

Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

Dimensionamento de Sistemas
Fotovoltaicos Autônomos:
Ênfase na Eletrificação de Residências
de Baixo Consumo.

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

São Paulo,
Abril/1997

Sérgio Henrique Ferreira de Oliveira

Dimensionamento de Sistemas
Fotovoltaicos Autônomos:
Ênfase na Eletrificação de Residências
de Baixo Consumo.

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

Área de Concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

São Paulo,
Abril/1997

Esta Dissertação foi elaborada no Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, para a obtenção do título de Mestre em Energia, na área de concentração Energia Solar Fotovoltaica.

A forma final do trabalho foi defendida e aprovada em 11 de Abril de 1997 pelo Orientador e pela banca examinadora convidada.

Orientador:

Roberto Zilles.

Doutor em Engenharia de Telecomunicações
pela *Universidad Politécnica de Madrid*.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Zilles

Doutor pela *Universidad Politécnica de Madrid*.

Prof. Dr. Adnei Melges de Andrade

Doutor pela Universidade de São Paulo.

Prof. Dr. Ricardo Rüther

Doutor pela University of Western Australia.

Coordenador do PIPGE
(Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia)

Prof. Dr. Adnei Melges de Andrade

Agradecimentos

Várias pessoas acompanharam-me ao longo dos dois anos e meio que passei na elaboração deste trabalho. Algumas estiveram mais próximas, outras acompanharam o processo mais distantes, mas todas sempre atentas, carinhosas e otimistas para com os rumos que escolhi para desvendar. A todos os amigos que direta ou indiretamente ajudaram a chegar até aqui gostaria de expressar meus mais sinceros agradecimentos.

Gostaria, no entanto, de agradecer particularmente a alguns amigos que, quase diariamente, estiveram ao meu lado nos melhores e piores momentos deste importante pedaço de vida:

Ao Professor Dr. Roberto Zilles pela orientação atenta e cuidadosa ao longo de cada dia de trabalho e pelas tantas valiosas discussões que sem dúvida ajudarão para além de minha vida acadêmica.

Ao Instituto de Eletrotécnica e Energia e seus funcionários que tornaram viável a realização deste trabalho. Ao Instituto pelo espaço físico, computadores, bibliografia enfim, todo suporte material dado. Aos funcionários pela companhia e apoio, tornando menos frias e solitárias as madrugadas que passamos no Instituto.

Aos Professores do programa interunidades de pós-graduação em energia por fornecerem todo o apoio e ajuda de que precisei, estando sempre à disposição para trocas de opiniões e discussões.

À CAPES pelo auxílio financeiro sem o qual este trabalho seria impossível.

Ao IAG por ter gentilmente cedido os dados de irradiação que utilizei e por ter deixado que eu tirasse as fotos dos instrumentos de medição.

À Maria Luiza e Luís pela leitura cuidadosa de uma versão final deste trabalho. À Alessandra pela confecção das ilustrações que utilizei no capítulo 3. Ao Murilo pela ajuda no tratamento estatístico dos dados. Ao Sérgio pela ajuda no *Abstract* e na revisão do texto final.

Aos meus amigos da Física e de outros lugares: Guilherme, Manuel, Luis, Tavinho, Murilo, Maria Teresa, Maria luiza, Renato, Adriana, Tú e tantos outros que me acompanharam em tantas baladas e alegrias e souberam também entender os vários momentos de ausência.

À Alessandra que tem me acompanhado e me dado tanto carinho, ajudando neste longo, belo e difícil processo de crescimento.

Aos meus pais, Miriam e Sérgio, que têm me dado respaldo, atenção e carinho em todos os momentos que precisei. Enfim ao Hugo pelas proveitosas discussões e constante incentivo para com o caminho que escolhi.

Índice:

Lista de Tabelas

Lista de Figuras

Resumo

Abstract

Capítulo 1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos	6
1.3. Metodologia	7
Capítulo 2. Sistemas Fotovoltaicos Autônomos - Panorama Atual	9
2.1. Introdução	10
2.2. A Produção de Módulos Fotovoltaicos	
11	
2.2.1. Enfoque Segundo a Tecnologia	11
2.2.2. Enfoque Segundo o Fabricante	17
2.2.3. Enfoque Segundo a Região	21
2.3. A Utilização dos Módulos Fotovoltaicos	23
2.3.1. Enfoque Segundo a Região	23
2.3.2. Enfoque Segundo a Aplicação	26
2.4. Discussões a Respeito de Preços, Custos e Tendências do Mercado Fotovoltaico	30
2.5. Considerações Sobre Programas de Eletrificação Rural Fotovoltaica	
34	
2.5.1. Sob o Ponto de Vista Social	35
2.5.2. Sob o Ponto de Vista Técnico	36
2.5.3. Sob o Ponto de Vista Econômico	40
2.6. Resumo de Experiências de Eletrificação Rural Fotovoltaica	41
2.6.1. A Experiência Mexicana	41
2.6.2. A Experiência do Brasil	44

Capítulo 3. A Radiação Solar - Estimativa

	47	
3.1.	Introdução	
	48	
3.2.	O Sol	49
3.3.	Características da Radiação Solar	55
3.4.	Geometria Sol-Terra	60
3.5.	A Radiação Solar Sobre a Superfície Terrestre	61
3.5.1.	A Radiação Extraterrestre	62
3.5.2.	Absorção e Dispersão da Radiação Solar	63
3.5.3.	Direção da Radiação Direta	64
3.6.	Tratamento Estatístico da Radiação	66
3.6.1.	Os modelos de Liu-Jordan; Collares Pereira-Rabl e Erbs, Klein e Duffie	66
3.7.	Radiação Média Incidente em uma Superfície Inclinada	72
3.8.	Instrumentos de Medição da Radiação Solar	
	74	
3.9.	Dados Disponíveis	82
3.9.1.	Dados de Irradiação Disponíveis para a Cidade de São Paulo	83
3.10.	Programa de Cálculo	90
3.10.1.	A Irradiação Diária Média Mensal Sobre uma Superfície Inclinada	90
3.10.2.	Geração de Seqüências de Irradiação Diária, a partir de Valores Diários Médios Mensais	
	102	
 Capítulo 4. Sistemas Fotovoltaicos Autônomos - Componentes		111
4.1.	Estrutura Básica de um SFA	111
4.2.	O Gerador Fotovoltaico	
	114	
4.2.1.	A Eficiência na Conversão Fotovoltaica	116
4.2.2.	Os Principais Fenômenos que Ocorrem na Célula	119
4.2.3.	A Característica I-V de um Gerador Fotovoltaico	121
4.3.	O Subsistema de Acumulação de Energia	129
4.3.1.	Os Acumuladores Eletroquímicos	130
4.4.	Os Acumuladores de Chumbo Ácido	131

4.4.1. A Capacidade de Acumulação	134
4.4.2. A Resistência Elétrica do Acumulador	141
4.4.3. A Característica $V(t)$ na Carga	142
4.4.4. A Característica $V(t)$ na Descarga	143
4.4.5. Os Ciclos de Vida	145
4.4.6. Sobrecarga e Sobredescarga	146
4.4.7. A Ciclagem Diária	146
4.4.8. Autodescarga	149
4.4.9. Comparação entre os Acumuladores de Pb-Sb e Pb-Ca	151
4.4.10. O Modelamento na Carga e Descarga nos Acumuladores	151
4.5. As Cargas Elétricas	154
4.5.1. Parâmetros Característicos de uma Carga	154
4.5.2. Estratégias de Redução de Consumo	154
4.5.3. Necessidades Energéticas Para Residências de Baixa Renda	155
4.6. Elementos de Regulação de Potência	158
4.6.1. Diodos de Bloqueio	158
4.6.2. Os Reguladores de Carga	159
4.6.3. Fios, Conexões e Suportes	160
Capítulo 5. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	163
5.1. Introdução	164
5.2. Dimensionamentos de Sistemas Fotovoltaicos	167
5.2.1. Métodos Intuitivos	167
5.2.2. Método da Simulação	169
5.3. Método Proposto	170
5.4. O Programa de Simulação - DIMENS.BAS	173
5.4.1. O Ajuste dos Dados	176
5.5. Apresentação dos Resultados Obtidos	185

Capítulo 6. Figuras de Mérito Financeiro Aplicadas ao Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	
197	
6.1. Figuras de Mérito	
199	
6.1.1. O LCC	199
6.1.2. O ALCC	200
6.2. Comentários Sobre a Análise Realizada	201
6.3. Apresentação dos Cálculos Efetuados e Discussão Sobre os Resultados Obtidos	202
Capítulo 7. Comentários Finais	211
7.1. Contribuições desta Dissertação	
212	
7.2. Sugestões Para Trabalhos Futuros	214
Apêndice A	217
Apêndice B	232
Bibliografia	236

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Produção dos diferentes tipos de módulos, em W_p , comercializados pelas principais regiões produtoras do globo. Ano de referência 1992 [*The Solar Letter*, fev/1996].

Tabela 2.2. Evolução da produção mundial de módulos separados por tecnologias. Dados apresentados em MW_p [*The Solar Letter*, fev/1996].

Tabela 2.3. Apresentação da produção anual, em MW_p , das principais empresas norte americanas fabricantes de módulos fotovoltaicos. [*Maycock P. D.*, fev/1997]

Tabela 2.4. Apresentação da produção anual em MW_p , das principais empresas japonesas fabricantes de módulos fotovoltaicos [*Maycock P. D.*, fev/1997].

Tabela 2.5. Apresentação da produção anual em MW_p das principais empresas européias fabricantes de módulos fotovoltaicos [*Maycock P. D.*, fev/1997].

Tabela 2.6. Apresentação da produção anual, em MW_p , das principais empresas de países com produção menos significativa de módulos fotovoltaicos [*Maycock P. D.*, fev/1997].

Tabela 2.7. Produção mundial de módulos fotovoltaicos em MW_p , distribuída por regiões produtoras [Maycock P. D., fev/1997].

Tabela 3.1. Algumas características do Sol [Maciel, 1991].

Tabela 3.2. Valores de refletividade para diferentes tipos de solos. Monegón Ltd. "Engineering Design Handbook for Stand Alone Photovoltaics Systems" Report N^o M108 (1980).

Tabela 3.3. Valores experimentais da irradiação diária global $H(0)$ e difusa $H_d(0)$, k_d e k_t , médias mensais. $H(0)$ e $H_d(0)$ dados em kWh/m^2 dia. Dados medidos sobre uma superfície horizontal na Cidade Universitária no Instituto Astronômico e Geofísico - USP.

Tabela 3.4a. Cálculo da irradiação incidente em São Paulo, em superfícies com diversas inclinações, voltadas para o norte. Neste cálculo, utilizamos a correlação de Collares-Pereira para determinar a contribuição de irradiação difusa.

Tabela 3.4b. Cálculo da irradiação incidente em São Paulo, em superfícies com diversas inclinações, voltadas para o norte. No cálculo, utilizamos a correlação proposta neste trabalho para determinar a contribuição de irradiação difusa.

Tabela 3.5a. Variação percentual da energia coletada nos meses de dezembro e julho para diferentes inclinações, em relação a 0° e a $-23,5^\circ$. Dados determinados a partir da correlação de Collares-Pereira.

Tabela 3.5b. Variação percentual da energia coletada nos meses de dezembro e julho, para diferentes inclinações, em relação a 0° e $-23,5^\circ$. Dados determinados através do modelo proposto por este trabalho na seção 3.8.1.

Tabela 3.6. As 4 Inclinações que otimizam a captação de energia para cada estação do ano, determinadas a partir dos resultados obtidos pelo programa de cálculo.

Tabela 3.7. Ângulos que otimizam a captação energética para cada mês do ano, seguido da energia coletada em cada mês.

Tabela 3.8. Intervalos de K_{tm} e de K_t , associados a cada uma das matrizes de transição propostas por Aguiar.

Tabela 3.9. Matriz de Markov para valores de $K_t \leq 0,30$.

Tabela 3.10. Matriz de Markov para valores de $0,30 < K_t \leq 0,35$.

Tabela 3.11. Matriz de Markov para valores de $0,35 < K_t \leq 0,40$.

Tabela 3.12. Matriz de Markov para valores de $0,40 < K_t \leq 0,45$.

Tabela 3.13. Matriz de Markov para valores de $0,45 < K_t \leq 0,50$.

Tabela 3.14. Matriz de Markov para valores de $0,50 < K_t \leq 0,55$.

Tabela 3.15. Matriz de Markov para valores de $0,55 < K_t \leq 0,60$.

Tabela 3.16. Matriz de Markov para valores de $0,60 < K_t \leq 0,65$.

Tabela 3.17. Matriz de Markov para valores de $0,65 < K_t \leq 0,70$.

Tabela 3.18. Matriz de Markov para valores de $K_t > 0,70$.

Tabela 4.1. Estimativa das perdas por autodescarga para diferentes temperaturas.

Tabela 4.2. Apresentação dos cenários de consumo propostos a partir da experiência espanhola.

Tabela 4.3. Sugestão para valores de perdas entre os componentes do sistema, representadas por uma queda de tensão entre os componentes.

Tabela B1. Apresentação dos parâmetros encontrados nos ajustes dos dados de todas as simulações feitas para sistemas de consumo diário de 144 Wh/dia.

Tabela B2. Apresentação dos parâmetros encontrados nos ajustes dos dados de todas as simulações feitas para sistemas de consumo diário de 225 Wh/dia.

Tabela B3. Apresentação dos parâmetros encontrados nos ajustes dos dados de todas as simulações feitas para sistemas de consumo diário de 360 Wh/dia.

Lista de Figuras

Figura 2.1. a) Comparação entre as eficiências atingidas em laboratório e comercialmente pelos diferentes materiais utilizados. b) Projeções dos aumentos nas eficiências de conversão fotovoltaica para as diferentes tecnologias de produção das células [Derrick, 1993].

Figura 2.2. Destino dos módulos produzidos em 1992, analisados por região [Derrick et al., 1993].

Figura 2.3. Destino dos módulos produzidos em 1993, analisados por região [Barlow et al., 1994].

Figura 2.4. Distribuição dos módulos fotovoltaicos produzidos em 1992, distribuídos por aplicação [Derrick et al., 1993].

Figura 2.5. Distribuição dos módulos fotovoltaicos produzidos em 1993, divididos por aplicação [Barlow et al., 1994].

Figura 2.6. Evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos (em US\$ de 1992) contrastados com a evolução da eficiência de conversão da tecnologia fotovoltaica [Derrick et al., 1993].

Figura 2.7. Curva de experiência do mercado fotovoltaico projetado até o ano 2.005 [Barlow et al., 1994].

Figura 3.1. Fração da radiação solar que incide na superfície terrestre [Cometta, 1978].

Figura 3.2. Massa de ar que um feixe de radiação atravessa ao incidir na superfície terrestre com um ângulo θ_z .

Figura 3.3. Comparação entre o espectro solar fora da atmosfera, AM 0 e na superfície terrestre AM 1.5 com o espectro de emissão de um corpo negro a 6.000 K.

Figura 3.4. Componentes da radiação solar incidente na superfície terrestre.

Figura 3.5. a) Visualização da declinação no sistema orbital Terra-Sol; b) Apresentação esquemática da variação da declinação em cada época do ano.

Figura 3.6. Representação gráfica da variação dos valores diários de k_d em função de k_t , segundo os modelos propostos por Collares-Pereira e Rabl (1979) e Erbs, Klein e Duffie (1982).

Figura 3.7. Relação entre K_d e K_t médios mensais para os dois modelos considerados.

Figura 3.8. Fotografia de Heliógrafo instalado no IAG/USP - São Paulo, usado atualmente apenas para demonstração.

Figura 3.9. Fotografia de um Actinógrafo tipo Robitzsch-Fuess em operação no IAG/USP - Água Funda há mais de 35 anos.

Figura 3.10a. Fotografia de um Piranômetro Fotovoltaico.

Figura 3.10b. Fotografia de um Piranômetro tipo branco e preto, realizando medidas da radiação global e outro termoeletrico de precisão tipo *psp*, realizando medidas de irradiação difusa (notar presença de anel sombreador) no IAG/USP - São Paulo.

Figura 3.11. Fotografia de um Piroheliômetro de incidência normal.

Figura 3.12. Correlação entre o fator de irradiação difusa, k_d e k_t , médias diárias, para os dados experimentais, contrastada com as curvas obtidas pelos modelos de Collares-Pereira & Rabl e Erbs, Klein & Duffie.

Figura 3.13. Correlação entre K_d e K_t médias mensais, para os dados obtidos experimentalmente, contrastados com os modelos considerados, representados pelas equações 3.20 e 3.21.

Figura 3.14. Correlação entre k_d e k_t , médias diárias, para os dados obtidos experimentalmente, contrastados com ajuste polinomial.

Figura 3.15. Correlação entre K_d e K_t médios mensais, contrastados com o ajuste polinomial.

Figura 3.16. Freqüência relativa acumulada para os k_t 's medidos na cidade de São Paulo.

Figura 3.17. Histograma de freqüências para os K_t 's medidos na cidade de São Paulo.

Figura 3.18. Diagrama de blocos do programa de cálculo utilizado para determinar média mensal da irradiância diária sobre uma superfície com inclinação qualquer.

Figura 4.1. Diagrama de blocos de um Sistema Fotovoltaico Autônomo.

Figura 4.2. Circuito equivalente de um Sistema Fotovoltaico Autônomo para uma residência de baixo consumo.

Figura 4.3. Estrutura básica de uma célula de Si convencional.

Figura 4.4. Circuito equivalente de uma célula solar.

Figura 4.5. Curva característica de funcionamento de um módulo I40 e a potência por este fornecida.

Figura 4.6. Característica típica de um módulo comparada com sua característica intrínseca.

Figura 4.7. Comparação entre a característica $I-V$ dos módulos, medidas sob exposição solar e obtidas através do modelo considerado.

Figura 4.8. Circuito equivalente de um acumulador de energia.

Figura 4.9. Capacidade de acumulação em função do regime de descarga.

Figura 4.10. Curvas de tensão×tempo para diferentes regimes de descarga, apresentação da tensão de corte para cada caso [*Garcia, 1994*]

Figura 4.11. Variação percentual da capacidade com a temperatura do acumulador [*Garcia, 1994*].

Figura 4.12. Variação percentual da capacidade de um acumulador de chumbo ácido em função da corrente de descarga a que este é submetido [*Lorenzo, 1994*].

Figura 4.13. Evolução da tensão nos pólos da bateria, em função do tempo, durante processo de carga, com correntes constantes e temperatura mantida fixa em 25°C [*Lorenzo, 1994*].

Figura 4.14. Evolução da tensão nos pólos da bateria durante um processo de descarga a corrente constante [*Lorenzo, 1994*].

Figura 4.15. Evolução da capacidade da bateria submetida ao processo de ciclado, em função do número de ciclos e da profundidade de descarga (C_B/C_{Bi}) [*Lorenzo, 1994*].

Figura 4.16. Número de ciclos que baterias automotivas e industriais suportam em função da profundidade de descarga a que são submetidas [*Lounineau et al., 1994*].

Figura 4.17. Evolução esquemática do estado da carga de uma bateria em uma típica instalação fotovoltaica.

Figura 4.18. A autodescarga das baterias em função da temperatura em que estão armazenadas [*Garcia, 1994*].

Figura 4.19. Apresentação das seções permitidas para fios de cobre para quedas de tensão de 1,5%. Valores apresentados em função da corrente e do comprimento desejado para os fios.

Figura 5.1. Mapa do Estado de São Paulo apresentando a localização das cidades escolhidas para a realização das simulações.

Figura 5.2. Diagrama de fluxo do programa DIMENS.BAS.

Figura 5.3. Dados obtidos após simulação feita com programa DIMENS.BAS para sistema de consumo de 144 Wh/dia. Dados calculados para São Paulo.

Figura 5.4. Gráfico apresentando os pontos selecionados para simulação feita, considerando 01, 10 e 30 falhas/ano. Dados calculados para a cidade de São Paulo em um sistema com consumo de 144 Wh/dia.

Figura 5.5. Apresentação dos pontos e do ajuste encontrado para o caso de um sistema com consumo de 144 Wh/dia. Dados calculados para a cidade de São Paulo, admitindo-se 30 falhas anuais.

Figura 5.6. Apresentação dos pontos e do ajuste encontrado para o caso de um sistema com consumo de 144 Wh/dia. Dados calculados para São Paulo, admitindo-se 10 falhas anuais.

Figura 5.7. Apresentação dos pontos e do ajuste encontrado para o caso de um sistema com consumo de 144 Wh/dia. Dados calculados para São Paulo, admitindo-se 01 falhas anuais.

Figura 5.8. Apresentação apenas dos ajustes feitos para riscos de déficit representados por 30, 10, 01 falhas/ano, para o mesmo caso das figuras 5.5, 5.6 e 5.7 apresentadas anteriormente.

Figura 5.9. Comparação entre os dados obtidos pela simulação e os resultados gerados pelo modelo; caso de 30 falhas/ano.

Figura 5.10. Comparação entre os dados obtidos pela simulação e os resultados gerados pelo modelo; caso de 10 falhas/ano.

Figura 5.11. Comparação entre os dados obtidos pela simulação e os resultados gerados pelo modelo; caso de 01 falhas/ano.

Figura 5.12. Apresentação dos resultados para vários riscos de déficit obtidos pelo modelo para o ajuste de dados.

Figura 5.13. Resultado da simulação para Araçatuba; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Figura 5.14. Resultado da simulação para Cananéia; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Figura 5.15. Resultado da simulação para Iguape; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Figura 5.16. Resultado da simulação para Itapetininga; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Figura 5.17. Resultado da simulação para Itapeva; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Figura 5.18. Resultado da simulação para Paranaíba; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Figura 5.19. Resultado da simulação para Presidente Prudente; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Figura 5.20. Resultado da simulação para São Paulo; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Figura 6.1. Apresentação do investimento inicial e do ALCC, calculados para diferentes taxas de desconto considerando um sistema com consumo de 144 Wh/dia, risco de déficit de 10/365 falhas, dimensionado para a cidade de Cananéia .

Figura 6.2. Apresentação dos ALCC calculados para diferentes riscos de déficit utilizando uma taxa de desconto de 6%, considerando, neste caso, um sistema com um consumo de 144 Wh/dia, dimensionado para a cidade de Cananéia.

Figura 6.3. Apresentação do investimento inicial em um sistema com consumo de 144 Wh/dia dimensionado para a cidade de Cananéia, calculado para diferentes riscos de déficit a uma taxa de desconto de 6%.

Figura 6.4. Apresentação dos ALCC's calculados para sistemas com diferentes consumos, em Cananéia. considerando um risco de déficit de 10/365 falhas e uma taxa de desconto de 6%.

Figura 6.5. Apresentação do investimento inicial em sistemas de diferentes consumos, dimensionados para a cidade de Cananéia, considerando uma taxa de desconto de 6% e um risco de déficit de 10/365 falhas.

Figura 6.6. Apresentação de LCC para cada configuração capaz de abastecer uma carga de 144 Wh/dia na região de Cananéia. Considerando diferentes riscos de déficit e uma taxa de desconto de 6%.

Figura 6.7. Apresentação do LCC calculado para os dados da simulação feita para Cananéia, supondo um sistema com 10/falhas anuais e com taxa de desconto de 6%. Cálculos efetuados para três consumos distintos.

Resumo

Neste trabalho foi desenvolvido um programa que determina o conjunto de configurações de sistemas fotovoltaicos autônomos capazes de abastecer um determinado consumo de energia elétrica com um risco de déficit conhecido. Este programa pode ser utilizado como uma ferramenta para auxiliar no processo de escolha da configuração que estabeleça a melhor relação custo benefício que uma determinada instalação fotovoltaica possa oferecer.

É importante que as pessoas que de alguma forma estão ligados à utilização da tecnologia fotovoltaica conheçam as características da radiação solar e os detalhes de funcionamento dos componentes que a transformam em eletricidade. Apresentamos um estudo dos principais aspectos teóricos relacionados com a estimativa e a transformação energética da radiação solar.

A partir do estudo da irradiação medida em São Paulo e da constatação que os modelos existentes não representam satisfatoriamente a variação da irradiação difusa em função da irradiação global, elaboramos uma proposta que realizasse esta estimativa de forma mais fiel.

Depois de apresentadas as possíveis configurações, sugerimos uma forma de avaliar financeiramente as opções de investimento para que o processo de decisão não englobe apenas aspectos técnicos.

É apresentado também um resumo do estado da arte da tecnologia solar fotovoltaica. Como ela surgiu, como seu mercado evoluiu até os dias de hoje e quais são suas perspectivas futuras.

Abstract

This Work encompasses a program determining the set of autonomous photovoltaic system configurations capable of supplying a discrete consumption level with known deficit risk. This program may be used as an ancillary tool in the process of choice of a configuration to establish the best cost/benefit ratio that a specific photovoltaic installation may provide.

It is important that those who are, in a certain manner, concerned with the use of photovoltaic technology know the characteristic of solar radiation and the details of operation of the components which convert it into electricity. Thus, we present a study of the main theoretical aspects related to the estimate and to energy conversion of solar radiation.

Based on the study of the irradiation measured in São Paulo and on the ascertaining that the existing models do not satisfactorily depict the variation of diffuse irradiation as to global irradiation, we have thus drawn up a proposal which would perform this estimate in a more reliable fashion.

After presenting the possible configurations, we suggest a form of financially assessing investment options so that the decision-making process shall not comprise exclusively technical aspects.

Likewise, a summary of the state of the art photovoltaic solar technology is presented: its genesis, its market evolution until current times and its future prospects.

Capítulo 1

Introdução

Neste primeiro capítulo apresentamos o trabalho, contextualizando-o dentro do cenário energético brasileiro. Mostramos a motivação que nos levou ao desenvolvimento deste tema e a metodologia utilizada para alcançar os objetivos propostos.

1.1. Motivação

O sistema energético brasileiro, pela forma como foi constituído, tem enfrentado problemas como a falta de recursos econômicos que financiem obras para o aumento de sua capacidade de geração. Além disso, os recursos energéticos primários, antes amplamente disponíveis, estão cada vez mais escassos. Com isso, programas de economia e uso racional de energia vêm surgindo, em número crescente de estados brasileiros, no intuito de aumentar a disponibilidade energética sem a necessidade de realizar grandes investimentos de capital.

A disponibilidade financeira no setor elétrico tende a aumentar com a entrada de capital decorrente do processo de privatização. Isto pode melhorar os serviços de abastecimento energético nas aplicações onde exista retorno financeiro e piorar as já precárias condições das que não sejam economicamente interessantes. A eletrificação no meio rural é um exemplo típico de aplicação que não seria uma prioridade para empresas privadas, pois o capital particular não tem nenhum compromisso com demandas de cunho estritamente social.

O número de pessoas preocupadas em preservar o meio ambiente vem aumentando substancialmente nas últimas três décadas. Leis de proteção ambiental vêm sendo implementadas em número crescente de países. Isso torna as ações agressivas ao planeta cada vez mais difíceis de serem tomadas. Neste cenário, o espaço destinado aos energéticos não convencionais, particularmente aos renováveis, vem aumentando e, em casos específicos, destacando-se como a solução dos problemas de abastecimento energético.

Neste contexto, entre as opções por energéticos não convencionais, a energia solar fotovoltaica possui lugar de destaque. Suas características específicas, tais como,

- a possibilidade de geração descentralizada, o caráter modular,
- a facilidade na instalação e manutenção, e sua
- característica renovável e não poluidora,

unidas à tendência de diminuição nos preços da energia fotogerada e ao encarecimento da eletricidade convencional, projeta uma ampliação do número de aplicações fotovoltaicas economicamente viáveis. Com isto, o mercado para esta tecnologia tende a aumentar, possibilitando, através de uma economia de escala, uma nova diminuição em seus custos.

A eletricidade fotogerada tem um caráter modular e descentralizado, o que permite a instalação de pequenos centros geradores, localizados próximos ao consumo. Isto diminui as perdas no transporte da energia e possibilita a instalação de sistemas dimensionados para as atuais e reais necessidades locais. Caso a demanda por energia aumente, é possível incrementar, paulatinamente, a capacidade de geração

dos sistemas. Desta forma, diminuem-se os investimentos iniciais na instalação das unidades geradoras.

Com as formas convencionais de geração de eletricidade ocorre o oposto pois o custo desta energia fica menor quanto maior e mais eficiente for o aproveitamento do recurso energético. Além disso, por serem caras e de demorada construção, estas obras devem ser dimensionadas para atenderem às projeções das demandas futuras por eletricidade.

Existem certas localidades que, por dificuldades técnicas ou por inviabilidade econômica, não serão atendidas a curto ou médio prazo através do sistema energético convencional. Isoladas, estas regiões são privadas de uma série de benefícios que o acesso à energia pode trazer. Nestes casos, soluções alternativas como a utilização de sistemas fotovoltaicos, além de economicamente competitivos, têm atingido resultados bastante satisfatórios.

Dentro das aplicações possíveis à energia solar fotovoltaica, a eletrificação de residências isoladas da rede elétrica tem sido um mercado expressivo e em expansão. À medida em que a tecnologia se torna mais conhecida e consolidada, aumentam as possibilidades de crescimento deste mercado pois, no país, a porcentagem de residências distantes e sem acesso às redes convencionais de distribuição de energia é extremamente alta [*Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1993*], [*Governo do Estado de São Paulo, 1995*].

Deve-se considerar também que a facilidade na instalação e no transporte dos sistemas fotovoltaicos possibilita sua transferência das regiões onde estavam instalados e que passaram a ter acesso à rede elétrica para outras ainda carentes de energia.

Por ser uma fonte de energia renovável que não agride o meio ambiente, pelo menos durante a produção de eletricidade, a energia solar fotovoltaica é freqüentemente citada em discussões sobre futuras alternativas energéticas. É importante, pois, conhecer cada detalhe relacionado com a utilização desta tecnologia.

Os custos e a confiabilidade de suas unidades geradoras são dois dos principais problemas enfrentados atualmente pela energia solar fotovoltaica.

Nas duas últimas décadas, os custos dos módulos fotovoltaicos diminuíram significativamente, tornando mais baixo o preço da energia elétrica fotogerada. No entanto, esta tecnologia ainda não é competitiva com a maioria das formas convencionais de geração de eletricidade, excetuando-se o caso de algumas aplicações específicas, tais como, a energização de residências distantes da rede de distribuição de energia elétrica.

Com incentivos dados por órgãos financiadores de vários países que têm como objetivo a difusão e popularização desta tecnologia, instalações experimentais se espalharam em várias regiões do planeta. Isto possibilitou que instaladores e pesquisadores adquirissem experiências enquanto resolviam os vários problemas naturais de uma tecnologia emergente, em processo de consolidação, recentemente incorporada às aplicações terrestres.

No entanto, com a popularização da tecnologia solar fotovoltaica, recentemente introduzida no cenário das aplicações comerciais, inúmeras firmas que comercializam sistemas entraram no mercado. A ausência do profundo conhecimento dos aspectos técnicos, particulares à tecnologia; a inexistência de uma normalização que regulamente o setor; aliadas a algumas experiências anteriores, contribuíram para o aparecimento de sistemas de baixa confiabilidade e elevado custo. Isto ajudou a difundir, em algumas regiões, o falso conceito de que a energia solar fotovoltaica é ineficiente e cara.

A tecnologia solar fotovoltaica possui um grande e eminente potencial. No entanto, para consolidar-se e ampliar sua participação na produção energética global, ela precisa primeiro vencer algumas barreiras. Portanto, é importante dimensionar e instalar sistemas que sejam confiáveis e que apresentem o menor custo possível.

No estado de São Paulo, poucos são os estudos das características da irradiação solar que utilizam séries de dados medidos de forma cautelosa e sistemática. Se considerarmos estudos sobre a disponibilidade de irradiação para fins de utilização energética em sistemas fotovoltaicos, esta carência é ainda maior.

Conhecer a disponibilidade e as características da irradiação solar de determinado local, bem como as propriedades básicas de funcionamento dos componentes dos sistemas fotovoltaicos, é de fundamental importância no dimensionamento correto e cuidadoso dos mesmos. Além disso, este conhecimento é também importante na hora da compra, instalação e utilização destes sistemas fotovoltaicos.

Ao estudar as características da irradiação solar, os princípios de funcionamento dos componentes e as formas de conciliar estes dois fatores para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, estará sendo feita uma valiosa contribuição para o desenvolvimento desta tecnologia.

É importante, portanto, desenvolver uma ferramenta para dimensionar sistemas que utilizem a máxima eficiência que a tecnologia permita, ao menor custo possível. É importante ainda, ao determinar a configuração do sistema, conhecer qual a probabilidade de não haver disponibilidade energética para o abastecimento da carga. Com esta ferramenta poderemos ter uma idéia melhor de quais são os problemas técnicos já resolvidos, quais ainda estão por resolver e qual o mercado potencial deste energético.

Neste trabalho, apresentamos uma ferramenta simples e fácil de ser utilizada, que auxiliará no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. O programa de cálculo aqui desenvolvido pretende ser usado para gerar dados que ao serem tratados e colocados em forma gráfica, poderão ajudar na decisão da configuração que melhor corresponda às expectativas do usuário.

No Brasil, existe uma carência de manuais técnicos que compilem informações sobre a tecnologia fotovoltaica voltadas à sua utilização prática em aplicações específicas tais como a eletrificação de residências isoladas da rede de distribuição de eletricidade.

A partir desta constatação procuramos apresentar de forma simples os principais aspectos técnicos relacionados com a utilização de sistemas fotovoltaicos autônomos em residências de baixo consumo energético.

1.2. Objetivos

A seguir apresentamos os principais objetivos estabelecidos para este trabalho.

- Determinar, através de um programa de cálculo, as configurações de um sistema fotovoltaico autônomo capaz de suprir, ao mínimo custo, as necessidades básicas de uma residência de baixo consumo, isolada da rede de distribuição de energia elétrica convencional.
- Conhecer as probabilidades de perda de carga associada a cada uma das configurações encontradas.
- Apresentar uma forma de realizar uma análise financeira do investimento nos sistemas fotovoltaicos sugeridos.
- Estudar as características da radiação solar, apresentando formas de medi-la, estimá-la e como utilizá-la para o aproveitamento fotovoltaico.
- Comparar o comportamento da radiação solar na cidade de São Paulo com os modelos teóricos, amplamente difundidos na literatura.
- Apresentar uma estimativa da disponibilidade de radiação solar incidente em planos com inclinações distintas, estudando seu comportamento e quantificando sua disponibilidade em locais onde se conheçam as médias mensais dos índices de claridade atmosférica.
- Apresentar um resumo da teoria envolvida na conversão da energia solar radiante em eletricidade.

A finalidade deste trabalho é auxiliar no planejamento e execução de programas de energização rural que utilizem a tecnologia fotovoltaica. Os resultados aqui obtidos podem ajudar instaladores de sistemas a optarem pelo tamanho mais adequado às necessidades da instalação.

Esta dissertação pode ser utilizada também como um manual de referência, de rápido acesso, voltado àqueles que desejem iniciar-se nesta área temática ou que necessitem de informações específicas sobre o dimensionamento, instalação e utilização de sistemas fotovoltaicos autônomos.

1.3. Metodologia

Primeiramente, apresentamos o estado da arte da tecnologia solar fotovoltaica através de sua evolução histórica analisada a partir de diferentes enfoques, tais como tipos de materiais empregados e locais de produção e destino dos módulos.

A seguir, é feito um resumo da teoria envolvida na estimativa da radiação solar e nas formas de medi-la, apresentando assim as bases teóricas utilizadas para o desenvolvimento do programa de cálculo que estima a energia disponível no plano de inclinação dos módulos.

Conhecendo a disponibilidade de radiação determinamos a quantidade de energia transformada em eletricidade a partir de informações sobre o comportamento dos componentes constituintes dos sistemas fotovoltaicos autônomos. Para tal, apresentamos um estudo das principais características dos equipamentos que realizam o aproveitamento fotovoltaico da radiação solar, dando especial atenção à sua utilização em sistemas fotovoltaicos autônomos.

Dedicamos, portanto, um capítulo para estudar algumas características básicas do Sol, como são realizadas as medidas da radiação e como esta se comporta. No presente caso, particularizamos o estudo para o estado de São Paulo.

