que a tensão de circuito aberto medida seja inferior àquela especificada para as condições padrão.

Procedimentos para medir a corrente de curto-circuito

No momento de medir as correntes de curto-circuito dos módulos ou do arranjo fotovoltaico, recomenda-se tomar muito cuidado para não curto-circuitar os terminais do banco de baterias. Para isso, deve-se garantir que a chave de desconexão, colocada entre o curto-circuito e o banco de baterias, esteja aberta.

Arranjo fotovoltaico

A leitura da corrente de curto-circuito é realizada com o uso de um medidor de corrente contínua (amperímetro). Para realizar a medição, deve-se ligar as conexões do arranjo e curto-circuitar os pontos positivo e negativo do conjunto inteiro. Em seguida, mede-se, com o alicate amperímetro, a corrente de curto-circuito real (*Figura 8.2.3*). Deve-se usar fio com bitola apropriada e cuidar para evitar centelhamento no momento do “curto”. O ideal é utilizar-se uma chave dimensionada para os níveis de tensão e corrente do arranjo, e que seja capaz de absorver o arco do chaveamento.

Como mencionado na seção 4.1, a corrente de curto-circuito é proporcional à intensidade solar e, por isso, no momento do teste, recomenda-se usar um medidor de radiação solar.

A quantidade de corrente do arranjo pode ser muito mais alta do que a capacidade do amperímetro. Para evitar danos ao instrumento, recomenda-se estimar o valor da corrente máxima antes de realizar as medições. Isto pode ser feito multiplicando-se a corrente esperada (fornecida pelo fabricante) para cada um dos módulos, pelo número de módulos conectados em paralelo no sistema. Deve-se iniciar as medições com o amperímetro ajustado para sua mais alta faixa de operação e, gradativamente, ir baixando a escala.

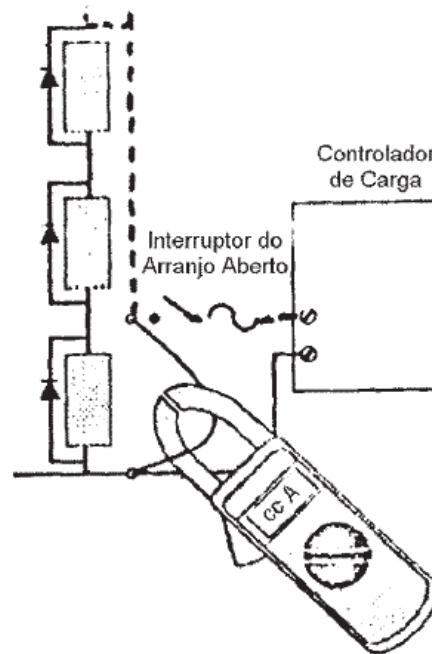


Figura 8.2.3- Medindo a corrente de curto-circuito do arranjo.

Cuidados especiais devem ser tomados ao abrir ou fechar circuitos de elevada corrente contínua, pois os arcos CC (centelhas) são muito difíceis de extinguir e podem causar sérias queimaduras e/ou danos ao equipamento.

Módulo fotovoltaico

Caso o instrumento utilizado seja um alicate amperímetro, pode-se usar um pequeno pedaço de fio para conectar os terminais positivo e negativo de cada módulo (Figura 8.2.4). É importante usar fio com bitola apropriada para a corrente esperada.

Conforme citado anteriormente, no momento do teste, deve-se medir o nível de radiação solar. Em seguida, basta comparar a corrente medida dos módulos com as especificações do fabricante, para a quantidade de radiação solar incidente. Tipicamente, a corrente de saída do módulo é especificada para o nível de irradiação de 1000 W/m^2 , à temperatura de 25°C . Pelo fato da temperatura real de operação ser, normalmente, maior que 25°C , é esperado que a corrente de saída medida seja ligeiramente maior que a especificada, mesmo para uma radiação no plano do módulo igual à 1000 W/m^2 .

Durante os testes dos módulos, deve-se considerar que a radiação solar pode sofrer variações significativas. Assim, enquanto as medições estiverem sendo realizadas, é importante observar a indicação do medidor de radiação. Outro fator que deve ser considerado é a limpeza dos módulos, uma vez que módulos sujos fornecem menos corrente.

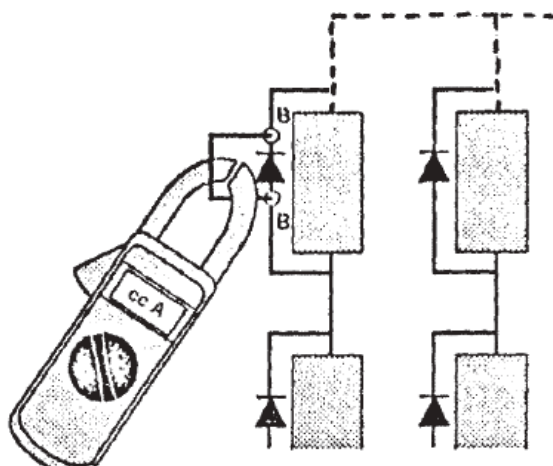


Figura 8.2.4 - Medindo a corrente de curto-circuito do módulo.

8.2.2- Baterias

Algumas baterias seladas não precisam de reposição de água e, por isso, a manutenção a ser realizada é mais simples. Entretanto, os tipos que necessitam de reposição de água exigem maiores cuidados. Nestes casos, deve-se verificar o nível e a densidade do eletrólito periodicamente, a fim de evitar danos à bateria e conseqüente redução de sua vida útil.

A seguir, são apresentados procedimentos gerais de manutenção que deverão ser realizados nas baterias usadas em Sistemas Fotovoltaicos. Pelo fato das baterias chumbo-ácido serem as mais utilizadas e necessitarem de intervalos regulares de manutenção, esta seção dará maior enfoque a esta tecnologia.

8.2.2.1- Aspectos Físicos

Pelo fato das baterias, em geral, liberarem gases durante o processo de recarga, é necessário um sistema de ventilação adequado e funcional, que também contribuirá para manter a temperatura de operação das baterias dentro de níveis adequados. Assim sendo, os furos ou venezianas na caixa das baterias devem estar abertos à circulação de ar, podendo ter telas para prevenir a obstrução por vegetação, insetos ou animais.

Os terminais das baterias, para estarem protegidos da oxidação, devem ser limpos e tratados periodicamente com um inibidor de corrosão que é comumente encontrado no mercado. Todas as conexões de cabos devem estar bem presas.

Deve-se verificar a existência de eletrólito derramado na superfície da bateria ou no chão.

Algumas vezes, pode ser difícil remover o conector do terminal da bateria, devido à oxidação. Deve-se evitar forçar o conector para não danificar o terminal da bateria. Em vez disto, recomenda-se seguir os procedimentos listados abaixo:

- Remover a graxa protetora das conexões com um solvente tal como querosene ou gasolina;
- Escovar as partes metálicas utilizando uma solução neutralizante (composta por água e bicarbonato de sódio) até que o conector possa ser facilmente removido;
- Limpar as superfícies de contato do terminal da bateria e do conector com a solução neutralizante. Para obter uma superfície lisa, pode-se usar uma lixa;

- Caso as extremidades do cabo estejam oxidadas, deve-se cortar a parte danificada e refazer a conexão com o conector;
- Revestir o conector e os fios desencapados com graxa;
- Limpar o excesso de graxa, ajustar o conector ao terminal da bateria, torcendo levemente para garantir o contato metal-metal e apertar moderadamente até que esteja firme.

Verificar a expansão do invólucro (bateria “inchada”) e estado das placas, caso o invólucro seja transparente.

Verificar a formação de bolhas no eletrólito para baterias de eletrólito líquido e invólucro transparente.

8.2.2.2- Aspectos Elétricos

À medida que a bateria se descarrega, a relação entre a quantidade de água e ácido se altera, influenciando diretamente no seu estado de carga. A mudança no estado de carga interfere tanto na composição e densidade do eletrólito quanto na tensão da bateria. Uma forma de se avaliar uma bateria é medir o seu estado de carga e comparar com o valor esperado.

A seguir, serão descritos os métodos mais usuais para determinação do estado de carga das baterias que são o *Densímetro* e a *Tensão de Circuito Aberto*.

Densímetro

Um densímetro, algumas vezes chamado de “hidrômetro”, indica o estado de carga da bateria determinando a densidade do eletrólito. A densidade é a medida do peso específico do eletrólito comparado com o peso específico da água.

Pode-se usar o peso específico, como indicação do estado de carga, apenas nos casos de baterias que possuem eletrólito ácido. O peso específico do eletrólito em baterias de níquel-cádmio não muda significativamente com os diferentes estados de carga.

A densidade é um indicador do estado de carga da bateria, mas sua faixa de variação é pequena. Valores típicos estão apresentados na *Figura 8.2.5*.

Pelo fato dos fluidos quentes serem menos densos do que os fluidos frios, quando as baterias não se encontram a temperatura de **30°C**, faz-se necessário realizar uma compensação de temperatura.

Por este motivo, a temperatura do eletrólito precisa ser cuidadosamente medida e controlada. Para isso, alguns hidrômetros possuem termômetros embutidos. Nos casos em que o hidrômetro não possui este recurso, pode-se usar um termômetro de vidro de precisão.

Para cada 5,5°C acima ou abaixo de **30°C**, um fator de 0,004 g/cm³ será subtraído (nos casos em que a temperatura da bateria estiver acima de **30°C**) ou somado (nos casos em que a temperatura estiver abaixo de **30°C**) ao valor do peso específico.

Algumas baterias chumbo-ácido seladas, atualmente disponíveis no mercado, possuem no seu interior um hidrômetro especial com compensação de temperatura, que indica o estado de carga da bateria. A importância desta correção pode ser verificada na *Figura 8.2.5*, onde pode-se notar que a densidade específica varia muito pouco para os diversos estados de carga (0 a 100%).

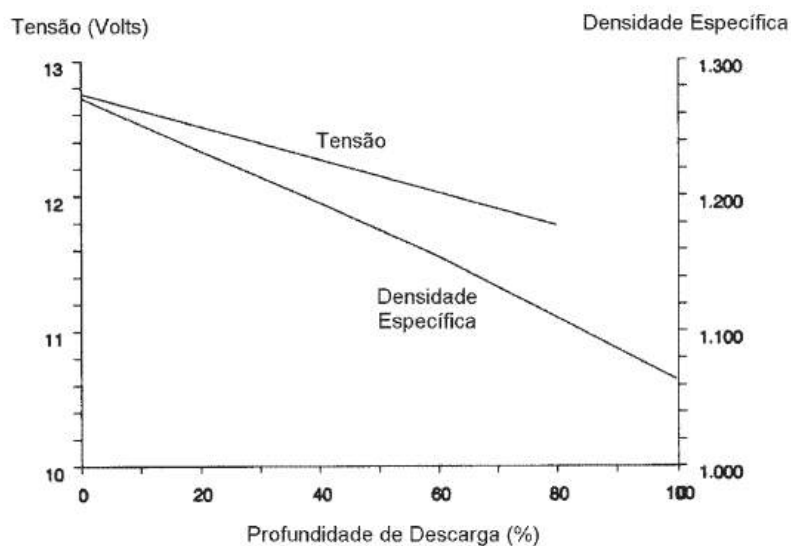


Figura 8.2.5 - Tensão de circuito aberto (Volts) e densidade específica (gr/cm³) em função do estado de carga para baterias chumbo-ácido de tensão nominal de 12 Volts a 30 °C.

Tensão de circuito aberto

Para medir a tensão de circuito aberto, deve-se desconectar o conjunto de baterias do resto do sistema (arranjo e cargas) e deixá-lo “em repouso” por cerca de 20 minutos a fim de estabilizar as tensões de carregamento. *Especial cuidado deve ser tomado ao desconectar as baterias do sistema para evitar causar danos ao controlador de carga.*

A seguir, usando um voltímetro de corrente contínua de precisão, pode-se medir a tensão de circuito aberto do conjunto e, em seguida, de cada bateria individualmente (Figura 8.2.6). Se forem usados conectores de células externas, medir a tensão de cada célula individualmente (Figura 8.2.7).

O estado de carga aproximado de cada bateria pode ser determinado com o auxílio do gráfico da Figura 8.2.5, considerando-se a compensação por temperatura conforme explicado no Capítulo 4.

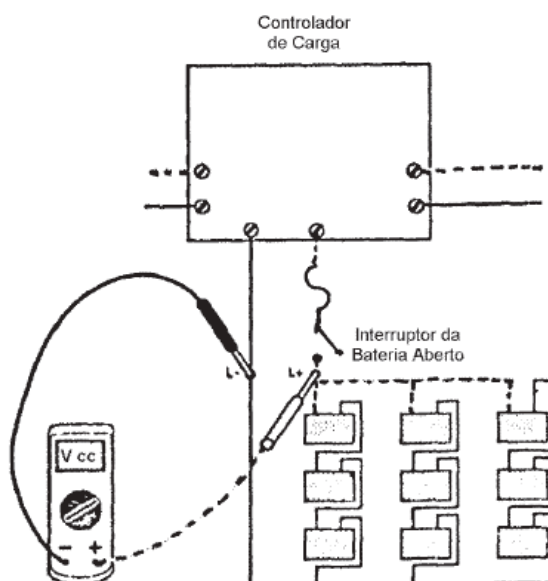


Figura 8.2.6 - Medindo a tensão de circuito aberto do conjunto de baterias.