No capítulo seguinte é apresentado um levantamento dos princípios de funcionamento dos elementos constituintes dos sistemas fotovoltaicos autônomos, enumerando as características mais relevantes para o trabalho, juntamente com as equações que traduzem o seu comportamento. Assim é possível estimar a quantidade de energia elétrica gerada.

É importante ainda conhecer as características do consumo de energia destas residências para determinar, pelo menos de forma aproximada, a curva de carga da instalação.

Sabendo como modelar e estimar a disponibilidade de energia radiante, entendendo como ocorre a transformação da radiação eletromagnética em eletricidade, em função de alguns parâmetros como a temperatura ambiente, inclinação dos módulos e a irradiação incidente, desenvolvemos um programa capaz de conciliar as diferentes taxas de produção e consumo energético. Para tanto, conta-

se, com o auxílio de um subsistema de acumulação capaz de armazenar energia quando a geração exceder o consumo ou possa fornecê-la em caso contrário.

Dimensionar um sistema significa, neste trabalho, conciliar, harmonizando da melhor forma possível, a geração da energia com o seu respectivo consumo, minimizando suas falhas, os custos dos sistemas e os gastos com sua manutenção. Para tal, é necessário modelar a oferta, a demanda e a capacidade de armazenamento energético de forma a garantir o abastecimento da carga com uma probabilidade conhecida de o sistema apresentar falhas.

O sistema de armazenamento de energia possui particularidades importantes, nem sempre intuitivas, que, quando levadas em consideração, otimizam sua utilização e maximizam sua vida útil. Apresentamos então estas particularidades, determinando qual a melhor forma de conciliá-las com as particularidades da tecnologia solar fotovoltaica.

Existem diversas configurações de sistemas fotovoltaicos capazes de abastecer uma determinada demanda energética. O *software* aqui desenvolvido pretende determinar as configurações de maior interesse técnico e financeiro, considerando a probabilidade de perda de carga e o consumo do sistema como parâmetros fixos.

A partir das possíveis configurações encontradas, apresentamos uma análise financeira capaz de ajudar na escolha da configuração mais apropriada.

Para a realização do dimensionamento dos sistemas, resolvemos monitorar, por meio de um balanço energético, o nível de carga do sistema de acumulação. A partir do conhecimento da disponibilidade de energia radiante na região, da capacidade de geração inicial e do consumo energético, determinamos a quantidade de energia armazenada nos acumuladores a cada dia. Quando esta for inferior à profundidade de descarga máxima permitida constitui-se uma falha do sistema. Com isso, determinamos a capacidade de armazenamento do sistema necessária para que este apresente o número de falhas desejado. É importante ressaltar que, quanto menor o número de falhas desejado, maior será a capacidade dos acumuladores e dos geradores e, portanto, maior o custo do sistema.

Capítulo 2

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PANORAMA ATUAL

Com o intuito de realizar um estudo sobre o estado da arte da conversão fotovoltaica da radiação solar, apresentamos um breve histórico do desenvolvimento mundial desta tecnologia ao longo dos últimos anos.

Focalizaremos nossa atenção basicamente na produção, utilização e destino dos módulos fotovoltaicos. As duas últimas seções apresentam algumas considerações de ordem técnica, econômica e social sobre programas de eletrificação rural fotovoltaica. Para tal, relatamos algumas experiências realizadas nesta área no Brasil e no México.

2.1. Introdução

É comum se utilizar o W_p ¹ como parâmetro na quantificação da produção da indústria fotovoltaica. Inicialmente, durante as décadas de 50 e 60, o mercado fotovoltaico restringia-se à produção de poucos kW_p por ano, destinados, principalmente para as aplicações espaciais. A partir do início dos anos 70, ocorreu um aumento significativo no interesse das aplicações terrestres da tecnologia solar fotovoltaica. Interesse induzido pela primeira crise do petróleo e pela crença de que um aumento na produção de módulos fotovoltaicos seria responsável por uma diminuição substancial dos custos de fabricação dos mesmos.

A partir do final da década de 70, a tecnologia solar fotovoltaica desenvolveu-se de forma bastante acelerada, o que tornou possível o aumento e a consolidação do mercado fotovoltaico mundial. Atualmente são produzidos e comercializados sistemas com características bastante diversificadas, cobrindo desde aplicações de baixa potência, como as utilizadas em calculadoras e relógios, até grandes sistemas de potências nominais superiores a $1 MW_p$.

Embora vários projetos de energização fotovoltaica estejam sendo implementados, tanto nos países industrializados como naqueles em desenvolvimento, o mercado fotovoltaico é ainda uma fração do que poderia ser. Sabe-se que uma parcela significativa da população mundial, cerca de 1 bilhão de pessoas ou aproximadamente 20% da população do globo, localizadas principalmente no meio rural, não tem acesso à energia elétrica nem aos benefícios que esta pode trazer [Wolfgang Palz, 1994]. A tecnologia fotovoltaica pode, neste contexto, auxiliar na resolução destes problemas específicos, além de ter um potencial de aliviar a demanda por eletricidade nos grandes centros urbanos, através dos sistemas conectados à rede.

Um parâmetro importante que determina a inserção desta tecnologia na matriz energética mundial é o preço e o custo do W_p . Embora importante, este parâmetro não é determinante como se acreditava em anos anteriores pois, como veremos a seguir, a diminuição no preço do W_p não proporcionou o esperado crescimento do mercado. Por outro lado, houve períodos em que o mercado cresceu apesar de os preços não terem diminuído proporcionalmente.

¹ O Watt, W é uma unidade de potência, J/s . Cada W_p instalado no subsistema de geração fornece 1 W de potência quando submetido às condições padronizadas de radiação, de temperatura e de conteúdo espectral.

Isto mostra que existem outros fatores que influenciam na dinâmica do mercado fotovoltaico mundial, tais como as estratégias políticas que se evidenciam por meio de subsídios e projetos governamentais de demonstração e às características intrínsecas à tecnologia, como seu caráter renovável e a geração de uma energia limpa e modular que, em algumas ocasiões, faz com que seja uma opção interessante, independente de seus custos.

As características acima descritas, segundo a teoria clássica de mercado, mostram que o mercado fotovoltaico mundial ainda não está suficientemente amadurecido, não apresentando um comportamento de um livre mercado convencional de “*commodities*”. Isto provavelmente ocorre pelas seguintes razões:

- i) uma parcela significativa do mercado é sustentada por compras governamentais e institucionais;
- ii) os preços de venda não refletem os custos de produção atuais;
- iii) o mercado é dominado por um reduzido número de fabricantes;
- iv) o mercado presencia um rápido desenvolvimento em diversos setores de características distintas.

Não possuindo as características de um mercado livre e concorrencial, torna-se difícil a previsão do seu comportamento futuro.

2.2. A Produção de Módulos Fotovoltaicos

A produção dos módulos fotovoltaicos pode ser abordada sob uma ótica tecnológica, segundo o fabricante ou pela região produtora [*Barlow et al., 1994*].

2.2.1. Enfoque Segundo a Tecnologia

A respeito da tecnologia de produção de eletricidade utilizando-se o efeito fotovoltaico, podemos separar o mercado em dois principais setores: o silício cristalino (monocristalino ou policristalino) e o silício amorfo.

O maior desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica ocorreu no final da década de 70, início da década de 80. Neste período ocorreu o maior crescimento da indústria solar fotovoltaica com a Arco-Solar sendo a primeira indústria a produzir mais de 1 MW_p/ano. Os anos 80 foram marcados como os anos otimistas da tecnologia e da indústria fotovoltaica, quando se dedicou particular interesse no desenvolvimento do Si amorfo devido ao seu baixo custo de produção. Enquanto no Japão o Si amorfo era utilizado principalmente em seus produtos de consumo, nos EUA através das empresas Chronar (Wales - França) e a Former (Iugoslávia) desenvolviam-no para outras aplicações, tais como a produção de módulos fotovoltaicos para a utilização em sistemas.

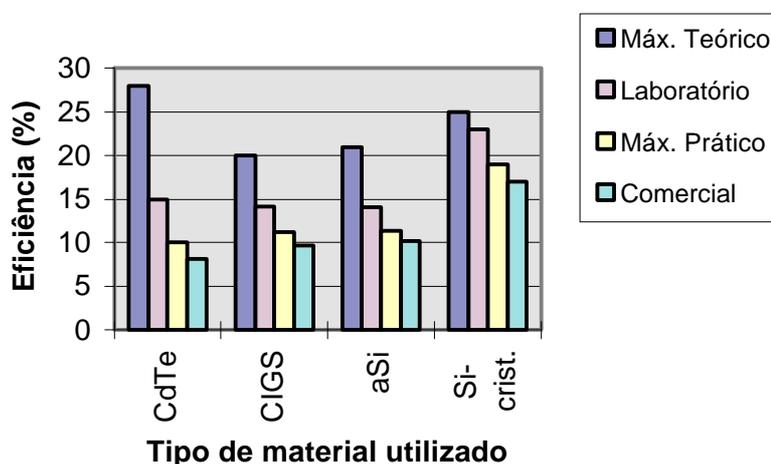
Problemas relacionados com a estabilidade e a performance dos geradores de Si amorfo fizeram com que as instalações fotovoltaicas em geral utilizassem o Si cristalino. O Si amorfo é agora usado basicamente em equipamentos de consumo e, com menor frequência, em instalações de demonstração. Historicamente, a produção de módulos fotovoltaicos tem se concentrado na utilização de Si cristalino, tendência que permanece até os dias de hoje.

O Si amorfo apresenta a dificuldade de, ao longo dos primeiros meses de uso, sofrer uma diminuição na eficiência de conversão energética (efeito Staebler Wronski). Pesquisas tentam estabilizar a performance destes materiais através de melhorias no desenho dos dispositivos (células multijunção e camadas mais finas) e no material em sí. Assim, a queda na eficiência destes materiais encontra-se, atualmente, entre 10 e 20%. Os módulos de a-Si são por isso , comercializados com potência nominal 20% inferior a atingida inicialmente (*under rating*). A United Solar Systems Corp., utilizando uma célula multijunção de silício amorfo conseguiu atingir uma eficiência de conversão inicial de 14.5% [Maycock, P. D., nov/1996], considerado como sendo um recorde. Com isto, a eficiência de conversão de módulos de silício amorfo estabilizados ultrapassam a barreira dos 10%, significativamente superior aos valores assumidos anteriormente, entre 5 e 6%.

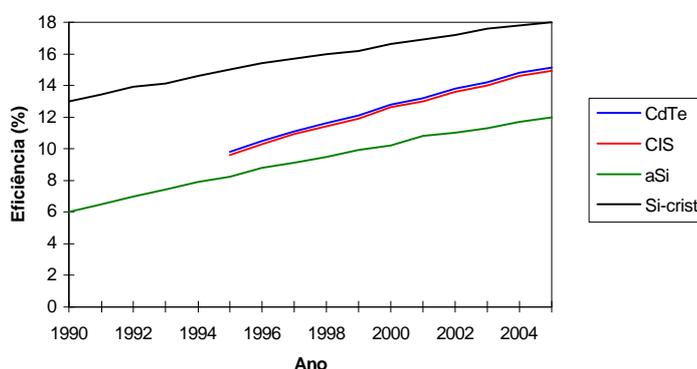
Ao longo das últimas duas décadas, a tecnologia fotovoltaica desenvolveu-se rapidamente. Este processo concentrou-se basicamente em dois caminhos:

- i) no desenvolvimento das células e da tecnologia dos materiais,
- ii) na melhoria dos métodos de produção.

Atualmente, as pesquisas no campo tecnológico, particularmente referente ao silício cristalino, caminham para a melhoria da captação da radiação solar incidente. Neste sentido são desenvolvidas camadas anti-refletoras mais eficientes minimizando a quantidade de radiação refletida na superfície das células fotovoltaicas. O desenho e a forma dos contatos metálicos frontais têm sido desenvolvidos a fim de otimizar a relação de compromisso entre a área exposta à radiação e a área para a coleta das cargas criadas. A textura superficial dos materiais que compõem as células é produzida com a finalidade de maximizar o aproveitamento da radiação nelas incidente. Com isso, testes realizados em laboratório com módulos de silício cristalino comerciais mostram que eficiências superiores a 20% já são possíveis [Green, M. A. et al., 1996]



(a)



(b)

Figura 2.1. a) Comparação entre as eficiências atingidas em laboratório e comercialmente pelos diferentes materiais utilizados. b) Projeções dos aumentos nas eficiências de conversão fotovoltaica para as diferentes tecnologias de produção das células [Derrick et al., 1993] e [Green, M. A. et al., 1996].

A figura 2.1a mostra as eficiências das várias tecnologias atualmente utilizadas, considerando como parâmetros a eficiência teórica máxima, a eficiência conseguida em laboratório, a melhor eficiência conseguida na prática e as eficiências atingidas comercialmente. A figura 2.1b apresenta as projeções de crescimento das eficiências.

A figura 2.1b mostra portanto que existe uma crença de que as eficiências dos módulos fotovoltaicos atingirão valores cada vez maiores nos próximos anos. Isto por causa das novas tecnologias de produção das células fotovoltaicas e de uma maior disseminação da tecnologia.

Algumas companhias desenvolvem pesquisas com materiais que, pelo seu caráter experimental, são conhecidos como “exóticos”. A Solar Cells Inc., Golden Photon e BP Solar já produzem módulos grandes utilizando um material ainda pouco difundido nas aplicações práticas, o Telureto de Cádmio (CdTe). A Siemens Solar Industries possui módulos de Disseleneto de Cobre-Índio (CIS) em diversas aplicações experimentais e está prestes a produzir este tipo de módulo comercialmente. A Matsushita (Japão), utiliza CdTe para alimentar suas calculadoras. Estes materiais possuem a vantagem de apresentarem eficiências de conversão maiores que o Si amorfo e de não sofrerem degradação na performance durante o seu uso.

A Texas Instruments desenvolveu uma célula fotovoltaica baseada em esferas milimétricas de Si encaixadas em uma folha fina de Alumínio, conhecida como tecnologia “Spherical”. Protótipos deste tipo de módulos apresentaram eficiências da ordem de 10%. Estas células são extremamente duráveis e flexíveis, podendo encaixar-se em vários formatos de superfície [Derrick *et al.*, 1993]. Atualmente a patente da tecnologia “spherical” pertence a concessionária Canadense de Eletricidade.

A longo prazo, o mercado prevê a introdução de elementos fotogeradores que não possuam a junção p-n. Em 1992, Michael Graetzel da Escola Federal de Lausane, Suíça, conseguiu atingir eficiências de 12% testando um novo conceito chamado coloquialmente de “*artificial leaf*” (folha artificial). Este material usa, para a geração da eletricidade, um mecanismo semelhante ao utilizado pelas plantas na absorção da radiação solar pela clorofila.

Analisando o comportamento do mercado sobre o ponto de vista tecnológico, nota-se que existe uma tendência de que a produção mundial de módulos fotovoltaicos seja dominada pelas tecnologias do silício cristalino e amorfo [Barlow *et al.*, 1994]

O Japão é responsável pela maior parte da produção mundial de células de Si amorfo, com quase a totalidade desta produção, como observado anteriormente, sendo direcionada para o mercado interno de produtos eletrônicos de consumo (relógios, calculadoras, etc). No entanto, esta situação deve ser alterada pois os E.U.A deverão aumentar em 22 MW_p/ano a sua produção de silício amorfo. A produção japonesa de módulos de silício cristalino é direcionada ao mercado indiano e para exportações à Europa.

A produção européia é constituída praticamente em sua totalidade de módulos de Si cristalino convencional. Uma quantidade significativa desses módulos é utilizada na própria Europa em programas financiados pelos governos. Da mesma forma, a produção norte americana constitui-se basicamente na utilização de Si cristalino, embora ainda existam diversos produtores de módulos de Si amorfo voltados para aplicações convencionais.

A ASE Américas produz módulos utilizando a tecnologia “*ribbon*”, desenvolvida pela Mobil Solar, onde um filme fino de Si já é produzido inicialmente em formato laminar.

A produção de módulos menos convencionais, que utilizam materiais “exóticos” é mínima. A Matsushita do Japão produz células de CdTe para suas calculadoras e a Entech americana para módulos de concentração. Espera-se que módulos que utilizem materiais como o CdTe e CIS sejam comercialmente viáveis dentro de alguns anos, embora o Si cristalino provavelmente continue a dominar o mercado pelos próximos dez anos. No ano de 1992, o Si cristalino foi responsável por 70% da produção fotovoltaica mundial [Barlow *R. et al.*, 1994].

A tecnologia de produção de Si cristalino está bem estabelecida como uma tecnologia convencional. Sua eficiência de conversão vem aumentando gradualmente e provavelmente já esteja próxima de chegar a seus limites práticos máximos de conversão.

A tabela 2.1 apresenta a produção de módulos por região, para cada tipo de tecnologia. Dados obtidos para o ano de 1995. A tabela 2.2 apresenta um resumo da produção dos diferentes tipos de tecnologias para os primeiros anos da década de 90. Os valores são fornecidos em MW_p.

	Si-mono ¹	Si-poli ²	Si-A ³	Cd-Te ⁴	Rib ⁵	Conc ⁶	Total
Europa	14,35	4,55	2,20	* - *	* - *	* - *	21,10
EUA	22,00	9,00	1,25	0,10	2,00	0,30	34,65
Japão	4,50	6,50	7,00	1,20	* - *	* - *	19,20
R. M. ⁷	5,85	0,50	0,50	* - *	* - *	* - *	6,85
Total tecnol.	46,70	20,05	10,95	1,30	2,00	0,30	81,40
Contrib. (%)	57,23	24,57	13,41	1,59	2,45	0,37	1

Tabela 2.1. Produção dos diferentes tipos de módulos, em MW_p, comercializados pelas principais regiões produtoras do globo. Ano de referência 1995. Foram omitidos valores de tecnologias pouco expressivas, que contribuem com cerca de 0,10 MW_p. 1- silício monocristalino; 2- silício policristalino; 3- silício amorfo; 4- Telureto de cádmio; 5- silício Ribbon; 6- silício cristalino para concentração; 7- Resto do Mundo. [The Solar Letter, fev/1996].

	1991	1992	1993	1994	1995
Silício amorfo (indoor)	8,34	8,70	7,30	6,63	* - *
Silício amorfo (terrestre)	5,40	6,10	5,30	4,20	* - *
Total- Silício amorfo	13,74	14,80	12,60	10,83	10,95
Silício monocristalino	19,70	21,50	28,65	36,15	46,70
Silício policristalino	20,90	20,20	17,60	20,50	20,05
Telureto de cádmio	0,80	1,00	1,00	1,00	1,30
Silício Ribbon	0,20	0,30	0,20	0,60	2,00
Concentração	0,035	0,10	0,02	0,31	0,30
Total	55,40	57,90	60,09	69,44	81,4

Tabela 2.2. Evolução da produção mundial de módulos, separados por tecnologias. Dados apresentados em MW_p, silício indoor - células utilizadas em produtos de consumo; silício terrestre - módulos utilizados em sistemas fotovoltaicos. Foram omitidas contribuições de materiais pouco expressivos [The Solar Letter, 1996].

Basicamente, dois fatores influenciam na redução dos preços atualmente praticados da energia fotogerada: melhorias nas técnicas de produção de módulos em larga escala e aumento na eficiência de conversão fotovoltaica.

As tecnologias de produção em massa de módulos fotovoltaicos de silício cristalino possuem limitações técnicas, no corte do lingote por exemplo, que dificultam a redução dos custos.

A eficiência de conversão fotovoltaica das células feitas de silício cristalino vem aumentando mas, como mencionado acima, provavelmente está perto de atingir seu valor máximo permitido teoricamente.

A próxima década verá, provavelmente, o surgimento de uma diversificação nas tecnologias fotovoltaicas presentes no mercado convencional decorrentes do sucesso das pesquisas atuais.

Em relação à tecnologia do Si, existe o processo *ribbon*, desenvolvido pela Mobil Solar, atualmente produzido pela ASE Américas. As células compostas de micro esferas de silício inseridas em substrato dopado (tecnologia “Spheral”) está entrando no mercado através da concessionária Canadense de eletricidade. Os dois processos citados evitam problemas causados pelo corte do lingote, pois não utilizam as pastilhas de silício da forma como são usadas atualmente. Portanto, espera-se que a maioria das novas tecnologias emergentes serão, provavelmente, baseadas em torno da tecnologia de filmes finos, incluindo células de CdTe, CIS e células de junções múltiplas de Si amorfo.

2.2.2. Enfoque Segundo o Fabricante

A tecnologia fotovoltaica aparece no cenário mundial como uma alternativa de suprimento parcial das necessidades energéticas globais justamente durante o período da crise mundial do petróleo. Com isso as companhias petrolíferas acabaram tornando-se importantes financiadoras do desenvolvimento desta tecnologia. Com grande quantidade de capital investido e com o objetivo de estimular o mercado fotovoltaico mundial, estas companhias acumularam prejuízos ao manter os preços dos módulos artificialmente baixos.

As empresas petrolíferas possuem atualmente uma fatia considerável do mercado fotovoltaico, sendo representadas por diversas companhias, tais como: BP Solar (BP, UK); Solarex (Amoco, EUA); Total Energie (Total, França); Agip (Agip, Itália); Mobil Solar (Mobil, EUA); Naps (Neste, Finlândia). A Exxon teve uma subsidiária fotovoltaica, a Solar Power Corporation, EUA, fechada na década de 80.

A indústria fotovoltaica moderna, como se conhece atualmente, teve o seu surgimento nos anos 70. Entre as décadas de 70 e 80, a indústria mais ativa no contexto fotovoltaico era a Arco-Solar, subsidiária da Atlantic Richfield dos Estados Unidos da América. Em 1991 esta empresa foi vendida para a Siemens (Alemanha) e permanece como líder do mercado até os dias de hoje.

No ano de 1985, os dez principais fornecedores de módulos fotovoltaicos, excluindo-se aqueles que tinham como finalidade o mercado de produtos de consumo, eram, em ordem decrescente de vendas: Arco-Solar (EUA); Solarex (EUA); Photowatt (França); Kyocera (Japão); Sharp (Japão); Hoxan (Japão); Pragma (Itália); AEG (Alemanha); BP Solar (UK) e CEL (Índia).

Em 1995, as dez principais indústrias produtoras de módulos fotovoltaicos eram: Siemens Solar (EUA, 17,00 MW_p por ano); Amoco/Eron (EUA, 9,50 MW_p por ano); BP Solar (Internacional, 7,20 MW_p por ano); Kyocera (Japão, 6,10 MW_p por ano); Eurosolare (Itália, 2,70 MW_p por ano); Solec International (EUA, 2,60 MW_p por ano); Astropower (EUA, 2,50 MW_p por ano); Photowatt (França, 2,05 MW_p por ano); ASE Américas (EUA, 2,00 MW_p por ano); Hélio (Itália, 2,00 MW_p por ano) [*The Solar Letter*, fev/1996].

Apesar de mais de 30 companhias produtoras de módulos fotovoltaicos estarem regularmente constituídas, mais da metade da produção global de módulos, cerca de 51%, é de responsabilidade das cinco maiores companhias, todas localizadas em países industrializados. Com exceção da empresa indiana CEL, a produção anual de todas as empresas dos países em desenvolvimento é extremamente pequena. Fato admirável visto que estes países, como veremos adiante, possuem um mercado consumidor bastante expressivo.

Vejamos as tabelas que mostram a produção das principais empresas produtoras de módulos fotovoltaicos.

Produção das Empresas Americanas								
	<i>1989</i>	<i>1990</i>	<i>1991</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>
Siemens Solar	6,50	7,00	9,00	9,00	12,50	13,00	17,00	17,00
Solarex	5,00	5,40	5,60	5,70	6,50	7,50	9,50	10,80
Astropower	0,20	0,40	0,45	0,60	0,92	1,70	2,50	2,85
Solec	0,90	0,90	1,20	1,30	1,30	1,30	2,60	3,50
A.P.S.	- * -	- * -	0,20	0,80	0,50	0,60	0,10	0,00
U.S.S.C.	0,50	0,60	0,20	0,30	0,50	0,60	0,60	0,60
A.S.E. Américas	0,05	0,05	0,20	0,30	0,20	0,60	2,00	3,00
Entech	0,30	0,03	0,03	0,05	0,01	0,21	0,20	0,20
outras	0,65	0,42	0,20	0,10	0,01	0,13	0,25	0,9

Tabela 2.3. Apresentação da produção anual, em MW_p, das principais empresas norte americanas fabricantes de módulos fotovoltaicos [Maycock P. D., fev/1997].

Produção das Empresas Japonesas (MW_p)								
	<i>1989</i>	<i>1990</i>	<i>1991</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>
<i>Sanyo</i>	4,80	4,90	6,00	6,50	6,20	5,50	5,10	4,60
<i>Kyocera</i>	2,50	4,50	5,80	5,10	4,80	5,30	6,10	9,10
<i>Sharp</i>	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	4,00	5,00
<i>Kanesa</i>	2,40	2,50	3,10	3,00	1,70	1,80	0,20	0,00
<i>Matsushita</i>	-*-	0,60	0,80	1,00	1,00	1,00	1,20	1,20
<i>Hoxan</i>	1,00	0,80	0,80	0,60	0,40	0,40	0,50	0,80
<i>outras</i>	2,50	2,50	2,30	1,60	1,60	0,50	0,30	0,00

Tabela 2.4. Apresentação da produção anual em MW_p, das principais empresas japonesas fabricantes de módulos fotovoltaicos [Maycock P. D., fev/1997].

Produção das Empresas Europeias (MW_p)								
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
<i>BP Solar Internac.</i>	1,40	1,40	2,20	3,50	4,50	6,10	7,20	8,45
<i>Eurosolare (I)</i>	0,80	1,00	1,50	2,60	3,20	3,50	2,70	2,50
<i>A.S.E. (D)</i>	1,20	1,70	2,10	2,60	2,60	2,40	1,70	0,00
<i>Photowatt (F)</i>	0,80	1,50	1,80	2,00	1,70	1,80	2,05	2,60
<i>Hélios (I)</i>	0,80	1,20	1,50	2,00	1,00	1,70	2,00	1,10
<i>Isofoton (E)</i>	0,30	0,50	0,50	0,60	0,50	1,50	1,50	1,60
<i>Solel (DK)</i>	-*-	-*-	-*-	-*-	-*-	1,20	0,20	0,00
<i>Naps France (F)</i>	0,70	0,60	1,00	0,60	0,50	0,70	0,50	0,50
<i>R & S (NL)</i>	0,40	0,50	0,50	0,80	0,50	0,60	0,05	0,00
<i>Konkar (Croacia)</i>	-*-	-*-	-*-	-*-	-*-	0,60	0,80	0,80
<i>Siemens (D)</i>	0,40	0,60	0,80	0,60	0,50	0,50	0,20	0,05
<i>Intersolar (UK)</i>	0,70	0,60	0,20	0,0	0,10	0,40	0,80	1,00
<i>outras</i>	0,40	0,60	1,30	1,10	1,45	0,70	0,50	0,20

Tabela 2.5. Apresentação da produção anual, em MW_p, das principais empresas europeias fabricantes de módulos fotovoltaicos [Maycock P. D., fev/1997].

Produção das Empresas do resto do mundo (MW_p)								
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
<i>CEL (Índia)</i>	1,30	1,40	1,40	1,50	1,80	1,80	1,40	1,60
<i>Bharat (Índia)</i>	0,40	0,40	0,40	0,80	1,00	1,00	1,15	1,00
<i>RES (Índia)</i>	-*-	-*-	-*-	-*-	-*-	0,50	0,70	1,00
<i>REIL (Índia)</i>	-*-	-*-	-*-	-*-	-*-	0,50	0,70	0,70
<i>CHINA</i>	0,40	0,50	0,80	1,00	1,00	1,20	1,50	1,50
<i>Heliodinâmica</i>	-*-	0,60	1,00	0,50	0,50	0,10		
<i>Outras</i>	-*-	-*-	-*-	-*-	0,10	0,50	0,50	0,20

Tabela 2.6. Apresentação da produção anual, em MW_p, das principais empresas de países com produção menos significativa de módulos fotovoltaicos [Maycock P. D., fev/1997].

É interessante notar que o *ranking* das empresas de cada país, pelo menos entre as maiores, não variou significativamente ao longo dos anos apresentados. As grandes empresas são poucas e, desde que surgiram, têm permanecido no topo da lista. Entre as empresas menores ocorre uma certa variabilidade; algumas empresas sobem uma posição outras descem.

Considerando apenas os países em desenvolvimento, a Índia é, com larga vantagem, a maior produtora de módulos fotovoltaicos. Sozinha, é responsável por cerca de 5,5% dos 8% da contribuição dos países em desenvolvimento na produção fotovoltaica mundial. Entretanto, existe uma dificuldade na determinação, com um mínimo de precisão, da produção fotovoltaica destes países. A produção da China, por exemplo, ocorre em diversas pequenas empresas, dificultando a sua contabilização.

No Brasil existe apenas uma empresa que produz módulos fotovoltaicos, desde o silício grau eletrônico até o produto final. Esta empresa, com capacidade instalada superior a 1,0 MW_p, em 1992 produziu somente 0,3 MW_p entre Si mono e poli cristalino. É importante comentar, sem entrar em pormenores, que esta empresa encerrou suas atividades em novembro de 1996.

Recentemente, a Siemens instalou no Brasil, em Gravataí - RS, na Icotron, uma montadora de módulos fotovoltaicos com células vindas de Camarillo, E.U.A.

2.2.3. Enfoque Segundo a Região

As três principais áreas produtoras de módulos fotovoltaicos são a Europa, os EUA e o Japão. Juntas, estas três regiões são responsáveis por mais de 91% da produção mundial. Os quase 9% restantes são produzidos nos países em desenvolvimento, particularmente Índia, China e, pelo menos até o ano passado o, Brasil.

Desde 1988, o mercado global vem crescendo entre 15% e 20% ao ano, fazendo com que as projeções para a produção de módulos fotovoltaicos do ano de 1992 fossem de 64 MW_p. No entanto, a produção neste ano foi de 57,9 MW_p, inferior a todas as projeções feitas anteriormente. Nos últimos anos, o crescimento do mercado foi menor que o esperado; particularmente, no ano de 1992 foi de 4,5%.

Desde o surgimento do mercado fotovoltaico, as quatro regiões já assumiram suas posições no *ranking* mundial de produtores de módulos fotovoltaicos. O Japão em primeiro lugar, seguido pelos EUA, Europa e outros países do mundo.

Estas posições permaneceram até o ano de 1992. A partir de 1993, o Japão passou para o segundo lugar, ultrapassado pelos EUA. Em 1994, a Europa ultrapassou a produção japonesa assumindo o segundo lugar. A tabela 2.7 mostra o total de W_p produzidos por cada região desde o ano de 1988 até o ano de 1994.

Produção Mundial de Módulos Fotovoltaicos (MW_p)									
	<i>1988</i>	<i>1989</i>	<i>1990</i>	<i>1991</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>
E.U.A.	11,10	14,10	14,80	17,10	18,10	22,44	25,64	34,75	39,85
Japão	12,80	14,20	16,80	19,90	18,80	16,70	16,50	16,40	21,20
Europa	6,70	7,90	10,20	13,40	16,40	16,55	21,70	20,10	18,80
Outros países	3,00	4,00	4,70	5,00	4,60	4,40	5,60	6,35	9,75
Total	33,60	40,20	46,50	55,40	57,90	60,10	69,44	77,60	89,60

Tabela 2.7. Produção mundial de módulos fotovoltaicos em MW_p , distribuída por regiões produtoras [Maycock P. D., fev/1997].

A produção japonesa a partir de 1992 decresceu fazendo com que o país perdesse a liderança no *ranking* dos produtores fotovoltaicos. No entanto, estas variações devem-se mais a flutuações no mercado de produtos eletrônicos que ao mercado fotovoltaico propriamente dito, pois como vemos em 1996, sua produção voltou a crescer expressivamente. Os EUA nos últimos anos apresentaram um crescimento acelerado em suas indústrias, tornando-se os maiores produtores mundiais, com uma produção de 39,85 MW_p . A Europa manteve sua taxa de crescimento, o que lhe tem garantido uma significativa posição na classificação de produtores fotovoltaicos. Isto ocorreu, basicamente, devido à demanda dos vários programas governamentais dos países membros da comunidade européia. No resto do mundo, principalmente nos países em desenvolvimento, permaneceu o crescimento contínuo que se verificou nos últimos anos, mantendo a participação deste setor em cerca de 10% da produção mundial. Como os dados são tomados de vários pequenos

produtores, é difícil de quantificar ao certo a produção do setor, estimada como sendo de 10 MW_p, aproximadamente.

2.3. A Utilização dos Módulos Fotovoltaicos

Para estudar o destino dos módulos fotovoltaicos atualmente produzidos e como estes são utilizados, dividiremos o estudo em duas partes: primeiro analisaremos o destino dos módulos segundo a região onde são instalados, para depois investigar o destino dos mesmos segundo a aplicação em que serão utilizados.

2.3.1. Enfoque Segundo a Região

Os dados avaliados nesta seção contabilizam os módulos que saem diretamente de seus fabricantes ou de seu intermediário direto. Portanto, as aplicações muito pequenas ou espalhadas podem não estar sendo contabilizadas.

A figura 2.2 apresenta as principais regiões de destino dos módulos fotovoltaicos para o ano de 1992. A figura 2.3 apresenta os mesmos parâmetros mostrando sua evolução para o ano de 1993.

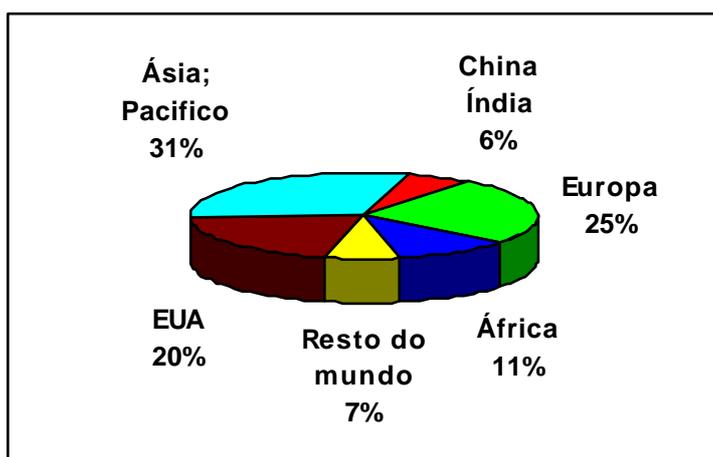


Figura 2.2. Destino dos módulos produzidos em 1992, analisados por região [Derrick et al., 1993].

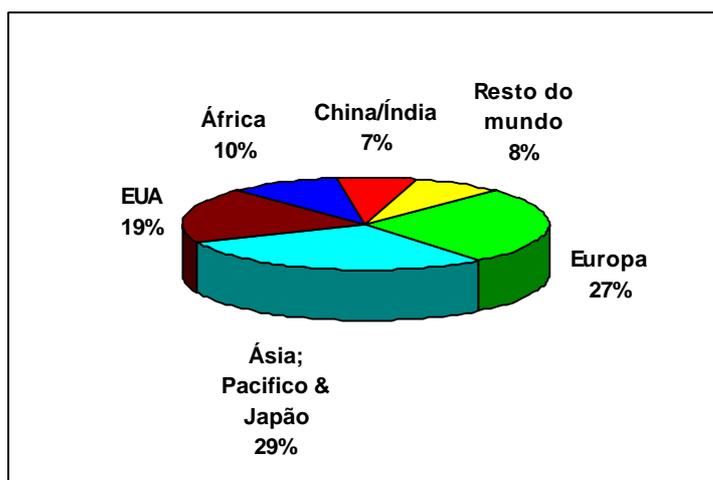


Figura 2.3. Destino dos módulos produzidos em 1993, analisados por região [Barlow et al., 1994].

Para os anos de 1992 e 1993 (figuras 2.2 e 2.3) pode-se notar que a região com maior mercado é a da Ásia, Pacífico & Japão. Em 1992, o consumo estimado desta região foi de cerca de 18 MW_p que, apesar de aumentar seu consumo no ano de 1993 para cerca de 20 MW_p, diminuiu sua participação no mercado mundial de 31% para 29%. É difícil avaliar a estrutura do mercado desta região por ser bastante complexa e por possuir diversos setores distintos. Primeiramente, existe um grande mercado para o Si amorfo no Japão devido aos produtos de consumo. Este mercado têm, cada vez mais, se estendido para as crescentes economias da Ásia/Pacífico (Malásia, Taiwan, etc). Só para esta aplicação a região absorve cerca de 10 MW_p. Existe ainda, nesta região, um mercado significativo para a eletrificação rural, projetos de bombeamento de água, iluminação e para serviços de saúde básica como tratamento de água e refrigeração de vacinas.

A maioria dos módulos fotovoltaicos consumidos na região é de origem japonesa, embora existam ainda significativas importações de companhias americanas e europeias. A BP Solar (UK) e a Solarex (EUA) possuem fábricas na Austrália para abastecerem este mercado.

O segundo maior mercado para a energia fotovoltaica encontra-se na Europa, que vem aumentando significativamente sua participação no mercado fotovoltaico mundial. Este crescimento deve-se principalmente a programas financiados por governos para sistemas conectados à rede, seja nos telhados das casas, seja em centrais fotovoltaicas. Este mercado é abastecido pelas próprias empresas européias com uma contribuição de cerca de 10 MW_p anuais. O restante é proveniente de empresas norte americanas e, em menor escala, de empresas japonesas.

O mercado interno norte americano não cresceu o suficiente para manter sua participação no mercado mundial, que diminuiu de 20% para 19%. Destes 19%, cerca de 75% são abastecidos por suas próprias empresas. O restante é importado do Japão.

Na África, o mercado pode ser dividido em dois segmentos, um composto de sistemas rurais isolados (tais como saúde, iluminação residencial, bombeamento de água) e outro, composto por aplicações profissionais remotas (telecomunicações, sinalização, proteção catódica, entre outras), ambas financiadas principalmente por entidades internacionais de ajuda como a WHO (World Health Organization) e a UNICEF (United Nations Children's Fund).

A China/Índia possuem mercados menos expressivos, ambos abastecidos praticamente em sua totalidade por produtores nacionais. A produção indiana, embora seja utilizada em seu mercado interno, possui uma pequena parcela destinada à exportação, utilizada, principalmente, em produtos de consumo.

A América do Sul e o Caribe, aqui contabilizados na fatia resto do mundo, também possuem participação pouco expressiva do mercado fotovoltaico mundial. Em 1992, toda a região era responsável por 5% do consumo global; em 1993, esta contribuição subiu para 6%. Este mercado é composto basicamente, como na África, de sistemas rurais de aplicações profissionais remotas. Cerca de 60% a 70% são importados dos EUA. A Europa, Japão e o Brasil (Heliodinâmica) são responsáveis pela demanda remanescente.

Existem outras regiões do globo que possuem um mercado fotovoltaico, entretanto, há poucas informações a este respeito. Estima-se que, em 1992, seu consumo não tenha ultrapassado 1,2 MW_p [Derrick et al., 1993].

2.3.2. Enfoque Segundo a Aplicação

As aplicações fotovoltaicas podem ser grosseiramente subdivididas em cinco categorias:

1. Centrais conectadas à rede - > 50 kW_p
2. Residências conectadas à rede - entre 1 kW_p e 20 kW_p
3. Sistemas Rurais - entre 100 W_p e 10 kW_p
4. Aplicações profissionais remotas - entre 10 W_p e 10 kW_p
5. Produtos de consumo - < 50 W_p

As figuras 2.4 e 2.5 mostram como variou a distribuição das aplicações fotovoltaicas pelo globo nos anos de 1992 e 1993.

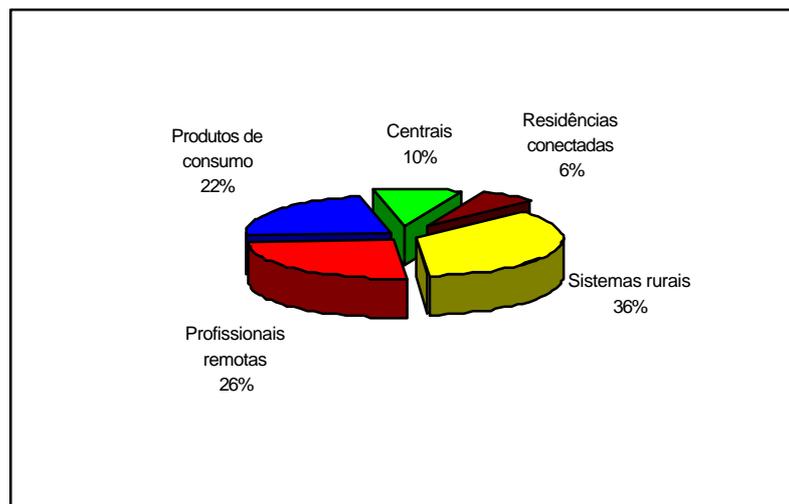


Figura 2.4. Distribuição dos módulos fotovoltaicos produzidos em 1992, distribuídos por aplicação. Produtos de consumo - calculadoras, relógios, etc; centrais - centrais FV conectadas à rede; residências conectadas - residências conectadas à rede através de módulos instalados em seus tetos; sistemas rurais - sistemas autônomos de eletrificação rural; profissionais remotas - sistemas de sinalização marítima, telecomunicações, proteção catódica, cercas eletrificadas, etc [Derrick et al., 1993].

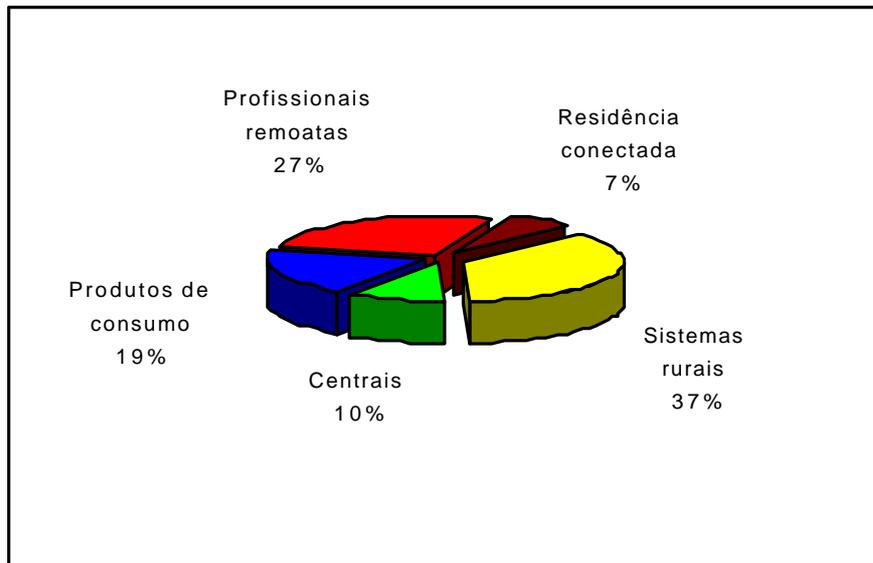


Figura 2.5. Distribuição dos módulos fotovoltaicos produzidos em 1993, divididos por aplicação. As abreviaturas das aplicações são as mesmas da figura 2.4 [Barlow et al., 1994].

Como mostram as figuras 2.4 e 2.5 a principal aplicação da tecnologia fotovoltaica são os sistemas rurais, responsáveis por um mercado de aproximadamente 22 MW_p no ano de 1992. Este mercado encontra-se distribuído em programas de eletrificação rural nos países em desenvolvimento, casas isoladas dos Estados Unidos da América, Europa e Austrália. Neste tipo de aplicação estão considerados os sistemas que têm como finalidade abastecer todas ou parte das necessidades, daqueles que vivem sem acesso à rede de distribuição de energia convencional. Como exemplo deste tipo de aplicação, podemos citar os seguintes sistemas: bombeamento de água, iluminação em residências não eletrificadas, armazenamento de vacinas em postos de saúde.

Um outro uso final dado aos módulos fotovoltaicos é o que denominamos de sistemas profissionais remotos. Como podemos notar, esta aplicação também é responsável por uma significativa parcela do mercado fotovoltaico (figuras 2.4 e 2.5). Nesta categoria estão englobados os sistemas de telecomunicações (rádios e telefones remotos ou estações repetidoras), sinalização e equipamentos de monitoração, iluminação para navegação, proteção catódica e qualquer outra aplicação que não tenha a possibilidade de manutenção freqüente ou que estejam localizadas em regiões distantes da rede de distribuição de eletricidade.

Das aplicações acima mencionadas, as telecomunicações são as principais, possuindo um mercado crescente tanto nos países desenvolvidos como nos em desenvolvimento, além de serem pouco afetadas pelas flutuações dos preços do W_p . A alta confiabilidade e a baixa necessidade de manutenção que os sistemas possuem, características que nenhuma outra tecnologia pode fornecer, garantem seu sucesso. Muitos países já estão expandindo suas redes de telecomunicações e muito ainda há por fazer, sinalizando que esta aplicação ainda tem um grande potencial de crescimento.

Continuando a análise do mercado fotovoltaico sob o ponto de vista dos usos finais, em terceiro lugar está a aplicação denominada de produtos de consumo. Esta aplicação abarca sistemas com baixa potência instalada, em geral menores de $10 W_p$. Como já mencionamos, os japoneses são os maiores produtores e consumidores dos sistemas deste tipo, principalmente devido à indústria de relógios e calculadoras. Existe ainda um pequeno mercado de sistemas um pouco maiores, tais como lanternas e rádios portáteis. No total, estima-se que, no ano de 1992, cerca de $13 MW_p$ foram utilizados neste tipo de sistemas.

Os sistemas residenciais conectados à rede de distribuição convencional de energia representam um mercado que recentemente vem ganhando expressão, especialmente em países da Europa. São sistemas em geral financiados pelos governos federais na perspectiva de se criar uma alternativa de produção energética que necessite de investimentos menores que o das grandes centrais geradoras.

Estes sistemas possuem a vantagem de gerar a energia próximo ao ponto de consumo, diminuindo perdas na transmissão ao mesmo tempo que aliviam a demanda das linhas da rede de distribuição. Não necessitam de sistemas de armazenamento energético, o que diminui substancialmente seus custos.

Em linhas gerais, este tipo de aplicação tem como filosofia básica de funcionamento a venda da energia produzida para a rede de distribuição quando a geração é superior ao consumo, geralmente nos períodos diurnos, e a compra da mesma no caso contrário. De maneira geral, estes sistemas possuem alguns kW_p , e apresentam, a longo prazo, um grande mercado, sobretudo nos países industrializados.

Muitos países europeus, através de seus governos vêm, de forma independente, financiando este tipo de sistemas residenciais, em geral através de parcerias com o usuário/proprietário. Estes programas têm surgido na Alemanha, inicialmente com o programa 1.000 tetos, estendido a seguir para 2.250 tetos. Na Austrália com cerca de 200 tetos. A Dinamarca possuía em 1992 cerca de 1 MW_p instalados em 333 tetos residenciais. [Barlow et al., 1994]. Nos últimos anos, 1995 e 1996, o mercado cresceu, principalmente devido a projetos subsidiados pelos governos de cada país. O mercado japonês é o melhor exemplo disto tendo mais de 7 MW_p sendo instalados em edifícios institucionais e um projeto de 70.000 tetos em andamento, onde o governo subsidia 50 % do investimento [Maycock P. D., fev/1997].

A central geradora conectada à rede representa igualmente uma significativa aplicação da energia solar fotovoltaica. Esta aplicação possui uma fatia do mercado fotovoltaico com cerca de 10%, localizadas na Europa, particularmente na Alemanha, Suíça, Itália e Espanha. Nos EUA o programa PVUSA (*Photovoltaic Utility Scale Applications*) e a *Pacific Gas & Electricity* possuem as maiores centrais geradoras conectadas à rede, entre elas a *Carrisa Plains* com 5.2 MW_p instalados, em funcionamento desde 1985. Existem também algumas centrais localizadas no Japão. A potência instalada nestas usinas fotovoltaicas, varia, em geral, de 100 kW_p a 1 MW_p, exceção se faz na Itália onde existe uma usina de 3,3 MW_p e as acima mencionadas. Praticamente todas as centrais fotovoltaicas conectadas à rede são provenientes de projetos de demonstração, os quais têm a finalidade de mostrar a viabilidade do uso da tecnologia fotovoltaica em larga escala e incentivar as indústrias nacionais dos respectivos países onde as centrais são instaladas. O PVUSA possui também algumas centrais experimentais de novos materiais, as EMT's (*Emerging Modules Technologies*) que testa o estado da arte de tecnologias fotovoltaicas em instalações de algumas dezenas de kW.

O futuro deste mercado depende, em grande parte, da continuidade da linha de pensamento governamental dos países industrializados que buscam uma diversificação das fontes de suprimento energético.

2.4. Discussões a Respeito de Preços, Custos e Tendências do Mercado Fotovoltaico

Um fator que interfere na situação do mercado fotovoltaico é o preço do W_p , parâmetro que afeta a viabilidade econômica e financeira da tecnologia. A figura 2.6 abaixo mostra a evolução dos preços e da eficiência dos módulos fotovoltaicos desde 1978 até 1992.

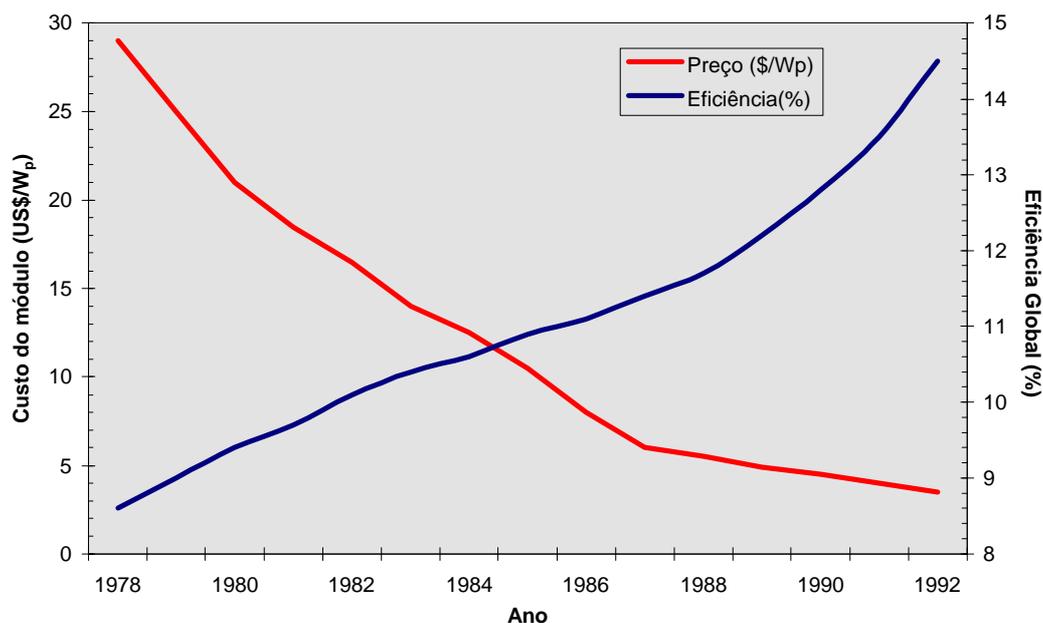


Figura 2.6. Evolução dos custos de produção dos módulos fotovoltaicos (em US\$ de 1992) contrastados com a evolução da eficiência de conversão da tecnologia fotovoltaica [Derrick et al., 1993].

Como vemos na figura 2.6, os preços dos módulos fotovoltaicos vêm diminuindo constantemente nos últimos anos. Segundo analistas de mercado das indústrias fotovoltaicas mundiais, esta tendência deve permanecer ainda por alguns anos. Os avanços tecnológicos que promovem um aumento na eficiência de conversão energética e as melhorias nos métodos de produção industriais são os grandes responsáveis pela diminuição nos preços dos módulos fotovoltaicos. É interessante notar como as previsões de mercado têm freqüentemente superestimado a tendência de queda dos preços. Em 1980 acreditava-se que no início dos anos 90 os preços do W_p estariam em torno de 3.00 US\$/ W_p . No entanto, hoje em dia sabemos que os preços nesta época não eram inferiores a 4.50 US\$/ W_p para grandes compras fechadas. Espera-se que, futuramente, o desenvolvimento das pesquisas de novos

materiais (como os filmes finos), as inovações das técnicas produtivas e as vendas em larga escala sejam responsáveis por uma diminuição significativa nos preços do W_p .

Embora o preço do módulo seja um fator importante no desenvolvimento do mercado fotovoltaico, existem outros parâmetros que interferem no seu crescimento. Provavelmente, a não contabilização destes parâmetros foi responsável pelas previsões freqüentemente superestimadas da queda dos preços do W_p e do aumento do mercado fotovoltaico.

As previsões são feitas, em geral, baseadas na curva de experiência do mercado fotovoltaico e nas recentes taxas de crescimento alcançadas pela tecnologia em questão. Em um livre mercado convencional, ao plotarmos o custo unitário do produto pelas vendas acumuladas, deveríamos obter uma linha reta. Entretanto, devido às distorções do mercado fotovoltaico, sua curva de experiência parece estabilizar-se apenas a partir dos últimos anos da década de 80.

A forma da curva de experiência do mercado fotovoltaico, figura 2.7, mostra que este ainda não está suficientemente maduro, não se comportando como um livre mercado exposto à livre concorrência. As possíveis razões para isto são enumeradas a seguir:

- Uma grande parte deste mercado é financiada por governos e instituições de ajuda internacional.
- A fim de estimular o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, os preços de venda dos módulos não refletem, atualmente, os seus custos de produção.
- O mercado é dominado por um número pequeno de fabricantes.
- O mercado está em um estado de rápido desenvolvimento, possuindo diferentes setores com distintas características.

Estes parâmetros são de difícil contabilização nas projeções. É difícil prever, por exemplo, a continuidade dos financiamentos governamentais para projetos nesta área. Resta então apenas a possibilidade de extrapolação da curva de experiência. Observando a figura 2.7, vemos que no final da década de 80, mais precisamente a partir de 1989 até o ano de 1993, a curva de experiência do mercado fotovoltaico parece estabilizar-se numa linha reta. Supondo que, a partir deste ano, o mercado fotovoltaico já esteja consolidado como um mercado concorrencial livre, podemos extrapolar os dados desta curva para anos posteriores. Supondo ainda que a indústria mundial comporte um rápido crescimento em sua produção de cerca de 16% por ano, encontramos que os preços caíram para um pouco abaixo dos 3.0 US\$/W_p antes do ano 2.000, descendo para menos de 2.5 US\$/W_p depois do ano 2.005, mostrando que, caso fosse um mercado livre, o custo do W_p em 1995 seria abaixo de 4.0 US\$, prevendo para o ano 2.000 um preço levemente superior a 3.0 US\$. Esta curva mostra então como o preço do W_p não varia de forma conhecida com o aumento das vendas acumuladas do produto.

A eficiência dos módulos fotovoltaicos vem crescendo nos últimos anos para todos os tipos de materiais. Estudos feitos pela IT Power em 1993 mostraram que a melhor eficiência possível de ser atingida para produção comercial de módulos feitos com células de silício monocristalino é de 14,5% [Derrick A., et al., 1993]. Eficiências levemente superiores poderiam ser atingidas caso haja melhorias no desenho dos contatos metálicos e na textura da superfície.

Atualmente, grandes esforços vêm sendo feitos no sentido de desenvolver geradores fotovoltaicos de filmes finos utilizando CdTe e CIS. Ultimamente, eficiências acima de 15% já foram atingidas com estes materiais e diversas linhas de produção já estão sendo projetadas, com capacidades de produção entre 15 e 25 MW_p/ano. As eficiências de conversão esperadas para as primeiras produções em massa giram em torno de 8 e 10% [Derrick A., et al., 1993].

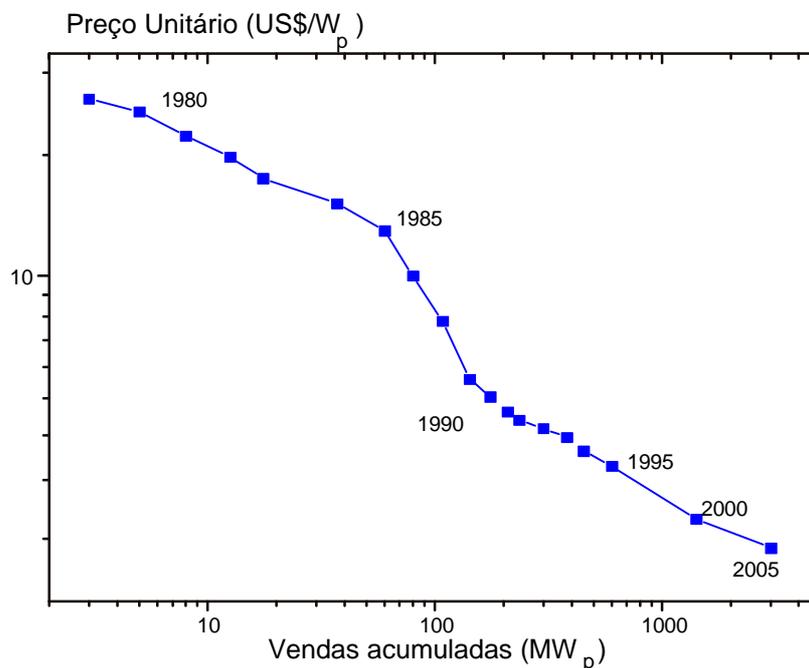


Figura 2.7. Curva de experiência do mercado fotovoltaico projetado até o ano 2.005 [Barlow et al., 1994].

Aliando a forma da curva de experiência do mercado fotovoltaico, figura 2.7, aos comentários apresentados anteriormente conclui-se que, nos dias de hoje, os compradores optam pela tecnologia fotovoltaica mais por suas características intrínsecas do que por seus custos, que se encontram ainda bastante elevados em relação a outras tecnologias de geração elétrica. Em algumas aplicações ou regiões, as vantagens oferecidas por esta tecnologia superam, em última análise, as dificuldades impostas por seus altos preços. Por outro lado, em alguns casos específicos, como a iluminação de residências de baixo consumo e isoladas ou em torres de repetição de sinais, os sistemas fotovoltaicos já são economicamente competitivos com outras alternativas.

A partir destas considerações pode-se esperar que o mercado fotovoltaico não seja muito sensível a pequenas variações de seus preços, ou seja, pequenas variações percentuais nos preços do W_p não devem acarretar grandes variações nas vendas globais de sistemas fotovoltaicos. Por outro lado, se os preços diminuíssem significativamente, por volta de uns 50% em relação aos seus preços atuais, a

tecnologia fotovoltaica será capaz de competir economicamente com outras fontes produtoras de energia em um amplo leque de aplicações [*Derrick A., et al., 1993*]. Como decorrência, a elasticidade nos preços aumentaria e o tamanho do mercado fotovoltaico se tornaria muito mais sensível aos seus preços.

2.5. Considerações Sobre Programas de Eletrificação Rural Fotovoltaica

Na impossibilidade de apresentar aqui todas as experiências de eletrificação fotovoltaica (e nem é este o escopo deste trabalho), apresentaremos nesta seção um resumo dos principais aspectos relacionados com a implantação de sistemas fotovoltaicos para a eletrificação rural.

Nos programas de eletrificação rural fotovoltaica são utilizados sistemas fotovoltaicos autônomos que, devido ao baixo consumo das residências, possuem baixa potência instalada, cerca de algumas dezenas de Watts. Existe a necessidade de se utilizar um subsistema de armazenamento de energia para a utilização ao longo da noite da energia gerada durante o dia.

Na quase totalidade dos casos, o critério para a escolha da localidade onde será implantado o programa de eletrificação rural é a distância entre o local e a rede de distribuição de eletricidade, o consumo energético e o grau de dispersão das residências. Isto porque não é financeiramente interessante eletrificar, pelas vias convencionais, casas que possuam um baixo consumo de eletricidade e estejam instaladas, dispersamente distribuídas, em localidades distantes da rede elétrica. Para as comunidades que apresentem estas características, a eletrificação através da tecnologia fotovoltaica é uma opção economicamente interessante. Em geral, são escolhidas as comunidades com menores chances de serem contempladas com os programas de eletrificação rural convencional. Regiões que estejam sob os auspícios de leis ambientais, áreas de proteção ambiental, reservas ecológicas etc; áreas de difícil acesso, localizadas em manguezais, dentro de matas fechadas ou em ilhas são locais com potencial de eletrificação fotovoltaica.

A fonte de recursos para o financiamento dos projetos de eletrificação fotovoltaica é a parte mais importante e difícil de se obter. Na maioria dos casos, os beneficiários dos sistemas não possuem quaisquer condições de financiá-los. Assim,

com o baixo poder aquisitivo destes usuários, tais sistemas dificilmente serão pagos ao longo de sua vida útil.

Esses programas são em geral financiados pelos governos federais, estaduais e/ou municipais, empresas de energia, organizações não governamentais e instituições de pesquisa. Os órgãos de financiamento têm como objetivos: o atendimento das necessidades básicas das comunidades carentes de energia, o desenvolvimento e a divulgação da tecnologia fotovoltaica, buscar a diminuição de custos ampliando o número de aplicações economicamente viáveis, a formação e treinamento de técnicos para a implantação e, finalmente, a identificação dos principais problemas e barreiras encontradas na aplicação prática da tecnologia.

Projetos pilotos ou de demonstração têm sido uma importante fonte de experiência que faz com que instaladores e planejadores adquiram o *know how* necessário neste tipo de aplicação, tão importante no contexto do mercado fotovoltaico, fazendo com que as experiências posteriores possam encontrar um menor número de barreiras, aumentando as chances de sucesso a cada projeto realizado.

A seguir, serão discutidos alguns aspectos importantes de serem levados em consideração no momento de planejar um programa de eletrificação rural que utilize a energia solar fotovoltaica

2.5.1. Sob o Ponto de Vista Social

Em primeiro lugar, é necessário identificar o desejo de ter acesso à energia. Sem isto o usuário final não se envolverá com o projeto dificultando o seu sucesso.

Outro aspecto no planejamento e implantação de projetos de eletrificação fotovoltaica é a necessidade de interação entre planejadores e instaladores com as pessoas que efetivamente utilizarão os sistemas. A interação deve ocorrer desde o levantamento da necessidade da energia até a instalação propriamente dita, passando pela identificação da vontade do usuário de receber o sistema e pela correta informação do funcionamento deste, de seu alcance e suas limitações. Caso o usuário não tenha correta informação das características do sistema que está recebendo ou adquirindo, pode ficar desiludido em face de suas respectivas limitações.

É importante que o usuário participe de alguma forma da instalação dos sistemas, seja responsabilizando-se pelo suporte dos módulos, no acondicionamento das baterias ou na colocação da fiação e das lâmpadas. Assim ele saberá melhor como utilizá-lo e conservá-lo.

Além disso, na medida do possível, é interessante estabelecer linhas de crédito ou viabilizar de alguma forma a participação do usuário na compra dos sistemas, independentemente da quantia que possa fornecer. Uma forma comum de avaliar uma contribuição viável é estimar os gastos que a aquisição do sistema evitará. Assim, pode-se supor que gastos com velas e querosene para a iluminação não serão mais necessários e podem a economia decorrente pode contribuir para a compra do sistema.

Deve-se levar em conta que a maioria dos beneficiários destes sistemas são pessoas ou famílias com baixo poder aquisitivo e pouca escolaridade, vivendo, muitas vezes, de atividades que garantem apenas a sua subsistência.

A partir dessas constatações, torna-se fundamental estabelecer ações que minimizem os impactos causados pela introdução de sistemas altamente tecnológicos no dia a dia dessas pessoas. Caso esses aspectos não sejam observados, corre-se o risco de, por mau uso ou por algum dano qualquer, o sistema deixe de ser utilizado ou perca a credibilidade.

2.5.2. *Sob o Ponto de Vista Técnico*

A qualidade e durabilidade dos componentes que constituirão o sistema bem como seu correto dimensionamento determinam sua capacidade de abastecer a demanda da residência em que será instalado.

De maneira geral, não existem regras, especificações técnicas ou padrões que regulem a compra, instalação, comportamento e eficiência destes sistemas, ou mesmo a compatibilidade entre os diferentes componentes que o constituem.

A correta determinação das dimensões do sistema é de fundamental importância para que as necessidades do usuário sejam atendidas a um baixo custo. Com a eletrificação de sua residência, cria-se no usuário uma grande expectativa em adquirir e utilizar todos os bens de consumo aos quais eventualmente ele possa ter

acesso. Se o usuário estiver corretamente informado sobre a disponibilidade de energia que o sistema que adquiriu possui, estes problemas diminuem de forma sensível; mas, por outro lado, se o sistema não estiver dimensionado para atender pelo menos às suas necessidades básicas, fatalmente ele não resolverá o problema acabando por decepcioná-lo. Portanto, identificar a demanda energética que satisfaça as necessidades básicas do usuário é um passo importante para o sucesso do projeto.

Com a eletricidade atendendo às suas necessidades básicas, é normal surgirem novas demandas até então inexistentes. Seja pela necessidade de se assistir à televisão, seja pelo desenvolvimento de alguma atividade produtiva noturna. Neste caso, o sistema necessitará ser ampliado. Esta é uma das vantagens da tecnologia fotovoltaica; seu caráter modular permite que o sistema seja ampliado quando necessário. Em outros tipos de sistemas, como nos geradores a diesel, isto não é possível (não é econômico investir em geradores muito pequenos, ocorrendo freqüentemente um sobredimensionamento do sistema e conseqüente aumento do investimento inicial). Da mesma forma, para o caso do aproveitamento hidrelétrico é mais interessante construir uma obra que aproveite da melhor forma possível o potencial disponível, acarretando invariavelmente grandes investimentos iniciais.

Diretamente relacionado com o tamanho do sistema está o seu custo. Existe portanto uma relação de comprometimento entre o tamanho de cada sistema e a capacidade do projeto atender às necessidades de cada família da comunidade em questão. O número de instalações que o projeto atenderá depende principalmente de sua disponibilidade financeira. É importante comentar ainda que existe uma série de configurações de sistemas fotovoltaicos capazes de atender a uma determinada demanda energética. Ou seja, diferentes tamanhos de sistemas de geração com diferentes tamanhos de sistema de acumulação são capazes de abastecer à demanda desejada. A escolha da configuração do sistema a ser instalado pode ser feita segundo critérios preestabelecidos. No caso específico deste trabalho, aconselharemos os sistemas mais baratos capazes de abastecer a carga da residência com certo *risco de déficit* pré estabelecido (conceito que definiremos com maior precisão mais adiante, cap-5).

Os sistemas em geral utilizados em programas de eletrificação rural fotovoltaica, consistem, basicamente, do elemento gerador (módulos fotovoltaicos), de um subsistema de acumulação (em geral baterias automotivas de chumbo-ácido), um controlador de carga, a fiação, os interruptores e os equipamentos finais propriamente ditos (lâmpadas de alta performance, por exemplo).

Na maioria das experiências realizadas, os sistemas fotovoltaicos apresentam boa performance de funcionamento, mostrando que a tecnologia de conversão fotovoltaica já está suficientemente amadurecida.

A título de exemplo, apresentaremos um resumo dos resultados obtidos numa experiência de eletrificação rural bastante representativa.

Transcorrido um ano desde a data da instalação dos sistemas na região rural de Pernambuco e do Ceará, foi feito um diagnóstico do estado da arte dos sistemas instalados, destacando os aspectos técnicos e sociais de maior relevância.

Depois de visitadas as instalações, concluiu-se que os módulos fotovoltaicos são os elementos dos sistemas que apresentam a menor incidência de falhas; cerca de 1% dos sistemas apresentaram problemas nestes componentes [*Barbosa et al., 1995*], os quais se mostraram bastante resistentes mesmo quando expostos a duras condições de trabalho.

Os subsistemas de acumulação de energia são um pouco menos confiáveis, apresentando defeitos de diversas origens. Cerca de 12% dos sistemas apresentaram algum tipo de falha nas baterias. Estas podem apresentar desde uma oxidação nos terminais até a falta destes, passando por situações em que são excessivamente descarregadas, inutilizando-as. Mesmo assim, não apresentam um índice muito alto de defeitos, e se forem observados alguns cuidados básicos, facilmente adquiridos com o uso da tecnologia, a incidência deste tipo de falhas pode diminuir bastante [*Barbosa et al., 1995*].

Um componente que se mostrou mais frágil nos sistemas instalados foram as lâmpadas, apresentando a incidência de defeitos em cerca de 30% dos casos estudados [Barbosa et al., 1995]. Grande parte das residências onde são instalados os sistemas utilizam lenha para a cocção. A fuligem liberada no processo envolve as lâmpadas diminuindo seu desempenho e dificultando as conexões elétricas. Tomar cuidado quanto ao local onde serão instaladas as lâmpadas pode diminuir significativamente a incidência de defeitos neste componente.

É importante estar atento quanto à qualidade e operacionalidade dos elementos escolhidos para compor os sistemas. No caso específico da experiência de eletrificação rural nos estados de Pernambuco e Ceará, os interruptores instalados ficavam pendurados por fios e acionados por um pequeno botão. Este é o componente mais barato do sistema e, particularmente no caso de Pernambuco, apresentou defeito em 81% dos casos, comprometendo a confiabilidade de todo o sistema [Barbosa et al., 1995].

Vale destacar que a maioria dos defeitos que geralmente ocorrem neste tipo de aplicação não são provenientes do componente que promove a conversão do recurso energético em eletricidade e sim dos periféricos. Isto mostra o grau de maturidade da tecnologia e determina em que parte do sistema se deve tomar mais cuidado a fim de evitar falhas de abastecimento das residências. A partir das constatações acima, conclui-se que é necessária especial atenção na compatibilidade entre os componentes que irão compor o sistema, já que, na maioria dos casos, todos os periféricos utilizados foram desenvolvidos inicialmente para outras aplicações e não existem normas que especifiquem a constituição dos sistemas fotovoltaicos residenciais.

Ao projetar os sistemas fotovoltaicos residenciais é importante observar que a instalação deve suportar as intempéries locais por um período de cerca de 20 anos, tempo aceito atualmente como período de vida útil dos módulos. Assim, suportes e conexões devem ser montados de forma a resistir este período. Da mesma forma, é necessário considerar as substituições dos elementos com menor tempo de vida útil.

2.5.3. Sob o Ponto de Vista Econômico

O investimento inicial para a compra dos sistemas fotovoltaicos não é baixo, mesmo que estes sejam simples e de modesto porte. Sistemas básicos, bastante simples, custam em torno de US\$ 1,000.00 cada.

Em localidades onde os sistemas fotovoltaicos são mais econômicos que outras fontes energéticas, não existe praticamente nenhuma atividade produtiva. Em geral, as pessoas sobrevivem de uma economia de subsistência. Com isso, o poder de compra dos possíveis usuários é extremamente baixo, tornando difícil a eletrificação destas regiões utilizando apenas o poder de compra da região.

Por outro lado, incentivar e desenvolver atividades produtivas a fim de aumentar o poder aquisitivo e a qualidade de vida das pessoas destas localidades exigiria, na maioria dos casos, a disponibilidade de energia. O acesso à energia pode ser um vetor de desenvolvimento regional, promovendo uma melhora na qualidade de vida das pessoas, fixando-as na região. Portanto, se for possível viabilizar a inserção da tecnologia fotovoltaica nestas regiões seria possível dar os primeiros passos em direção ao desenvolvimento regional sustentado.

É necessário então buscar formas de financiamento a fim de viabilizar a execução destes projetos. Alguns caminhos possíveis são apresentados a seguir:

- Pode-se aproveitar a vontade política das empresas energéticas em aumentar o grau de eletrificação rural de seus respectivos estados.
- Considerar a disponibilidade financeira de organismos internacionais de fomento e de ajuda.
- Unir esforços com centros de pesquisa interessados em aumentar as experiências realizadas com estes projetos, desenvolver pesquisa e formar mão de obra especializada.