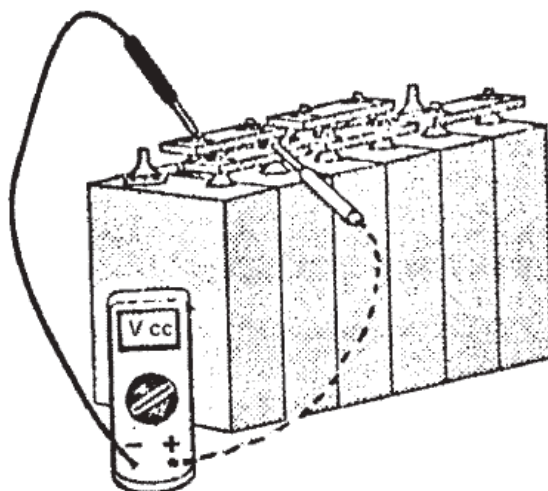


Figura 8.2.7 - Medindo a tensão de circuito aberto de uma bateria com células com conexões externas.

A bateria necessitará de manutenção ou deverá ser substituída nos casos em que a tensão de qualquer célula ou bateria individual estiver fora do intervalo de 10% acima ou abaixo da tensão média do conjunto. A troca de uma célula em uma bateria ou de uma bateria em um banco deve ser cuidadosamente avaliada, pois o elemento novo possuirá características elétricas diferentes dos já instalados.

Além dos testes mencionados anteriormente, podem ser realizadas avaliações de desempenho das baterias com seqüências de carga e descarga. Pode-se, para tal, utilizar as próprias cargas e fontes do sistema ou equipamentos específicos para teste de baterias. Em geral, este tipo de teste é mais preciso sendo, no entanto, complexo e demorado.

8.2.3- Equipamentos Eletrônicos

Recomenda-se seguir os procedimentos dos fabricantes para verificar se todos os controles encontram-se calibrados e funcionam adequadamente.

Deve-se inspecionar a existência de oxidação e insetos na caixa de controle e nos pontos de contato dos relés. Se necessário, os componentes danificados deverão ser substituídos.

Todos os controles, alarmes, medidores etc. devem estar devidamente fixados e operando.

Deve-se verificar os valores dos *set-points* de tensão do controlador de carga com relação às especificações da bateria e exigências do sistema, bem como observar a ocorrência de ruídos anormais no controlador de carga, tais como sons emitidos pelos relés.

Deve-se garantir que o controlador de carga esteja instalado em ambiente fechado, limpo e bem ventilado.

8.2.4- Inversores

Durante a inspeção, deve-se verificar a operação do inversor. Os *leds* deverão indicar as condições de operação e os medidores, se existirem, confirmar as leituras dos medidores portáteis.

O inversor deve estar limpo, seco, ventilado e em ambiente seguro. Os sons (zumbidos) emitidos pelos

inversores são normais e não indicam, necessariamente, sinais de falha.

Deve-se assegurar que o inversor esteja realmente alimentando as cargas CA de forma adequada. Deve-se medir a corrente do inversor em ambos os estados, ou seja, quando o mesmo está operando “em vazio” e com carga. Além disso, deve-se medir a queda de tensão sob carga entre o inversor e a bateria, e também a corrente, que poderá ser usada para calcular o valor da resistência, responsável pelas perdas entre estes componentes.

8.2.5- Cargas

Verificar todas as cargas elétricas que estão sendo alimentadas pelo sistema fotovoltaico, sejam elas CC ou CA, para assegurar-se de que estão operando corretamente.

Examinar a necessidade de limpeza e lubrificação, tal como ocorre com bombas e motores elétricos, que exigem lubrificação das suas partes móveis. No caso de refrigeradores, deve-se verificar o estado da borracha das portas, responsável pelo isolamento.

Deve-se garantir que as cargas tenham o mesmo número, potência e tipo das que foram especificadas originalmente. Muitos problemas em Sistemas Fotovoltaicos podem ser provocados por acréscimos de carga ou cargas ligadas durante muitas horas por dia.

8.2.6- Fiação e Dispositivos de Segurança

- Todos os eletrodutos e conexões existentes no Sistema Fotovoltaico, devem estar firmes e sem danos. ***Deve-se examinar a ocorrência de ligações frouxas, quebradas e oxidadas.*** Quando necessário, deve-se limpá-las e apertá-las.
- Verificar, também, a existência de dispositivos de segurança, tais como, fusíveis e disjuntores, que estejam danificados.
- Verificar a ocorrência de curto-circuito ou aterramento inadequado, como indicado nas *Figuras 8.2.8 e 8.2.9*. Com o sistema desligado e todos os interruptores de desconexão abertos, pode-se verificar estas duas condições com um ohmímetro.

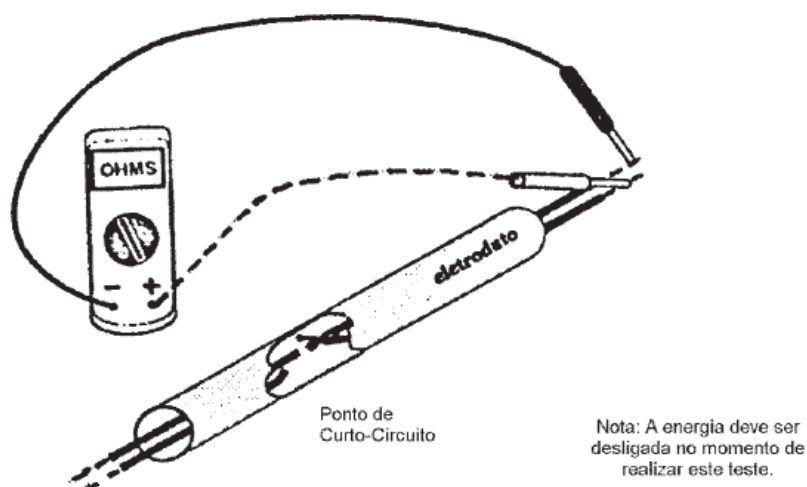


Figura 8.2.8 - Detectando um curto-circuito.

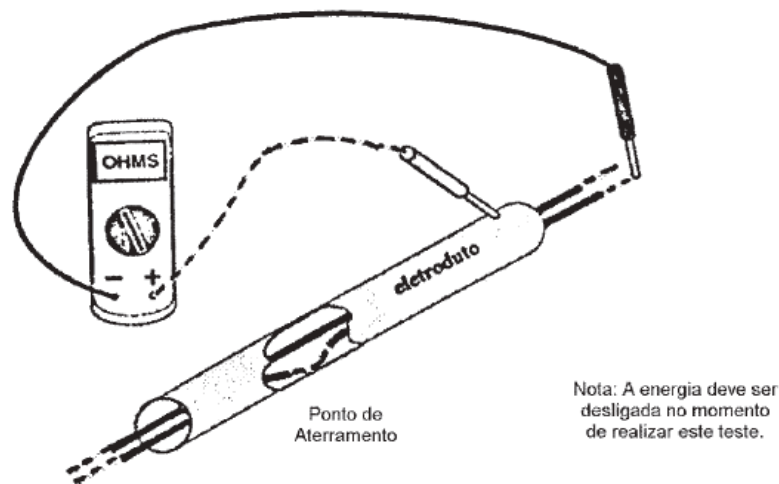


Figura 8.2.9 - Detectando um aterramento indevido.

- Verificar a existência de continuidade do aterramento. ***Todos os objetos metálicos envolvidos no sistema elétrico (caixas, condutores e eletrodutos) devem estar adequadamente aterrados.***
- Observar se os fios foram devidamente instalados, conforme os cálculos de dimensionamento, de forma a evitar que a queda de tensão nos fios, entre os componentes (arranjo-bateria e bateria-carga), não seja superior a 3%. Se possível, medir a queda de tensão real, entre os fios, durante a operação normal.
- Verificar se toda a fiação está adequadamente afixada. Inspecionar o isolamento quanto a desgaste, especialmente nas dobras e nos pontos de fixação.

A seguir, é apresentado um exemplo de planilha de inspeção. Esta planilha, que poderá ser adaptada para atender a casos específicos, tem o objetivo de ajudar o técnico no momento em que estiver realizando a inspeção.

Exemplo de Planilha para Inspeção de Sistemas Fotovoltaicos

(Fonte: “Maintenance and Operation of Stand-Alone Photovoltaic Systems”)

Inspeção feita por: Data: .../.../....

Permissão para desligar cargas críticas autorizada por:

Nome: Cargo:

01- Medidores do sistema

Requer serviço?

Sim	Não		Medidor fixo	Medidor portátil
()	()	Tensão do painel:	 V	 V
()	()	Tensão da bateria:	 V	 V
()	()	Corrente do painel:	 V	 V
()	()	Corrente da carga:	 V	 V

02- LEDs e outros indicadores para estado de carga das baterias

Requer serviço?

		Situação dos indicadores	
Sim	Não	Ligado	Desligado
()	()	Em Carga	
()	()	Carga completa	
()	()	Carga desligada por baixa tensão:	

03- Medições nos instrumentos portáteis

Requer serviço?

Sim	Não		
()	()	Tensão total do banco de baterias:	 V
()	()	Corrente de carga:	 A
()	()	Continuidade do sistema de aterramento?	

04- Dispositivos de interrupção

Requer serviço?

Sim	Não		No início da inspeção		
			Instalado	Fechado	Aberto
☐	☐	Painel	☐	☐	☐
☐	☐	Banco de baterias	☐	☐	☐
☐	☐	Polaridade correta	☐	☐	☐
☐	☐	Carga	☐	☐	☐

A partir daqui todos os dispositivos de interrupção devem estar abertos!

05- Fiação

Requer serviço?

Sim	Não	
☐	☐	Dispositivos de interrupção no lugar e abertos
☐	☐	Ausência de curto-circuitos
☐	☐	Existência de aterramento
☐	☐	Convenção de cores dos fios correta
☐	☐	Interruptores, disjuntores e relés sem danos de arco
☐	☐	Isolamento de condutores e eletrodutos sem danos
☐	☐	Conexões dos condutores sem danos e presas

Descrição de deficiências identificadas:

.....

.....

06- Controlador de carga

Requer serviço?

Sim	Não	
☐	☐	Controlador e área limpos
☐	☐	Controlador firmemente instalado
☐	☐	Temperatura ambiente em faixa apropriada
☐	☐	Controlador não instalado junto com as baterias
☐	☐	Tensão de operação compatível com a unidade
☐	☐	Corrente máxima compatível com a geração dos módulos
☐	☐	Corrente máxima compatível com as cargas alimentadas

07- Banco de baterias

Requer Serviço?

Sim	Não	
☐	☐	Cargas com tamanho, horário e tipo corretos
☐	☐	Baterias e células numeradas
☐	☐	Superfície superior da bateria limpa e seca
☐	☐	Tampas das células presas
☐	☐	Conexão das baterias firmes, sem corrosão e com anti-óxido
☐	☐	Prateleiras e presilhas firmes e em bom estado
☐	☐	Ausência de objetos e prateleiras acima das baterias
☐	☐	Níveis do eletrólito adequados*
☐	☐	Sistema de ventilação adequado e desobstruído
☐	☐	Temperatura ambiente na faixa adequada
☐	☐	Aviso de "Não fume" visivelmente colocado

* Se o nível do eletrólito estiver baixo, fazer uma marca, para cada célula da bateria que requer adição de água, nas planilhas "Registro da tensão de circuito aberto das baterias", que se seguem.

Registro da Densidade Específica

Temperatura do eletrólito: °C
 Correção de temperatura aplicada a cada medida: ☐ + ou
☐ -

08- Registro da tensão de circuito aberto das baterias

Cuidado ao desconectar a bateria do sistema para não causar danos ao controlador de carga!

Obs.: Aplicar a correção de temperatura para medição das densidades específicas antes de registrá-las nesta planilha.

Bateria #	Dens. Específica ou Tensão	Bateria #	Dens. Específica ou Tensão
Célula #1		Célula #1	
Célula #2		Célula #2	
Célula #3		Célula #3	
Célula #4		Célula #4	
Célula #5		Célula #5	
Célula #6		Célula #6	
Bateria #	Dens. Específica ou Tensão	Bateria #	Dens. Específica ou Tensão
Célula #1		Célula #1	
Célula #2		Célula #2	
Célula #3		Célula #3	
Célula #4		Célula #4	
Célula #5		Célula #5	
Célula #6		Célula #6	
Bateria #	Dens. Específica ou Tensão	Bateria #	Dens. Específica ou Tensão
Célula #1		Célula #1	
Célula #2		Célula #2	
Célula #3		Célula #3	
Célula #4		Célula #4	
Célula #5		Célula #5	
Célula #6		Célula #6	
Bateria #	Dens. Específica ou Tensão	Bateria #	Dens. Específica ou Tensão
Célula #1		Célula #1	
Célula #2		Célula #2	
Célula #3		Célula #3	
Célula #4		Célula #4	
Célula #5		Célula #5	
Célula #6		Célula #6	

09- Painei fotovoltaico

Requer serviço?

Sim	Não		
()	()	Cobertura de vidro limpa e inteira	
()	()	Armações dos módulos e estruturas de montagem todas aterradas	
()	()	Todas as células em todos os módulos sem sombra durante todo o dia	
()	()	Estruturas de montagem firmes e em bom estado de conservação	
()	()	Eletrodutos e conexões firmes e em bom estado de conservação	
()	()	Ausência de curto-circuito	
()	()	Existência de aterramento	
()	()	Módulos todos numerados	
()	()	Tensão de circuito aberto do painel (+ e -)	 V
()	()	Tensão de circuito aberto do painel (+ e terra)	 V
()	()	Tensão de circuito aberto do painel (- e terra)	 V
()	()	Todas as tensões de circuito aberto dos módulos estão dentro da variação de 10% da nominal ¹	
()	()	Corrente de curto-circuito do painel	 A
()	()	Todas as correntes de curto-circuito dos módulos estão dentro da variação de 10% da nominal ²	

¹
Módulos com tensão de circuito aberto fora da variação de 10% da nominal
.....
.....