Organizando de forma conveniente todos os interesses acima expostos, existe a possibilidade de viabilizar os investimentos em projetos de eletrificação rural fotovoltaica.

É importante frisar novamente que, mesmo conseguindo financiamento de vários órgãos que de alguma forma estão envolvidos com o tema, é necessário que o usuário final contribua com alguma parcela do investimento e se envolva na manutenção e sustentabilidade do projeto pois, em última instância, ele é o beneficiário final dos sistemas e conviverá com eles enquanto durarem.

Ajudando na instalação e/ou na compra do sistema, o usuário sente-se dono do mesmo, responsabilizando-se por ele e, muitas vezes, envolvendo-se com o projeto.

2.6. Resumo de Experiências de Eletrificação Rural Fotovoltaica

Pretendemos, nesta seção, apresentar, em linhas gerais, um pequeno resumo de significativas experiências com a eletrificação rural fotovoltaica ocorridas no Brasil e no México.

2.6.1. A Experiência Mexicana

O México, assim como o Brasil, possui uma grande diversidade sócio-cultural e climática ao longo de seu território. Existe uma alta taxa de eletrificação nas comunidades com mais de 1.000 pessoas, ao passo que nas pequenas comunidades (com população inferior a 500 pessoas) a taxa de eletrificação cai sensivelmente. Para iniciar o programa de eletrificação mexicano, o governo deu o primeiro passo ao estabelecer o compromisso de eletrificar todas as pequenas comunidades do país. Para atingir essa meta, disponibilizou cerca de 10 milhões de dólares a serem investidos em tecnologias de geração energética que possuíssem um caráter renovável. É importante ressaltar que o projeto teve, desde seu início, a meta de tornar sustentável o programa de eletrificação das pequenas comunidades.

Para a implementação do projeto foi necessário, em primeiro lugar, estabelecer critérios que determinassem quais as comunidades que poderiam fazer parte do programa. Os pré-requisitos necessários à comunidade para pleitear a entrada no programa seria possuir menos de 500 habitantes, ter um elevado grau de dispersão, estar distante da rede de distribuição de energia e fora das possibilidades, a curto e médio prazo, de entrarem nos planos de eletrificação rural convencional (extensão da rede). Além destes, existem critérios sociais, econômicos, políticos e, por último, porém de grande importância, a vontade da comunidade em contribuir tanto financeiramente como com trabalho no projeto e na instalação dos sistemas.

Para a implantação do programa, tomou-se o cuidado de garantir que a comunidade realmente desejasse ser eletrificada e que arcaria com suas responsabilidades. Assim, para fazer parte do programa, é necessário fazer uma solicitação pelos sistemas, através de requisição formal aos governos locais, comprometendo-se a dar manutenção aos sistemas e a contribuir com parte dos custos dos mesmos. Com isto, cada governo estatal possui um série de projetos que serão enviados ao governo federal para análise e aprovação.

Durante a implantação dos projetos, procurou-se garantir a participação dos usuários na compra, instalação e manutenção dos sistemas. Afim de fornecer dados sobre andamento do programa, o usuário compromete-se ainda a informar às entidades responsáveis sobre eventuais falhas nos sistemas.

A forma de financiamento criada para a implantação dos sistemas foi dividido da seguinte forma: 50% do investimento inicial ficam a cargo do governo federal, 30% são de responsabilidade do governo estatal e os 20% restantes ficam a cargo dos poderes locais. Comunidades e indivíduos devem contribuir, mesmo que seja em espécie.

A operação, manutenção, reparos e expansões futuras dos sistemas ficam dependentes da obtenção de financiamentos internos, na comunidade e governo local.

Atualmente, existe várias companhias que se desenvolveram localmente a fim de suprir as necessidades de manutenção e produção de elementos periféricos tais como luminárias e reatores eletrônicos.

A Comissão Federal de Eletricidade (CFE - Comisión Federal de Eletricidad), órgão regulador das questões elétricas no México, possui um papel importante na garantia de sustentabilidade do programa. Cabe à CFE a seguinte lista de atribuições:

- aprovar aspectos técnicos dos projetos,
- fazer o planejamento microrregional,
- acompanhar as instalações e avaliá-las quanto ao seu estado físico e operacional,
- monitorar o grau de satisfação do usuário e a sustentabilidade do programa na comunidade,
- assegurar a qualidade dos componentes e dos sistemas como um todo,
- gerenciar o desempenho e a eficiência das empresas que prestam serviços de instalação de sistemas,
- informar as agências governamentais sobre a eficácia dos programas,
- atualizar normas e especificações técnicas de componentes e sistemas a serem instalados nos projetos,
- prestar assistência técnica a outras agências, testar equipamentos
- promover a pesquisa e o desenvolvimento da tecnologia e capacitar pessoas a instalar e planejar sistemas.

Uma vantagem do programa de eletrificação rural fotovoltaica criado pelo México é o seu caráter nacional. Desde sua concepção até sua realização prática, incluindo a obtenção dos recursos financeiros necessários, foram realizados e concebidos internamente sem criar qualquer tipo de dependência de organismos externos.

Segundo técnicos que trabalham diretamente no programa mexicano de eletrificação, o maior problema enfrentado foi a interface tecnologia - usuário. Tais problemas não podem e não devem ser resolvidos unilateralmente. Portanto é necessária a busca de uma solução conjunta que integre todos os agentes envolvidos.

2.6.2. A Experiência do Brasil

Com exceção do PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios) que pode fazer uso da energia solar fotovoltaica em seus projetos, não existe atualmente no Brasil, nenhum projeto de eletrificação rural que pretenda, a nível nacional, utilizar como recurso energético apenas energéticos renováveis, particularmente a energia fotovoltaica. Não se realiza nenhuma experiência que procure resolver, a nível nacional, o problema da eletrificação do meio rural de forma sustentável, com o mínimo de interferência no meio ambiente.

Experiências isoladas acontecem de diferentes formas ao longo de quase todo o território nacional, distribuídas em vários estados da federação.

Algumas destas experiências são patrocinadas pelas empresas energéticas estaduais com a finalidade de honrar um compromisso de eletrificar o maior número possível de casas de seus respectivos estados. Podemos citar como exemplos o caso da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), COELCE (Companhia de Eletricidade do Estado do Ceará), CELPE (Companhia de Eletricidade do Estado de Pernambuco), COPEL (Companhia Paranaense de Eletricidade) e CESP (Companhia de Eletricidade do Estado de São Paulo) [Zilles *et al.*, 1996].

Estas são experiências isoladas, cada uma delas tem sua particularidade e pouca interação umas com as outras. Em muitos casos a empresa arca com os custos dos sistemas e cobra uma tarifa mínima do usuário com a finalidade de recuperar pelo menos parte do investimento. Em outros, consegue-se financiamento externo e os sistemas são doados aos usuários com a finalidade de divulgar a tecnologia, ampliar o seu mercado e promover o desenvolvimento regional. Também pode ocorrer uma interação direta entre agências financiadoras externas e instituições de pesquisa ou governos locais afim de desenvolver projetos de pesquisa, demonstração ou desenvolvimento [Zilles *et al.*, 1996].

Na maioria dos casos os financiamentos dos projetos são para a compra e instalação de *Kits* de eletrificação fotovoltaica, não havendo uma preocupação com a sustentabilidade do programa ou com a participação dos usuários no processo.

Em 1989, partindo da observação de que não seria possível atender a todo território brasileiro com sistemas convencionais, foi elaborado o PROSOLAR, um plano nacional que pretendia preparar o “sistema tecnológico” brasileiro para o desenvolvimento do mercado da energia solar, previsto em todas as projeções mundiais. Lamentavelmente, este plano, apesar de bem elaborado, não foi posto em prática.

Capítulo 3

“A RADIAÇÃO SOLAR - ESTIMATIVA”

Neste capítulo, apresentamos as características da radiação eletromagnética proveniente do Sol. A parte inicial é dedicada a uma breve descrição do Sol e de como ele produz sua energia radiante. Mostramos a seguir as principais características da radiação solar, relevantes para o estudo em questão. São apresentados os modelos que estimam a irradiação solar assim como as diferentes formas de medi-la.

No final do capítulo analisamos os dados disponíveis para a cidade de São Paulo e propomos uma correlação para estimar a irradiação difusa. Apresentamos também o processo de geração de seqüências de irradiação diária a partir de dados de irradiação diária média mensal. Como resultados destes estudos obtivemos as subrotinas para estimar a irradiação diária sobre uma superfície inclinada e para a geração de seqüências diárias dos índices de claridade atmosférica, k_t .

3.1. Introdução

Atualmente presenciamos um forte incremento na utilização da energia solar no Brasil e no mundo. Da mesma forma, aumentou a necessidade de se aproveitar, ao máximo possível e ao menor custo, o potencial deste recurso energético, tornando-o cada vez mais competitivo em um âmbito mais amplo de aplicações. Com isto, cresceu a complexidade e a importância do uso e do dimensionamento correto dos equipamentos e dos sistemas fotovoltaicos.

Harmonizar, da melhor forma possível, a oferta de energia radiante proveniente do Sol com a demanda de energia tornou o dimensionamento de sistemas solares uma tarefa fundamental e complexa. Com isto, é importante conhecer a disponibilidade deste energético da forma mais precisa possível.

Antes de estudar o aproveitamento desta fonte de energia, é interessante saber de onde vem e quais as suas características.

A quantidade e a distribuição da radiação, acopladas com as características de conversão dos dispositivos fotovoltaicos, determinam a quantidade e distribuição da energia transformada, disponível para a realização de trabalho.

O custo da energia produzida pelos geradores fotovoltaicos determina a viabilidade econômica e o potencial de inserção desta tecnologia em uma estrutura energética mais ampla. Assim, o conhecimento do fenômeno “radiação solar” e de suas potencialidades é necessário como primeiro passo no processo de decisão de implantar a tecnologia fotovoltaica em um âmbito energético mais amplo.

Nesta dissertação adotamos algumas definições para nos referirmos, na língua portuguesa, a conceitos particulares da área de energia solar que já são bem definidos na língua inglesa. Com isto pretende-se, além de normalizar a linguagem, sugerir uma nomenclatura que padronize para a língua portuguesa termos importantes da área da energia solar. Utilizaremos a palavra *radiação* para referirmo-nos genericamente ao fenômeno da energia eletromagnética que atinge a Terra, proveniente do Sol. Adotaremos o termo *irradiância* para denominar o fluxo de energia eletromagnética por unidade de superfície, ou seja, W/m^2 . Considerando a irradiância sobre uma superfície, ao longo de um determinado tempo (hora, dia, mês, ano) ou seja, integrando a irradiância no tempo, encontra-se o que chamaremos de *irradiação*, dada por Wh/m^2 .

3.2. O Sol

As estrelas emitem um espectro contínuo de radiação eletromagnética, através do qual são classificadas¹. Estes são próximos aos espectros emitidos por um corpo negro² a uma determinada temperatura. Partindo desta informação é possível estimar a temperatura superficial das estrelas.

O Sol é uma estrela de tamanho médio cuja distância em relação à Terra varia devido à excentricidade da órbita terrestre. Define-se uma grandeza denominada de *unidade astronômica*, $ua=1,496 \times 10^8$ km, como sendo a distância média entre a Terra e o Sol. Algumas propriedades básicas do Sol estão relacionadas na tabela 3.1, estas características são típicas e representativas da maioria das estrelas da Via Láctea³.

Com a análise do espectro solar, determina-se a temperatura superficial e sua composição química. Sabe-se portanto que sua temperatura superficial se aproxima à de um corpo negro em equilíbrio termodinâmico a aproximadamente 6.000 K. Este valor apresenta algumas variações dependendo dos ajustes e aproximações feitas.

O diâmetro solar é de 1.390.000 km, 108 vezes maior que o da Terra (12.756 km). Em relação ao volume, o Sol é 1.300.000 vezes mais volumoso que a Terra. A sua composição química básica é de 85% de hidrogênio, 14,8% de Hélio e 0,2% de outros elementos.

A fonte de energia das estrelas permaneceu como um enigma durante muito tempo. Embora várias hipóteses tenham sido formuladas, nenhuma conseguia explicar de forma satisfatória como elas eram capazes de liberar tanta energia durante tanto tempo. Hoje em dia é aceita a hipótese de que esta energia provém da fusão de núcleos atômicos. O processo mais freqüente é a transformação de quatro núcleos do isótopo mais comum de hidrogênio (H^1) em um núcleo do isótopo mais comum do hélio (He^4). Ocorre portanto a transformação de quatro prótons em uma partícula α , constituída por dois prótons e dois

¹ A classificação espectral das estrelas é feita a partir da análise do espectro por elas emitido. Utilizam-se como critério as suas respectivas temperaturas superficiais, tomadas em ordem decrescente.

² O corpo negro é definido como sendo um objeto que absorve toda a radiação que nele incide (coeficiente de absorção igual a 1 e refletividade igual a 0), a radiação absorvida é reemitida segundo uma distribuição espectral que é função de sua temperatura, dada pela função de distribuição de Plank.

³ O Sol, como a maioria das estrelas da Via Láctea, encontra-se na seqüência principal do diagrama de Hertzsprung-Russell; diagrama H-R, que relaciona a magnitude absoluta das estrelas com sua classe espectral. Observando a posição das estrelas no diagrama H-R pode-se ver, de forma esquemática, a seqüência evolutiva da vida das estrelas.

nêutrons. A massa da partícula α é menor que a dos quatro prótons e a energia correspondente a esta diferença de massa é dada pela equação: $\Delta E = \Delta m \cdot c^2$.

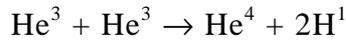
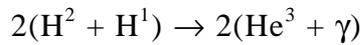
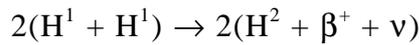
PROPRIEDADE	VALOR
Massa	$1,99 \times 10^{33}$ g
Temperatura efetiva	5770 K
Luminosidade	$3,82 \times 10^{33}$ erg/s
Raio	$6,96 \times 10^{10}$ cm
Tipo espectral	G2 V
Idade	$4,5 \times 10^9$ anos
Magnitude visual aparente ⁴	-26,74
Magnitude visual absoluta	+4,83
Magn. bolométrica aparente	-26,82
Magn. bolométrica absoluta	+4,76
Densidade central	160 g/cm^3
Densidade média	$1,41 \text{ g/cm}^3$
Temperatura central	$1,5 \times 10^7$ K

Tabela 3.1. Algumas características do Sol [Maciel, 1991].

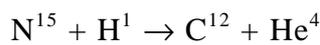
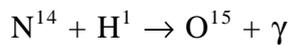
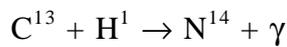
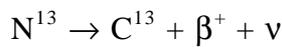
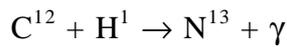
A fusão do hidrogênio pode se processar de duas formas: i) através da reação próton-próton (cadeia PP) e ii) pelo ciclo do carbono-nitrogênio (cadeia CN). As principais reações envolvidas neste processo são:

⁴ A magnitude “m” de uma estrela é assim definida: $m = \text{cte} - 2,5 \log F$, onde F é o fluxo de radiação incidente por unidade de área e tempo. É uma escala que quantifica a luminosidade da estrela: quanto maior a magnitude menor a luminosidade. A magnitude visual mede a luminosidade do astro no visível, enquanto que a bolométrica corresponde à integração em todo o espectro emitido. A magnitude aparente considera a luminosidade vinda do astro da forma que ela chega à Terra, enquanto que a absoluta corresponde à magnitude da estrela a uma distância fixa, preestabelecida.

Cadeia PP



Ciclo CN



Este processo é capaz de produzir quantidades significativas de energia, utilizando como combustível o hidrogênio, elemento mais abundante nas estrelas.

Admitindo que apenas 10% do hidrogênio localizado nas regiões mais centrais do Sol possa ser utilizado na geração de energia, resulta que a energia disponível é da ordem de 10^{51} erg. Como a luminosidade do Sol é de $3,9 \times 10^{33}$ erg/s, conclui-se que, neste ritmo e por este processo, o Sol poderá ainda gerar energia por aproximadamente 10^{10} anos [Maciel, 1991].

Embora a “queima” do hidrogênio possa ocorrer por muito tempo, um dia ele se esgota. Isto acontece mais rapidamente nas estrelas mais massivas pois consomem mais rapidamente seu combustível. Quando o hidrogênio do centro das estrelas é convertido em hélio, as reações nucleares cessam e a estrela começa a contrair-se, aumentando a pressão e a temperatura em seu interior. Ao atingirem valores de temperaturas e pressões altos o suficiente, ativa-se a fusão do hélio. Esta mudança de combustível para elementos cada vez mais pesados continua ocorrendo desde que a estrela seja massiva o suficiente⁵.

⁵ Devido à força gravitacional, quanto mais massiva for a estrela, maiores os valores de pressão e temperatura que o interior estelar atinge. Para que se inicie, no interior estelar, a fusão de elementos cada vez mais pesados é necessário

Quando o núcleo estelar estiver composto por Fe^{56} o processo se detém; reações de fusão envolvendo elementos mais pesados que este, são endo-energéticas, isto é, consomem energia ao invés de cedê-la.

O Sol fornece anualmente para a atmosfera terrestre cerca de $5,51 \times 10^{24}$ J, isto é $1,53 \times 10^{18}$ kWh por ano. Esta é uma quantidade significativa de energia. Para dar uma idéia da magnitude deste valor, toda a energia primária consumida no planeta, ao longo do ano de 1993 foi de 7,80 GTEP, ou seja, $9,06 \times 10^{14}$ kWh, cerca de 0,059% deste valor⁶.

Considerando a eficiência na transformação da energia primária, esta cifra reduz-se a $3,49 \times 10^{14}$ kWh. Para estimarmos a disponibilidade de radiação solar, pelo menos de forma aproximada, devemos considerar, nestes cálculos, a fração da energia total incidente na atmosfera que chega à superfície terrestre e que esteja disponível para o aproveitamento energético. Em outras palavras, uma boa parte da energia solar incidente na Terra é utilizada na manutenção dos processos naturais, ou seja, na promoção da vida na Terra. O diagrama da figura 3.1 ilustra a repartição do fluxo energético enviado pelo Sol [Cometta, 1978].

Apresentamos estes valores que, mesmo sendo aproximados, são úteis para dar uma visão geral da enorme quantidade de energia que o Sol envia anualmente a Terra.

Uma grande parte da energia solar incidente é armazenada na forma de calor na superfície da Terra. Cerca de 47% desta é absorvida pelos oceanos e continentes, 38% com os primeiros e 9% com os últimos.

dispor de quantidades cada vez maiores de energia. Tais quantidades são fornecidas pela energia térmica abundantemente disponível no núcleo das estrelas. Apenas as estrelas mais massivas conseguem energia suficiente para sintetizar elementos mais pesados.

⁶ Para este cálculo, consideramos como energia primária, o petróleo, o gás natural, o carvão, o combustível nuclear e a hidreletricidade. Consideramos também que com 1 TEP (tonelada equivalente de petróleo) uma termoeletrica convencional com cerca de 38,5% de rendimento na conversão, produz cerca de 4,48 MWh [Fórum Atômico Espanhol, 1995].

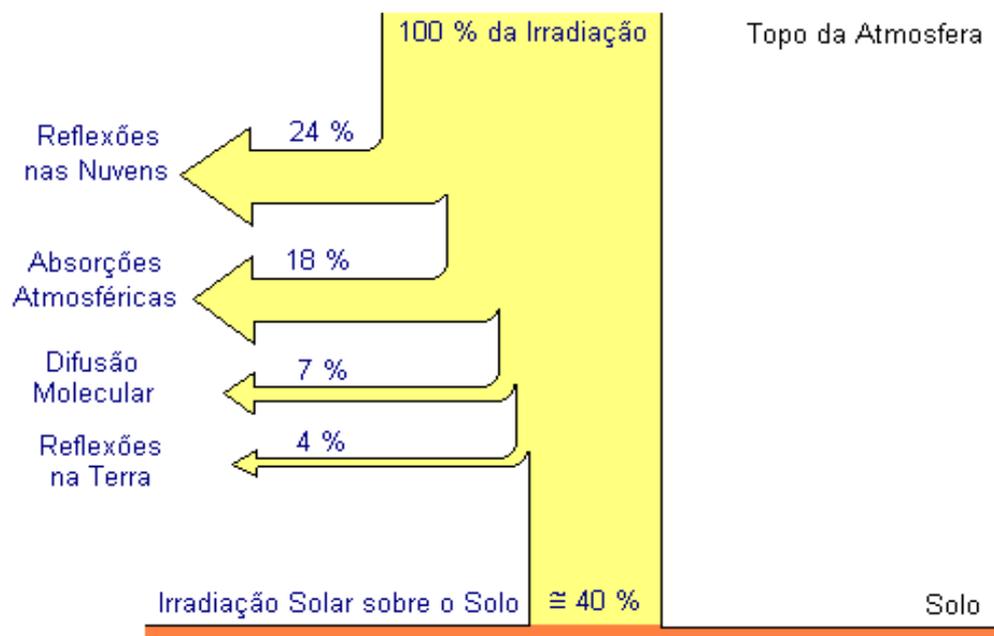


Figura 3.1. Fração da radiação solar que incide na superfície terrestre [Cometta,1978].

Sem entrar em maiores detalhes nestes cálculos, a título de ilustração, faremos aqui alguns cálculos. Consideremos que no Estado de São Paulo incide anualmente, em média, cerca de 1.570 kWh/m² na superfície horizontal ou cerca de 1.650 kWh/m² em planos inclinados de cerca de 30 graus [dados medidos pelo IAG, 1994/1995]. Se a área superficial do Estado tem aproximadamente 428.000 km², encontramos uma incidência anual de irradiação de 6,72×10¹⁴ kWh no plano horizontal ou 7,02×10¹⁴ kWh no plano inclinado. Conforme dados do balanço energético [Governo do Estado de São Paulo, 1995], o consumo anual de energia primária no Estado de São Paulo foi de 6,05×10¹¹ kWh, cerca de 0,09% da energia incidente no plano horizontal ou 0,08% se supondo uma inclinação para a superfície receptora. Estas cifras tornam-se ainda mais impressionantes se considerarmos que São Paulo não é um estado de dimensões grandes e seu consumo energético é extremamente alto quando comparado com os consumos de outros estados.

Outra consideração interessante de ser feita, é a comparação entre a energia solar disponível e a área utilizada por uma usina hidrelétrica para gerar eletricidade. No caso de Itaipu, considerada uma usina hidrelétrica “eficiente”, em uma área alagada de $1,46 \times 10^9 \text{ m}^2$ [Eletrobrás, 1994], foi instalada uma potência de 12,6 GW, que gerou cerca de 57,4 TWh de eletricidade no ano de 1993. Nesta mesma área, incide $2,4 \times 10^3$ TWh de energia solar radiante. Assumindo que a eficiência de conversão dos sistemas fotovoltaicos seja de 10%, encontramos que a energia elétrica fotogerada por esta mesma área é de 240 TWh, aproximadamente 4 vezes maior que a energia gerada por toda a Itaipu.

Agora, considerando uma usina menos “eficiente”, como a de Balbina, para uma potência instalada de 250 MW foi inundada uma área de $2,36 \times 10^9 \text{ m}^2$, gerando ao longo do ano de 1993 aproximadamente 2,2 TWh. Fazendo os mesmos cálculos feitos no caso anterior, encontramos que, nesta mesma área, incidem cerca de $3,89 \times 10^{12}$ kWh. Da mesma forma, com uma eficiência de conversão de 10%, a eletricidade gerada com a energia solar é de 380 TWh, cerca de 172 vezes maior que a energia elétrica gerada por Balbina.

Existem ainda, diferenças significativas entre as formas convencionais e a fotovoltaica de gerar eletricidade. Para a geração termelétrica, utiliza-se algum tipo de combustível fóssil ou nuclear que, no caso da não existência de reservas naturais próprias, causa dependência das externas, sujeitas a variações na política e economia externas. Além disso, é necessário considerar que este é um processo poluidor do meio ambiente e que as reservas dos combustíveis são finitas, aumentando os custos de extração e exploração a medida em que as reservas diminuem.

No caso da geração da hidreletricidade, é necessário o alagamento de áreas com grandes proporções. Por serem próximas de rios, essas áreas geralmente são valorizadas, produtivas e, em muitos casos, habitadas. Estes reservatórios causam ainda impactos ambientais de grandes proporções que, via de regra, não são considerados de forma apropriada nos custos da usina ou da energia gerada. Para a construção da obra civil, é necessário um imenso volume de capital, nem sempre disponível. A distância entre geração e o consumo estabelece a necessidade da construção de linhas de transmissão implicando mais custos, perdas e possíveis danos ao meio ambiente.

A energia elétrica fotogerada é renovável, não polui o meio ambiente e pode ser gerada próxima ao centro consumidor evitando as perdas por transmissão. A tecnologia fotovoltaica, devido à sua característica modular, pode gerar a eletricidade de forma descentralizada, diminuindo eventuais impactos ambientais devido à presença dos módulos. Esta característica permite que os custos de instalação sejam menores e que a capacidade instalada aumente conforme aumente a demanda. Cabe acrescentar que, no caso de alguns países, particularmente a França (geração termelétrica na base da matriz energética), para garantir a qualidade e o abastecimento de energia, aconselha-se que a contribuição fotovoltaica na matriz energética não ultrapasse demasiadamente o valor de aproximadamente 10%, valor que varia segundo as características da matriz energética e da carga de cada região. Isto por causa do caráter aleatório da disponibilidade solar e dos períodos noturnos. Não é o objetivo deste trabalho defender ou não a cobertura de grandes áreas com módulos fotovoltaicos. Os cálculos aqui desenvolvidos têm como objetivo fornecer uma idéia aproximada da magnitude da energia enviada pelo o Sol à Terra.

3.3. Características da Radiação Solar

A radiação emitida pelo Sol pode ser aproximadamente representada pela função de distribuição de Planck, dada pela expressão 3.1. Esta função fornece a quantidade de radiação que um corpo negro, a temperatura T , emite em cada comprimento de onda λ .

$$B_{\lambda}(T) = \frac{a}{\lambda^5 (e^{\frac{b}{\lambda T}} - 1)} \quad (3.1)$$

onde $B_{\lambda}(T)$ é a emissividade espectral de um corpo negro à temperatura T . As constantes a e b podem ser determinadas através das expressões 3.2a e 3.2b:

$$a = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot c^2 \quad (3.2a)$$

$$b = \frac{h \cdot c}{k} \quad (3.2b)$$

onde h é a constante de Planck, $h = 6,63 \times 10^{-27}$ erg.s; “ c ” é a velocidade da luz; $c = 300.000$ km/s e k é a constante de Boltzmann; $k = 1,38 \times 10^{-16}$ ergs/K.

A massa de ar, AM, é definida como sendo o caminho percorrido pela radiação solar desde sua incidência na atmosfera até atingir a superfície terrestre (ver figura 3.2). Matematicamente, a massa de ar é definida da seguinte forma: $AM = 1/\cos q$, onde q é a distância angular entre o feixe solar e a vertical no local de incidência. Quando o Sol está no zênite do local, o caminho óptico percorrido pela radiação dentro da atmosfera terrestre é igual a 1, ou seja AM 1,0. AM igual a 1,0 não é sinônimo de meio dia terrestre, pois o Sol, ao meio dia, não está necessariamente no zênite local. A medida que cresce o ângulo entre o feixe solar e a vertical local (ângulo zenital - q_z), aumenta a massa de ar. Isto ocorre aproximadamente com a secante de θ_z , deste modo, ao atingir aproximadamente 48° , a massa de ar é de 1,5 e com $q_z = 60^\circ$ a massa de ar chega a 2,0, figura 3.2.

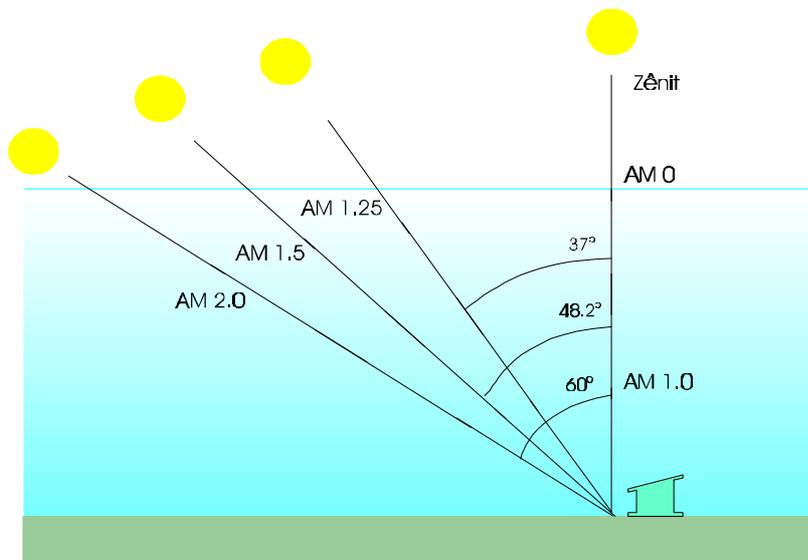


Figura 3.2. Massa de ar que um feixe de radiação atravessa ao incidir na superfície terrestre com um ângulo q_z .

A distribuição espectral da radiação solar extraterrestre possui um formato somente aproximado ao de um corpo negro. Isto decorre do fato de o Sol não estar em estado de equilíbrio, nem radiativo, nem termodinâmico. Ao entrar na atmosfera terrestre, a radiação solar, e seu espectro, sofrem algumas modificações devido a espalhamentos sucessivos por material particulado em suspensão e absorções em

determinados comprimentos de onda específicos por elementos presentes na atmosfera, tais como O_3 , H_2O , O_2 e CO_2 . Essas atenuações sofridas dependem da massa de ar que a radiação atravessa. A figura 3.3 mostra comparativamente, os espectros de emissão de um corpo negro a 6.000 K, solar extraterrestre, AM 0, e na superfície terrestre, com AM 1.5.

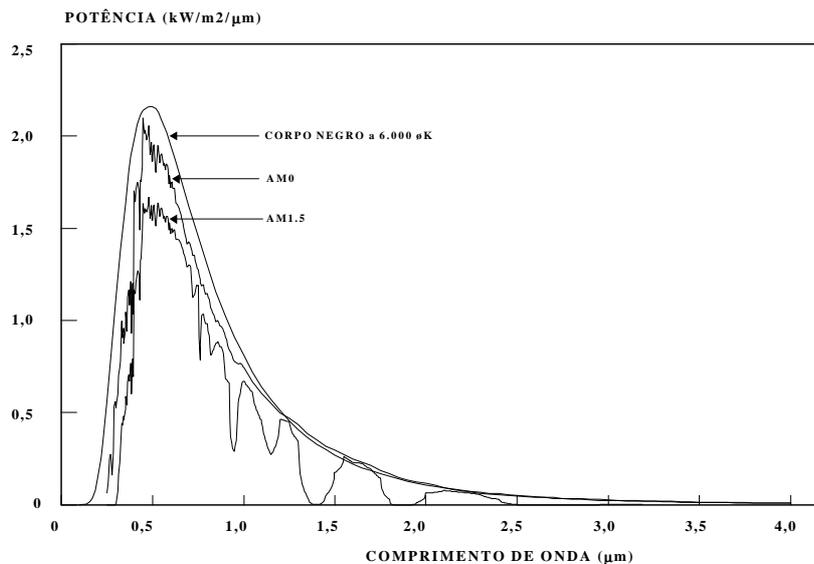


Figura 3.3. Comparação entre o espectro solar fora da atmosfera, AM 0 e na superfície terrestre AM 1.5 com o espectro de emissão de um corpo negro a 6.000 K [Lorenzo, 1994].

A radiação emitida pelo Sol cobre comprimentos de onda, desde 100 nm (0,1 μm) até cerca de 8.000 nm (8 μm) sendo que seu comprimento de onda característico (comprimento de onda de maior intensidade emissiva) é de 550 nm (0,55 μm) correspondente à cor verde.

Pode-se considerar que a radiação eletromagnética é constituída por pacotes de energia denominados fótons. A energia associada a cada fóton pode ser relacionada com a frequência, ν ou com o comprimento de onda da radiação, λ através da seguinte expressão:

$$E(\text{fóton}) = h\nu = h \frac{c}{\lambda} \quad (3.3)$$

Podemos então, caracterizar o espectro solar pelas energias de seus fótons. Os fótons mais energéticos do espectro solar possuem cerca de 12,4 eV (0,1 μm), enquanto que o pico de emissão está nos fótons com energia de 2,48 eV (0,5 μm).

As células fotovoltaicas de Si, absorvem fótons com energia igual ou superior a 1,127 eV, correspondendo a comprimentos de onda de até 1,1 μm . Portanto, fótons com comprimento de onda superiores a este valor não são capazes de gerar eletricidade, apenas aquecem as células. Comparando com a distribuição espectral da radiação solar, figura 3.3, verifica-se que só por este motivo as células solares mais comuns não são capazes de absorver cerca de 30% da energia solar que incide sobre elas.

O Sol emite a radiação eletromagnética em todas as direções, isotropicamente. Isto faz com que a intensidade da radiação solar diminua quadraticamente com o aumento da distância Terra-Sol. Devido à excentricidade da órbita terrestre, a distância Terra-Sol varia cerca de 1,7%.

A *constante solar* é definida como sendo o fluxo radiante que incide em uma superfície unitária, perpendicularmente ao feixe da radiação solar, a uma distância média entre a Terra e o Sol, uma *ua*. Sua determinação foi alvo de inúmeras discussões, sendo reavaliada cada vez que uma nova técnica de determinação era encontrada. Até recentemente, as estimativas da constante solar eram feitas a partir da superfície terrestre, depois de a radiação atravessar a atmosfera e ser absorvida ou espalhada por seus componentes.

Numerosas revisões dos dados e novas técnicas para as medições, como a utilização de balões e satélites, fizeram com que o valor da constante fosse sendo atualizado até chegar ao valor adotado neste trabalho:

$$G_{sc} = 1.367 \text{ W/m}^2 \quad [\text{Lorenzo, 1994}]$$

Para maiores detalhes sobre a determinação de G_{sc} , ver, [Johnson, 1954], [Thekaekara, 1976], [Thekaekara & Drumond, 1971], [NASA, 1971], [Frohlich, 1977] e [Duncan, 1982].

A radiação solar, ao atingir a interface entre dois meios com índices de refração distintos, os quais neste caso são o espaço interestrelar e a atmosfera terrestre, sofre modificações em sua trajetória, modificações estas que podem ser determinadas a partir das leis de Snell.

Ao atravessar a atmosfera, a composição espectral da radiação varia de acordo com as características da atmosfera local. Portanto, a radiação que chega na superfície terrestre e conseqüentemente a energia disponível, varia segundo a posição no globo que a radiação incide e as características geográficas e meteorológicas locais. Esta última é aleatória, imprevisível. Para contornar este problema utiliza-se modelos teórico - estatísticos que estimam a interferência da atmosfera na irradiação disponível a partir de longas séries históricas de medidas.

Uma fração da radiação solar que atinge a atmosfera é refletida de volta ao espaço interestelar. Uma parte da radiação que entra na atmosfera é absorvida pelos elementos que a constituem, outra é espalhada pelo material particulado em suspensão (radiação difusa). A fração da radiação que não foi refletida, absorvida ou espalhada pela atmosfera, atinge o solo terrestre (radiação direta), podendo ser absorvida ou refletida (albedo).