²
Módulos com corrente de curto-circuito fora da variação de 10% da nominal
(com compensação para a variação de radiação solar)
.....
.....

10- Registro da tensão de circuito aberto do painel solar

Conjunto #	Tensão Total	Conjunto #	Tensão Total
	 V		 V
Módulo #1	 V	Módulo #1	 V
Módulo #2	 V	Módulo #2	 V
Módulo #3	 V	Módulo #3	 V
Módulo #4	 V	Módulo #4	 V
Módulo #5	 V	Módulo #5	 V
Módulo #6	 V	Módulo #6	 V

Conjunto #	Tensão Total	Conjunto #	Tensão Total
	 V		 V
Módulo #1	 V	Módulo #1	 V
Módulo #2	 V	Módulo #2	 V
Módulo #3	 V	Módulo #3	 V
Módulo #4	 V	Módulo #4	 V
Módulo #5	 V	Módulo #5	 V
Módulo #6	 V	Módulo #6	 V

11- Registro da corrente de curto-circuito do painel solar

Conjunto #	Corrente Total	Conjunto #	Corrente Total
	 A		 A
Módulo #1	 A	Módulo #1	 A
Módulo #2	 A	Módulo #2	 A
Módulo #3	 A	Módulo #3	 A
Módulo #4	 A	Módulo #4	 A
Módulo #5	 A	Módulo #5	 A
Módulo #6	 A	Módulo #6	 A

Conjunto #	Corrente Total	Conjunto #	Corrente Total
	 A		 A
Módulo #1	 A	Módulo #1	 A
Módulo #2	 A	Módulo #2	 A
Módulo #3	 A	Módulo #3	 A
Módulo #4	 A	Módulo #4	 A
Módulo #5	 A	Módulo #5	 A
Módulo #6	 A	Módulo #6	 A

12- Cargas CC

Requer serviço?

Sim	Não	
()	()	Cargas com potência, horário e tipo adequados
()	()	Cargas requerem manutenção ou reparos

13- Inversor

Requer serviço?

Sim	Não	
☐	☐	Operação normal durante a inspeção
☐	☐	Leituras dos medidores fixos coerentes com as dos medidores portáteis
☐	☐	Som do inversor normal
☐	☐	Interruptores do inversor bem dimensionados
☐	☐	Todos os condutores firmes e em bom estado de conservação
☐	☐	Ausência de curto-circuito
☐	☐	Existência de aterramento
☐	☐	Inversor e área bem limpos, secos e ventilados
☐	☐	Suporte e invólucros firmes e em bom estado de conservação

14- Cargas CA

Requer serviço?

Sim	Não	
☐	☐	Cargas com potência, horário e tipo adequados
☐	☐	Cargas requerem manutenção ou reparos

Reconectar todos os condutores e fechar todos os dispositivos de interrupção que estiverem abertos!

8.3- Manutenção Corretiva

Os procedimentos específicos e metodológicos aplicados durante a inspeção, muitas vezes, auxiliam na identificação e solução de alguns problemas que ocorrem nos sistemas fotovoltaicos.

O guia a seguir, lista vários desses problemas. Para cada sintoma, sugerem-se causas possíveis e ações corretivas necessárias.

Arranjo Fotovoltaico

Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Nenhum fluxo de corrente de carregamento	Chaves, fusíveis ou circuitos de proteção (disjuntores) abertos, estragados ou soltos; fiação quebrada ou oxidada; conexões frouxas ou oxidadas		Fechar chaves, substituir fusíveis ³ , reparar ou substituir a fiação danificada; apertar e limpar as conexões
Baixo fluxo de corrente de carregamento	Módulos sombreados		Remover fonte de sombreamento
	Interconexões do arranjo quebradas ou oxidadas	Queda de tensão na saída do arranjo	Reparar as interconexões
	Diodos de bloqueio ou <i>by-pass</i> defeituosos	Queda de tensão na saída do arranjo	Substituir os diodos defeituosos
	Módulos danificados ou defeituosos	Queda de tensão na saída do arranjo	Substituir os módulos afetados
	Baixos níveis de insolação disponível	Queda de tensão na saída do arranjo	Esperar por tempo ensolarado
	Módulos sujos	Queda de tensão na saída do arranjo	Limpar os módulos
	Orientação e/ou inclinação incorretas do arranjo	Queda de tensão na saída do arranjo	Corrigir a inclinação e/ou orientação
Baixa tensão no arranjo	Fiação do arranjo para balanço do sistema subdimensionada ou muito longa	Queda de tensão na saída do arranjo	Substituir a fiação subdimensionada

³ Determinar o motivo pelo qual os fusíveis ou circuitos de proteção (disjuntores) estão estragados ou soltos, antes de substituí-los ou montá-los novamente.

Baterias

Bateria com baixo estado de carga			
Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Baixo estado de carga	Uso excessivo de energia (cargas muito grandes, colocadas muito longe ou níveis de insolação inadequados; carga deixada ligada além do tempo determinado)		Reduzir o tamanho da carga ou aumentar o tamanho do sistema; desligar a carga e recarregar a bateria
	Conexões frouxas ou oxidadas para a bateria		Apertar as abraçadeiras que estiverem frouxas; limpar as conexões
	Módulos sujos		Limpar os vidros dos módulos
	Fusível danificado na unidade de controle		Substituir o fusível
	Elevada taxa de auto-descarga nas baterias		Substituir a bateria

Bateria com baixa tensão			
Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Baixo nível de eletrólito	Sobrecarregamento	Perda de capacidade da bateria	Adicionar água destilada, a menos que as baterias danificadas necessitem de outros reparos
Tensão abaixo do <i>set-point</i> de retomada do carregamento	Controlador de carga defeituoso	Excessiva profundidade de descarga	Ajustar os <i>set-points</i> ou reparar ou substituir o controlador de carga
Tensão abaixo do <i>set-point</i> de baixa tensão de desconexão	Controlador de carga defeituoso	Excessiva profundidade de descarga	Ajustar os <i>set-points</i> ou reparar ou substituir o controlador de carga
Perda de tensão durante a noite, mesmo quando as cargas estão desligadas	Diodo de bloqueio defeituoso ou inexistente; controlador de carga defeituoso	Fluxo de corrente reversa durante à noite, descarregando as baterias	Substituir o diodo; reparar ou substituir a série de relés do controlador de carga

Baterias

Bateria com baixa tensão (Continuação)			
Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Tensão aumenta muito lentamente mesmo quando as cargas estão desligadas	Controlador não está com plena carga (está na condição de flutuação de carga)	Fluxo de corrente inadequada para carregar completamente as baterias	Reparar ou substituir o controlador de carga
Tensão não aumenta mesmo quando as cargas estão desligadas e o sistema está carregando	Controlador de carga defeituoso	Nenhum fluxo de energia do arranjo para a bateria	Reparar ou substituir o controlador de carga
	Chaves, disjuntores ou fusíveis abertos, estragados ou soltos	Nenhum fluxo de energia do arranjo para as baterias	Fechar chaves, montar novamente o circuito de proteção (disjuntor) ou substituir o fusível
	Fiação frouxa, oxidada ou quebrada	Pequeno fluxo de energia do arranjo para a bateria	Apertar, reparar ou substituir a fiação danificada
	Módulos sombreados, células quebradas ou módulos desorientados	Reduzida tensão na saída do arranjo	Remover a fonte de sombreamento, substituir o módulo ou corrigir sua orientação
	Fiação muito longa ou subdimensionada	Reduzida tensão	Aumentar a bitola do fio

Baterias

Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Tensão acima do <i>set-point</i> de término do carregamento e/ou elevada perda de água	Controlador de carga defeituoso ou inexistente	Redução da vida útil da bateria; possíveis danos às cargas	Substituir por um controlador de carga com <i>set-point</i> de término do carregamento mais baixo
	Capacidade de armazenamento do banco de baterias é muito pequena para o arranjo	Redução da vida útil da bateria; possíveis danos às cargas e baterias	Aumentar o banco de baterias, de forma a aumentar a capacidade de armazenamento
	Controlador de carga desajustado	Redução da vida útil da bateria; possíveis danos às cargas	Ajustar o controlador de carga
	Bateria e regulador de tensão mal combinados	Redução da vida útil da bateria; possíveis danos às cargas	Substituir o controlador de carga ou mudar os <i>set-points</i> nas unidades ajustáveis
Elevada perda de água	Baterias estão com altas temperaturas	Tensão na qual inicia a liberação de gases (gaseificação) é mais baixa do que normal	Isolar o compartimento da bateria e/ou fornecer ventilação adequada
	Manutenção pouco freqüente	Baixos níveis de água, danos às baterias	Diminuir os intervalos de manutenção
Tensão ligeiramente acima do <i>set-point</i> de término do carregamento	Sensor de temperatura defeituoso ou mal posicionado; conexões ruins dos terminais do sensor da bateria, no controlador de carga	Para o controlador de carga, as baterias estão em temperaturas mais altas do que sua real temperatura	Reparar, substituir ou reposicionar o sensor

Baterias

Baterias não aceitam carga			
Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Elevada perda de água	Sobrecarregamento	Temperaturas elevadas danificam as placas e os separadores existentes na bateria	Substituir a bateria; reparar ou substituir o controlador de carga
Pequenos vazamentos de eletrólito	Compartimento quebrado (fuga de líquido)	Sulfatação (formação de sulfato de chumbo)	Substituir a bateria
Material do eletrólito impuro, pequenas quantidades entre as placas	Envelhecimento	Despreendimento da placa	Substituir a bateria
Eletrólito descolorado ou com odor	Eletrólito contaminado	Falhas na bateria	Substituir a bateria
A bateria não apresenta nenhum outro sintoma. Simplesmente, não aceita carga ⁴	Divisórias quebradas entre as células; placas e separadores desalinhados; furos nos separadores etc.		Substituir a bateria

⁴ As baterias danificadas por estas causas, não podem ser verificadas se não forem completamente desmontadas. Elas jamais devem ser desmontadas por pessoas não qualificadas.

Controladores de Carga

Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Tensão da bateria abaixo do <i>set-point</i> de retomada do carregamento, embora o controlador não carregue as baterias	Sensor de temperatura defeituoso ou mal posicionado; conexões ruins dos terminais do sensor da bateria, no controlador de carga	Para o controlador de carga, as baterias estão em temperaturas mais baixas do que sua real temperatura	Reparar, substituir ou reposicionar o sensor
Tensão da bateria acima do <i>set-point</i> de término do carregamento, embora o controlador continue carregando as baterias	Sensor de temperatura defeituoso ou mal posicionado; conexões ruins dos terminais do sensor da bateria, no controlador de carga	Para o controlador de carga, as baterias estão em temperaturas mais altas do que sua real temperatura	Reparar, substituir ou reposicionar o sensor de temperatura ou mudar o controlador de carga
Ruídos nos relés	Pequena quantidade de baterias em série	Baixa tensão	Reconfigurar ou adicionar baterias
	Conexões da bateria frouxas ou oxidadas	Elevada queda de tensão	Apertar, reparar ou substituir os cabos
	Baixa tensão na bateria		Reparar ou substituir as baterias
Operação irregular do controlador de carga e/ou desconexão inadequada de cargas	Timer não sincronizado com a hora real do dia	Controlador liga e desliga, em períodos errados	Esperar até o <i>reset</i> automático do dia seguinte ou desconectar o arranjo, esperar 10 segundos e conectá-lo novamente
	Ruído elétrico do inversor	Ciclagem liga-desliga muito rápida	Conectar o inversor diretamente às baterias, colocar filtros na carga
	Sensor de temperatura defeituoso ou mal posicionado; conexões ruins dos terminais do sensor da bateria no controlador de carga	Para o controlador de carga, as baterias estão em temperaturas mais altas ou mais baixas do que sua real temperatura	Reparar, reposicionar ou substituir o sensor de temperatura ou mudar o controlador de carga
	Elevados surtos para a carga	Queda de tensão da bateria, durante o surto	Usar fios maiores para a carga ou adicionar baterias em paralelo
	Controlador de carga defeituoso, possivelmente, em função de danos causados pela iluminação	Cargas desconectadas inadequadamente e outras operações irregulares	Reparar ou substituir o controlador de carga e verificar o sistema de aterramento

Controladores de Carga (Continuação)

Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Operação irregular do controlador de carga e/ou desconexão inadequada de cargas	Ajustagem incorreta do <i>set-point</i> de baixa tensão de desconexão	Cargas desconectadas inadequadamente	Alterar o <i>set-point</i> de baixa tensão de desconexão
	Chave da carga em posição errada no controlador	Cargas nunca desconectam	Mudar a chave para a posição correta
	Controlador de carga não possui a característica de baixa tensão de desconexão	Cargas nunca desconectam	Se necessário, substituir o controlador de carga por um que possua a característica de baixa tensão de desconexão
Queima do fusível, colocado no circuito que alimenta o arranjo	Arranjo curto-circuitado com as baterias conectadas	Grande fluxo de corrente através do controlador de carga	Desconectar as baterias quando estiver testando a corrente de curto-circuito do arranjo
	Corrente de saída do arranjo é muito elevada para o controlador de carga	Grande fluxo de corrente através do controlador de carga	Substituir o controlador de carga por um que possua potência nominal mais elevada
Queima do fusível, colocado no circuito que alimenta as cargas	Curto-circuito na carga	Corrente ilimitada	Reparar o curto-circuito ou substituir a carga
	Corrente exigida pela carga é muito elevada para o controlador de carga	Grande fluxo de corrente através do controlador de carga	Reduzir o tamanho da carga ou trocar o controlador de carga por um com maior capacidade
	Surto de corrente exigido pela carga é muito elevado para o controlador de carga	Grande fluxo de corrente através do controlador de carga	Reduzir o tamanho da carga ou trocar o controlador de carga por um com maior capacidade

Inversores

Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Nenhuma saída do inversor	Chaves, fusíveis ou circuitos de proteção (disjuntores) abertos, estragados ou soltos; fiação quebrada ou oxidada	Nenhum fluxo de energia através do inversor	Fechar chaves, substituir fusíveis ⁵ , montar os circuitos de proteção novamente, reparar ou substituir a fiação danificada
	Baixa tensão de desconexão no inversor ou controlador de carga aberto	Nenhum fluxo de energia disponível para o inversor	Permitir que as baterias recarreguem
	Timer demora para dar partida no inversor, devido a sua "ociosidade"	Alguns segundos de atraso depois de dar partida na carga	Esperar alguns segundos depois de dar partida nas cargas
	Elevada tensão da bateria desconecta no inversor aberto	Inversor não dá partida	Conectar a carga às baterias e operá-las por tempo suficiente para baixar a tensão da bateria. Ajustar a elevada tensão de desconexão no controlador de carga
Aquecimento dos motores durante sua operação	Uso de inversor de onda quadrada	Harmônicos da forma de onda são rejeitados quando aquecem	Mudar para motores CC ou usar um inversor com forma de onda senoidal ou quase-senoidal
Cargas operam inadequadamente	Correntes excessivas exigidas pela carga	Tensão do inversor é muito baixa para a carga	Reduzir o tamanho das cargas ou substituir o inversor por um de maior capacidade
	Uso de inversor de onda quadrada		Mudar para motores CC ou usar um inversor com forma de onda senoidal ou quase-senoidal
Motores operam com velocidades erradas	Inversor defeituoso		Substituir o inversor
	Inversor não possui dispositivo para controle de frequência	Frequência CA varia com a tensão da bateria	Substituir o inversor por um que possua dispositivo para controle de frequência

⁵ Determinar o motivo pelo qual os fusíveis ou os circuitos de proteção (disjuntores) estão estragados ou soltos, antes de substituí-los ou montá-los novamente.

Inversores (Continuação)

Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Atuação do circuito de proteção (disjuntor) do inversor	Cargas operam com surto de corrente muito elevado	Correntes excessivas exigidas pela carga	Reduzir o tamanho das cargas ou substituir o inversor por um de maior capacidade
Atuação do circuito de proteção CC (disjuntor) do inversor	Capacitores do inversor não carregam acima do valor inicial para partida	Correntes excessivas exigidas pelo inversor	Instalar uma chave de contato momentânea e um resistor (15Ω, 50W) em paralelo com o circuito de proteção; usá-lo por alguns segundos para carregar os capacitores durante a primeira partida

Cargas

Sintoma	Causa	Resultado	Ação Corretiva
Cargas inoperantes	Carga muito grande para o sistema ou níveis de insolação inadequados	Redução da vida útil da bateria; possíveis danos as cargas	Reduzir o tamanho da carga ou aumentar o tamanho do arranjo e/ou do banco de baterias
	Chaves no sistema estão desligadas ou mal posicionadas	A energia fotovoltaica não pode ser fornecida para cargas ou baterias	Colocar todas as chaves na posição correta
	Os circuitos de proteção (disjuntores) ou fusíveis estão danificados		Montar os circuitos de proteção novamente ou substituir o fusível
Cargas operam ineficientemente	Elevada queda de tensão no sistema; verificar subdimensionamento ou fiação muito longa, cargas superdimensionadas, falhas no aterramento ou existência de diodos defeituosos	Tensão inadequada para carregar as baterias e/ou operar as cargas	Aumentar a bitola do fio, reduzir o tamanho da carga, encontrar e corrigir as falhas de aterramento
	Fiação ou conexões frouxas, quebradas, queimadas ou oxidadas		Reparar ou substituir a fiação ou conexão danificada
	Fiação ou conexões curto-circuitadas ou com falhas de aterramento		Reparar os curto-circuitos e/ou as falhas de aterramento
	Pequenas cargas "fantasmas" inativas, mantidas pelo inversor	Cargas inoperantes ou operando invertidas	Desligar as cargas "fantasmas" ou alimentá-las com uma outra fonte de energia
	Polaridade da fiação invertida		Corrigir a polaridade da fiação



Bibliografia

Bibliografia

Capítulo 1 - Introdução

M.J.G.Ferreira, “Inserção da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil”, Tese de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Energia, USP, São Paulo, 1993

Siemens Solar Industries - Training Department, “Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual”, 1990, Edition 4.0

C.Flavin, N.Lenssen, “Power Surge - Guide to the Coming Energy Revolution”, W. W. Norton & Company, 1994, 1ª Edição

S.R.Wenham and M.A.Green, ‘Silicon Solar Cells’, Progress in Photovoltaics: Research and Application, Vol.4 - 1996

W.H.Bloss, F.Pfisterer, M.Schubert and T.Walter, ‘Thin-film Solar Cells’, Progress in Photovoltaics: Research and Application, Vol.4 - 1996

Capítulo 2 - Radiação Solar e Efeito Fotovoltaico

J.F.Kreider, F.Kreith, “Solar Energy Handbook”, McGraw-Hill Book Company, 1981

E.Lorenzo y otros, “Electricidad Solar - Ingenieria de Los Sistemas Fotovoltaicos”, Instituto de Energia Solar - Universidad Politécnica de Madrid, ProgenSA (Promotora General de Estudios S.A.), 1994

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Course Manual”, FSEC-GP-31-86, 1991

M.S.Imamura, P.Helm, W.Palz, “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”, CEC, H. S. Stephens & Associates, 1992

M.G.Thomas, “Water Pumping - The Solar Alternative”, Photovoltaic Systems Design Assistance Center, Sandia National Laboratories, SAND87-0804, 1992

Grupo FAE / DEN (UFPE), “I Curso sobre Eletrificação Rural com Tecnologia Fotovoltaica”, Parte 1, 1992

M.J.G.Ferreira, “Inserção da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil”, Tese de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Energia, USP, São Paulo, 1993

Siemens Solar Industries - Training Department, “Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual”, 1990, Edition 4.0

CHESF / BRASCEP, “Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologia - Distribuição Estatística de Radiação Solar no Nordeste”, 1987

O.D.Rossi, “Rastreamento e Radiação Incidente em Sistemas de Conversão da Energia Solar”, Tese de Mestrado, COPPE / UFRJ, 1985

A.C.Barzolla, “Análise do Aquecimento Solar de Água por Sistema a Termosifão”, Tese de Mestrado, COPPE / UFRJ, 1992

F.Lyra, N.Fraidenraich, C.Tiba, “Solarimetria no Brasil - Situação e Propostas”, Relatório do Subgrupo Solarimetria (GTEF), 1993

Fundação Padre Leonel Franca, “Mapeamento do Potencial Nacional de Energia Solar”, Relatório Final, 1988

R. Dogniaux, “Programme Calcule Éclairements Energétiques et Lumineux de l’Energie Solaire”, Proceedings Colloque Electricité Solaire, Toulouse, 1976

L.E.Murr, “Solar Materials Science”, Academic Press, USA, 1980

CNPq - IBGE, “Mapa Magnético do Brasil”, Observatório Nacional do Rio de Janeiro, 1990

Capítulo 3 - Configurações Básicas

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Course Manual”, FSEC-GP-31-86, 1991

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, 1991

M.S.Imamura, P.Helm, W.Palz, “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”, CEC, H. S. Stephens & Associates, 1992

Siemens Solar Industries - Training Department, “Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual”, 1990, Edition 4.0

Capítulo 4 - Componentes Básicos (Módulos)

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Course Manual”, FSEC-GP-31-86, 1991

S.Roberts, “Solar Electricity - A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems”, Prentice Hall International Ltd., 1991

Grupo FAE / DEN (UFPE), “I Curso sobre Eletrificação Rural com Tecnologia Fotovoltaica”, Parte 1, 1992

Siemens Solar Industries - Training Department, “Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual”, 1990, Edition 4.0

Capítulo 4 - Componentes Básicos (Baterias)

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Course Manual”, FSEC-GP-31-86, 1991

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, 1991

M.S.Imamura, P.Helm, W.Palz, "Photovoltaic System Technology - An European Handbook", CEC, H. S. Stephens & Associates, 1992

Sandia National Laboratories, "Handbook for Battery Energy Storage in Photovoltaic Power Systems", Relatório Final, Bechtel National Inc., 1979

S.Roberts, "Solar Electricity - A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems", Prentice Hall International Ltd., 1991

Grupo FAE / DEN (UFPE), "I Curso sobre Eletrificação Rural com Tecnologia Fotovoltaica", Parte 2, 1992

D.Linden, "Handbook of Batteries and Fuel Cells", McGraw-Hill Book Company, 1984

Siemens Solar Industries - Training Department, "Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual", 1990, Edition 4.0

Capítulo 4 - Componentes Básicos (Controladores de Carga)

Florida Solar Energy Center, "Photovoltaic System Design - Course Manual", FSEC-GP-31-86, 1991

M.S.Imamura, P.Helm, W.Palz, "Photovoltaic System Technology - An European Handbook", CEC, H. S. Stephens & Associates, 1992

S.Roberts, "Solar Electricity - A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems", Prentice Hall International Ltd., 1991

M.A.E.Galdino, C.M.Ribeiro, "A Intelligent Battery Charge Controller for Small Scale PV Systems", 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1994

Florida Solar Energy Center, "Photovoltaic System Design - Laboratory Manual", FSEC-GP-36-88, 1988

Capítulo 4 - Componentes Básicos (Inversores)

Florida Solar Energy Center, "Photovoltaic System Design - Course Manual", FSEC-GP-31-86, 1991

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, "Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices", 1991

M.S.Imamura, P.Helm, W.Palz, "Photovoltaic System Technology - An European Handbook", CEC, H. S. Stephens & Associates, 1992

S.Roberts, "Solar Electricity - A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems", Prentice Hall International Ltd., 1991

Florida Solar Energy Center, "Photovoltaic System Design - Laboratory Manual", FSEC-GP-36-88, 1988

A.J.V. Borba, "Conversor para Acoplamento de Sistemas Fotovoltaicos à Rede Trifásica", Tese - UFRJ/COPPE, 1995

Capítulo 4 - Componentes Básicos (Conversores CC-CC)

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Course Manual”, FSEC-GP-31-86, 1991

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, 1991

M.S.Imamura, P.Helm, W.Palz, “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”, CEC, H. S. Stephens & Associates, 1992

S.Roberts, “Solar Electricity - A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems”, Prentice Hall International Ltd., 1991

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Laboratory Manual”, FSEC-GP-36-88, 1988

Capítulo 4 - Componentes Básicos (MPPT)

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, 1991

M.S.Imamura, P.Helm, W.Palz, “Photovoltaic System Technology - An European Handbook”, CEC, H. S. Stephens & Associates, 1992

Capítulo 5 - Características das Cargas

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, 1991

M.G.Thomas, “Water Pumping - The Solar Alternative”, Photovoltaic Systems Design Assistance Center, Sandia National Laboratories, SAND87-0804, 1992

S.Roberts, “Solar Electricity - A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems”, Prentice Hall International Ltd., 1991

Grupo FAE / DEN (UFPE), “I Curso sobre Eletrificação Rural com Tecnologia Fotovoltaica”, Parte 2, 1992

V.A.Moreira, “Iluminação e Fotometria - Teoria e Aplicação”, Editora Edgard Blücher Ltda., 1976

Siemens Solar Industries - Training Department, “Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual”, 1990, Edition 4.0

Capítulo 6 - Projeto de um Sistema Fotovoltaico

CHESF/BRASCEP, “Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/ Tecnologia - Distribuição Estatística de Radiação Solar no Nordeste”, 1987

Fundação Padre Leonel Franca, “Mapeamento do Potencial Nacional de Energia Solar”, Relatório Fi-

nal”, PUC-RJ, Nov/1988

Grupo FAE / DEN (UFPE), “I Curso sobre Eletrificação Rural com Tecnologia Fotovoltaica”, Partes 1 e 2, Nov/92

F.Lyra, N.Fraidenraich, C.Tiba, “Solarimetria no Brasil - Situação e Propostas”, Relatório do Subgrupo Solarimetria (GTEF), 1993

Siemens Solar Industries - Training Department, “Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual and Technical Appendix”, 1990, Edition 4.0

Grupo FAE / DEN (UFPE), “Curso sobre Bombeamento de Água com Tecnologia Fotovoltaica”, Apostila, Set/94

Sandia National Laboratories, “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, Revisão Nov/91

P.Spirito, G.F. Vitale, “Course on Electrical Energy Production from Renewable Energy Sources - Photovoltaic Systems and Use of Local Resources”, S.I.E.S., Dpto. de Engenharia Eletrônica, Fev/1988

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Course Manual”, FSEC-GP-31-86, Revisão Mar/91

Capítulo 7 - Instalações

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Course Manual”, FSEC-GP-31-86, 1991