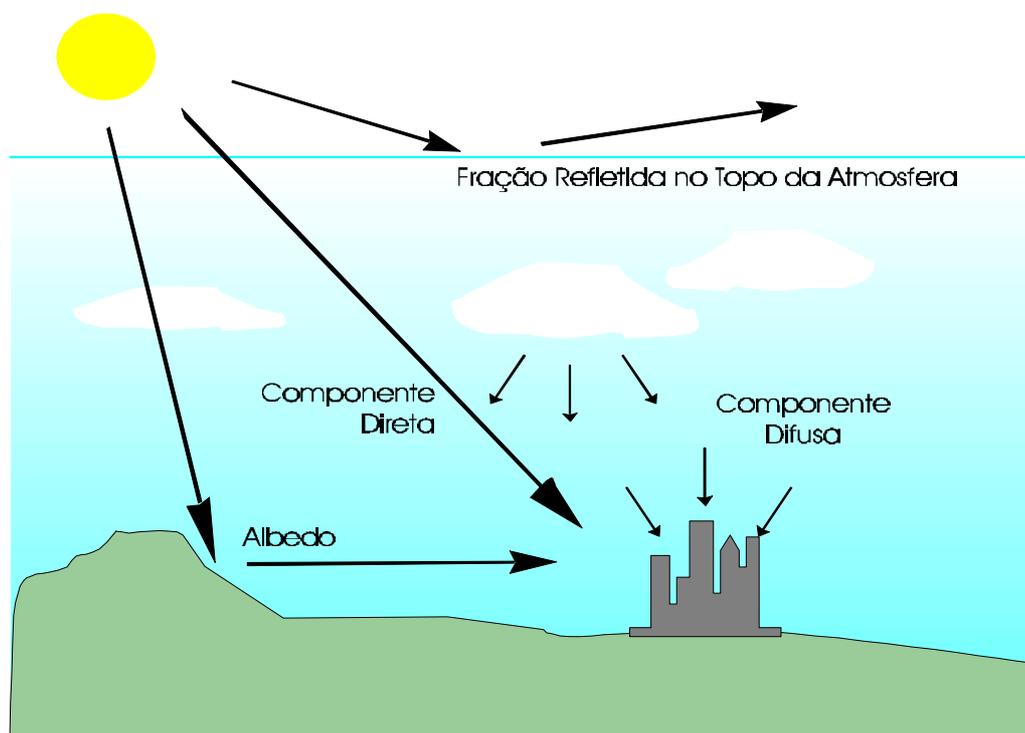


Figura 3.4. Componentes da radiação solar incidente na superfície terrestre.

3.4. Geometria Sol-Terra

A Terra realiza um *movimento de translação* sobre uma órbita pouco excêntrica em torno do Sol em um período denominado de ano. Ao mesmo tempo, realiza um *movimento de rotação* em torno de si mesma, de forma a completar uma volta em um período definido de dia. Ao realizar o movimento de translação determina-se um plano denominado de *plano da eclíptica*. O eixo em torno do qual é realizado o movimento de rotação possui uma inclinação fixa no espaço que forma um ângulo de $23,45^\circ$ em relação à perpendicular ao plano da eclíptica, ver figura 3.5a.

O ângulo compreendido pelo plano determinado pelo equador terrestre e o plano da eclíptica, denominado de *declinação*, d , variando constantemente ao longo do ano, entre os valores $-23.45^\circ < d < +23.45^\circ$, figura 3.5b. Seu valor pode ser determinado através da equação 3.4.

$$d(^{\circ}) = 23,45 \times \text{sen}\left(\frac{360 \cdot (284 + d_n)}{365}\right) \quad (3.4)$$

onde d_n é o dia Juliano⁷ do ano, $1 < d_n < 365$.

A declinação é um ângulo que, na prática, varia constantemente mas, para efeito dos cálculos efetuados, pode ser considerada constante ao longo de cada dia do ano. Esta aproximação não é grosseira, visto que a variação angular em um período de 24 horas não passa de $0,5^\circ$.

⁷ Dia Juliano é o dia do ano contado a partir de primeiro de janeiro, dia juliano número 1, até o dia trinta e um de dezembro, dia juliano número 365.

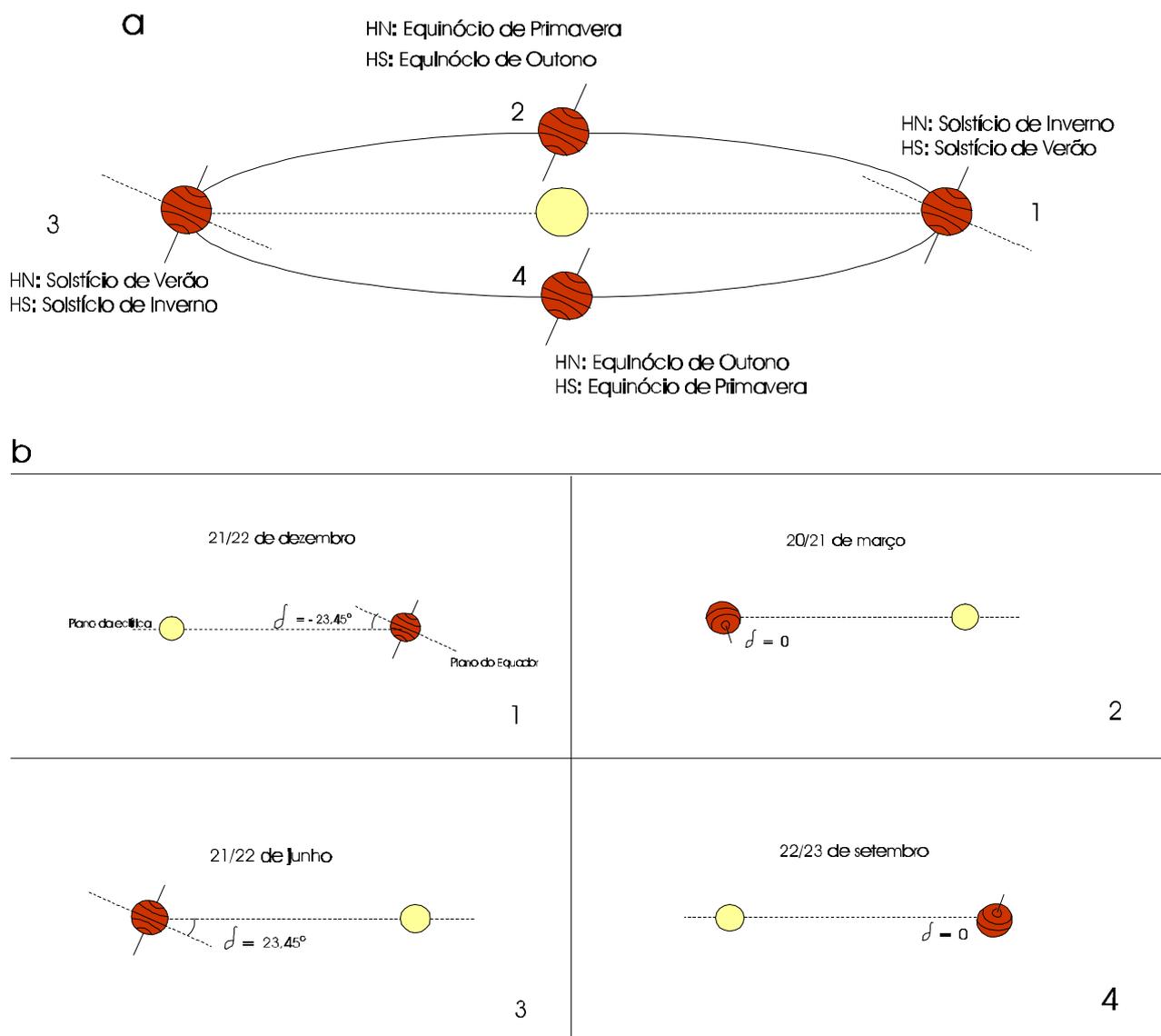


Figura 3.5. a) visualização da declinação no sistema orbital Terra-Sol; b) apresentação esquemática da variação da declinação em cada época do ano.

3.5. A Radiação Solar Sobre a Superfície Terrestre

A radiação solar que incide na superfície terrestre possui uma natureza intrinsecamente variável no tempo. Além das flutuações devido à atividade solar, que não são muito expressivas, existem as variações ocorridas devido ao ciclo diário dos dias e das noites. Ocorrem também variações devido ao ciclo anual das estações, variações sazonais. Por último, existem alterações na radiação incidente, devido ao carácter aleatório do estado da atmosfera, pois a nebulosidade, o material particulado e a poluição não são variáveis facilmente previsíveis.

As flutuações ocorridas devido aos dias e noites ou à sazonalidade são, de certa forma, equacionáveis. Mas as variações na intensidade da radiação incidente na superfície terrestre ocorridas devido ao estado intrinsecamente aleatório da atmosfera só podem ser tratadas estatisticamente. Como, na realidade, não é possível fazer medições durante longo período de tempo em todas as localidades onde serão instalados sistemas fotovoltaicos, vários modelos matemáticos têm sido desenvolvidos no intuito de, com os dados disponíveis, determinar a disponibilidade de energia radiante solar em qualquer localidade que se queira.

A despeito da gama de modelos existentes hoje em dia, escolhemos modelos que reúnem simplicidade e precisão suficientes para satisfazer as necessidades da aplicação a que este trabalho se propõe a estudar.

Uma discussão mais detalhada sobre as características da radiação solar, seu comportamento, geometria envolvida e tratamento estatístico dos dados disponíveis pode ser encontrada em [Duffie & Beckman, 1991] e [Iqbal, 1983].

3.5.1. A Radiação Extraterrestre

As variações na radiação total emitida pelo Sol são inferiores a 1,5%. Pode-se dizer, com razoável precisão, que a radiação incidente no topo da atmosfera depende apenas da distância entre o Sol e a Terra, que pode ser aproximada por:

$$R = R_0 \left[1 - 0,0167 \cos \left(\frac{360d_n}{365} \right) \right] \quad (3.5)$$

onde $R_0 = 1,495 \times 10^8$ km e d_n o dia juliano.

Define-se como irradiância extraterrestre média diária, $G_{o,d}$, como sendo o fluxo de radiação incidente em uma superfície unitária, disposta perpendicularmente ao feixe, localizada no topo da atmosfera terrestre à distância de 1 *u.a.* do Sol, em um determinado dia. Para estabelecer o seu valor, utiliza-se a “constante solar”, G_{sc} , e o dia do ano. Sabe-se ainda que a irradiância sobre uma superfície normal à direção

dos raios solares varia inversamente com o quadrado da distância entre a superfície e o Sol. Para um dia qualquer do ano, d_n , a irradiância fora da atmosfera pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$G_{0,d_n} = G_{sc} \left[1 + 0,0167 \cos \left(\frac{360d_n}{365} \right) \right]^2 \times \cos \mathbf{q}_z \quad (3.6)$$

ao desprezar os termos de segunda ordem encontramos:

$$G_{0,d_n} = G_{sc} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360d_n}{365} \right) \right] \times (\cos \mathbf{f} \cos \mathbf{d} \cos w + \sin \mathbf{f} \sin \mathbf{d}) \quad (3.7)$$

onde G_{0,d_n} é a irradiação no plano horizontal incidente no dia d_n no topo da atmosfera, G_{sc} é a constante solar e \mathbf{q}_z o ângulo zenital, definido mais adiante.

3.5.2. Absorção e Dispersão da Radiação Solar

A radiação proveniente do Sol, ao atravessar a atmosfera, é submetida à ação de seus componentes. A radiação solar, em decorrência da interferência da atmosfera, em parte é absorvida (ação do ozônio, oxigênio, vapor d'água e etc) e em parte a dispersa (através da ação de moléculas dos elementos químicos presentes, gotas de água, poeira em suspensão etc). Com isto, a radiação global que atinge um plano localizado na superfície terrestre pode ser decomposta em basicamente duas componentes e numa terceira, em geral, de menor expressividade, 1) a *componente direta* e 2) a *componente difusa*. A primeira é constituída pelo feixe que sai do Sol e atinge diretamente a superfície terrestre. A segunda é a radiação proveniente de todo o céu, com exceção do disco solar. Esta radiação, espalhada por todo o céu, é constituída pela radiação solar que é dispersada pelos elementos da atmosfera. A terceira é constituída pela parcela de radiação que é refletida ao atingir o solo, denominada de *radiação de albedo*. Esta componente em geral não é significativa nas aplicações de interesse deste trabalho, mas em aplicações onde o ângulo de inclinação dos módulos aproxima-se de 90° como nas barreiras de som em rodovias, fachadas de edifício pode representar uma parcela significativa da irradiação incidente. Da mesma forma, regiões de latitudes expressivas, onde há neve em abundância, os índices de

refletividade variam entre 0,70 e 0,80, podendo chegar a 0,98, fazendo com que o albedo torne-se relevante (solos em geral apresentam uma refletividade entre 0,20 e 0,25, podendo chegar a 0,35 para o concreto descolorido). Em ambos os casos de aplicações, a contribuição do albedo é mais significativa nos sistemas que utilizam silício amorfo, isto devido ao conteúdo espectral da radiação refletida pela neve [Rüther R. & Kleiss G., 1996]. A Figura 3.4 mostra, de forma esquemática, a decomposição da radiação solar pela atmosfera terrestre.

3.5.3. Direção da Radiação Direta

A posição relativa entre um plano qualquer situado na superfície da Terra e o Sol é determinada em função de uma série de ângulos.

A *latitude*, f , é a distância angular medida sobre a superfície da Terra a partir do equador até o ponto em questão. É considerada positiva no hemisfério norte e negativa no hemisfério sul. $-90^\circ < f < +90^\circ$.

A *declinação*, d , é a posição angular do Sol, ao meio dia, em relação ao plano do equador. Quando o Sol está ao norte do equador, a declinação é positiva, caso contrário, negativa. $-23,45^\circ < d < +23,45^\circ$.

A *inclinação*, b , de uma superfície é o ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal do local. $0 < b < 180^\circ$.

O *ângulo azimutal*, g , é a distância angular entre a projeção da normal ao plano na horizontal e o meridiano local. g é igual a zero quando a superfície está voltada para o sul, negativa para leste e positiva para oeste. $-180^\circ < g < +180^\circ$.

O *ângulo de incidência*, q , é o ângulo entre o feixe da radiação direta que incide no plano e a reta normal ao mesmo.

O *ângulo zenital*, q_z , é o ângulo entre o feixe de radiação e a vertical do local. q_z coincide com q quando o plano está na horizontal.

O *ângulo horário*, w , é a distância angular entre o feixe solar e o meridiano local. w é considerado negativo no período da manhã (Sol antes do meridiano local), e positivo no período da tarde. Cada hora do dia corresponde a uma variação de 15° em w .

A *altura solar*, h , é o ângulo entre a radiação direta e o plano horizontal. É numericamente igual a $90 - q_z$.

Para determinar o ângulo de incidência da radiação direta em uma superfície qualquer, q , pode-se utilizar a expressão 3.8.

$$\begin{aligned} \cos q = & \text{sen}d \text{sen}f \cos b - \text{sen}d \cos f \text{sen}b \cos g + \cos d \cos f \cos b \cos w \\ & + \cos d \text{sen}f \text{sen}b \cos g \cos w + \cos d \cos b \text{sen}g \text{sen}w \end{aligned} \quad (3.8)$$

Para calcular q_z , basta fazer a inclinação b do plano igual a zero, neste caso, $q = q_z$. Assim, chegamos à seguinte expressão:

$$\cos q_z = \cos d \cos f \cos w + \text{sen}d \text{sen}f \quad (3.9)$$

Em alguns casos, é importante conhecer o ângulo horário do pôr ou nascer do Sol, w_s . Para tal, utiliza-se a seguinte expressão para, no caso o nascer do Sol:

$$w_s = -\arccos(-tg d tg f) \quad (3.10)$$

O ângulo horário de saída do Sol sobre uma superfície com inclinação de β graus com a horizontal, $w_{s,b}$, pode ser encontrada através da seguinte expressão:

$$w_{s,b} = -\arccos(-tg d tg (f - b)) \quad (3.11)$$

O número de horas que o Sol ficará acima do horizonte da superfície em questão, N , ou seja, o comprimento em horas do dia é dado pela seguinte fórmula:

$$N = \frac{2}{15} \arccos(\mathbf{w}_s) \quad (3.12)$$

3.6. Tratamento Estatístico da Radiação

Na seção anterior foi apresentado como se determina o valor da irradiação que chega no topo da atmosfera e de que modo ela se decompõe em radiação direta e difusa.

A atenuação e dispersão atmosféricas dependem de parâmetros aleatórios justificando a utilização de procedimentos estatísticos para sua caracterização.

O objetivo desta seção é estudar o comportamento da incidência da radiação solar na superfície terrestre sobre o ponto de vista estatístico e estabelecer as bases para determinar o valor médio e a função de distribuição da irradiação solar incidente sobre uma superfície inclinada, para qualquer mês do ano.

3.6.1. *Os modelos de Liu-Jordan; Collares-Pereira-Rabl e Erbs, Klein e Duffie.*

O primeiro modelo que apresentamos foi inicialmente proposto por Liu e Jordan [Liu & Jordan, 1960], [Liu & Jordan, 1962]. Posteriormente, foi corrigido em sua quantificação por Collares-Pereira e Rabl [Collares-Pereira & Rabl, 1979] ao encontrar experimentalmente algumas divergências devido à calibração dos instrumentos.

O modelo estabelece correlações que permitem deduzir magnitudes tais como as componentes direta e difusa da radiação. Além disso, possibilita determinar a função de distribuição do índice de claridade, k_t .

As correlações propostas estão baseadas em medidas simultâneas da radiação global, direta e difusa, de alguns observatórios norte americanos.

Em primeiro lugar, calcula-se a irradiância extraterrestre horizontal diária através da integração da equação (3.7)

A irradiância horizontal incidente no topo da atmosfera é integrada, multiplicada pelo cosseno do ângulo zenital, desde o nascer até o pôr do Sol.

$$H_0 = 2 \cdot \int_0^{\frac{24}{p} w_s} G_{0,dn} \cos q_z dt \quad (3.13)$$

Dado t (horas) = $(12/\pi)w$ (radianos) e a partir da expressão para o cálculo do cosseno de q_z , (3.9), chega-se ao seguinte resultado para a integral 3.13.

$$H_0 = \frac{24 \times 3600 G_{sc}}{p} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 d_n}{365} \right) \right] \times \left[\cos f \cos d \sin w_s + \frac{2pw_s}{360} \sin f \sin d \right] \quad (3.14)$$

que determina a quantidade de energia incidente em uma superfície unitária horizontal situada no topo da atmosfera. A expressão 3.14 fornece o resultado em MJ/m² caso G_{sc} seja dado em W/m². Caso seja necessário obter o resultado em kWh/m², basta dividir o resultado obtido (em MJ/m²) por 3,6.

Através de medidas experimentais, feitas por instrumentos apropriados, descritos no item 3.7, obtém-se dados da irradiação diária média que incide no plano horizontal na superfície terrestre, $H(0)$. O índice de claridade atmosférica, k_t é definido como sendo a relação entre a irradiação incidente na superfície terrestre, $H(0)$, e a irradiação no topo da atmosfera, H_0 , equação 3.14. Podemos assim, quantificar a interferência que a radiação solar sofre ao passar pela atmosfera. Matematicamente, k_t é definido pela seguinte expressão:

$$k_t = \frac{H(0)}{H_0} \quad (3.15)$$

A irradiação difusa presente no céu local, pode ser obtida a partir do estabelecimento do *fator de irradiação difusa* ou *proporção de difusa*, k_d , mediante a expressão:

$$H_d(0) = k_d \cdot H(0) \quad (3.16)$$

Collares-Pereira e Rabl [Collares-Pereira & Rabl, 1979] propuseram uma relação algébrica, equação 3.17, entre as médias diárias de k_d e k_t , desenvolvida a partir da análise de séries de dados experimentais.

Esta relação, mostrada graficamente na figura 3.6, corresponde a uma das expressões que correlacionam k_d com k_t , na tentativa de estimar a contribuição da componente difusa na radiação global incidente.

$$\text{para } k_t \leq 0,17 \quad (3.17)$$

$$\frac{H_d}{H} = 0,99$$

$$\text{para } 0,17 < k_t \leq 0,75$$

$$\frac{H_d}{H} = 1,188 - 2,272 \cdot k_t + 9,473 \cdot k_t^2 - 21,865 \cdot k_t^3 + 14,648 \cdot k_t^4$$

$$\text{para } 0,75 < k_t < 0,8$$

$$\frac{H_d}{H} = -0,54 \cdot k_t + 0,632$$

$$\text{para } k_t \geq 0,80$$

$$\frac{H_d}{H} = 0,2$$

Uma outra tentativa de modelar a relação entre a claridade atmosférica e a contribuição de difusa, ou seja, determinar a expressão que correlaciona k_d com k_t , foi proposta por Erbs, Klein e Duffie [Erbs et al., 1982]. Neste modelo, foram introduzidas algumas modificações que consideram a interferência do efeito sazonal anual. As expressões encontradas, equações 3.18 e 3.19, neste modelo estão apresentadas a seguir:

para $\omega_s \leq 81,4^\circ$ (3.18)

para $k_t < 0,715$

$$k_d = 1,0000 + 0,2727k_t + 2,4495k_t^2 - 11,9514k_t^3 + 9,3879k_t^4$$

para $k_t \geq 0,715$

$$k_d = 0,143$$

para $\omega_s > 81,4^\circ$ (3.19)

para $k_t < 0,722$

$$k_d = 1,0000 + 0,2832k_t - 2,5557k_t^2 + 0,8448k_t^3$$

para $k_t \geq 0,722$

$$k_d = 0,175$$

k_d pode ser obtido também, aproximadamente, a partir de k_t através da figura 3.6 [Collares-Pereira & Rabl, 1979] e [Erbs et al., 1982], determinada a partir das expressões algébricas obtidas pelas expressões 3.17, 3.18 e 3.19 dos modelos apresentados.

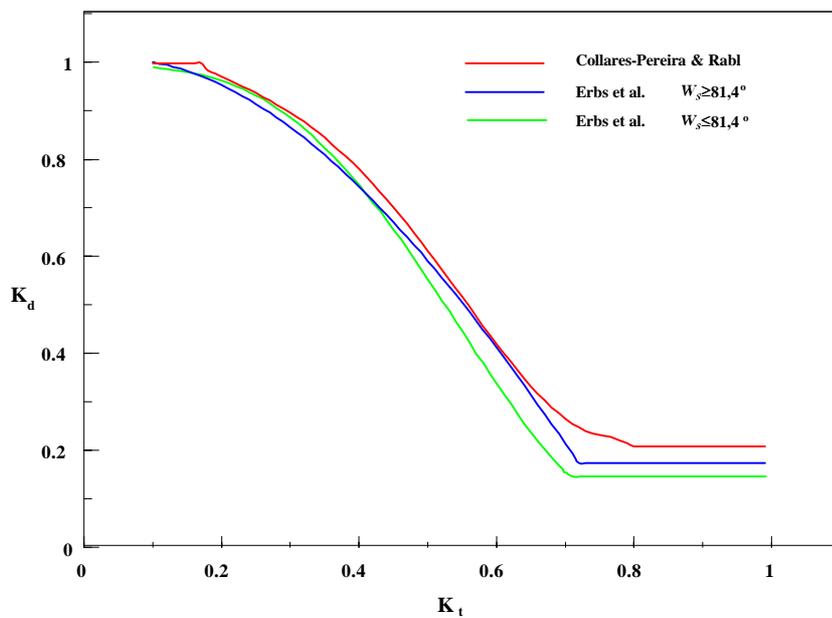


Figura 3.6. Representação gráfica da variação dos valores diários de k_d em função de k_t , segundo os modelos propostos por Collares-Pereira e Rabl e Erbs, Klein e Duffie.

Estes modelos foram comparados na sessão 3.9, com os dados experimentais medidos para a cidade de São Paulo pelo Instituto Astronômico e Geofísico, a fim de verificar a proximidade entre os dados experimentais e o modelo teórico.

Correlações similares são obtidas para as médias mensais dos valores diários das componentes. As expressões 3.20 e 3.21 são as expressões algébricas obtidas por Collares Pereira e Rabl e por Erbs, respectivamente [Collares-Pereira & Rabl, 1979] e [Erbs et al., 1982]. A figura 3.7 apresenta, graficamente, as médias mensais da proporção de radiação difusa, $K_d = H_d/H$ em função do índice de claridade atmosférico médio mensal e do ângulo de saída do Sol, w_s . As curvas foram construídas a partir das equações 3.20 no caso do modelo de Collares-Pereira e Rabl e 3.21 para o caso do modelo de Erbs. As curvas dos modelos estão construídas para dois valores típicos de w_s ; um considera o período de inverno, $w_s < 90^\circ$ e outro, o período de verão, $w_s > 90^\circ$.

Caso seja necessário caracterizar cada mês com um valor específico, pode-se determinar o valor médio da grandeza para um determinado mês, ou utilizar, para o cálculo, o valor no dia médio do mês. As equações 3.20 representam as expressões obtidas por Collares-Pereira e Rabl para os casos em que w_s seja fornecido em graus, 3.20a ou quando w_s é dado em radianos, 3.20b.

Neste trabalho, utilizamos letras minúsculas para representar valores diários e letras maiúsculas para o caso dos valores médios mensais.

As expressões 3.20a e 3.20b determinam as médias mensais de K_d , segundo o modelo de Collares-Pereira e Rabl.

$$K_d = 0,775 + 0,00606 \cdot (w_s - 90^\circ) - [0,505 + 0,00455 \cdot (w_s - 90^\circ)] \times \cos[114,6(K_t - 0,9)] \quad (3.20a)$$

$$K_d = 0,775 + 0,347 \cdot (w_s - \frac{\pi}{2}) - [0,505 + 0,261 \cdot (w_s - \frac{\pi}{2})] \times \cos[2 \cdot (K_t - 0,9)] \quad (3.20b)$$

Para o caso do modelo de Erbs *et al.*, as expressões para o cálculo das médias mensais de K_d são dadas por:

$$p/ w_s < 81,4^\circ \quad (3.21a)$$

$$K_d = 1,391 - 3,560K_t + 4,189K_t^2 - 2,137K_t^3$$

$$p/ w_s \geq 81,4^\circ \quad (3.21b)$$

$$K_d = 1,311 - 3,022K_t + 3,427K_t^2 - 1,821K_t^3$$

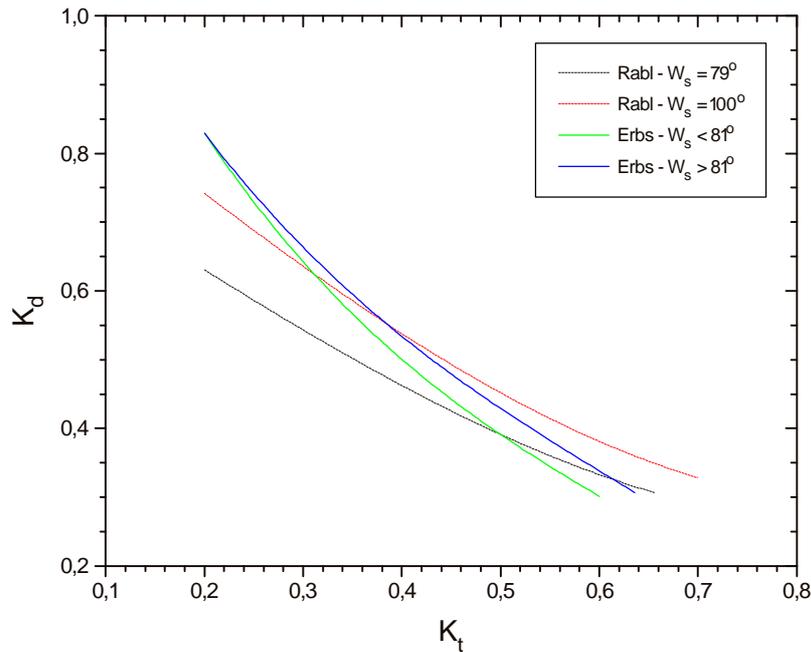


Figura 3.7. Relação entre K_d e K_t médios mensais para os dois modelos considerados.

Os dados experimentais medidos deveriam teoricamente, estar contidos entre as linhas obtidas para os meses de inverno, onde os K_d 's são menores, e de verão, onde os K_d 's são maiores. A figura 3.7 mostra a representação gráfica dos modelos considerados.

Como a radiação Global é a composição da componente difusa com a direta, depois de calculada a proporção de difusa, k_d ou K_d , e, conseqüentemente, determinada a contribuição de difusa. A componente direta pode ser obtida através da simples diferença.

3.7. Radiação Média Incidente Em Superfície Inclinada

O método para calcular a radiação diária média mensal foi desenvolvido por Liu e Jordan, [Liu & Jordan, 1962] e aperfeiçoado por Klein, [Klein, 1977]. Neste método, parte-se da premissa de que a radiação refletida pelo solo (*albedo*) e a radiação difusa são isotrópicas.

R_b é definido como sendo a razão entre a radiação diária média mensal sobre uma superfície inclinada e a radiação diária média mensal sobre um plano horizontal. A expressão algébrica para a determinação de R_b é dada pela seguinte equação:

$$R_b = \frac{\cos(\mathbf{f} + \mathbf{b}) \cdot \cos \mathbf{d} \cdot \sin w'_s + (\mathbf{p} / 180) \cdot w'_s \cdot \sin(\mathbf{f} + \mathbf{b}) \cdot \sin \mathbf{d}}{\cos \mathbf{f} \cdot \cos \mathbf{d} \cdot \sin w_s + (\mathbf{p} / 180) \cdot w_s \cdot \sin \mathbf{f} \cdot \sin \mathbf{d}} \quad (3.22)$$

onde w'_s é dado pela seguinte expressão:

$$w'_s = \min \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan \mathbf{f} \cdot \tan \mathbf{d}) \\ \cos^{-1}(-\tan(\mathbf{f} + \mathbf{b}) \cdot \tan \mathbf{d}) \end{array} \right] \quad (3.23)$$

Existe uma parte da radiação incidente que é refletida pelo solo terrestre. Esta componente não é muito significativa para o caso dos sistemas fotovoltaicos autônomos, foco principal deste trabalho. Ela é mais relevante quando o sistema é dotado de células bifaciais ou de células de silício amorfo, principalmente se estiverem orientadas verticalmente [Rüther R. & Kleiss G., 1996]. No entanto, neste caso, apesar de pequena, para ser o mais preciso possível, esta componente deve ser

lavada em consideração. Para poder estimar a magnitude da radiação refletida pelo solo, o *albedo*, é importante saber a refletividade do solo onde será feita a instalação. Para isto é necessário utilizar tabelas com dados sobre a refletividade dos mais variados tipos de solo. A tabela 3.2 mostra alguns exemplos de valores da refletividade r , para diferentes tipos de solo.

Tipos de solo	Refletividade (ρ)
Oceano	0,05
Campo de trigo	0,07
Solo escuro	0,08
Campo verde	0,12-0,25
Arbustos secos	0,20
Concreto envelhecido	0,24
Concreto recente	0,32
Neve fresca	0,87
Neve envelhecida	0,50
Pintura branca	0,80-0,88
Madeira	0,25-0,30
Rocha	0,10-0,45
Pintura cinza	0,35
Placas metálicas	0,65-0,80

Tabela 3.2. Valores de refletividade para diferentes tipos de solos. Monegón Ltd. “Engineering Design Handbook for Stand Alone Photovoltaic Systems” Report N^o M108 (1980).

Para determinar a irradiação incidente em um plano com inclinação qualquer, o modelo considerado utiliza a expressão 3.24, composta basicamente pela soma das três principais componentes da irradiação incidente na superfície terrestre. O primeiro corresponde à contribuição da radiação direta, o segundo é referente à radiação difusa, determinada por um modelo qualquer, e finalmente o terceiro, é a contribuição do albedo.

$$\overline{H}(\mathbf{b}) = \overline{H} \left(1 - \frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} \right) R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \mathbf{b}}{2} \right) + \overline{H} r \left(\frac{1 - \cos \mathbf{b}}{2} \right) \quad (3.24)$$

Onde H_d pode ser obtido experimentalmente, através de um piranômetro dotado de anel sombreador, ou multiplicando-se a irradiação global sobre uma superfície horizontal por K_d , obtido através de uma das correlações aqui apresentadas, a de Collares-Pereira e Rabl ou a de Erbs et al..

3.8. Instrumentos de Medição da Radiação Solar

Realizar medidas da irradiação solar global e difusa, horária ou diária, em diversas regiões, por longo período de tempo, é extremamente importante para o estabelecimento de uma base de dados de radiação solar confiável. Estes dados serão utilizados, entre outras coisas, para a elaboração de modelos teóricos, para testar os modelos já existentes, para estimar a performance de equipamentos solares, para dimensionar sistemas e determinar o potencial da energia solar em determinada região.

Para que a base de dados seja confiável, é importante que uma série de cuidados sejam tomados, tais como: estabelecer um espaçamento ótimo entre os instrumentos de medida, acumular séries de medidas por um longo período de tempo, realizar calibrações e manutenção periódicas nos medidores. Sem precauções como as citadas, as séries de medidas podem ser subutilizadas ou inutilizadas.

A radiação incidente em um plano horizontal localizado na superfície da Terra é composta principalmente por duas componentes, a saber: a direta e a difusa. Os instrumentos de medida que apresentaremos aqui são destinados à medição da irradiação global ou de uma de suas componentes. Podem realizar medições ao longo de períodos distintos. É comum a tomada de dados ser feita durante o período de um dia.

Os instrumentos de medida da intensidade da radiação solar são, em geral, de dois tipos: Piranômetros, que aceitam radiação de todo o hemisfério e os piroheliômetros que aceitam a radiação de apenas uma direção, mais precisamente através de um ângulo sólido de cerca de $5,7^\circ$. Piranômetros acoplados a um anel sombreador podem ser usados para determinar a componente difusa da radiação global. Como o anel não sombreia apenas o disco solar, mas toda a trajetória solar, é necessário fazer uma correção na medida devido à área do céu sombreada.

Os instrumentos solarimétricos medem a potência incidente por unidade de superfície, ao longo de determinado período, integrada sobre diversos comprimentos de onda. São detectados comprimentos de onda compreendidos nos intervalos entre 0,3 e 0,4 μm , parte da região do ultravioleta, 0,4 a 0,7 μm , região do visível, e de 0,7 a 5 μm , região do infravermelho. Usualmente são medidas a radiação global e, com menor frequência, as suas componentes difusa e direta.

Os instrumentos que medem a intensidade da radiação que incide na superfície terrestre possuem, como veremos mais adiante no capítulo 4, uma sensibilidade que cobre um intervalo de comprimento de onda maior do que as células solares. Portanto, na realidade, a energia absorvida pelas células solares é menor do que a que os instrumentos de medida apontam. Devido a esta diferença de sensibilidade entre os instrumentos de medida e os elementos fotogeradores, é interessante a realização de medidas utilizando células fotovoltaicas calibradas.

A seguir, será apresentada uma listagem dos principais instrumentos de medida utilizados com algumas de suas características básicas.

Heliógrafo

É o instrumento que mede a insolação, número de horas diárias que a irradiância solar é superior a um determinado valor preestabelecido. Este tipo de informação tem como característica importante a grande quantidade de dados disponíveis. Pela sua importância nas pesquisas relacionadas à agricultura, existem séries de dados extensas no tempo e densamente distribuídas no espaço.

Este equipamento, inventado por Campbell em 1853 e modificado por Stokes em 1879, consiste em uma esfera sólida de vidro polido comportando-se como uma lente convergente capaz de concentrar, em uma região, toda a luz incidente sobre ela, figura 3.8. Colocando-se nesta região uma carta que, como resultado da exposição à irradiação, acima de um certo valor, se enegrece, é possível estimar a insolação diária medindo-se o comprimento da mancha enegrecida formada.



Figura 3.8. Fotografia de Heliógrafo instalado no IAG/USP - São Paulo, apenas para demonstração.

Este instrumento está disponível em grande quantidade de estações meteorológicas e pode ser utilizado sobre condições das mais adversas. Sua principal vantagem é não precisar de calibração. Basta que sua construção esteja de acordo com as recomendações da Organização Meteorológica Mundial, estejam corretamente testados assegurando-se uma homogeneidade com dados tomados em diferentes latitudes. Por outro lado, deve-se seguir rigorosamente o compromisso da manutenção diária como as trocas das cartas de papel, limpeza básica para minimizar os efeitos causados por intempéries como a incidência de neve, poeira, ventos.

Um problema relacionado com este tipo de equipamento, surge devido à imprecisão na tomada dos dados feita, essencialmente, através das mãos imprecisas do homem.

Em geral, o valor da irradiância mínima para se iniciar a contagem das horas está entre 100 e 200 W/m². Entretanto, uma recomendação da Organização Meteorológica Mundial estabelece que o valor do limiar deve ser de 120 W/m². Para diferentes épocas do ano, devem-se utilizar diferentes formatos de carta de registro pois o foco da radiação traçará diferentes trajetórias. Um tipo de carta para os equinócios, outro para o solstício de verão e outro para o solstício de inverno [Fraindenraich, 1995] e [Duffie & Beckman, 1991].

Actinógrafo

Também chamado de *Actinômetro* ou *Piranógrafos*. É um instrumento muito utilizado devido ao seu baixo custo. Tem uma relativa importância histórica por realizar longas séries de medidas. Mede a radiação solar total ou difusa, possuindo o sensor e o registrador acoplados na mesma unidade.



Figura 3.9. Fotografia de um Actinógrafo tipo Robitzsch-Fuess em operação no IAG/USP - Água Funda há mais de 35 anos.

Este instrumento, idealizado originalmente por Robitzsch em 1915, é constituído essencialmente por um receptor bimetálico preso por um extremo e livre pelo outro. Quando a radiação incide sobre o receptor, este se curva devido à diferença entre os coeficientes de dilatação dos metais que o compõem. Uma pena presa na extremidade livre registra esta deformação, proporcional à intensidade da radiação incidente, em uma carta de papel montada sobre um tambor acionado por um mecanismo de engrenagens mecânicas.

Os actinógrafos só devem ser utilizados para medições de totais diários de radiação solar global ou difusa, sendo necessária a planimetria da carta com o registro. Contando toda a operação, estima-se que os erros sejam da ordem de 20% e mesmo com calibrações periódicas, os erros não são inferiores a 5%, além disso, sua resposta a variações na radiação é lenta e não há uma compensação de temperatura, sendo considerado um instrumento de terceira classe.

Piranômetro

Denominados, eventualmente, como solarímetros, estes instrumentos medem a irradiação global (direta + difusa). São instrumentos com os quais são feitas a maioria das medidas de radiação existentes. Existem basicamente dois tipos de piranômetros mais frequentemente utilizados, a saber: piranômetros fotovoltaicos e piranômetros termelétricos.

Piranômetro Fotovoltaico

São radiômetros que possuem como elemento sensível uma célula solar de silício, em geral monocristalino que ao ser iluminado gera uma corrente elétrica devido a fótons com energia suficiente para serem absorvidos pelo material - *efeito fotovoltaico*. Esta corrente, na condição de curto-circuito, é proporcional à intensidade da radiação incidente.

A maior restrição a este instrumento, diz respeito à seletividade espectral de sua resposta, fenômeno inerente ao comportamento do detetor, por isso impossível de se corrigir. Outros problemas como a refletividade das células e a dependência da resposta com a temperatura já possuem correções satisfatórias.

Como sua utilização é simples e seus custos são baixos, são instrumentos úteis para realizar medidas secundárias, como a interpolação de estações com piranômetros termelétricos.

Costuma-se recomendar a utilização destes radiômetros para medir integrais diárias sobre uma superfície horizontal ou para observar pequenas flutuações da radiação devido à sua resposta quase instantânea, cerca de $10 \mu\text{s}$. A precisão deste instrumento encontra-se na ordem de 3%, podendo chegar a 1% caso sejam adotados os procedimentos adequados.

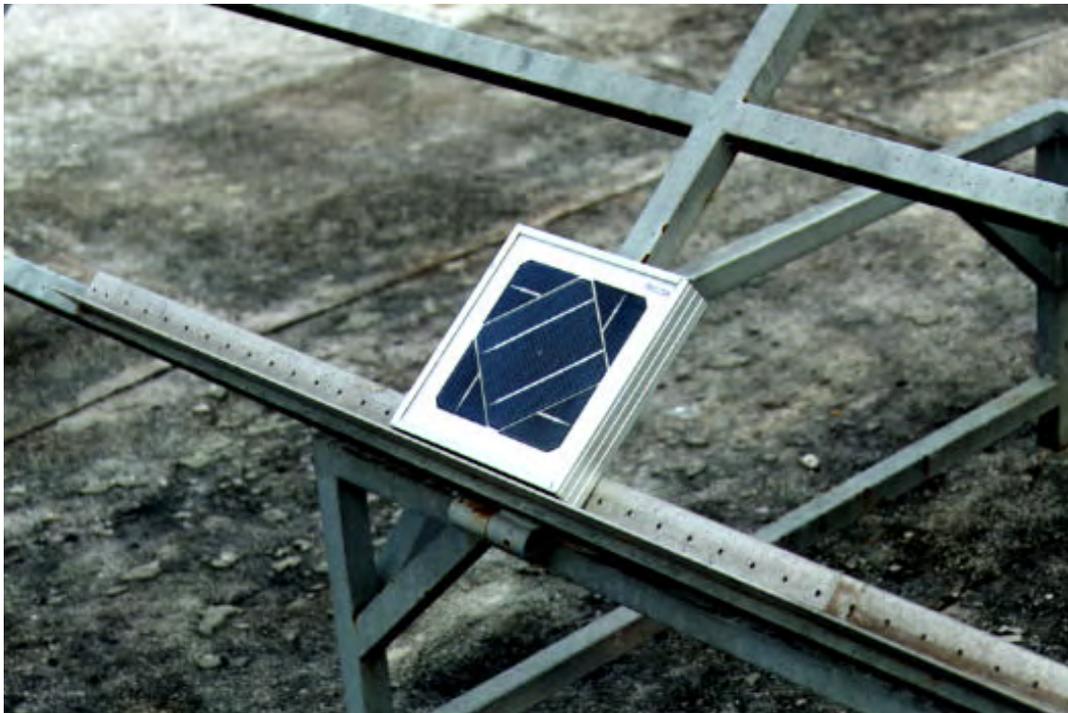


Figura 3.10a. Fotografia de um Piranômetro fotovoltaico.

Piranômetro Termelétrico

Estes aparelhos utilizam, como elemento sensível uma pilha termelétrica, constituída por termopares em série. Tais elementos geram uma tensão elétrica proporcional à diferença de temperatura entre suas juntas, fenômeno conhecido como *efeito Seebeck*. Portanto, é possível relacionar a diferença de potencial medida na saída do instrumento com a radiação incidente. Existem dois Piranômetros termelétricos mais amplamente usados, a saber:

Piranômetro do tipo branco e preto - possui um receptor pintado, alternadamente, de preto e branco. Neste caso, as juntas quentes da termopilha estão em contato com as superfícies negras, altamente absorventes. As pontas frias estão em contato com as superfícies brancas, de grande refletividade.

Piranômetro com toda a superfície receptora pintada de preto - onde estão conectadas as juntas quentes. As juntas frias são associadas a um bloco de metal de grande condutividade térmica, colocadas no interior do equipamento, resguardadas da radiação solar e tendo, aproximadamente a temperatura do ar.



Figura 3.10b. Fotografia de um Piranômetro tipo branco e preto, realizando medidas da irradiação global e outro termoeletrico de precisão tipo psp, realizando medidas da irradiação difusa (notar a presença de anel sombreador) no IAG/USP - São Paulo.

Por ser um instrumento delicado, uma série de cuidados devem ser tomados na manutenção e instalação do equipamento. Cuidados que vão desde uma estrutura firme e alta para fixar o equipamento, até tomar cuidado para que não haja obstáculos que possam obstruir a passagem da radiação. É importante ter informações sobre constantes de calibração, formato do anel sombreador, (caso esteja instalado no equipamento), etc para que se possam fazer as devidas correções na medida.

Piroheliômetro

Por ter um ângulo de abertura pequeno, capaz de captar a radiação proveniente do Sol e cercanias (região circumsolar), é um instrumento utilizado para medir a radiação direta. Em geral, utiliza-se uma montagem equatorial de seguimento Solar, com movimento em torno de um único eixo, ajustado periodicamente para corrigir a variação da declinação solar. São instrumentos de grande precisão. Quando corretamente utilizados, apresentam erros da ordem de 0,2% a 0,5%. Existem vários tipos de piroheliômetros, alguns são conhecidos como padrões de referências: piroheliômetro de Ångstrom, piroheliômetros de disco de prata de Abbot, piroheliômetro de circulação de água de Abbot. Com características distintas, mas denominados piroheliômetros auto-calibráveis, piroheliômetro de termopar, Eppley N.I.P, Kipp & Zonen



Figura 3.11. Fotografia de um piroheliômetro de incidência normal.

3.9. Dados Disponíveis

De maneira geral, não existem dados adequados para que se possa fazer o dimensionamento preciso de uma instalação fotovoltaica ou uma completa avaliação dos recursos solares disponíveis.

A elaboração de uma completa base de dados solarimétricos necessita de estações de medida bem distribuídas espacialmente, dotadas de instrumentos regularmente calibrados, tomando dados durante longos períodos de tempo, cerca de 20 anos. Assim, é possível saber a irradiação incidente, desconsideradas as variações devido a anos atípicos e montar um mapa solarimétrico para a região, utilizando modelos para intercalar as medidas feitas em cada estação [Grossi, 1995].

Mapas solarimétricos precisos são muito difíceis de conseguir. As principais dificuldades encontradas são a falta de séries de medidas suficientemente longas, dados pouco confiáveis e a falta de uma distribuição uniforme das estações de medidas.

Para estimar de forma aproximada a disponibilidade de energia para a conversão fotovoltaica, caso não existam dados disponíveis para a região, utiliza-se dados de regiões próximas que possuam características semelhantes ao local em questão.

No Brasil, são poucas as estações que possuem piranômetros. Menor ainda é o número de estações realizando medições com este instrumento durante longos períodos de tempo com calibrações periódicas [Grossi, 1995].

Em geral, os dados de radiação disponíveis no Brasil e em muitos países do mundo foram medidos com heliógrafos, instrumento que estima a insolação diária, número de horas do dia em que a radiação é maior que um valor prefixado. Ångstron propôs um método, posteriormente modificado por Page [Page, 1964], para estimar a radiação média incidente, a partir destas séries históricas de medidas da insolação.

$$\frac{H(0)}{H_0} = a + b\left(\frac{n}{N}\right) \quad (3.25)$$

onde n é o número de horas em que o Sol efetivamente brilhou durante um certo dia, medido experimentalmente com um heliógrafo; N é o comprimento total do dia, ou número de horas em que o Sol esteve acima do horizonte no determinado dia; este número pode ser determinado pela equação 3.12; ‘ a ’ e ‘ b ’, são coeficientes que dependem das condições climatológicas e do local. Estes coeficientes estão tabelados para uma série de locais com diferentes latitudes e variados tipos de clima e vegetação. Quando os valores de ‘ a ’ e ‘ b ’ não são determinados para a região de interesse, é necessário estimá-los através dos dados de regiões com características semelhantes, cujos valores de ‘ a ’ e ‘ b ’ são conhecidos. Este modelo, além da dificuldade de determinação dos parâmetros ‘ a ’ e ‘ b ’, não apresenta resultados precisos, sendo pouco usado nos dias de hoje.

Um parâmetro bastante difundido é a média mensal da irradiação global diária sobre uma superfície horizontal. A partir desses dados foram desenvolvidos vários modelos visando estimar a energia disponível para ser utilizada em sistemas solares. Inclui-se neste caso os modelos de Collares-Pereira e Rabl e de Liu-Jordan e o de Erbs *et al.*

3.9.1. Dados de Irradiação Disponíveis para a Cidade de São Paulo

O Instituto Astronômico e Geofísico da Universidade de São Paulo - IAG/USP vem, desde 1994, realizando medidas de uma série de parâmetros atmosféricos num projeto conjunto com o Instituto de Física de Botucatu, financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do estado de São Paulo - FAPESP. Este projeto tem como objetivo estudar o comportamento de parâmetros meteorológicos na cidade de São Paulo e o comportamento de medidores desenvolvidos em Botucatu [*Oliveira et al., 1996*].

Todos os dados foram medidos na plataforma localizada sobre o prédio do IAG/USP, no próprio campus, através de um sistema de aquisição de dados que digitaliza diretamente as medidas que chegam em forma de corrente elétrica. Dados estes de grande importância e qualidade, medidos cuidadosamente, com a realização de calibrações periódicas nos instrumentos.

Infelizmente a série de medidas não está completa. A partir de todos os dados disponíveis, destacamos um ano de medidas que inicia em julho de 1994 até junho de 1995, sendo que o mês de fevereiro de 1995, devido à série incompleta de dados, foi substituído por fevereiro de 1996. Mesmo assim, o ano de medidas aqui considerado, possui 329 dias de medidas.

A respeito dos dados obtidos, foram utilizados dois piranômetros do tipo Eppley, um para medir a irradiação global e outro, dotado de anel sombreador, para a medida da irradiação difusa. Os dados foram tirados sempre no plano horizontal com uma frequência de 0,2 Hz. A cada 5 minutos eram calculadas e armazenadas as médias das irradiações incidentes durante o período. A seguir, era feita uma média da irradiação total incidente ao longo do dia.

Nesta dissertação, utilizamos os dados experimentais para fazer comparações com os dados obtidos através dos modelos considerados e com as séries de medidas geradas. Os dados foram usados também para estimar a energia disponível em uma superfície, voltada para o norte, com inclinação qualquer.

Com os valores diários disponíveis, calculamos as médias mensais da irradiação diária global e do índice de claridade, parâmetros de entrada, necessários para os cálculos da média mensal da irradiação diária sobre uma superfície inclinada e para a geração das seqüências de k_t , ver item 3.10.2.

Na tabela 3.3 apresentamos os valores das médias mensais da irradiação diária global e difusa incidentes sobre uma superfície horizontal, e os valores calculados das médias mensais, do índice de claridade atmosférica e da fração da componente difusa na irradiação global, K_t e K_d , respectivamente. As irradiações estão apresentadas em kWh/m²dia.

Esses dados, embora medidos de forma correta e cautelosa, possuem uma série histórica restrita, insuficiente para estabelecer uma boa base de dados. Entretanto, contêm informações de grande importância como as medidas dos valores diários médios de irradiação global e difusa. A importância desta série de dados reside ainda no fato de existirem poucas séries extensas de mediadas confiáveis de irradiação global e difusa diária.

Mês	H(0) médio	H _d (0) médio	K _t médio	K _d médio
jan-95	5,11	2,37	0,45	0,46
fev-96	4,73	2,20	0,43	0,46
mar-95	4,36	1,86	0,45	0,43
abr-95	4,49	1,51	0,56	0,33
mai-95	3,28	1,39	0,49	0,42
jun-95	3,25	1,02	0,54	0,31
jul-94	3,40	0,92	0,54	0,27
ago-94	3,77	1,28	0,52	0,34
set-94	4,06	1,64	0,47	0,40
out-94	4,28	2,27	0,42	0,53
nov-94	5,28	2,11	0,47	0,40
dez-94	5,69	2,41	0,49	0,42

Tabela 3.3. Valores experimentais da irradiação diária global $H(0)$ e difusa $H_d(0)$, k_d e k_t , médias mensais. $H(0)$ e $H_d(0)$ dados em kWh/m²dia. Dados medidos sobre uma superfície horizontal no Instituto Astronômico e Geofísico - USP.

A figura 3.12 mostra a correlação entre o fator de irradiação difusa, k_d e o índice de claridade atmosférica, k_t , onde k_d foi obtido através dos dados experimentais. A nuvem de dados experimentais dos k_d 's e k_t 's diários estão contrastados com as curvas obtidas através das expressões 3.17, 3.18 e 3.19 dos modelos considerados. A figura 3.13 é equivalente à 3.12 mas apresenta as médias mensais de K_d e K_t calculadas. Os dados teóricos foram obtidos através das equações 3.20 e 3.21.

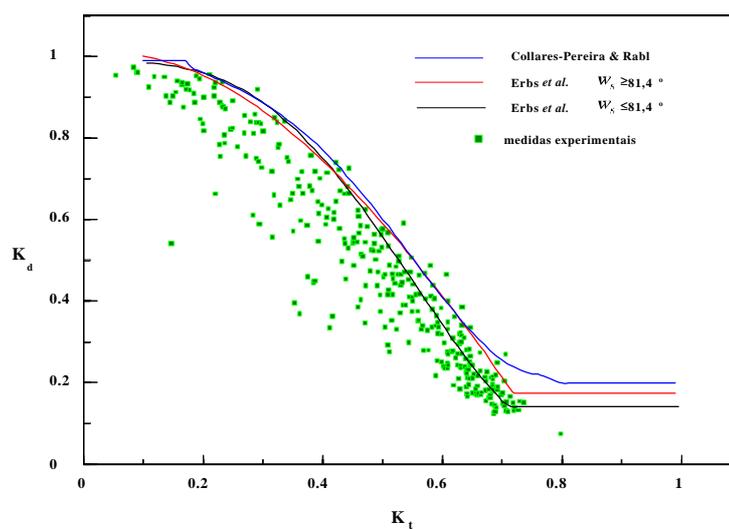


Figura 3.12. Correlação entre a contribuição de irradiação difusa, k_d e o índice de claridade atmosférica, k_t , médias diárias, para os dados experimentais, contrastadas com as curvas obtidas pelos modelos de Collares-Pereira & Rabl e Erbs, Klein & Duffie.

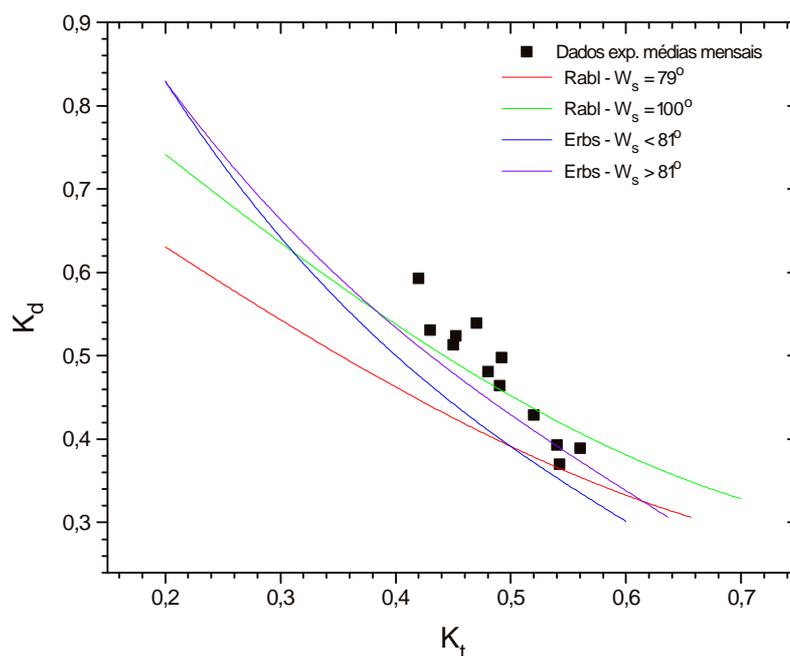


Figura 3.13. Correlação entre K_d e K_t médias mensais, para os dados obtidos experimentalmente, contrastados com os modelos considerados, representados pelas equações 3.20 e 3.21.

Observando a figura 3.12, nota-se que os modelos, superestimam a proporção de irradiação difusa para praticamente todos os valores de k_t . Isto indica que a componente difusa para São Paulo, segundo a série de dados obtida, é menor que a prevista pelos modelos apresentados. Isto ocorre provavelmente devido às diferenças climáticas das regiões consideradas, e particularmente ao fato de as estações de medidas utilizadas pelos autores dos modelos estarem localizadas em regiões com latitudes altas, acima de 30° .

Ao analisarmos as comparações feitas, tanto para médias diárias como para as mensais, verificamos que os modelos não representam satisfatoriamente os dados medidos experimentalmente. A proximidade entre teoria e prática, pelo menos no caso da cidade de São Paulo e para esta série de dados, não é boa. Isto provavelmente ocorre porque os modelos considerados foram construídos através de séries de dados européias e norte-americanas, não representando então o comportamento da radiação na cidade de São Paulo ou porque a série de dados utilizada é ainda restrita.

Assim, procuramos determinar funções que representassem melhor a série de dados experimentais que obtivemos. Os melhores resultados obtidos foram uma função polinomial do 3º grau para a série de dados diários e um ajuste exponencial para a série de médias mensais de K_d . As expressões para k_d e K_d , estão mostradas nas equações 3.26 e 3.27, respectivamente. As figuras 3.14 e 3.15 mostram estas expressões graficamente, comparadas com os valores experimentais obtidos. Outros autores já fizeram o mesmo, estudando o comportamento particular de suas respectivas regiões de origem [Garrison & Sahami, 1995], propondo inclusive, novas formas de se fazer a abordagem [Barr et al., 1996].

$$\text{para } k_t < 0,12 \tag{3.26}$$

$$k_d = 0,95$$

$$\text{para } 0,12 \leq k_t < 0,8$$

$$k_d = 0,9823 - 0,1391k_t - 2,5237k_t^2 + 1,5025k_t^3$$

$$\text{para } k_t > 0,8$$

$$k_d = 0,10$$

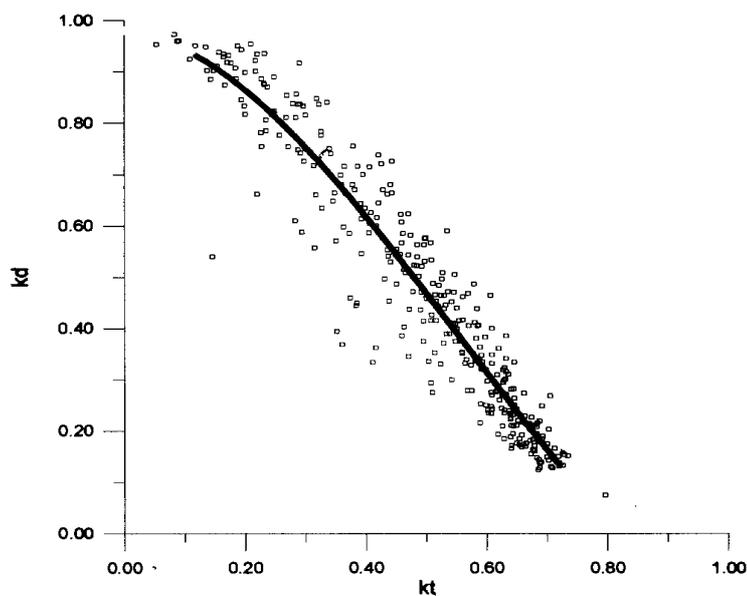


Figura 3.14. Correlação entre k_d e k_t , médias diárias, para os dados obtidos experimentalmente, contrastados com ajuste polinomial.

O ajuste da correlação $K_d \sim K_t$ para valores mensais feito segundo uma função que decai exponencialmente ficou da seguinte forma:

$$K_d = 2,07795 \times \exp(-3,05449 K_t) \quad (3.27)$$

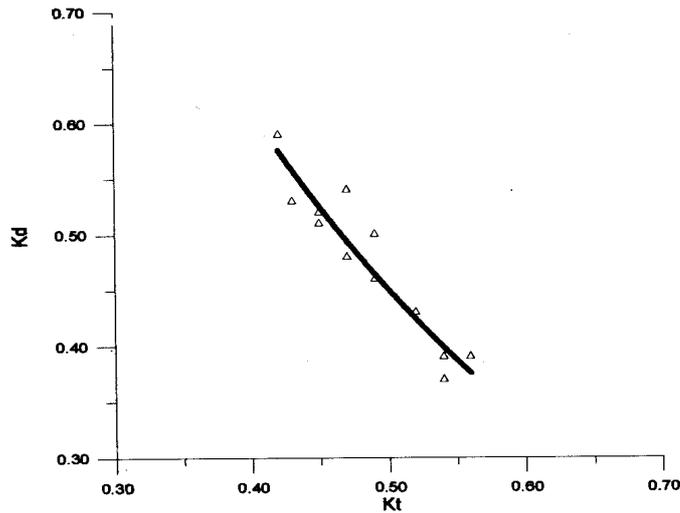


Figura 3.15. Correlação entre K_d e K_t médios mensais, contrastados com o ajuste polinomial.

Os parâmetros que avaliam os ajustes encontrados para as correlações $k_d \sim k_t$ (médias diárias) e $K_d \sim K_t$ (médias mensais) mostram que a função obtida correlaciona satisfatoriamente as grandezas ajustadas. Os coeficientes de correlação encontrados foram de aproximadamente $R^2 = 0,91$ para cada um dos parâmetros do ajuste do polinômio. Para o ajuste exponencial encontramos um $R^2 = 0,89$. Assim, concluímos que podemos utilizar as expressões encontradas para a determinação da irradiação difusa incidente em São Paulo.

Ao fazer uma análise estatística da distribuição dos índices de claridade atmosférica, k_t medidos, foram construídas as figuras 3.16, frequência acumulada e 3.17, histograma de frequência.

Nota-se que a declinação da função representada no gráfico da figura 3.16, aumenta, a medida que os valores de k_t aumentam. Isto significa que existe um número maior de k_t com valores mais elevados. Este fato pode ser melhor analisado através da figura 3.17, onde mostra que a frequência de k_t 's aumenta conforme k_t aumenta, até valores entre 0,65 e 0,7, região onde a frequência de k_t começa a diminuir até zero.

Observando da figura 3.16, vemos que, neste período, para a cidade de São Paulo, 95% dos valores de k_t estão abaixo de 0,7 e 33,4% dos k_t 's medidos encontram-se entre 0,6 e 0,7, valores razoavelmente elevados. Uma característica típica deste tipo de abordagem dos dados, mostrada no histograma da figura 3.17, é o fato de que para valores muito elevados ou muito baixos de k_t , a frequência tende a zero e, para o caso de São Paulo, a média está ligeiramente deslocada para a direita, sentido crescente dos valores de k_t . Estes dados e este tipo de análise são importantes para o entendimento do comportamento da radiação em São Paulo e por serem utilizados para demonstrar que a incidência de radiação solar se comporta como um fenômeno aleatório de Markov, justificando a utilização deste formalismo na geração da série de índices de claridade diários a partir de valores mensais, ver seção 3.10.2.

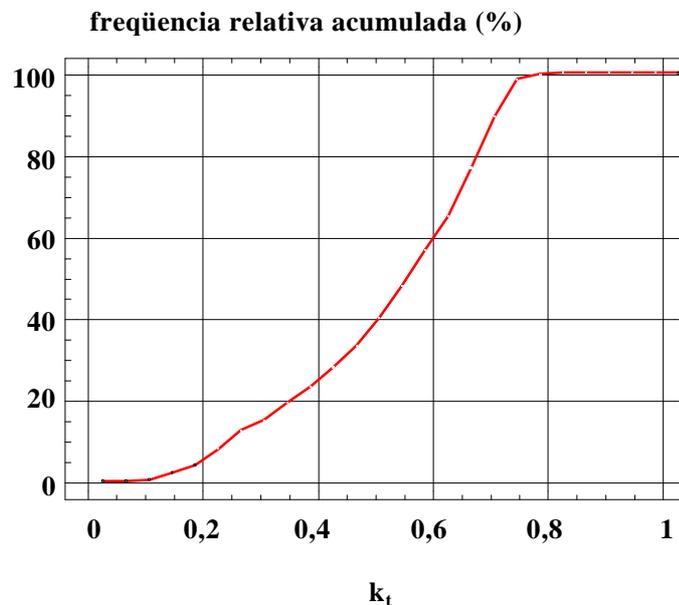


Figura 3.16. Frequência relativa acumulada para os k_t 's medidos na cidade de São Paulo.

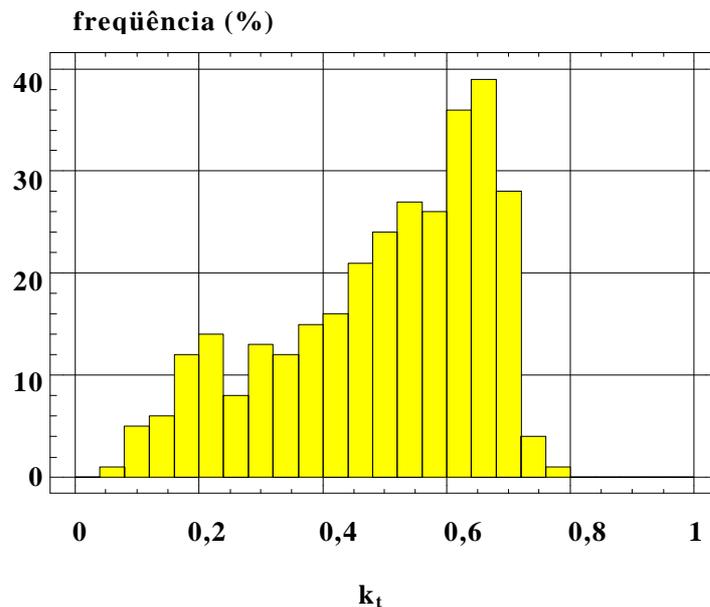


Figura 3.17. Histograma de freqüências para os K_t 's medidos na cidade de São Paulo.

3.10. Programa de Cálculo

Nesta seção, os dados experimentais medidos em São Paulo, dentro da cidade universitária, foram manipulados com a finalidade de, a partir dos valores das médias mensais da irradiação global diária sobre uma superfície horizontal, determinar a irradiação diária média mensal sobre uma superfície com inclinação qualquer. Estes cálculos foram feitos através de um programa desenvolvido especialmente para esta finalidade, escrito em Quick Basic, versão 4.5 da Microsoft.

Na figura 3.18 apresentamos o diagrama de blocos do programa.

3.10.1. A Irradiação Diária, Média Mensal, Sobre uma Superfície Inclinada

Para a determinação da irradiação diária, média mensal, incidente sobre uma superfície com inclinação qualquer, voltada para o norte, foi utilizado o modelo de Liu e Jordan. Neste caso, os dados de entrada são o dia do ano, d_n e a localização no globo, através da latitude, f . Com esses dados, o programa determina a irradiação no topo da atmosfera, equação 3.14. Outro parâmetro de entrada é a irradiação média

global mensal sobre uma superfície horizontal, $H(0)$. A partir da tabela 3.2, assumimos que a refletividade do solo é de 0,25. Este, além de ser próximo ao sugerido por alguns autores (Lorenzo sugere utilizar $r=0,2$ quando não houver dados específicos sobre a região), é um valor típico para regiões de campo verde ou concreto envelhecido, situação característica para alguns casos ocorridos no estado de São Paulo.

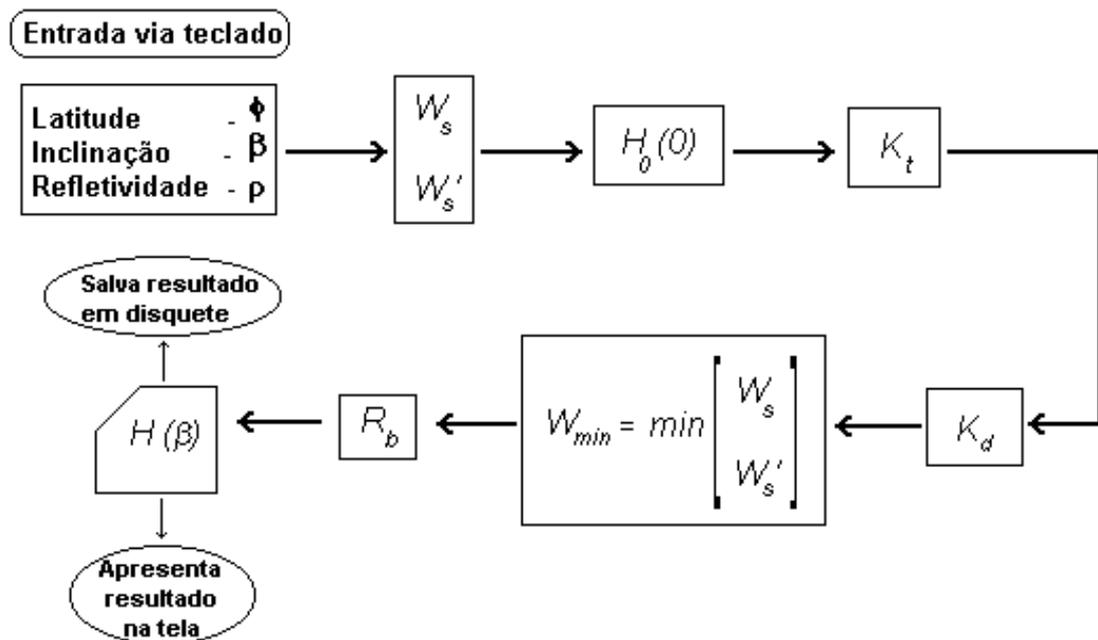


Figura 3.18. Diagrama de blocos do programa de cálculo utilizado para determinar média mensal da irradiância diária sobre uma superfície com inclinação qualquer.

A tabela 3.4a mostra os resultados obtidos em simulações sucessivas para diferentes inclinações de uma superfície localizada na cidade de São Paulo, $f = -23,5$, em uma região onde a refletividade do solo é de $r = 0,25$. Neste caso, a contribuição da irradiação difusa foi estimada a partir do modelo de Collares-Pereira. Como vimos na seção 3.9.1, este modelo não representa adequadamente o comportamento da irradiação difusa para a cidade de São Paulo. Portanto, na tabela 3.4b estão apresentados os resultados obtidos para a mesma simulação, utilizando a correlação proposta neste trabalho para a contribuição da irradiação difusa, seção 3.9.1.

	jan	fev	mar	abr	maio	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total anual	media mensal
0	5,11	4,73	4,36	4,49	3,28	3,25	3,40	3,77	4,06	4,28	5,28	5,69	1571,43	130,95
5	5,06	4,73	4,42	4,66	3,47	3,49	3,63	3,94	4,15	4,30	5,24	5,61	1601,97	133,50
10	4,99	4,70	4,46	4,81	3,64	3,71	3,84	4,09	4,21	4,29	5,17	5,52	1624,33	135,36
15	4,89	4,66	4,48	4,93	3,79	3,91	4,03	4,22	4,26	4,27	5,09	5,39	1639,35	136,61
20	4,78	4,59	4,47	5,03	3,92	4,09	4,20	4,33	4,28	4,22	4,98	5,25	1646,19	137,18
20,5	4,77	4,58	4,47	5,04	3,93	4,11	4,21	4,34	4,28	4,22	4,97	5,23	1646,51	137,21
21	4,76	4,58	4,47	5,05	3,94	4,12	4,23	4,35	4,28	4,21	4,95	5,22	1646,82	137,24
21,5	4,74	4,57	4,47	5,05	3,96	4,14	4,24	4,36	4,28	4,21	4,94	5,20	1646,84	137,24
22	4,73	4,56	4,47	5,06	3,97	4,15	4,26	4,36	4,28	4,20	4,93	5,19	1646,86	137,24
22,5	4,72	4,55	4,46	5,07	3,98	4,17	4,27	4,37	4,28	4,19	4,92	5,17	1646,56	137,21
23	4,70	4,54	4,46	5,07	3,99	4,18	4,29	4,38	4,28	4,19	4,90	5,15	1645,98	137,17
23,5	4,69	4,53	4,46	5,08	4,00	4,20	4,30	4,39	4,28	4,18	4,89	5,14	1646,30	137,19
24	4,68	4,52	4,45	5,07	4,01	4,21	4,32	4,40	4,28	4,17	4,88	5,12	1645,41	137,12
25	4,65	4,51	4,45	5,10	4,03	4,24	4,34	4,41	4,28	4,16	4,85	5,09	1645,41	137,12
30	4,50	4,40	4,40	5,14	4,12	4,37	4,46	4,47	4,26	4,08	4,70	4,90	1636,13	136,34
35	4,33	4,27	4,33	5,15	4,18	4,48	4,55	4,50	4,22	3,98	4,53	4,70	1618,63	134,89
40	4,15	4,13	4,24	5,14	4,22	4,56	4,62	4,51	4,16	3,86	4,34	4,48	1594,12	132,84
45	3,95	3,97	4,13	5,09	4,24	4,61	4,66	4,50	4,08	3,73	4,14	4,25	1562,02	130,17
50	3,74	3,79	4,00	5,02	4,23	4,63	4,67	4,46	3,97	3,58	3,92	4,00	1521,40	126,78
55	3,52	3,60	3,85	4,92	4,20	4,63	4,65	4,39	3,85	4,42	3,70	3,75	1505,98	125,50
60	3,29	3,40	3,68	4,79	4,14	4,60	4,61	4,30	3,71	3,24	3,46	3,48	1420,94	118,41
65	3,06	3,18	3,50	4,64	4,06	4,54	4,54	4,19	3,55	3,05	3,21	3,22	1361,46	113,46
70	2,82	2,96	3,30	4,47	3,96	4,46	4,45	4,06	3,38	2,86	2,96	2,95	1297,38	108,12
75	2,58	2,73	3,09	4,27	3,84	4,34	4,32	3,90	3,19	2,65	2,71	2,69	1226,91	102,24
80	2,36	2,50	2,87	4,04	3,69	4,21	4,18	3,73	2,99	2,44	2,46	2,44	1154,01	96,17

Tabela 3.4a. Cálculo da irradiação, em kWh/m², incidente em São Paulo, em superfícies com diversas inclinações, voltadas para o norte. Neste cálculo, utilizamos a correlação de Collares-Pereira para determinar a contribuição de irradiação difusa.