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, 1991

Grupo FAE / DEN (UFPE), “Curso para Instaladores de Pequenos Sistemas Fotovoltaicos Autônomos”, Apostila, 1993

Photovoltaic Design Assistance Center, Architectural Energy Corporation, “Maintenance and Operation of Stand-Alone Photovoltaic Systems”, Sandia National Laboratories, 1991

Siemens Solar Industries - Training Department, “Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual”, 1990, Edition 4.0

Capítulo 8 - Manutenção

Florida Solar Energy Center, “Photovoltaic System Design - Course Manual”, FSEC-GP-31-86, 1991

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, “Stand-Alone Photovoltaic Systems - A Handbook of Recommended Design Practices”, 1991

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistance Center, Architectural Energy Corporation, “Maintenance and Operation of Stand-Alone Photovoltaic Systems”, 1991

S.Roberts, “Solar Electricity - A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems”, Prentice Hall International Ltd., 1991

Siemens Solar Industries - Training Department, “Photovoltaic Technology and System Design - Training Manual”, 1990, Edition 4.0



Anexos

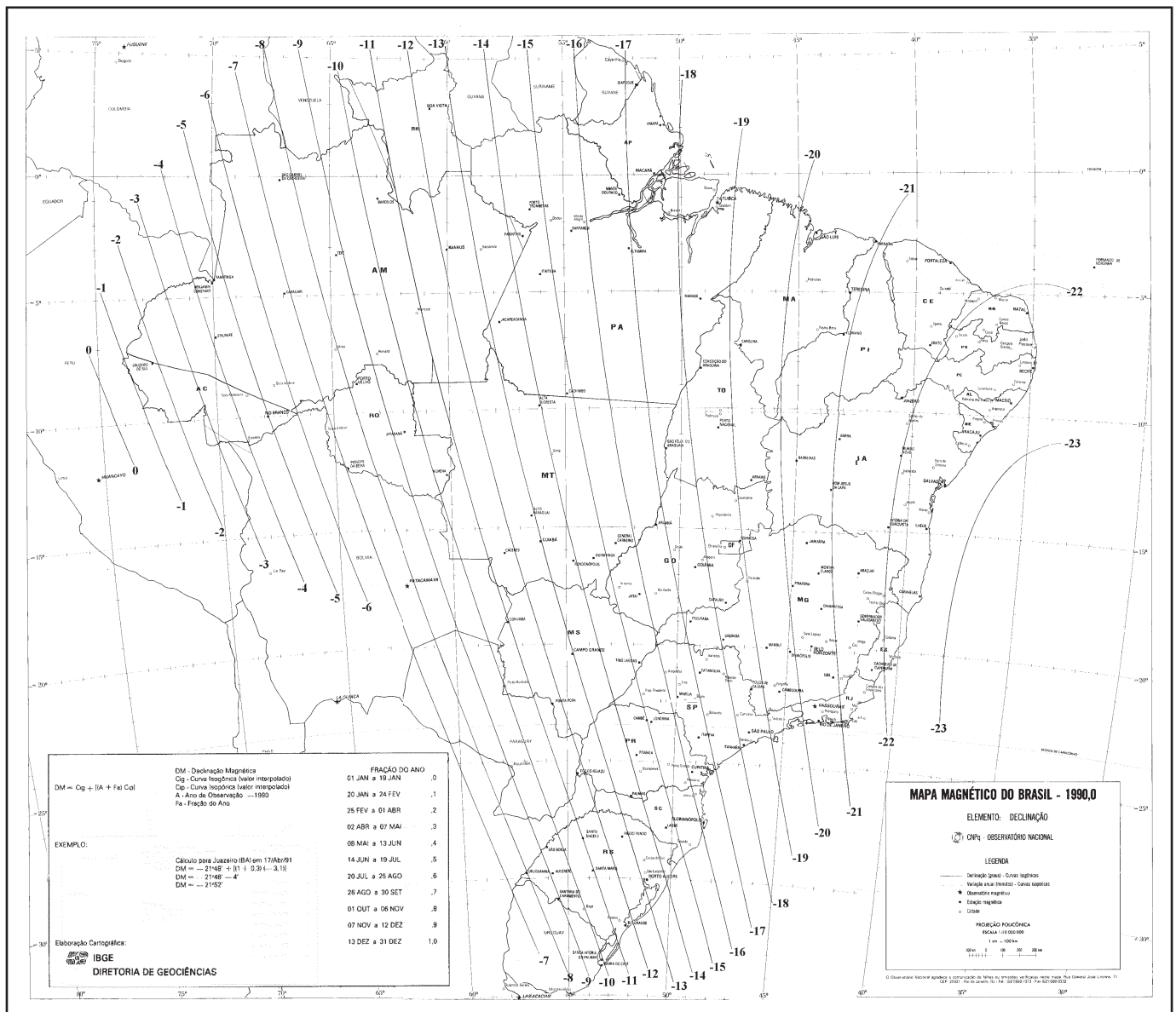
Declinações Magnéticas

Mapas Solarimétricos

Anexos

Declinações Magnéticas

O Mapa Magnético do Brasil - 1990,0 mostra as declinações magnéticas (em graus) longo de todo o território nacional. Este mapa foi elaborado pela Diretoria de Geociências do IBGE com dados do Observatório Nacional - CNPq.



Anexos

Mapas Solarimétricos

Os mapas solarimétricos aqui apresentados foram publicados em 1979, na Revista Brasileira de Armazenamento. Trata-se do trabalho “Estudo da Distribuição de Radiação Solar Incidente sobre o Brasil”, elaborado por G.S.S.Nunes, R.G.B.André, R.L.Vianello e V.S.Marques.

Este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de se conhecer a distribuição temporal e espacial da radiação solar no Brasil.

Atualmente, no país, existem cerca de 187 estações meteorológicas. Entretanto, em razão do alto custo inicial e das dificuldades operacionais, apenas uma pequena parte faz medidas de radiação solar. O único dado solarimétrico disponível em todas elas é o número de horas de insolação.

Diante deste fato, os autores deste trabalho utilizaram um modelo desenvolvido por Bennett para o Hemisfério Norte, o qual foi adaptado para o Brasil. Este modelo determina a radiação solar global a partir de uma formulação que, além de considerar o efeito do número de horas de insolação, incorpora também os efeitos relativos à altitude, latitude e época do ano.

Foram utilizados dados de números de horas de insolação observados em um período de dez anos para estações de território brasileiro e de trinta anos para alguns países limítrofes como Colômbia, Venezuela e Guianas.

Para testar a validade do modelo de Bennett nas regiões brasileiras, os resultados obtidos foram comparados com outros, calculados a partir de equações de regressão, cujos coeficientes foram determinados de acordo com os dados de radiação medidos em dois pontos do país de latitudes bem diferentes. O erro apresentado foi de 2,5%, perfeitamente aceitável, já que as próprias medições podem apresentar erros superiores a este.

Os resultados foram apresentados em forma de mapas, elaborados um para cada mês, com a utilização de dados plotados para os doze meses do ano. As isolinhas foram traçadas para intervalos de 50 ly/dia, tentando ajustá-las, o melhor possível, aos dados calculados, de forma que elas se tornassem consistentes com os campos de nebulosidade, obtidos a partir de fotos de satélite e de observações convencionais de vários tipos de nuvens.

Outras fontes de dados de radiação solar no Brasil também foram propostas pelo GTES em 1995 a saber: O Atlas Solarimétrico do Brasil publicado em 1997 pelo Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas (FAE/UFPE) e o Atlas de Irradiação Solar do Brasil publicado em 1998 pelo Laboratório de Energia Solar (Lab Solar/UFSC) e o Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE). Ambos os atlas representam um esforço na busca por uma qualidade ainda melhor de solarimétricos no Brasil.

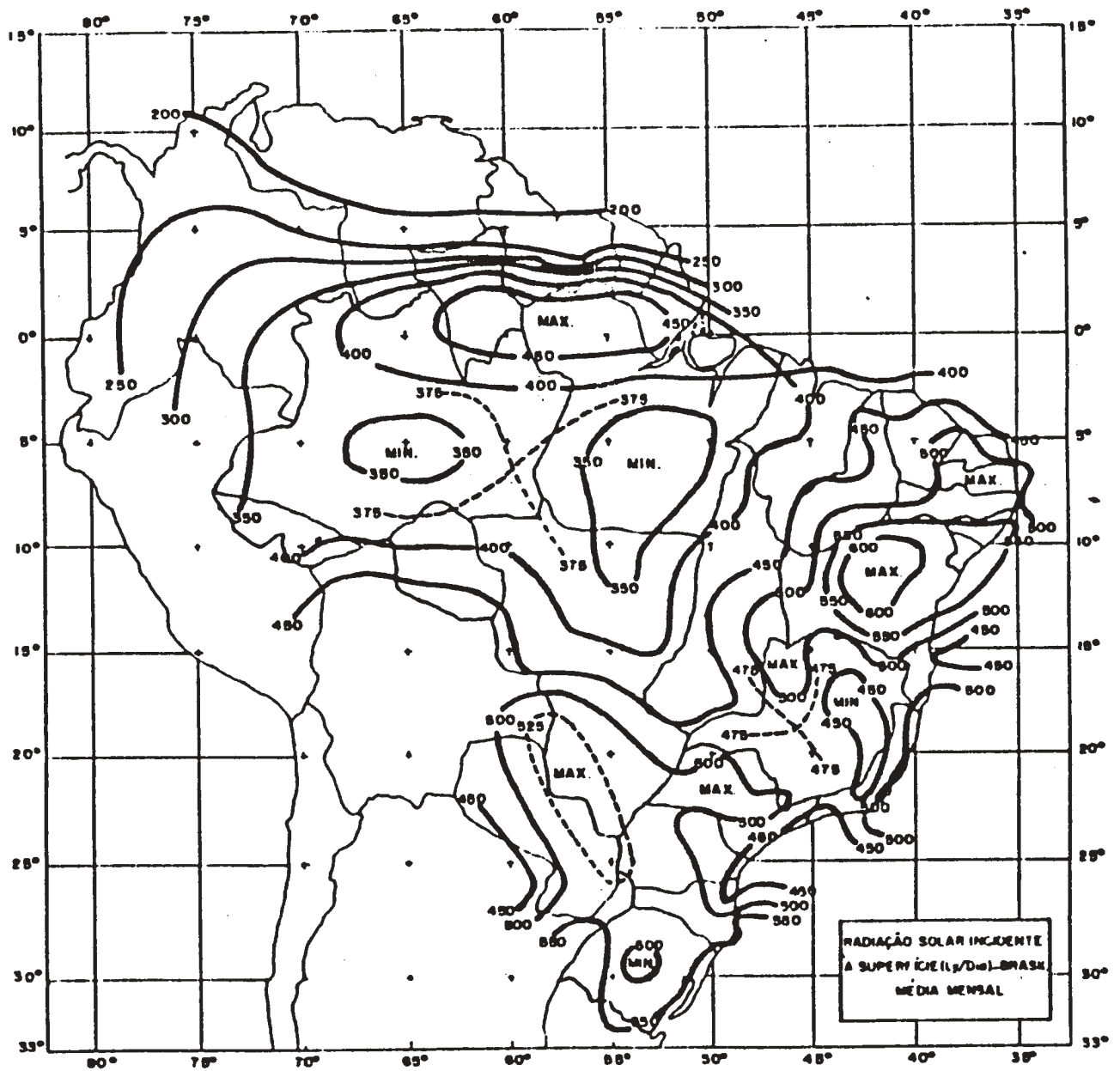


Figura A.1 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Janeiro

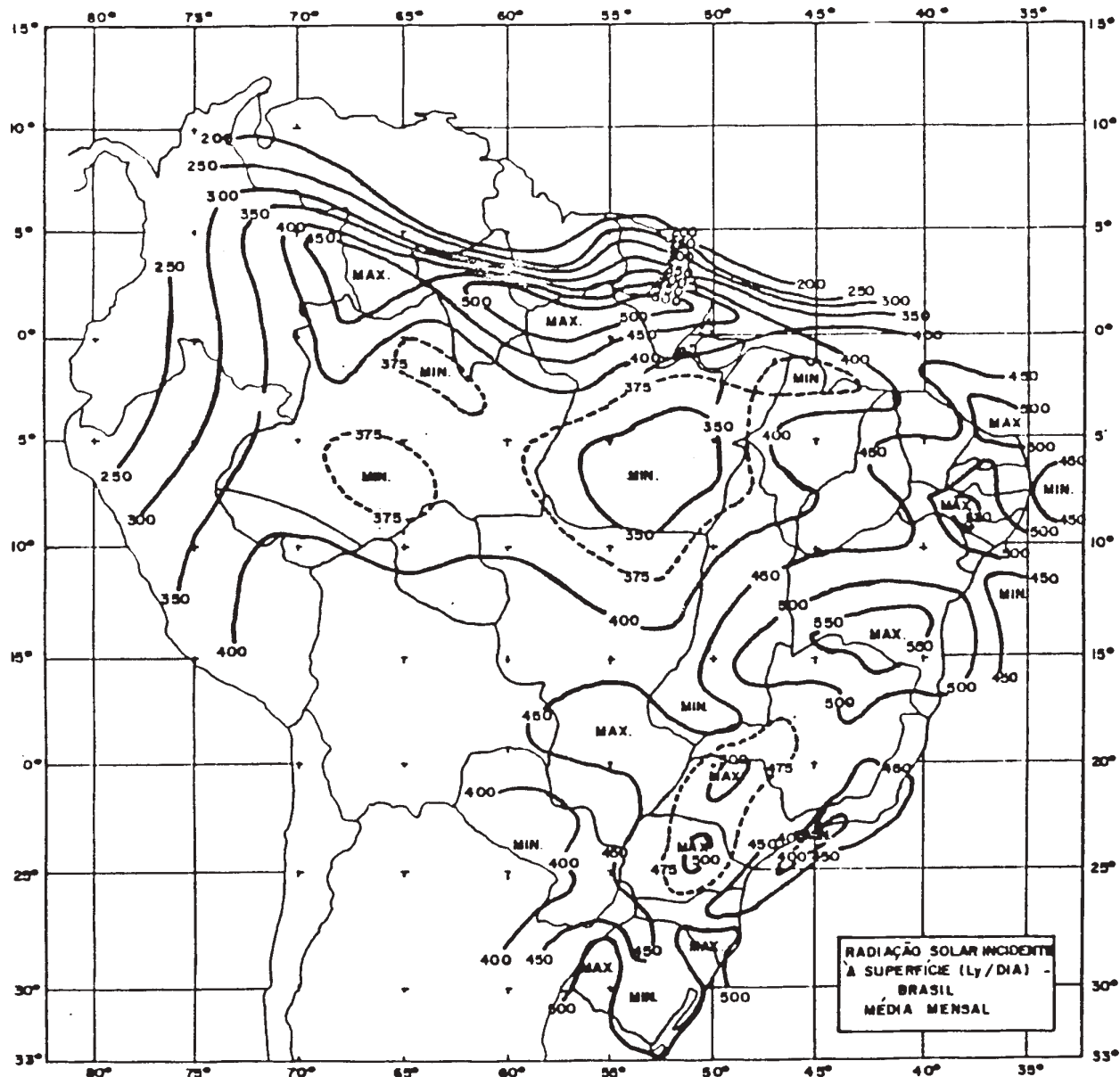


Figura A.2 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Fevereiro

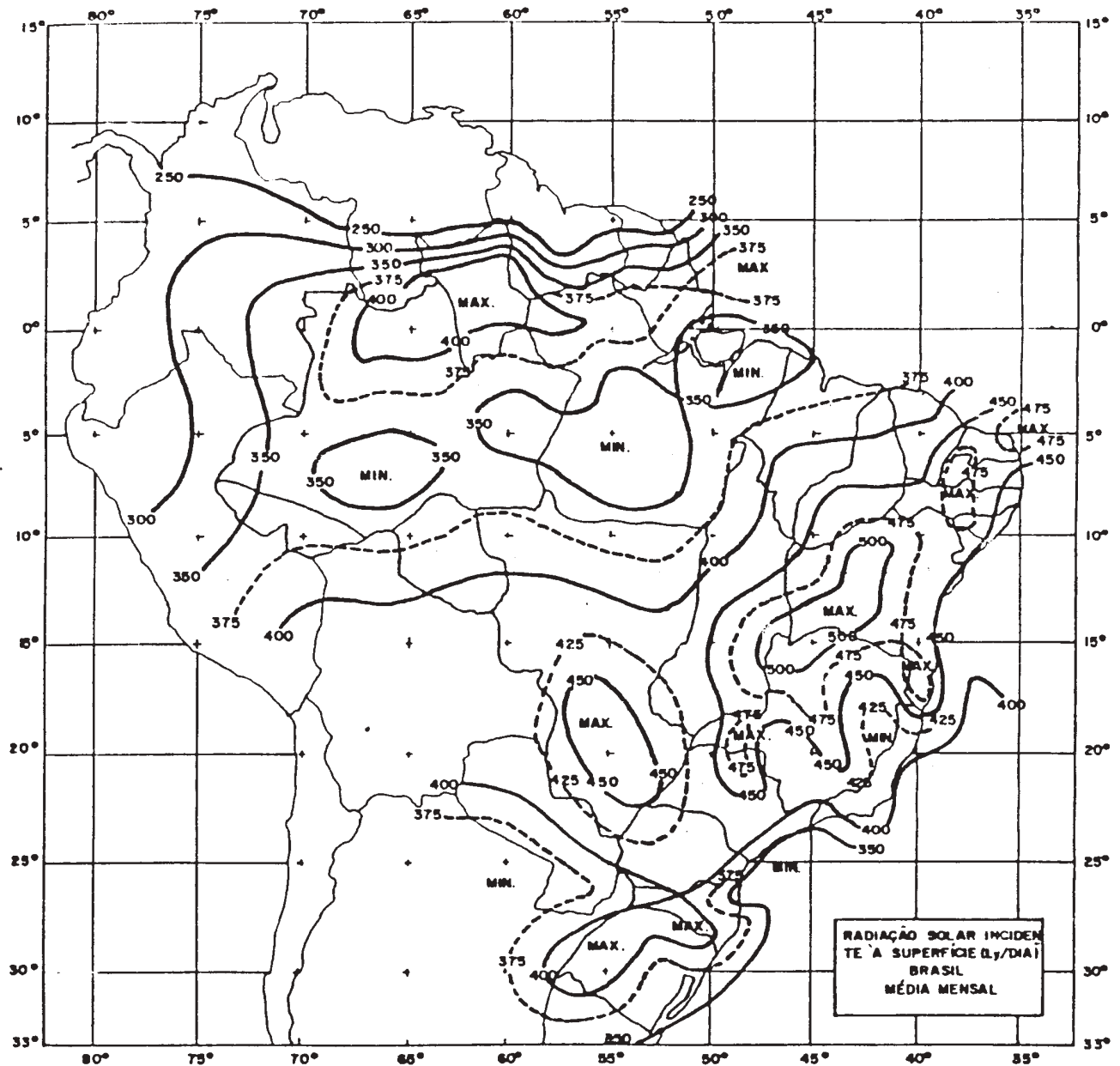


Figura A.3 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Março

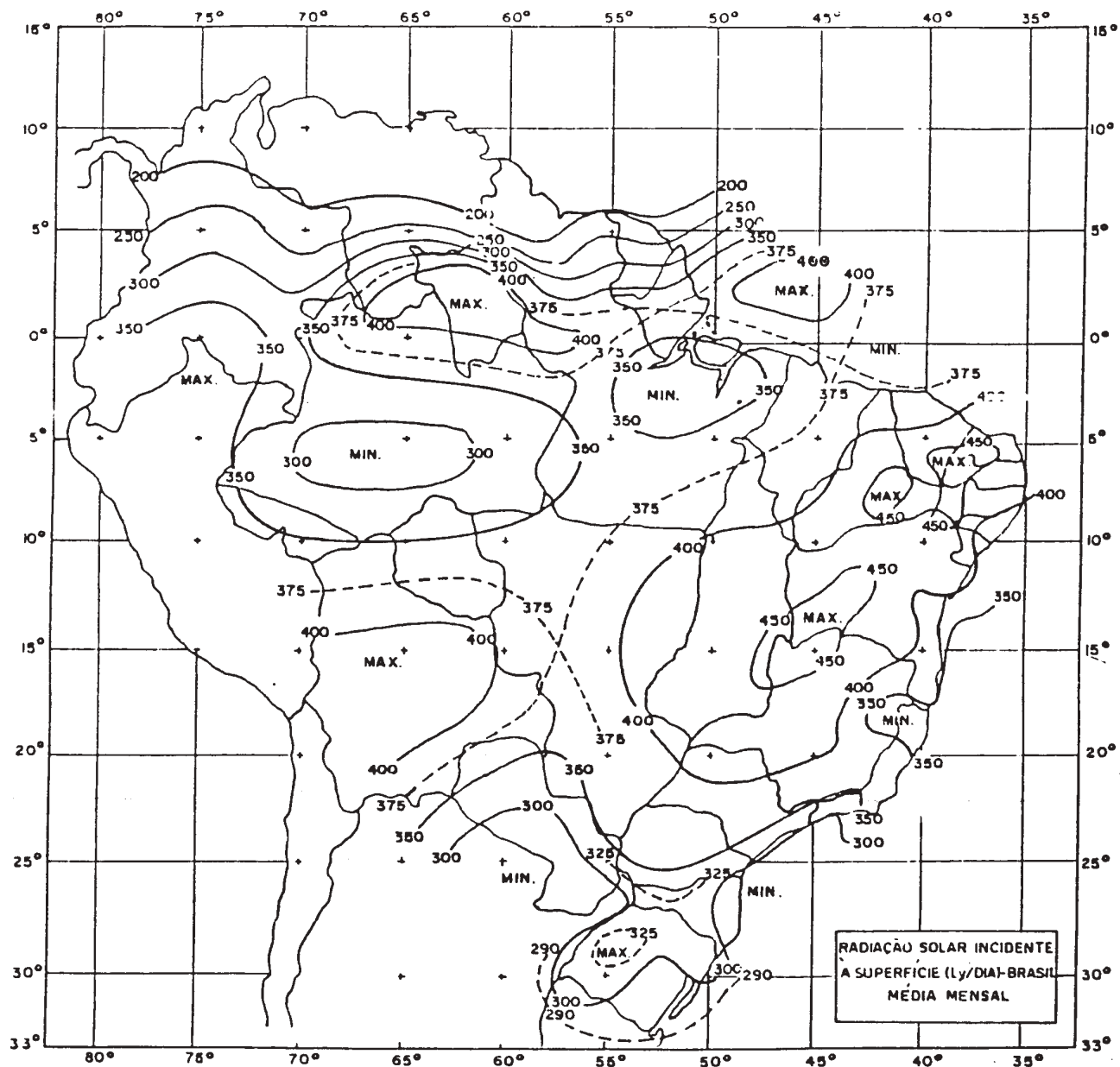


Figura A.4 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Abril