Nas tabelas 3.4a e 3.4b os valores da irradiação incidente no plano horizontal, $\beta = 0^\circ$, são iguais e correspondentes à média dos dados experimentais medidos. As diferenças entre os valores surgem para inclinações diferentes de 0° e acentua-se conforme a inclinação aumenta pois, no modelo de Liu-Jordan, a contribuição da irradiação difusa só é considerada para inclinações diferentes de 0° .

	Jan	fev	mar	abr	maio	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	total anual	média mensal
0	5,11	4,73	4,36	4,49	3,28	3,25	3,40	3,77	4,06	4,28	5,28	5,69	1571,43	130,95
5	5,06	4,73	4,41	4,66	3,44	3,47	3,61	3,92	4,13	4,29	5,24	5,61	1597,98	133,17
10	4,99	4,70	4,44	4,80	3,59	3,68	3,81	4,06	4,19	4,28	5,18	5,52	1618,49	134,87
15	4,91	4,66	4,45	4,92	3,72	3,86	3,99	4,18	4,22	4,26	5,09	5,40	1631,39	135,95
20	4,80	4,60	4,44	5,01	3,83	4,02	4,14	4,27	4,23	4,21	4,99	5,26	1635,75	136,31
20,5	4,79	4,59	4,44	5,02	3,84	4,04	4,15	4,28	4,23	4,21	4,98	5,24	1636,07	136,34
21	4,78	4,58	4,44	5,03	3,85	4,05	4,17	4,29	4,23	4,20	4,97	5,23	1636,40	136,37
21,5	4,76	4,57	4,44	5,03	3,86	4,07	4,18	4,29	4,23	4,20	4,95	5,21	1635,50	136,29
22	4,75	4,56	4,43	5,04	3,87	4,08	4,19	4,30	4,23	4,19	4,94	5,19	1634,90	136,24
22,5	4,74	4,56	4,43	5,05	3,88	4,10	4,21	4,31	4,23	4,19	4,93	5,18	1636,12	136,34
23	4,73	4,55	4,43	5,05	3,89	4,11	4,22	4,32	4,23	4,18	4,92	5,16	1635,53	136,29
23,5	4,71	4,54	4,43	5,06	3,90	4,12	4,23	4,32	4,23	4,17	4,90	5,14	1634,32	136,19
24	4,70	4,53	4,42	5,07	3,90	4,14	4,25	4,33	4,23	4,17	4,89	5,13	1634,64	136,22
25	4,67	4,51	4,41	5,08	3,92	4,16	4,27	4,34	4,23	4,15	4,86	5,09	1632,53	136,04
30	4,53	4,41	4,36	5,11	3,99	4,28	4,38	4,39	4,20	4,08	4,72	4,91	1622,62	135,22
35	4,37	4,29	4,29	5,12	4,04	4,38	4,46	4,41	4,16	3,98	4,55	4,71	1604,48	133,71
40	4,20	4,15	4,20	5,10	4,07	4,44	4,52	4,42	4,09	3,87	4,37	4,50	1579,38	131,62
45	4,01	4,00	4,09	5,06	4,07	4,49	4,55	4,40	4,01	3,74	4,18	4,27	1547,23	128,94
50	3,80	3,83	3,97	4,99	4,05	4,50	4,56	4,35	3,91	3,60	3,97	4,02	1507,19	125,60
55	3,59	3,65	3,82	4,89	4,02	4,49	4,53	4,28	3,79	3,45	3,74	3,77	1460,76	121,73
60	3,37	3,46	3,66	4,76	3,96	4,46	4,49	4,19	3,65	3,29	3,51	3,51	1408,85	117,40
65	3,15	3,25	4,49	4,61	3,88	4,40	4,42	4,08	3,50	3,11	3,27	3,25	1382,18	115,18
70	2,92	3,04	3,30	4,43	3,77	4,31	4,32	3,95	3,33	2,93	3,03	2,98	1287,39	107,28
75	2,69	2,82	3,10	4,24	3,65	4,20	4,20	3,80	3,15	2,74	2,78	2,72	1219,96	101,66
80	2,47	2,60	2,89	4,02	3,51	4,07	4,05	3,63	2,96	2,54	2,54	2,47	1148,86	95,74

Tabela 3.4b. Cálculo da irradiação incidente em São Paulo, em kWh/m², em superfícies com diversas inclinações, voltadas para o norte. No cálculo, utilizamos a correlação proposta neste trabalho para determinar a contribuição de irradiação difusa.

Observando a tabela 3.4a e b, vemos que, em geral, conforme a inclinação da superfície aumenta, diminui a energia coletada pela superfície nos meses de verão e de primavera, ocorrendo o contrário nos meses de outono e inverno. Nestes meses, a energia incidente atinge valores máximos para inclinações entre 40° e 45° com o modelo de Collares-Pereira. Para o modelo proposto, a disponibilidade máxima de energia ocorre para ângulos ligeiramente menores, entre 35° e 40°.

Com relação à energia total coletada ao longo do ano ou a média mensal (última coluna), nota-se um máximo para inclinações ligeiramente inferiores à latitude local, 22° no primeiro caso e 21° no segundo.

Ao compararmos os resultados obtidos entre os dados encontrados utilizando a correlação de Collares-Pereira e com a correlação proposta neste trabalho, tabelas 3.4a e 3.4b, respectivamente, vemos que a disponibilidade de energia no plano dos módulos, utilizando a correlação proposta, em geral diminui para os meses de inverno e aumenta para os meses de verão. A diferença entre os resultados obtidos aumenta para inclinações maiores, sugerindo que a contribuição da irradiação difusa é ligeiramente mais significativa para inclinações mais expressivas. Os valores da irradiação máxima incidente em cada mês do ano ocorrem basicamente para as mesmas inclinações nos casos das duas correlações consideradas. As diferenças ocorrem portanto, apenas na disponibilidade energética encontrada para cada mês.

A variação entre os valores da irradiação difusa determinados pelos modelos de Collares-Pereira e proposto por este trabalho é, em média, de 8%. Os resultados obtidos para a disponibilidade energética anual calculadas pelos dois modelos para diferentes inclinações variam de no máximo 0,04%. Portanto, para a cidade de São Paulo, não é relevante a contribuição da irradiação difusa na energia anual disponível em um plano com inclinação **b** determinada pelo modelo de Liu-Jordan.

No entanto, nota-se que a diferença na disponibilidade energética cresce conforme aumenta o ângulo de inclinação dos módulos. Assim, as inclinações que otimizam a disponibilidade energética no plano dos módulos variam ligeiramente ao utilizar uma ou outra correlação.

A tabela 3.5a apresenta os resultados de um estudo da variação percentual da energia coletada, quando variamos a inclinação da superfície em relação à horizontal, e a $-23,5^\circ$. Os cálculos foram feitos para dois meses significativos: dezembro (verão) e julho (inverno), utilizando dados calculados a partir da correlação de Collares-Pereira. A tabela 3.5b apresenta o mesmo estudo com os dados obtidos a partir da correlação proposta neste trabalho.

Considerando os resultados apresentados na tabela 3.5a, e analisando o caso de dezembro, vemos que, em relação a horizontal, todas as outras inclinações são desfavoráveis. Comparando com relação a inclinação de $23,5^\circ$, podem ocorrer ganhos de até 10,7% nos meses de verão. Isto no caso de se adotar uma inclinação de 0° . No caso da mesma análise feita para o mês de julho, em relação à inclinação de 0° , inclinações de 50° oferecem ganhos de cerca de 37%, enquanto que, em relação à inclinação de $23,5^\circ$, a inclinação de 50° fornece ganhos de aproximadamente 8%. Portanto, para dezembro (verão), a inclinação que otimiza a coleta de energia é a de 0° . No caso do mês de julho (inverno), a melhor inclinação seria a de 50° .

Esta análise ajuda na escolha da inclinação a ser adotada (no caso de módulos fixos) ou das inclinações a serem adotadas (no caso de haver possibilidade variar o ângulo dos módulos) quantificando os ganhos ou perdas obtidas em cada escolha.

beta	Dez kWh/m ² dia	melhora sobre: (em %)		Jul kWh/m ² dia	melhora sobre: (em %)	
		beta= 0°	beta= -23.5°		beta= 0°	beta= -23.5°
0	5,69	0,0	10,7	3,40	0,0	-20,9
5	5,61	-1,4	9,1	3,63	6,8	-15,6
10	5,52	-3,0	7,4	3,84	12,9	-10,7
15	5,39	-5,3	4,9	4,03	18,5	-6,3
20	5,25	-7,7	2,1	4,20	23,5	-2,3
20,5	5,23	-8,1	1,7	4,21	23,8	-2,1
21	5,22	-8,3	1,6	4,23	24,4	-1,6
21,5	5,20	-8,6	1,2	4,24	24,7	-1,4
22	5,19	-8,8	1,0	4,26	25,3	-0,9
22,5	5,17	-9,1	0,6	4,27	25,6	-0,7
23	5,15	-9,5	0,2	4,29	26,2	-0,2
23,5	5,14	-9,7	0,0	4,30	26,5	0,0
24	5,12	-10,0	-0,4	4,32	27,1	0,5
25	5,09	-10,5	-1,0	4,34	27,6	0,9
30	4,90	-13,9	-4,7	4,46	31,2	3,7
35	4,70	-17,4	-8,6	4,55	33,8	5,8
40	4,48	-21,3	-12,8	4,62	35,9	7,4
45	4,25	-25,3	-17,3	4,66	37,1	8,4
50	4,00	-29,7	-22,2	4,67	37,3	8,6
55	3,75	-34,1	-27,0	4,65	36,8	8,1
60	3,48	-38,8	-32,3	4,61	35,6	7,2
65	3,22	-43,4	-37,3	4,54	33,5	5,6
70	2,95	-48,1	-42,6	4,45	30,9	3,5
75	2,69	-52,7	-47,7	4,32	27,1	0,5
80	2,44	-57,1	-52,5	4,18	22,9	-2,8

Tabela 3.5a. Variação percentual da energia coletada nos meses de dezembro e julho, em kWh/m²dia, para diferentes inclinações, em relação a 0° e a -23,5°. Dados determinados a partir da correlação de Collares-Pereira.

beta	Dez. kWh/m ² .dia	melhora sobre: (em %)		Jul. kWh/m ² .dia	melhora sobre: (em %)	
		beta= 0	beta= 23.5		beta= 0	beta= 23.5
0	5,69	0,0	10,7	3,40	0,0	-19,6
5	5,61	-1,4	9,1	3,61	6,2	-14,7
10	5,52	-3,0	7,4	3,81	12,1	-9,9
15	5,40	-5,1	5,1	3,99	17,4	-5,7
20	5,26	-7,6	2,3	4,14	21,8	-2,1
20,5	5,24	-7,9	1,9	4,15	22,1	-1,9
21	5,23	-8,1	1,8	4,17	22,6	-1,4
21,5	5,21	-8,4	1,4	4,18	22,9	-1,2
22	5,19	-8,8	1,0	4,19	23,2	-0,9
22,5	5,18	-9,0	0,8	4,21	23,8	-0,5
23	5,16	-9,3	0,4	4,22	24,1	-0,2
23,5	5,14	-9,7	0,0	4,23	24,4	0,0
24	5,13	-9,8	-0,2	4,25	25,0	0,5
25	5,09	-10,5	-1,0	4,27	25,6	0,9
30	4,91	-13,7	-4,5	4,38	28,8	3,5
35	4,71	-17,2	-8,4	4,46	31,2	5,4
40	4,50	-20,9	-12,5	4,52	32,9	6,9
45	4,27	-25,0	-16,9	4,55	33,8	7,6
50	4,02	-29,3	-21,8	4,56	34,1	7,8
55	3,77	-33,7	-26,7	4,53	33,2	7,1
60	3,51	-38,3	-31,7	4,49	32,1	6,1
65	3,25	-42,9	-36,8	4,42	30,0	4,5
70	2,98	-47,6	-42,0	4,32	27,1	2,1
75	2,72	-52,2	-47,1	4,20	23,5	-0,7
80	2,47	-56,6	-51,9	4,05	19,1	-4,3

Tabela 3.5b. Variação percentual da energia coletada nos meses de dezembro e julho, para diferentes inclinações, em relação a 0° e -23,5°. Dados determinados através do modelo proposto por este trabalho na seção 3.8.1.

Analisando os resultados apresentados nas tabelas 3.5a e 3.5b, vemos que os ângulos que otimizam a energia coletada não variam. A diferença entre os dois casos está nos ganhos obtidos em cada escolha. Vemos ainda que para o verão (representado por dezembro), como era de se esperar, os ganhos aumentam para as inclinações menores, ocorrendo o contrário no inverno. Ao escolher ângulos pequenos, próximos à horizontal, em vez de escolher ângulos próximos à latitude, cerca de 23°, estaremos obtendo ganhos de até 10% no verão e perdas de até 20% no inverno. Da mesma forma, vemos que ao escolher ângulos expressivos (50° por exemplo) em vez da horizontal, estaremos obtendo ganhos de cerca de 35% no inverno e perdas de 30% no verão. Este tipo de estudo serve como subsídio para a escolha da inclinação mais conveniente.

A seguir apresentamos alguns comentários, decorrentes da análise feita nesta seção, referentes ao estudo das inclinações mais representativas. Considerando que os módulos sejam fixos no primeiro caso e variáveis nos demais.

1) Supondo os módulos fixos, ou seja, que estes tenham inclinação constante. Devemos então estabelecer critérios para definir qual a melhor posição para instalar o equipamento.

a) No caso de desejarmos maximizar a energia coletada ao longo do ano, deve-se inclinar os módulos com um ângulo de 21° , valor ligeiramente inferior à latitude local e ao ângulo ótimo segundo a correlação de Collares-Pereira.

Neste caso, a energia disponível será de cerca de $1.636 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$, resultando numa média mensal de $136,37 \text{ kWh/m}^2$ mês. Com isso estaremos obtendo um ganho de cerca de 4% em relação à energia coletada no plano horizontal.

b) Em alguns casos, a necessidade de energia é maior no inverno. Para maximizar a energia coletada nos meses de outono e inverno, de abril a setembro, deve-se inclinar os módulos com um ângulo de 40° . No entanto, estabelecendo um compromisso entre a necessidade de energia coletada no inverno e a total anual, a melhor inclinação passa a ser 30° pois, com esta variação, a energia coletada no inverno decresce de apenas 1,1%, enquanto que a energia coletada ao longo do ano aumenta 2,7%. A energia total coletada ao longo do ano passa então de $1.579,38 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$ para $1.622,62 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$.

c) Caso se queira otimizar a energia coletada no verão, a melhor inclinação é de 0° (horizontal). No entanto, da mesma forma que no caso anterior, para os períodos de verão-primavera (outubro a março), ao adotarmos uma inclinação de 10° , perde-se 1,1% de energia no verão, mas ganha-se 3,0% de energia ao longo do ano todo. Além disso, não é aconselhável instalar módulos na horizontal devido ao acúmulo de sujeira em sua superfície.

2) Caso a instalação dos módulos dê liberdade para a escolha de duas inclinações distintas.

a) O objetivo, neste caso, é maximizar a energia coletada ao longo do ano, utilizando um ângulo que favorece a captação de energia nos meses de inverno e outro que favorece os meses de verão.

Portanto, a partir das discussões feitas nos casos 1b e 1c, adotamos inclinações de 10° para os meses que constituem o verão e a primavera e 30° para os meses de inverno e outono, aumentando a captação para $1.686,38 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$, $3,0\%$ a mais que a máxima atingida com módulos fixos a 21° ($1.636,4 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$).

b) Adotando a opção ótima, ou seja, 0° nos meses de verão e primavera e 40° nos meses de inverno e outono, encontramos uma disponibilidade energética de $1.705,69 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$, $4,2\%$ melhor que a disponibilidade energética nos módulos fixos a 21° .

Como neste caso a inclinação é variável, diminuem-se os efeitos de acúmulo de sujeira nos módulos dispostos na horizontal, pois eles podem ser limpos quando a inclinação for modificada ou limpem-se naturalmente durante o período em que estiverem com inclinação de 40° .

3) supondo que a instalação do sistema tenha liberdade de escolha de quatro inclinações distintas para os módulos.

Neste caso, procura-se maximizar a energia coletada em cada estação do ano. Para simplificar os cálculos, adotamos a seguinte aproximação para as estações do ano:

i) verão - janeiro, fevereiro e março;

ii) outono - abril, maio e junho;

iii) inverno - julho, agosto e setembro;

iv) primavera - outubro, novembro e dezembro.

As inclinações que maximizam a captação de energia para cada uma das estações do ano estão mostradas na tabela 3.6 a seguir.

Estação	<i>Inclinação (°)</i>	<i>Energia col. por estação</i>
Verão	0	426,01 kWh/m ²
Outono	40	412,37 kWh/m ²
Inverno	35	399,77 kWh/m ²
Primavera	0	467,47 kWh/m ²

Tabela 3.6. As 4 Inclinações que otimizam a captação de energia para cada estação do ano, determinadas a partir dos resultados obtidos pelo programa de cálculo.

Assim, neste caso, necessitam-se de apenas 3 inclinações. A energia total disponível passa a ser de 1.705,62 kWh/m²ano, cerca de 4,2% superior a energia coletada com ângulo fixo de 21°.

4) Supondo o caso em que a instalação tenha liberdade total de movimentação dos módulos, ou seja, o usuário possa, a qualquer momento, variar a inclinação dos módulos.

Neste caso, devemos estabelecer 12 ângulos que maximizem a energia coletada, um para cada mês do ano.

Na realidade, observando os dados para a cidade de São Paulo, vemos que os 12 ângulos reduzem-se a 6, pois em alguns meses, para maximizar a energia coletada, necessita-se da mesma inclinação. A configuração para as inclinações dos módulos é mostrada na tabela 3.7.

mês	Ângulo (°)	Energia (kWh/m ²)	mês	Ângulo (°)	Energia (kWh/m ²)
Jan	0	158,41	jul	50	141,36
Fev	5	132,44	ago	40	137,02
mar	15	137,95	set	15	126,6
abr	35	153,60	out	5	132,99
mai	40	126,17	nov	0	158,40
jun	50	135,00	dez	0	176,40

Tabela 3.7. Ângulos que otimizam a captação energética para cada mês do ano, seguido da energia coletada em cada mês.

Neste caso, a energia total coletada ao longo do ano é de 1.716,34 kWh/m², 4,9% superior a energia disponível supondo módulos com inclinação fixa de 21°.

A partir destes resultados, podemos concluir que, para os sistemas autônomos voltados para a eletrificação de residências de baixa renda, e portanto com baixa carga instalada, é mais interessante fixar os módulos numa inclinação única. É importante comentar que o estudo desta sessão fornece uma idéia qualitativa das variações da disponibilidade energética sob diferentes ângulos de inclinação. Neste caso, não é possível garantir a precisão encontrada nos cálculos. Isto porque a série de dados é restrita e por não conhecermos a precisão dos modelos utilizados quando utilizados para a cidade de São Paulo.

Mesmo considerando as restrições apresentadas, concluímos que para a aplicação estudada, não é interessante instalar um sistema com módulos móveis. Estaríamos tornando a instalação mais cara e complexa, aumentando a dificuldade na operação e manutenção, para obter ganhos pouco expressivos na disponibilidade energética. Como os sistemas são de pequeno porte, o ganho energético não justifica o aumento no custo e na complexidade destes.

Finalmente, comparando os resultados obtidos utilizando a correlação de Collares-Pereira e a correlação proposta neste trabalho na estimativa da irradiação difusa presente na atmosfera, conclui-se que:

a) Para o caso de módulos fixos, o ângulo ótimo diminui de 22° para 21° , e a disponibilidade energética de $1.646,86 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$ para $1.636,4 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$, cerca de 0,6%.

b) Para o caso de termos liberdade de escolha de 2 ângulos, no verão e primavera, o ângulo permanece de 10° em ambos os casos. Nos meses de inverno e outono, o melhor ângulo decresce de 35° , no modelo de Collares-Pereira, para 30° no modelo proposto neste trabalho. Para este caso, a disponibilidade de energia decresce de $1.709,40 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$ para $1.685,78 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$, uma diminuição de cerca de 1,38%.

c) Caso exista a liberdade de escolha de 4 inclinações, as da primavera e do outono permanecem as mesmas. No inverno, decresce de 40° para 35° e, no verão, permanece entre 0° e 5° , com uma certa liberdade de escolha. A disponibilidade energética, neste caso, diminui de $1.724 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$ para $1.706,23 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$, cerca de 1%.

d) Para o caso em que se tenha total liberdade escolha nas inclinações, ocorrem pequenas variações na inclinação de no máximo -5° (negativos) para o modelo proposto. Neste caso, a disponibilidade energética diminui de $1.730,5 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$ para $1.716,34 \text{ kWh/m}^2\text{ano}$, cerca de 0,8%.

3.10.2. Geração de Seqüências de Irradiação Diária, a partir de Valores Diários Médios Mensais

Em algumas situações, trabalhar com médias mensais de irradiação diária não é suficiente para a obtenção de um bom dimensionamento. Para determinar a melhor configuração, a um mínimo custo, com um nível de confiabilidade preestabelecido, é importante conhecer a irradiação média diária incidente no local em que o sistema será instalado.

O Brasil não dispõe de longas seqüências históricas de radiação média diária. Dispomos apenas de seqüências curtas e mal distribuídas ao longo do território nacional.

Em vista deste tipo de problema, vários autores vêm procurando formas de estimar valores da irradiação diária, a partir de outros parâmetros mais acessíveis, como os valores médios mensais da própria irradiação diária, para citar um exemplo.

Foi observado que tais seqüências de dados obedecem a algumas propriedades estatísticas, cuja validade presume-se que seja universal, pois valem para longas séries históricas de dados disponíveis espalhados no planeta.

Um modelo que consegue chegar a bons resultados foi proposto por Aguiar, em 1988 [Aguiar *et al.*, 1988]. O método é baseado na observação de dados de irradiação solar coletados ao longo de vários anos, em diferentes locais, amplamente espalhados pelo globo. Notaram-se basicamente, dois principais aspectos: 1) um valor de irradiação diária dado apresenta uma significativa correlação apenas com o valor da irradiação do dia imediatamente anterior; 2) a função distribuição de probabilidade do índice de claridade atmosférica para um dado período tem a forma associada apenas com o valor médio do índice de claridade atmosférico para o mesmo período considerado. Aguiar assume que o fenômeno aleatório da atenuação diária que a radiação sofre ao passar pela atmosfera pode ser representado por um processo aleatório Markoviano. Uma discussão mais aprofundada desta importante ferramenta para o estudo de sistemas fotovoltaicos, além do próprio artigo de Aguiar, pode ser encontrada em Amato *et al.*, 1986.

O modelo em questão gera seqüências de valores de k_t , utilizando uma série de matrizes de transição de Markov (MTM), associadas, cada uma delas, a um intervalo específico de índices de claridade atmosférica, denominado de k_{tm} .

Com esta ferramenta, podemos gerar valores diários de irradiação, dados difíceis de serem obtidos, a partir dos valores médios mensais, dados estes mais acessíveis.

A partir da análise das seqüências históricas de dados coletados em diversas estações de medida, o autor propõe uma biblioteca de matrizes de transição de décima ordem, supostamente universais. A cada matriz associa-se um intervalo de valores de K_t , definido por seus valores máximos e mínimos, K_{tmax} e K_{tmin} , respectivamente. Cada um destes intervalos é subdividido em 10 subintervalos, mesmo número de linhas e de colunas que cada uma das matrizes possui. A tabela 3.8 descreve os intervalos associados a cada uma das matrizes consideradas e seus respectivos K_{tmin} e K_{tmax} . As tabelas seguintes, de 3.9 a 3.18 apresentam as 10 matrizes de transição de Markov, propostas por Aguiar para a geração das seqüências diárias de índices de claridade atmosférica.

Matriz nº	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$K_{tm} >$	0,000	0,300	0,350	0,400	0,450	0,500	0,550	0,600	0,650	0,700
<	0,300	0,350	0,400	0,450	0,500	0,550	0,600	0,650	0,700	1,000
K_{tmin}	0,031	0,058	0,051	0,052	0,028	0,053	0,044	0,085	0,010	0,319
K_{tmax}	0,705	0,694	0,753	0,753	0,807	0,856	0,818	0,846	0,842	0,865

Tabela 3.8. Intervalos de K_{tm} e de K_t , associados a cada uma das matrizes de transição propostas por Aguiar.

$K_t \leq 0,30$

0,229	0,333	0,208	0,042	0,083	0,042	0,042	0,021	0,000	0,000
0,167	0,319	0,194	0,139	0,097	0,028	0,042	0,000	0,014	0,000
0,250	0,250	0,091	0,136	0,091	0,046	0,046	0,023	0,068	0,000
0,158	0,237	0,158	0,263	0,026	0,053	0,079	0,026	0,000	0,000
0,211	0,053	0,211	0,158	0,053	0,053	0,158	0,105	0,000	0,000
0,125	0,125	0,250	0,188	0,063	0,125	0,000	0,125	0,000	0,000
0,040	0,240	0,080	0,120	0,080	0,080	0,120	0,120	0,080	0,040
0,000	0,250	0,000	0,125	0,000	0,125	0,125	0,250	0,063	0,063
0,000	0,250	0,000	0,125	0,250	0,000	0,250	0,000	0,000	0,125
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,500	0,250	0,000	0,250

Tabela 3.9. Matriz de Markov para valores de $K_t \leq 0,30$.

$0,30 < K_t \leq 0,35$

0,000	0,000	0,091	0,000	0,364	0,091	0,182	0,000	0,273	0,000
0,118	0,118	0,176	0,118	0,059	0,118	0,176	0,059	0,059	0,000
0,067	0,267	0,067	0,200	0,067	0,000	0,133	0,133	0,000	0,067
0,118	0,235	0,000	0,235	0,059	0,176	0,118	0,000	0,059	0,000
0,077	0,154	0,308	0,077	0,154	0,077	0,000	0,077	0,077	0,000
0,083	0,000	0,167	0,250	0,083	0,167	0,000	0,083	0,167	0,000
0,222	0,222	0,000	0,111	0,111	0,000	0,111	0,222	0,000	0,000
0,091	0,182	0,273	0,000	0,091	0,273	0,000	0,091	0,000	0,000
0,111	0,111	0,111	0,222	0,000	0,000	0,000	0,222	0,111	0,111
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,500	0,000	0,000	0,500

Tabela 3.10. Matriz de Markov para valores de $0,30 < K_t \leq 0,35$.

$0,35 < K_t \leq 0,40$

0,206	0,088	0,176	0,176	0,088	0,029	0,176	0,029	0,029	0,000
0,120	0,100	0,140	0,160	0,120	0,220	0,100	0,000	0,020	0,020
0,077	0,123	0,185	0,123	0,077	0,139	0,092	0,123	0,061	0,000
0,048	0,111	0,095	0,206	0,206	0,190	0,095	0,048	0,000	0,000
0,059	0,137	0,118	0,137	0,098	0,118	0,118	0,157	0,059	0,000
0,014	0,097	0,139	0,153	0,125	0,139	0,208	0,056	0,042	0,028
0,073	0,101	0,116	0,145	0,087	0,159	0,203	0,087	0,029	0,000
0,019	0,037	0,111	0,056	0,074	0,111	0,185	0,296	0,074	0,037
0,035	0,069	0,035	0,000	0,035	0,103	0,172	0,138	0,379	0,035
0,000	0,167	0,167	0,000	0,167	0,000	0,000	0,333	0,000	0,167

Tabela 3.11. Matriz de Markov para valores de $0,35 < K_t \leq 0,40$.

$0,40 < K_t \leq 0,45$

0,167	0,167	0,167	0,000	0,083	0,125	0,000	0,167	0,125	0,000
0,117	0,117	0,150	0,117	0,083	0,117	0,200	0,067	0,017	0,017
0,049	0,085	0,134	0,158	0,098	0,110	0,134	0,134	0,061	0,037
0,039	0,090	0,141	0,141	0,167	0,141	0,090	0,141	0,039	0,013
0,009	0,139	0,074	0,093	0,194	0,139	0,167	0,093	0,074	0,019
0,036	0,018	0,117	0,099	0,144	0,180	0,180	0,117	0,072	0,036
0,000	0,046	0,061	0,061	0,136	0,159	0,273	0,167	0,098	0,000
0,016	0,056	0,080	0,128	0,104	0,080	0,160	0,208	0,136	0,032
0,011	0,053	0,021	0,043	0,128	0,096	0,074	0,223	0,277	0,074
0,000	0,074	0,037	0,000	0,074	0,074	0,074	0,074	0,333	0,259

Tabela 3.12. Matriz de Markov para valores de $0,40 < K_t \leq 0,45$.

0,45 < $K_t \leq 0,50$

0,120	0,200	0,160	0,120	0,120	0,120	0,080	0,000	0,040	0,040
0,100	0,080	0,120	0,140	0,140	0,200	0,180	0,040	0,000	0,000
0,046	0,114	0,068	0,171	0,125	0,171	0,080	0,159	0,057	0,011
0,015	0,061	0,084	0,099	0,191	0,153	0,153	0,115	0,115	0,015
0,024	0,030	0,098	0,098	0,165	0,195	0,195	0,140	0,043	0,012
0,015	0,026	0,062	0,124	0,144	0,170	0,170	0,222	0,062	0,005
0,000	0,013	0,045	0,108	0,112	0,175	0,188	0,224	0,117	0,018
0,008	0,023	0,054	0,066	0,093	0,125	0,191	0,253	0,183	0,004
0,006	0,022	0,061	0,033	0,067	0,083	0,139	0,222	0,322	0,044
0,000	0,046	0,091	0,091	0,046	0,046	0,136	0,091	0,273	0,182

Tabela 3.13. Matriz de Markov para valores de $0,45 < K_t \leq 0,50$.

0,50 < $K_t \leq 0,55$

0,250	0,179	0,107	0,107	0,143	0,071	0,107	0,036	0,000	0,000
0,133	0,022	0,089	0,111	0,156	0,178	0,111	0,133	0,067	0,000
0,064	0,048	0,143	0,048	0,175	0,143	0,206	0,095	0,079	0,000
0,000	0,022	0,078	0,111	0,156	0,156	0,244	0,167	0,044	0,022
0,016	0,027	0,037	0,069	0,160	0,219	0,230	0,160	0,075	0,005
0,013	0,025	0,030	0,093	0,144	0,202	0,215	0,219	0,055	0,004
0,006	0,041	0,035	0,064	0,090	0,180	0,337	0,192	0,049	0,006
0,012	0,021	0,029	0,035	0,132	0,123	0,184	0,371	0,082	0,012
0,008	0,016	0,016	0,024	0,071	0,103	0,159	0,270	0,309	0,024
0,000	0,000	0,000	0,000	0,059	0,000	0,059	0,294	0,412	0,176

Tabela 3.14. Matriz de Markov para valores de $0,50 < K_t \leq 0,55$.

0,55 < $K_t \leq 0,60$

0,217	0,087	0,000	0,174	0,130	0,087	0,087	0,130	0,087	0,000
0,026	0,079	0,132	0,079	0,026	0,158	0,158	0,132	0,158	0,053
0,020	0,020	0,020	0,040	0,160	0,180	0,160	0,200	0,100	0,100
0,025	0,013	0,038	0,076	0,076	0,139	0,139	0,266	0,215	0,013
0,030	0,030	0,050	0,020	0,091	0,131	0,162	0,283	0,131	0,071
0,006	0,006	0,013	0,057	0,057	0,121	0,204	0,287	0,185	0,064
0,004	0,026	0,037	0,030	0,093	0,107	0,193	0,307	0,167	0,037
0,011	0,009	0,014	0,042	0,041	0,071	0,152	0,418	0,203	0,041
0,012	0,022	0,022	0,038	0,019	0,050	0,113	0,281	0,360	0,084
0,008	0,024	0,039	0,039	0,063	0,039	0,118	0,118	0,284	0,268

Tabela 3.15. Matriz de Markov para valores de $0,55 < K_t \leq 0,60$.

$0,60 < K_t \leq 0,65$

0,067	0,133	0,133	0,067	0,067	0,200	0,133	0,133	0,067	0,000
0,118	0,059	0,059	0,059	0,059	0,118	0,118	0,235	0,118	0,059
0,000	0,024	0,024	0,049	0,146	0,073	0,195	0,244	0,195	0,049
0,026	0,000	0,026	0,026	0,053	0,184	0,263	0,184	0,237	0,000
0,014	0,000	0,042	0,056	0,069	0,097	0,139	0,306	0,278	0,000
0,009	0,009	0,052	0,069	0,052	0,112	0,215	0,285	0,138	0,060
0,009	0,009	0,026	0,017	0,094	0,099	0,232	0,283	0,210	0,021
0,010	0,014	0,016	0,019	0,027	0,062	0,163	0,467	0,202	0,019
0,004	0,007	0,031	0,017	0,033	0,050	0,086	0,252	0,469	0,050
0,000	0,000	0,015	0,046	0,031	0,046	0,077	0,123	0,446	0,215

Tabela 3.16. Matriz de Markov para valores de $0,60 < K_t \leq 0,65$.

$0,65 < K_t \leq 0,70$

0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,250	0,250	0,500	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,250	0,000	0,000	0,375	0,250	0,125
0,000	0,000	0,000	0,083	0,000	0,167	0,167	0,250	0,333	0,000
0,000	0,000	0,042	0,042	0,042	0,083	0,083	0,292	0,292	0,125
0,000	0,000	0,032	0,000	0,000	0,032	0,129	0,387	0,355	0,065
0,000	0,000	0,000	0,038	0,038	0,075	0,047	0,340	0,415	0,047
0,004	0,004	0,007	0,007	0,011	0,030	0,052	0,141	0,654	0,089
0,000	0,000	0,000	0,000	0,061	0,061	0,030	0,030	0,349	0,470

Tabela 3.17. Matriz de Markov para valores de $0,65 < K_t \leq 0,70$.

$K_t > 0,70$

0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,000
0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
0,000	0,000	0,000	0,250	0,000	0,000	0,000	0,500	0,250	0,000
0,000	0,000	0,143	0,143	0,000	0,143	0,143	0,429	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,200	0,000	0,000	0,200	0,400	0,200	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,222	0,444	0,333	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,080	0,080	0,080	0,480	0,240	0,040
0,000	0,000	0,027	0,009	0,027	0,018	0,135	0,523	0,252	0,009
0,000	0,000	0,000	0,022	0,000	0,043	0,043	0,326	0,511	0,054
0,000	0,000	0,000	0,143	0,000	0,000	0,000	0,143	0,714	0,000

Tabela 3.18. Matriz de Markov para valores de $K_t > 0,70$.