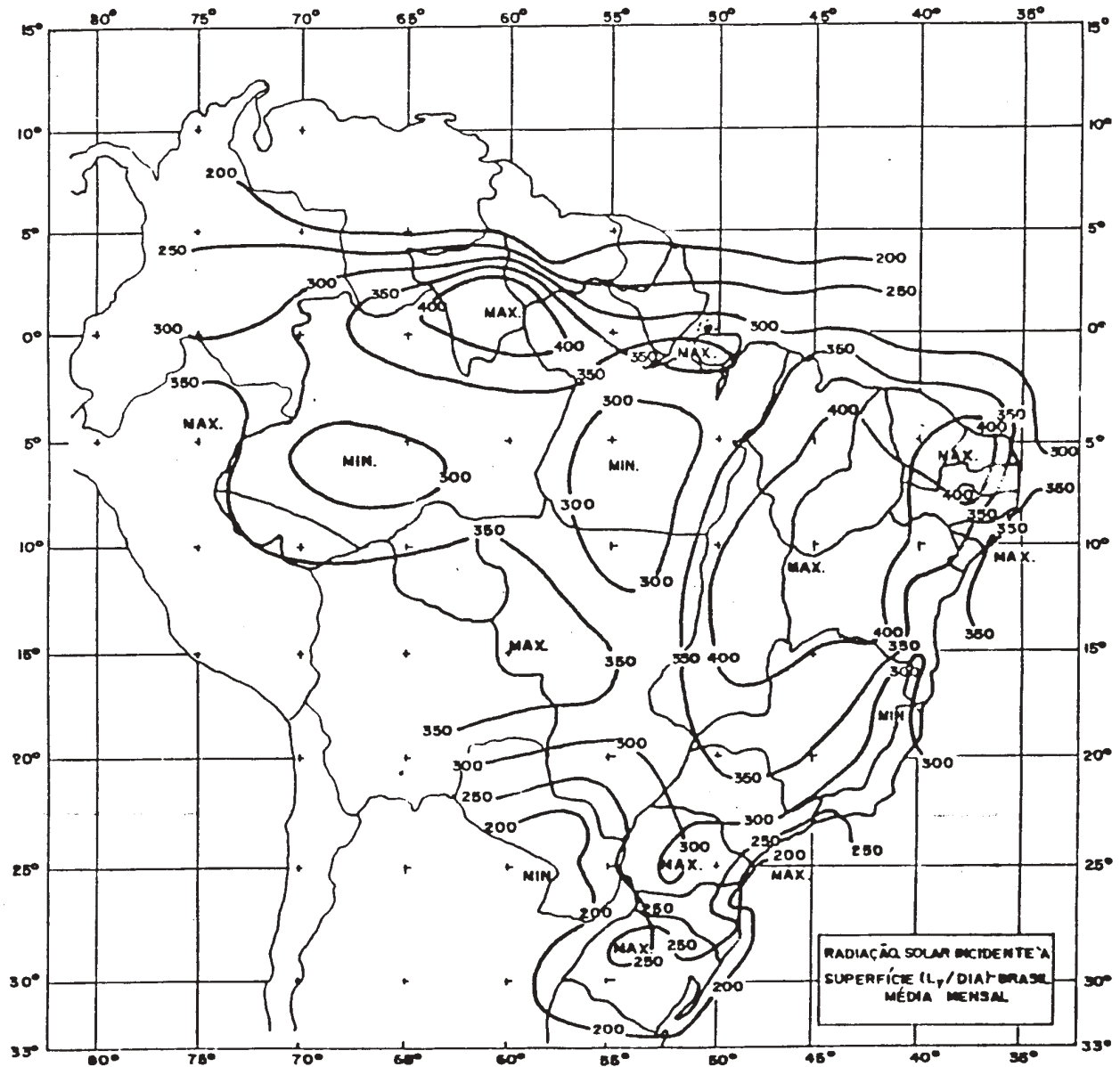


Figura A.5 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Maio

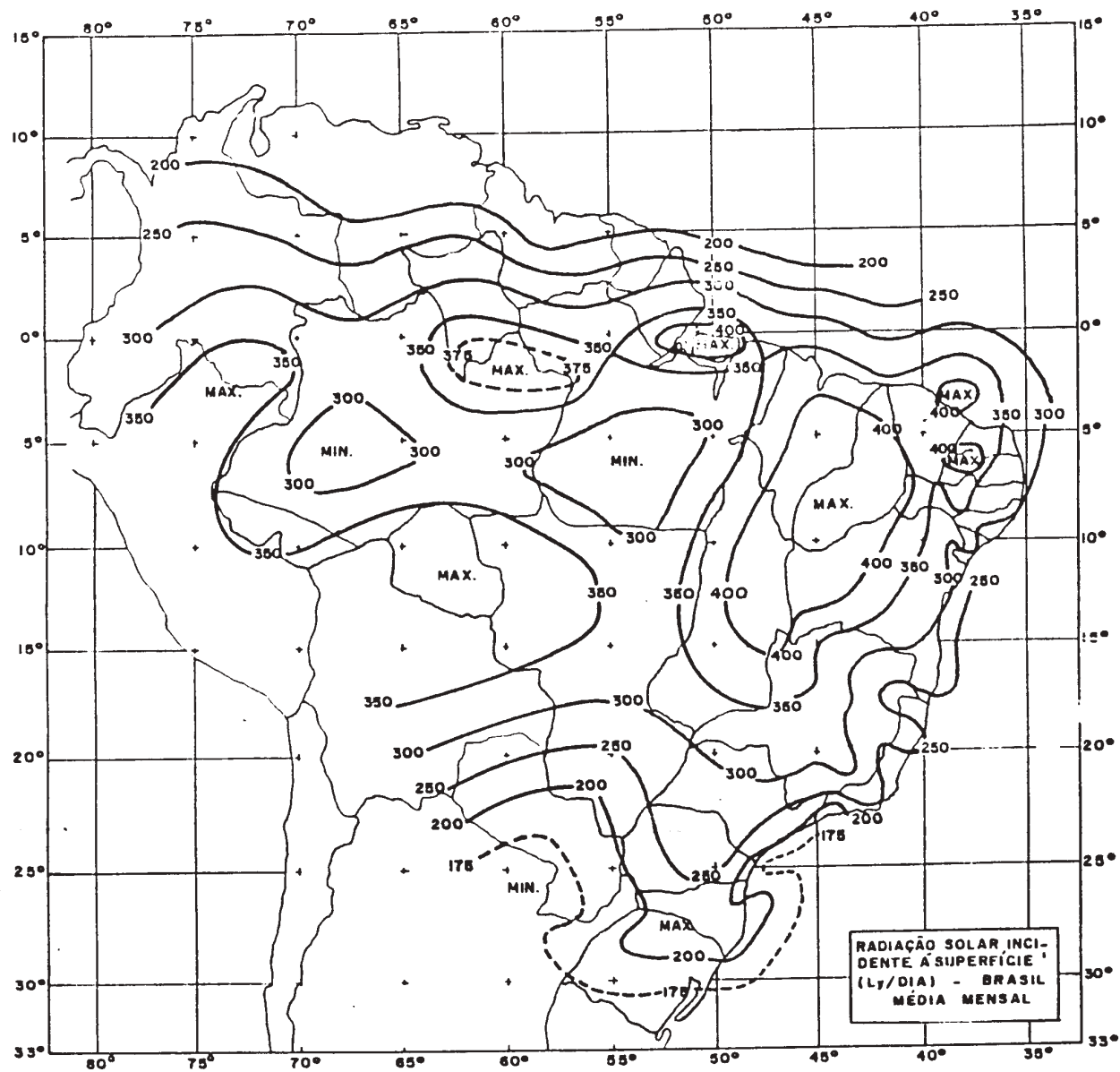


Figura A.6 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Junho

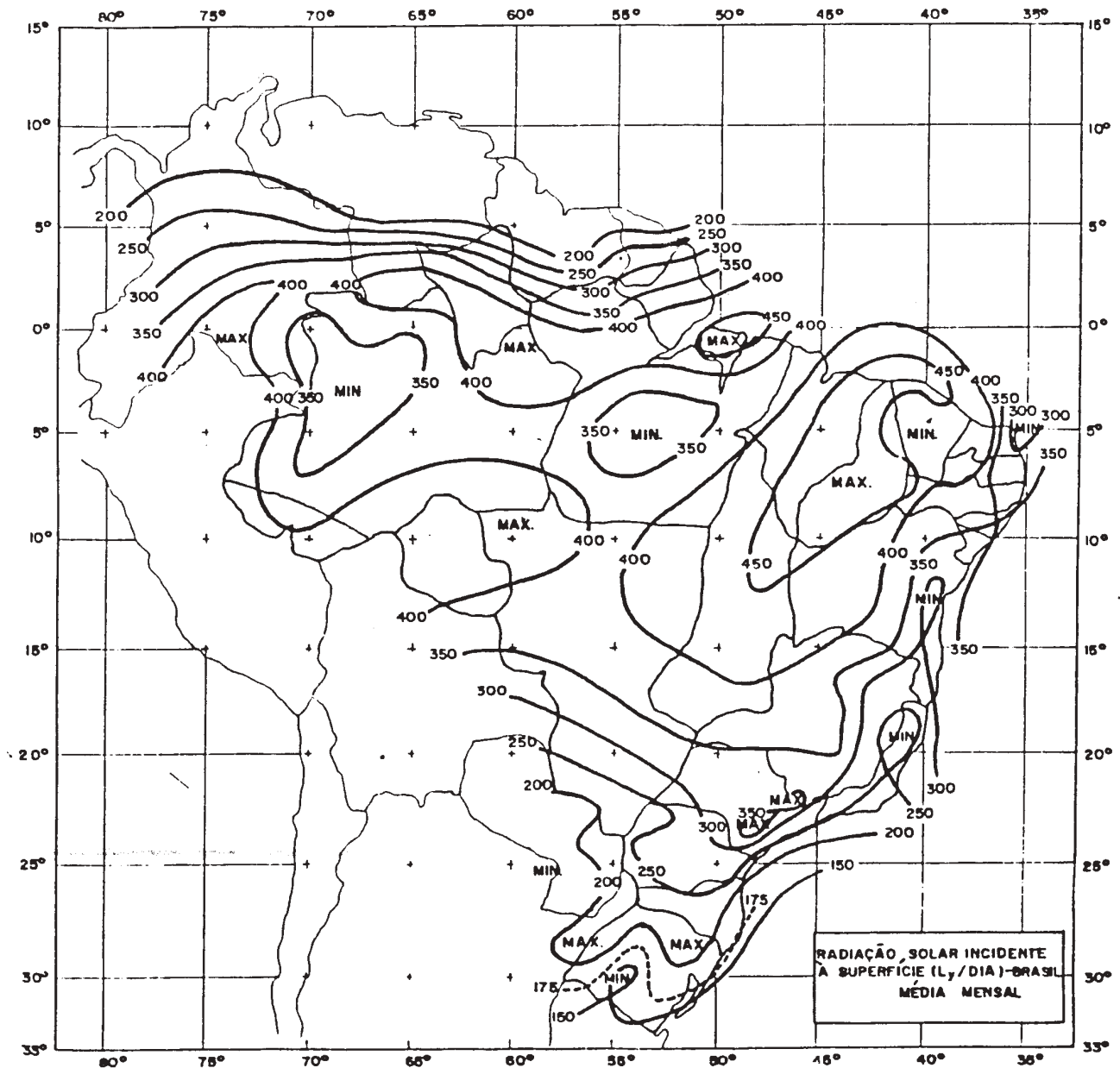


Figura A.7 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Julho

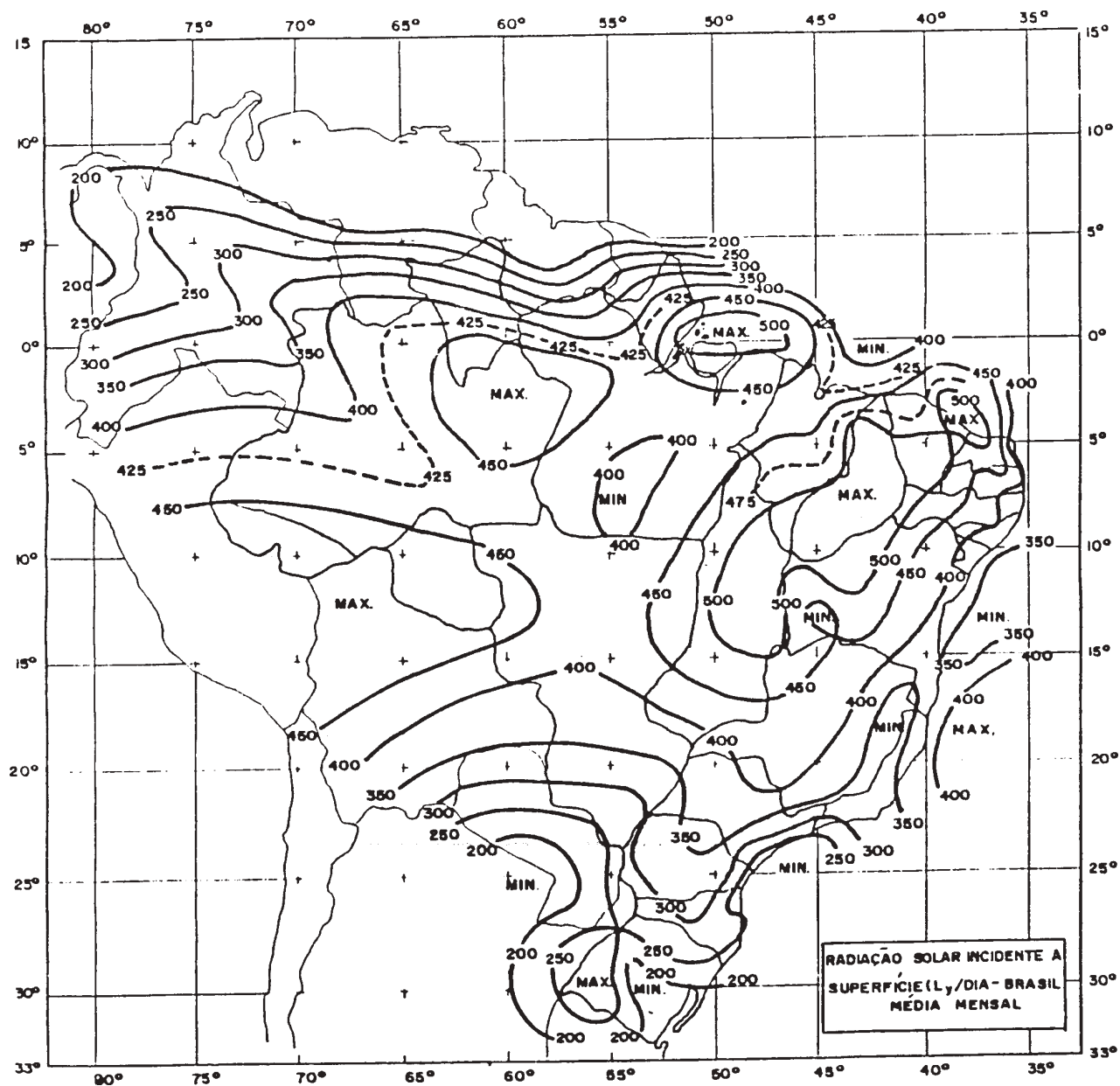


Figura A.8 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Agosto

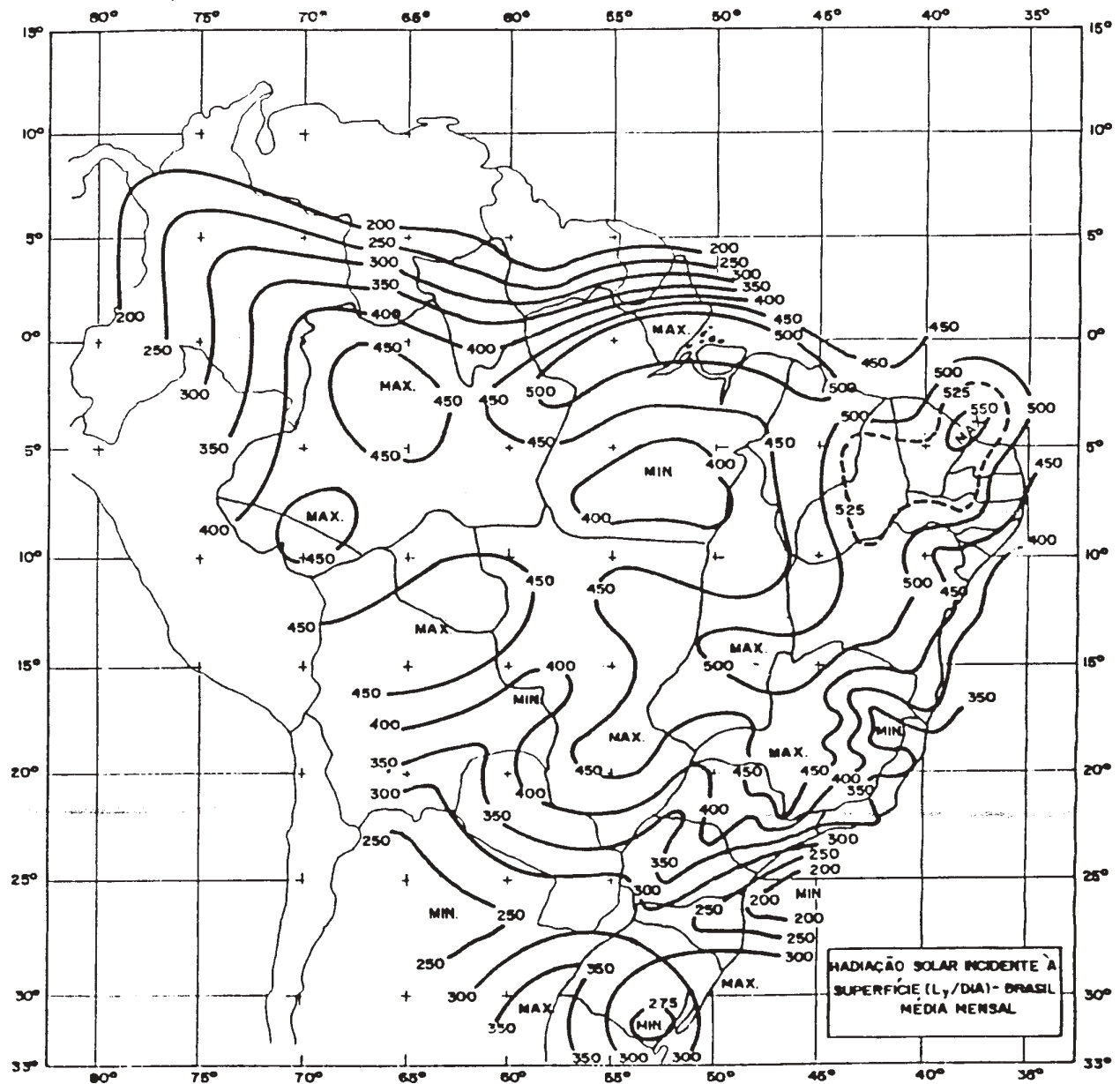


Figura A.9 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Setembro

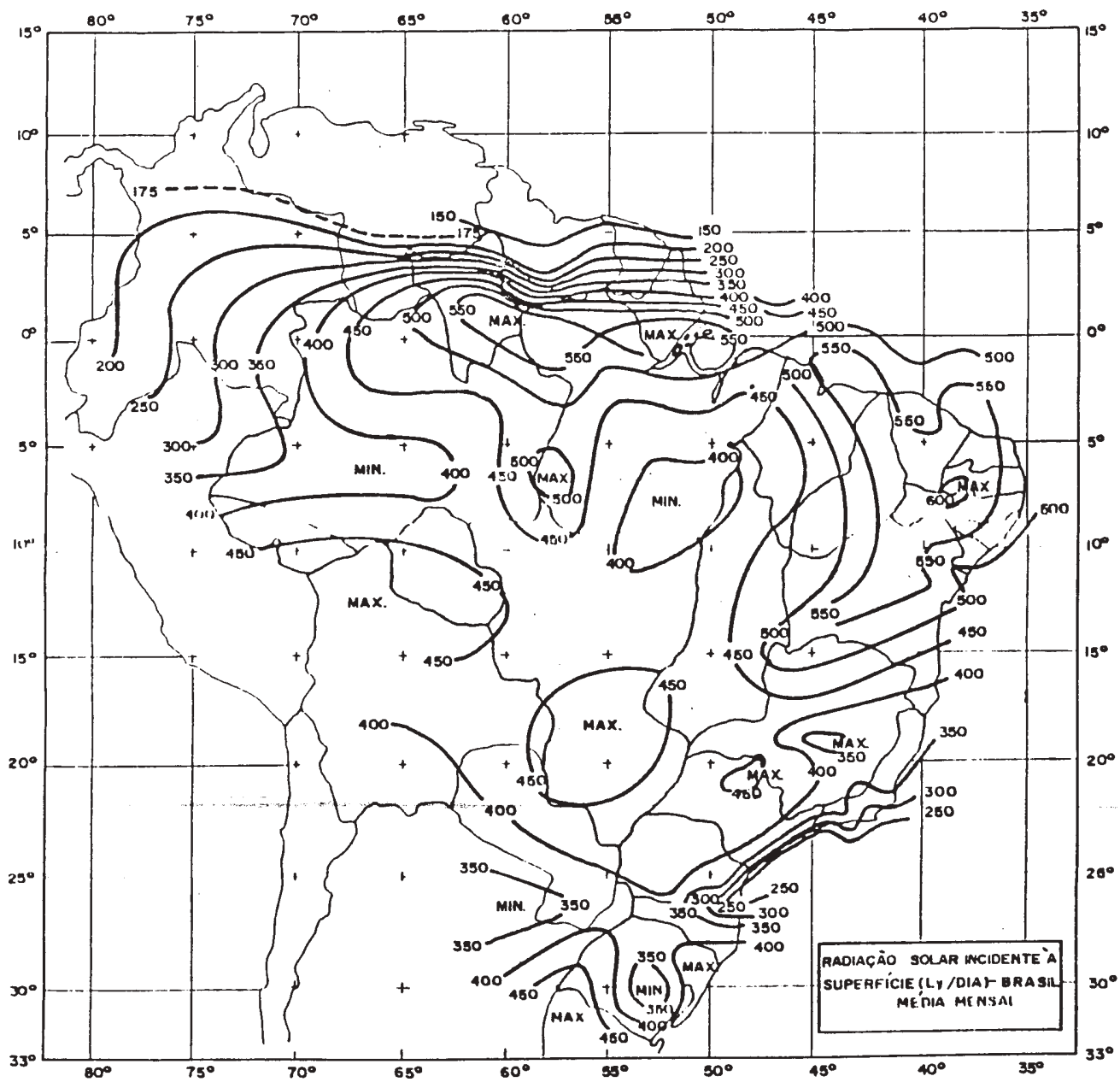


Figura A.10 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Outubro

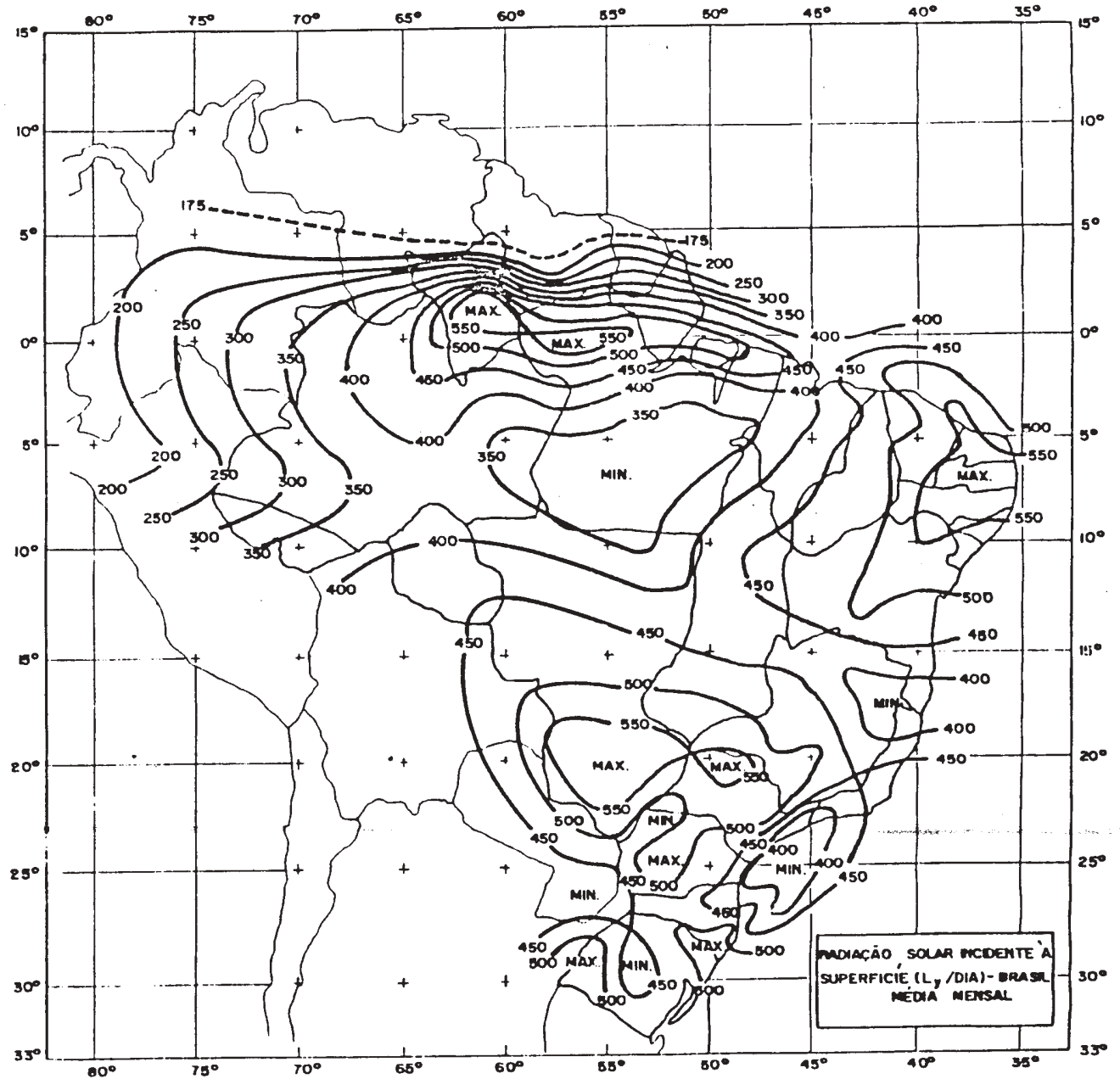


Figura A.11 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Novembro

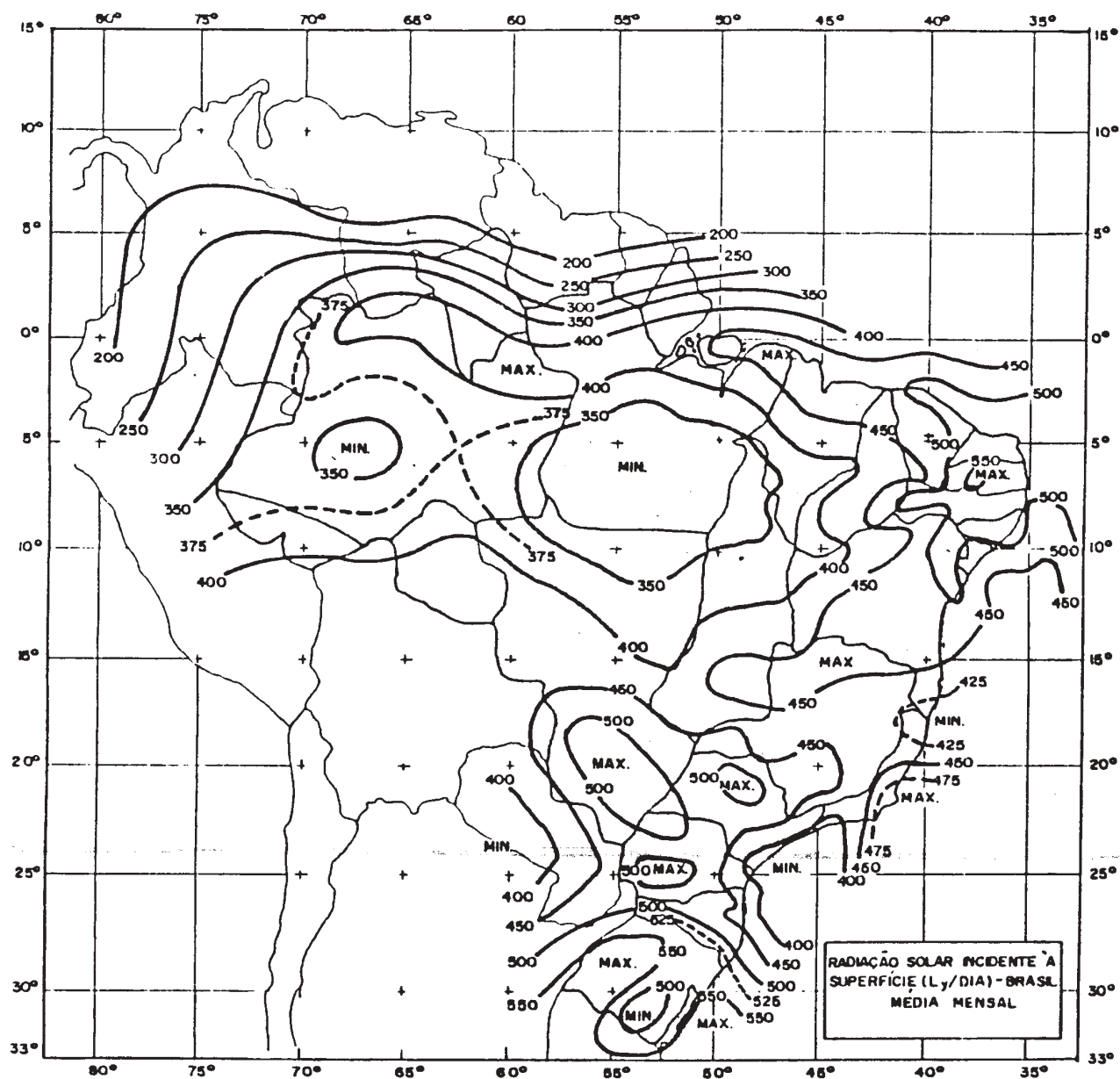


Figura A.12 - Radiação Solar Incidente na Superfície (ly/dia) - Brasil
Média Mensal - Dezembro