Para qualquer uma das matrizes acima, através da tabela 3.8, encontramos K_{tmin} e K_{tmax} correspondente à matriz considerada. Dividindo por 10 o intervalo $[K_{tmin} - K_{tmax}]$, definem-se 10 subintervalos numerados de 1 a 10. Em um mês cujo K_t esteja contido no intervalo da matriz considerada, cada elemento (i,j) desta matriz corresponde à probabilidade de, num dia cujo k_t esteja dentro do subintervalo “i” seja precedido por outro dia cujo valor se encontrava dentro do subintervalo “j”.

O método aqui proposto necessita apenas dos valores médios mensais da irradiação média diária sobre a superfície horizontal, $H(0)$. A partir daí, os passos seguintes são:

1) Determinar os 12 valores dos índices de claridade médios mensais, K_t .

2) Selecionar a matriz correspondente ao K_t de Janeiro e calcular seus 10 subintervalos.

3) Selecionar a linha correspondente ao subintervalo em que está compreendido o valor de k_t do dia anterior. No caso do cálculo do primeiro valor do mês, supor que este valor coincida com o K_t do mês anterior.

4) Gerar um número aleatório τ , compreendido entre 0 e 1, com distribuição uniforme.

5) Somar os elementos de cada coluna, j, da linha, i, selecionada, começando pelo elemento da primeira coluna da esquerda, $j= 1$, até que a somatória cumpra a seguinte condição:

$$\sum a_{ij} > \tau$$

6) O k_t do dia em questão é o valor intermediário do subintervalo j, correspondente ao número da última coluna contemplada na somatória anterior.

7) Repetir este procedimento o número de vezes que for preciso para completar o mês em questão. A seguir, selecionar a matriz correspondente ao próximo mês e repetir o processo.

A título de demonstração, vamos gerar alguns valores para a cidade de São Paulo, onde os K_t 's utilizados estão apresentados na tabela 3.3.

Começando pelo mês de janeiro: $K_{jan} = 0,45$; a matriz correspondente é a nº 4.

Matriz nº 4: $k_{tmin} = 0,052$

$k_{tmax} = 0,753$

Construção dos 10 subintervalos.

1 - (0,0520 a 0,1221)	6 - (0,4025 a 0,4726)
2 - (0,1221 a 0,1922)	7 - (0,4726 a 0,5427)
3 - (0,1922 a 0,2623)	8 - (0,5427 a 0,6128)
4 - (0,2623 a 0,3324)	9 - (0,6128 a 0,6829)
5 - (0,3324 a 0,4025)	10 - (0,6829 a 0,7530)

Considerando k_t do dia anterior como sendo K_t de dezembro; portanto $k_t = 0,49$.

O número 0,49 encontra-se no subintervalo 7; portanto $i = 7$;

(linha 7 da matriz 4).

Geração de um número aleatório: $\tau = 0,621$ - (número randômico).

Fazendo a somatória dos elementos da linha 7 da matriz 4, até que se cumpra a condição imposta pelo item 5, encontramos que o último elemento da soma é o pertencente à coluna 7. Portanto, $j = 7$.

O valor intermediário ao subintervalo 7; (0,4726 a 0,5427) é 0,5076.

Portanto, em 01 de jan - $k_{t1-jan} = 0,508$

Repetindo o procedimento para encontrar k_t de 02 de janeiro. Ainda na matriz nº 4, pois é a matriz correspondente ao K_t de janeiro.

Índice de claridade do dia anterior; $k_{t1-jan} = 0,508$ - localizado no subintervalo 7;
 $i = 7$

Gerando um número randômico; $\tau = 0,435$

Somando os elementos da linha 7 da matriz 4 até que a somatória ultrapasse 0,435.

O último elemento da soma foi o da coluna 6 - $\therefore j = 6$.

O valor médio do subintervalo 6 - (0,4025 a 0,4726) é 0,4375

$\therefore k_{t2-jan} = 0,437$.

Repetindo sucessivamente este procedimento, uma série de k_t diários vai sendo gerada a partir dos K_t médios mensais. Determinando a irradiação extraterrestre, através da expressão 3.14, e o índice de claridade para a localidade considerada, para cada dia do ano, através dos índices de claridade médios mensais e do método proposto por Aguiar, é possível estimar a irradiação sobre a superfície horizontal. Com este dado e utilizando o modelo de Liu e Jordan, estima-se a energia disponível em uma superfície inclinada para cada dia do ano, dado de entrada importante para realizar um bom dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Capítulo 4

Sistema Fotovoltaico Autônomo - Componentes

Um sistema fotovoltaico autônomo consiste de um conjunto de elementos capazes de abastecer uma carga elétrica isolada da rede de distribuição de energia convencional utilizando, para tal, a radiação solar como recurso energético. Neste capítulo, descrevemos a estrutura básica deste tipo de sistema, estudando o papel e as principais características de cada um de seus elementos.

4.1. Estrutura Básica de um SFA

Os elementos fundamentais que constituem o sistema fotovoltaico autônomo são a própria carga elétrica e o gerador fotovoltaico. Em geral, sistemas tão simples permitirão somente consumos proporcionais à irradiação solar e em períodos em que ocorra coincidência entre geração e consumo.

Para contornar este problema e aumentar as possibilidades de utilização do sistema, é necessário dotar o conjunto carga-módulo de um subsistema de acumulação de energia. Este é responsável pelo armazenamento da energia quando a geração é superior ao consumo e pelo abastecimento da carga quando há consumo e não há geração. Existem diversas formas de armazenar a energia, porém, é freqüente a utilização de baterias eletroquímicas secundárias¹. Normalmente são utilizadas baterias automotivas de chumbo-ácido.

Em razão das características intrínsecas das baterias geralmente utilizadas neste tipo de subsistemas, é conveniente instalar um sistema eletrônico de controle da carga e da descarga. Este equipamento, denominado regulador ou controlador de carga, tem como função evitar cargas ou descargas excessivas no acumulador, aumentando assim sua vida útil.

Em algumas ocasiões, é necessário adaptar as características da corrente fornecida pelo conjunto módulo-bateria às cargas, sendo freqüente o uso de inversores estáticos, cujas eficiências de trabalho devem ser também consideradas no dimensionamento de todo o conjunto.

Para garantir certa continuidade no fornecimento energético, pode ser conveniente utilizar um gerador auxiliar como o grupo diesel. Porém, em geral em instalações de baixa carga, o alto custo deste tipo de equipamento auxiliar inviabiliza a sua utilização. A figura 4.1 mostra um diagrama de blocos que representa um sistema fotovoltaico autônomo.

Neste trabalho, restringimo-nos ao estudo dos sistemas fotovoltaicos autônomos, dando ênfase à energização de residências de baixa renda, caracterizadas pelo baixo consumo. Consideramos portanto, sistemas sem gerador auxiliar e com consumo em corrente contínua. A figura 4.2 mostra o circuito característico dos sistemas considerados.

¹ Baterias secundárias são aquelas que, depois de descarregadas, podem ser conduzidas ao estado de carga inicial, através da passagem de uma corrente elétrica na direção oposta à descarga.

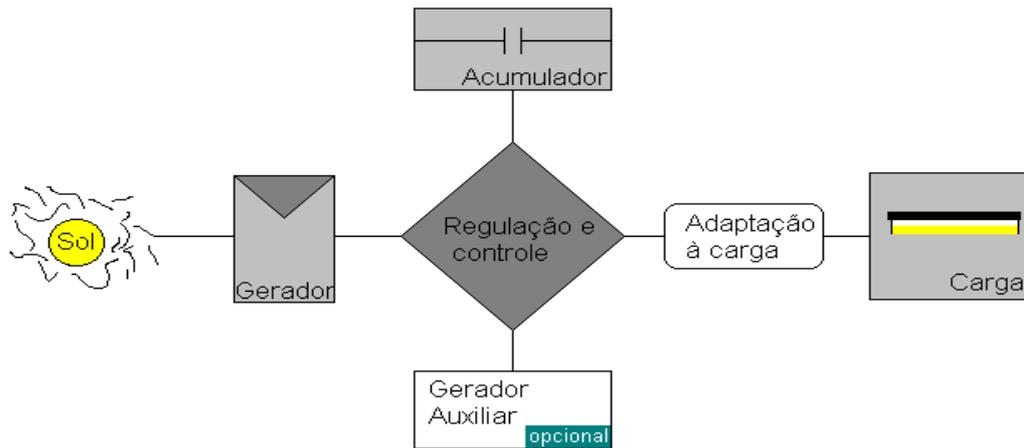


Figura 4.1. Diagrama de blocos de um Sistema Fotovoltaico Autônomo.

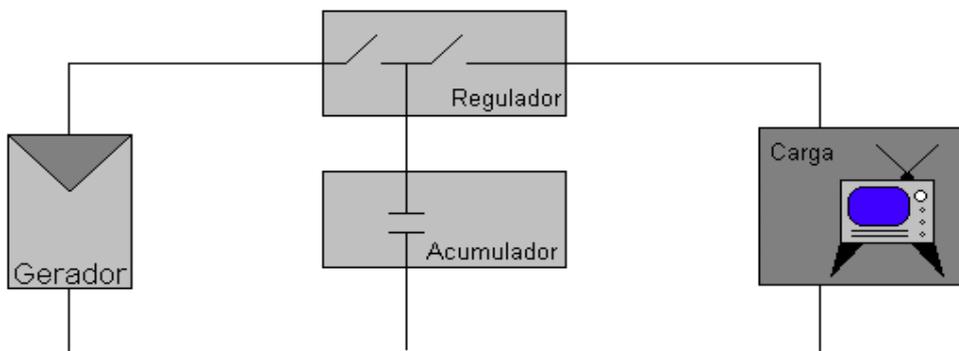


Figura 4.2. Circuito equivalente de um Sistema Fotovoltaico Autônomo para uma residência de baixa renda.

Além dos componentes mencionados, devemos considerar também como parte dos sistemas a fiação e a estrutura de suporte dos geradores fotovoltaicos.

A energia solar fotovoltaica é uma tecnologia razoavelmente nova, mas, por ter sido desenvolvida inicialmente para aplicações espaciais possui uma confiabilidade alta e grande durabilidade. Assim, os geradores fotovoltaicos praticamente não necessitam de manutenção e raramente apresentam falhas. Com isso, os problemas encontrados nos sistemas ocorrem, na maioria das vezes, em outros componentes tais como: fiação, lâmpadas, reatores eletrônicos e acumuladores, equipamentos que, curiosamente, possuem tecnologia desenvolvida e consolidada há várias décadas.

Isto ocorre, principalmente, porque estes equipamentos não foram projetados, nem sequer adaptados para utilização em sistemas fotovoltaicos. Para minimizar a ocorrência de falhas, aumentando a confiança nos sistemas fotovoltaicos e diminuindo seus custos, é importante que estes sejam dimensionados de forma correta, cuidadosa e que haja critério na aquisição de seus componentes. Para isso, é necessário considerar as características e particularidades de cada componente adaptando, da melhor forma possível, as tecnologias já consolidadas à tecnologia solar fotovoltaica.

Nas próximas seções, apresentamos os princípios básicos de funcionamento e as características mais importantes dos principais componentes de um sistema fotovoltaico autônomo. É dada maior ênfase ao estudo dos geradores fotovoltaicos e das baterias automotivas de Pb-ácido por serem elementos de fundamental importância nos sistemas fotovoltaicos. Além disso, os modelos que predizem o funcionamento destes componentes não são simples nem imediatos, tornando difícil a tarefa de determinar o comportamento destes elementos. Isto deve-se principalmente ao comportamento pouco intuitivo destes elementos.

Neste momento, cabe ressaltar que um profundo conhecimento dos detalhes de funcionamento destes componentes é extremamente importante para que o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos seja feito de forma correta e cuidadosa, otimizando a relação de compromisso entre os custos da energia gerada e a satisfação dos usuários com a energia adquirida.

O estudo realizado neste capítulo é importante também para que a instalação dos sistemas autônomos seja feita de forma segura, proporcionando um sistema eficiente, durável, sem causar qualquer tipo de risco a seus usuários.

4.2. O Gerador Fotovoltaico

Um gerador fotovoltaico permite converter diretamente em energia elétrica a energia proveniente do Sol que incide em sua superfície. Neste trabalho, fazemos referência somente a geradores planos, considerando-os como uma “caixa preta” para, partindo de suas características funcionais em condições ideais, estabelecer um modelo de comportamento em condições reais de trabalho.

Neste trabalho denominamos “módulo fotovoltaico” ao conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre si, encapsuladas, formando uma unidade que as proteja dos efeitos danosos que um longo tempo de exposição ao Sol, chuvas, etc, pode causar. Da mesma forma, entende-se como um “gerador fotovoltaico” ao conjunto de módulos, conectados em série ou em paralelo, até alcançar a tensão e a potência pico necessárias no abastecimento da carga instalada.

O tipo e a disposição das células, associados com as características da radiação incidente, determinam os valores de tensão e corrente fornecidos pelo módulo. É bem conhecido [Green, 1992] que a tensão de uma célula de Si-cristalino em seu ponto de máxima potência é da ordem de 0,45 Volts a 25°C, independentemente da sua área, enquanto que a corrente é da ordem de 30 mA/cm² em determinadas condições. Estes parâmetros apresentam algumas variações dependentes da técnica utilizada na fabricação da célula e da qualidade desta.

Para avaliar e comparar o desempenho de módulos fotovoltaicos são feitas medidas de seu comportamento sobre condições controladas. Estas condições são denominadas de condições padronizadas. Controlando-se os parâmetros de funcionamento dos módulos, podemos verificar se seu comportamento está de acordo com o esperado. Desta forma, os módulos fotovoltaicos são caracterizados através de medidas, nas condições padronizadas, da tensão de circuito aberto, V_{oc} , da corrente de curto circuito, I_{sc} e do ponto de máxima potência, P_{max} , caracterizado pela corrente e tensão no ponto de máxima potência, I_{max} e V_{max} , respectivamente. As condições padronizadas são definidas da seguinte forma:

- irradiância de 1000 W/m^2 ,
- incidência normal,
- espectro solar AM 1,5 e
- temperatura da célula de 25°C.

A conexão de S células em série e P em paralelo dará como resultado um módulo cujas características de máxima potência são: $V_{max} = 0,45 \times S$ Volts e $I_{max} = 30 \times P$ mA/cm². Na prática, estes valores são menores devido à dispersão das características das células [Zilles & Lorenzo, 1993] e a uma queda de eficiência no encapsulamento em função de absorções e reflexões da luz incidente.

O raciocínio anterior é válido para estabelecer a característica I - V de um gerador fotovoltaico, resultante da conexão série-paralelo de diversos módulos. Cabe salientar que existe a necessidade de selecionar os módulos, antes de efetuar a conexão, de forma a evitar perdas devido à dispersão de parâmetros elétricos.

A maior parte dos módulos comerciais são desenhados para trabalhar em conexão a uma bateria de chumbo ácido com 12 V de tensão nominal. Para assegurar que a bateria seja completamente recarregada, são necessários pelo menos 14 V em seus terminais. Considerando as quedas de tensão no regulador, na fiação e a produzida pelo efeito do aquecimento das células ($\cong 20^\circ\text{C}$ acima da temperatura ambiente), conclui-se que são necessárias entre 30 e 36 células conectadas em série, as quais fornecerão entre 13,5 e 16,5 V, tipicamente [Egido & Lorenzo, 1986].

4.2.1. A Eficiência de Conversão Fotovoltaica

As células fotovoltaicas são capazes de transformar a energia radiante do Sol em eletricidade, através de um fenômeno chamado de efeito fotovoltaico.

Estes dispositivos podem ser construídos com diferentes tipos de materiais. Os mais utilizados são, o silício, Si; o arseneto de gálio, GaAs e o telureto de cádmio, CdTe, todos materiais semicondutores. Dependendo do processo de fabricação, são formadas estruturas atômicas denominadas monocristalinas, policristalinas ou amorfas, dependendo de como ocorre a distribuição dos átomos no material.

Quando os fótons que constituem a radiação eletromagnética incidem sobre as células fotovoltaicas, dependendo da energia que possuem e do ângulo em que incidem, podem ser refletidos, absorvidos, ou simplesmente atravessá-las, isto é, serem transmitidos.

O espectro solar possui fótons com diferentes comprimentos de onda, como foi mostrado na figura 3.3 do capítulo anterior. Infelizmente, uma célula fotovoltaica não consegue absorver todos os fótons incidentes sobre ela. Isto ocorre, principalmente, devido aos seguintes fatores:

- Alguns fótons do espectro solar possuem energia inferior à necessária para serem absorvidos pelo material semiconductor. Portanto atravessam a célula sem serem absorvidos, o coeficiente de absorção para estes comprimentos de onda é igual a zero. Este tipo de perda denomina-se *perdas por não absorção*.
- Existe uma probabilidade de o material não conseguir absorver os fótons que nele incidem. Ou seja, mesmo possuindo energia suficiente, o fóton pode atravessar a célula sem ser absorvido. Isto deve-se à espessura finita das mesmas. Quanto maior a espessura das células, maior a probabilidade de o fóton ser absorvido. No entanto, graças a fatores como custos, peso, praticidade, estipula-se uma relação de compromisso entre espessura e número de fótons a serem absorvidos. Neste caso, ocorrem as *perdas por transmissão*.
- Uma fração dos fótons, dependendo do ângulo em que incidem na célula e de seu comprimento de onda, é refletida em sua superfície. Esta reflexão ocorre devido à diferença entre os índices de refração na interface ar/célula. Originam-se portanto as *perdas por reflexão*.
- Alguns pares de cargas geradas dentro da estrutura cristalina do material acabam se recombinando, ocasionando as *perdas por recombinação*.

Apenas os fótons que efetivamente forem absorvidos pelo material semiconductor é que contribuirão para a geração da corrente elétrica. Portanto a eficiência de conversão do processo fotovoltaico está, em última instância, diretamente relacionada com a fração do espectro solar absorvida pelas células.

Cada fóton absorvido pela célula será capaz de criar um par elétron-lacuna. Caso a energia deste fóton seja suficientemente grande, existe uma probabilidade de se criarem mais de um par de cargas. Como a probabilidade de um fóton gerar dois pares de cargas é extremamente pequena, em geral o excesso de energia é dissipado na estrutura do material em forma de calor. Com isso, apenas parte da energia absorvida é transformada em eletricidade.

Para aproveitar as cargas criadas para a realização de algum trabalho útil, é necessário diminuir a probabilidade de serem recombinadas na própria estrutura material (fenômeno conhecido como recombinação). Para tal, cria-se um campo elétrico interno a este, junção p-n, através da introdução de elementos estranhos à estrutura cristalina original do Si (dopagem) [Green, 1992].

As cargas geradas migram, em face da presença do campo elétrico, para a superfície da célula. Para aproveitá-las, contatos metálicos são fixados em sua superfície, permitindo a conexão destas a um circuito elétrico qualquer.

Uma célula solar é portanto um dispositivo semiconductor dotado de uma junção p-n em seu interior e de contatos metálicos na sua superfície. A figura 4.3 mostra, de forma esquemática, a estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.

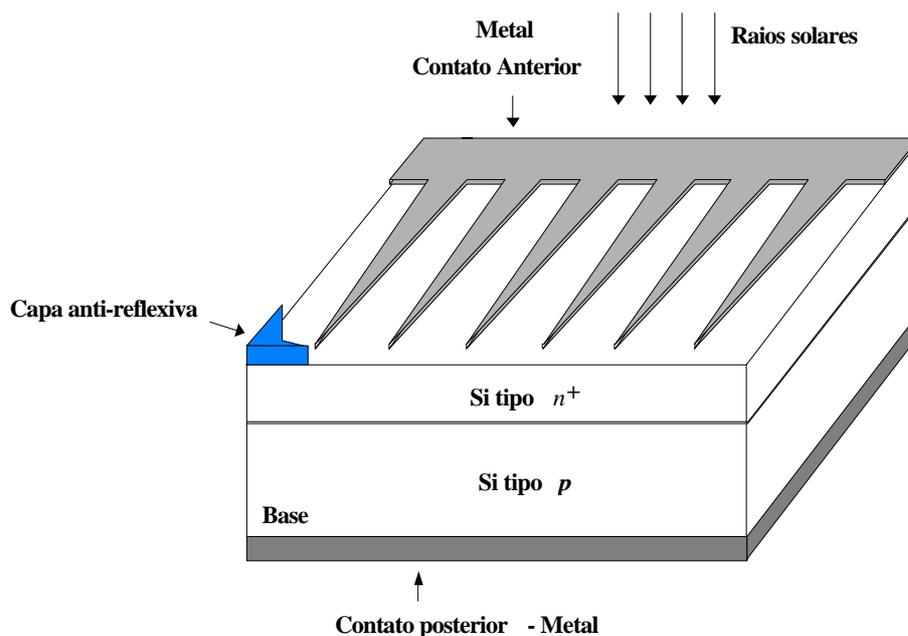


Figura 4.3. Estrutura básica de uma célula de Si convencional.

Para aumentar a eficiência de conversão energética das células solares, é necessário maximizar o número de fótons solares absorvidos e diminuir as perdas das cargas criadas. Alguns parâmetros podem ser alterados, interferindo na eficiência e nos custos finais das células. Os esforços são feitos sempre com o compromisso de aumentar a eficiência de conversão energética e diminuir os seus custos.

A espessura das células interfere nas perdas por transmissão. Novos materiais semicondutores absorvem fótons de distintas regiões do espectro solar. A concentração e distribuição espacial dos dopantes definem a intensidade e a posição do campo elétrico interno. O material com que são feitos os contatos metálicos, seu desenho e como se faz sua fixação, são parâmetros que interferem no aproveitamento das cargas geradas pois devem expor a célula ao máximo e, ao mesmo tempo, ter uma baixa resistência elétrica. Técnicas mais recentes têm procurado diminuir a área da célula sombreada pelos contatos metálicos enterrando-os sob sua superfície, aumentando a área de captação de cargas sem aumentar a área de célula sombreada [Green et al., 1991].

Filmes finos anti-refletores são depositados na superfície anterior das células com a finalidade de minimizar perdas por reflexão. Esta deposição é introduzida na interface ar/célula, meios de índices de refração distintos, para que a passagem dos fótons de um meio com índice de refração baixo para um meio com índice de refração alto ocorra de forma gradual diminuindo as reflexões na superfície da célula.

4.2.2. Os Principais Fenômenos que Ocorrem na Célula

Ao iluminar uma célula solar, cria-se uma diferença de potencial em seus pólos que pode ser utilizada para realizar algum trabalho.

Ao conectarmos a célula a uma carga qualquer, circulará uma corrente elétrica pelo circuito montado. Sob este aspecto, a célula solar funciona como um gerador de eletricidade capaz de realizar trabalho. Os principais fenômenos que ocorrem no interior do dispositivo e caracterizam o efeito fotovoltaico podem ser classificados da seguinte forma:

- Os fótons que incidem na célula com energia igual ou superior à banda de proibida do semicondutor podem ser absorvidos de forma a elevar o nível de energia de um elétron da banda de valência para a banda de condução, gerando assim uma par elétron lacuna que podem atuar como sendo portadores de corrente.

- O campo elétrico interno produzido pela junção p-n, decorrente do processo de dopagem do material, causa a separação das cargas geradas antes que elas se recombinem. É, portanto, o responsável pela criação de uma diferença de potencial. Consequentemente, existe um potencial de realização de trabalho elétrico através do aproveitamento da tensão criada nos pólos da célula.
- Ao conectar a célula a uma carga elétrica, ocorre uma resistência natural à passagem das cargas, proporcional à tensão criada nos pólos da carga. Isto cria uma corrente, que circula no sentido inverso à corrente fotogerada, denominada de corrente de recombinação, ou corrente de escuro.

Dessa forma, a corrente que uma carga recebe de uma célula solar iluminada é o resultado da soma algébrica de duas componentes internas que se opõem: a primeira é a *corrente fotogerada* ou fotocorrente I_L , produzida devido à geração de portadores criados pela iluminação solar. A segunda, corresponde à corrente denominada de *corrente de diodo* ou corrente de obscuridade I_D devido à recombinação de portadores produzida pela tensão externa.

Admitindo que a célula responda linearmente a estas excitações (hipótese certa para a maioria das células) de iluminação e voltagem externa, a corrente I que circulará no circuito será dada por:

$$I = I_L - I_D(V) \quad (4.1)$$

que é a equação característica da célula solar, válida para todas as condições de funcionamento do dispositivo, mesmo quando, no caso de não haver iluminação, a corrente de recombinação exceder a corrente fotogerada e o dispositivo funcionar como um receptor de energia. Uma descrição mais detalhada e rigorosa sobre o princípio de funcionamento de células pode ser encontrada em [Hovel, 1975].

4.2.3. A Característica I-V de um Gerador Fotovoltaico

Para a finalidade a que esta dissertação se propõe, é suficiente considerar que uma célula solar pode ser representada através de um modelo, proposto por Green [Green, 1982].

Este modelo assume que o comportamento elétrico da célula é semelhante ao de um diodo, sensível à iluminação, ao qual está associado uma resistência em série e outra em paralelo. Estas resistências representam perdas elétricas internas à célula. Em outras palavras, é possível representar a célula fotovoltaica, por um circuito equivalente dotado de um diodo, um gerador de corrente e mais duas resistências, como mostra a figura 4.4.

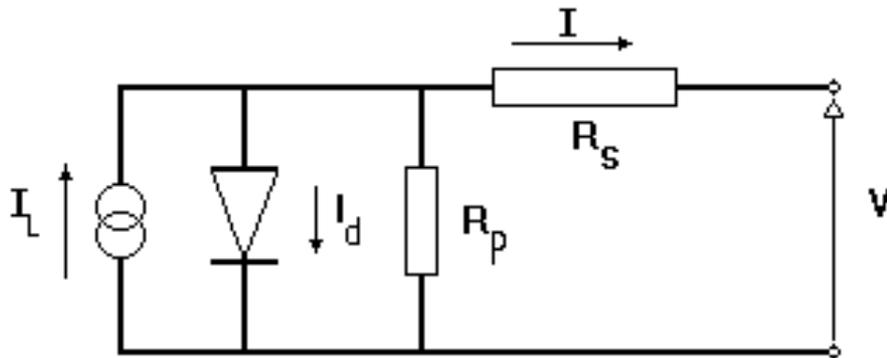


Figura 4.4. Circuito equivalente de uma célula solar.

Desta forma, a partir do modelo adotado para a célula, podemos admitir uma expressão que relacione a corrente e a tensão da célula fotovoltaica. Observando o circuito da figura 4.4 chega-se à expressão 4.2.

$$I = I_L - I_0 \cdot \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4.2)$$

Onde I_L é a corrente de iluminação (ou fotogerada), decorrente das cargas geradas pela iluminação do material. A corrente de diodo (ou de recombinação ou de escuro) corresponde ao termo exponencial da expressão. I_0 é a corrente de saturação,

R_s é a resistência série e R_p a resistência em paralelo, V_t é dado por mkT/e , e denominado de potencial térmico. No potencial térmico, m representa o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzman, T é a temperatura de operação das células fotovoltaicas e “ e ” é o valor da carga do elétron.

Esta equação pode representar adequadamente o funcionamento de uma célula solar, mas apresenta alguns inconvenientes na sua utilização prática. A expressão possui um caráter implícito, a corrente I aparece de ambos os lados da equação, forçando a sua resolução através de métodos iterativos. Além disto, os parâmetros I_L , I_0 , R_s e R_p são de difícil determinação.

Os parâmetros de fácil determinação experimental, normalmente fornecidos pelos fabricantes, são basicamente a tensão de circuito aberto, V_{oc} , a corrente de curto circuito, I_{sc} e a tensão e corrente no ponto de máxima potência, V_{max} e I_{max} , respectivamente. São determinados a partir da curva de funcionamento (curva característica) de uma célula solar fotovoltaica, figura 4.5. É interessante, portanto, estabelecer as expressões que representem, a partir dos parâmetros mencionados, o comportamento dos geradores fotovoltaicos em condições reais de trabalho. Assim, torna-se mais fácil determinar o comportamento de um gerador fotovoltaico em condições de operação conhecidas.

Na figura 4.5 é apresentada a curva característica e a potência fornecida pelo módulo I40 da Isofoton (ES). Este módulo possui 40 W_p de tensão nominal gerados por 33 células de 10 cm^2 conectadas em série. A forma da curva característica do módulo é semelhante à das células, mudando apenas os valores da corrente e tensão de saída conforme o número de células associadas em série ou em paralelo.

É comum, portanto, assumir que a expressão que relaciona a tensão e a corrente, $I-V$, de um módulo ou gerador fotovoltaico seja a mesma que a das células fotovoltaicas, equação 4.2. Na figura 4.6 é mostrado o comportamento $I-V$ de um módulo fotovoltaico exposto a condições reais de trabalho, comparado com sua característica intrínseca, isto é, supondo que sua resistência em série seja zero e a em paralelo seja infinita. Substituindo na equação 4.2 as condições impostas para determinar o comportamento intrínseco dos módulos fotovoltaicos encontramos a seguinte expressão 4.3.

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{V}{V_t} - 1 \right] \quad (4.3)$$

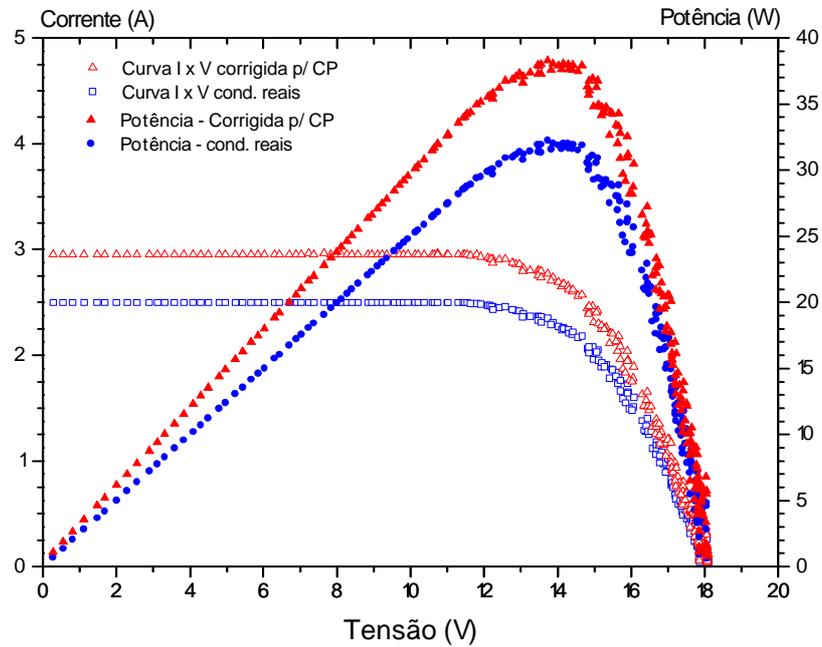


Figura 4.5. Curva característica de funcionamento de um módulo I40 e a potência por este fornecida; CP - condições padrão de funcionamento das células.

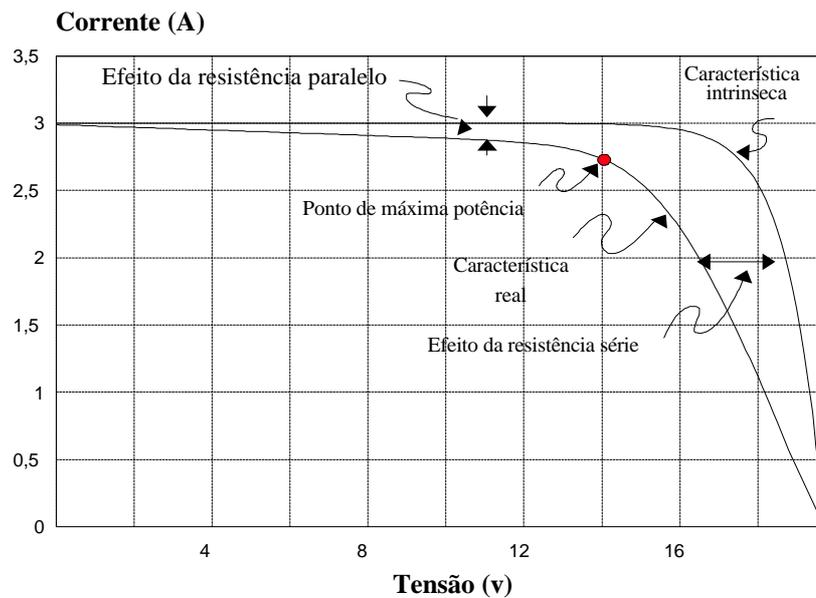


Figura 4.6. Característica típica de um módulo comparada com sua característica intrínseca.

Apresentaremos, a seguir, um método para determinar o comportamento I - V de um módulo através de parâmetros medidos em *condições padronizadas*. Para caracterizar o módulo é necessário ainda medir a Temperatura de Operação Nominal da Célula (NOCT), definida como a temperatura atingida pela célula ao ser submetida às seguintes condições de operação:

Irradiância	800 W/m ²
Distribuição espectral	AM 1.5
Temperatura ambiente	20°C
Velocidade do vento	1 m/s

Para validar o modelo, as seguintes suposições devem ser aceitas como verdadeiras:

- a)** Os efeitos da resistência associada em paralelo são desprezíveis, ($R_p \rightarrow \infty$)
- b)** A corrente fotogerada, I_L e a corrente de curto circuito, I_{sc} são iguais.
- c)** $\exp(V+IR_s)/V_t \gg 1$ em quaisquer condições de trabalho.

As aproximações assumidas conduzem a erros muito pequenos quando se trata de módulo fotovoltaicos de Si poli ou mono-cristalino e permitem transformar a equação 4.2 na 4.4. Na equação 4.4, fazendo $I = 0$, encontra-se a expressão 4.5 para a tensão de circuito aberto:

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\frac{V + IR_s}{V_t} \right] \quad (4.4)$$

$$V_{oc} = V_t \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0}\right) \quad (4.5)$$

onde

$$I_0 = I_{sc} \exp\left(-\frac{V_{oc}}{V_t}\right) \quad (4.6)$$

que combinada com a equação 4.3 conduz a,

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{oc} + IR_s}{V_t}\right) \right] \quad (4.7)$$

ou também a

$$V = V_{oc} + V_t \ln\left[\frac{I_{sc} - I}{I_{sc}}\right] - IR_s \quad (4.8)$$

Estas expressões têm grande utilidade pois todos os parâmetros envolvidos em seu manejo são de fácil obtenção. Como foi comentado anteriormente, I_{sc} e V_{oc} , são determinados experimentalmente nas condições padronizadas. R_s é suposto constante ao longo de toda a curva e pode-se ajustar seu valor para que, substituindo $m=1$ no potencial térmico, a potência do módulo (equações 4.7 e 4.8) coincida com a determinada experimentalmente. Na literatura, existem várias sugestões para realizar este ajuste de forma simples [Araujo & Sanchez, 1982].

Para estimar o comportamento do gerador fotovoltaico em condições distintas das padronizadas com um bom compromisso entre simplicidade e precisão, pode-se aceitar como válidas as seguintes hipóteses básicas:

d) A corrente de curto circuito da célula solar, figura 4.4, depende exclusivamente da irradiância, através de uma função linear, isto significa que:

$$I_{sc}(G) = C_I \cdot G \quad (4.9)$$

Onde C_I pode ser determinado através de:

$$C_I = \frac{I_{sc}(1000W / m^2)}{1000W / m^2} \quad (4.10)$$

Esta hipótese despreza os efeitos da temperatura da célula e da distribuição espectral da radiação. Nas condições reais de operação, esta suposição conduz a erros inferiores a 0,5%.

e) A tensão de circuito aberto de um módulo depende apenas da temperatura das células que o constituem, T_c , e nas condições reais de operação,

$$\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -2,3mV/^\circ C \quad (4.11)$$

Esta suposição parece desprezar os efeitos da iluminação sobre V_{oc} , contradizendo a equação 4.4. No entanto, a grande variação de I_0 com a temperatura, faz com que o erro de considerar a variação de I_{sc} seja tipicamente inferior a 1%.

f) A temperatura de trabalho das células depende somente da irradiância e da temperatura ambiente, segundo uma função linear. Partindo deste princípio podemos escrever:

$$T_c - T_a = C_2 \cdot G \quad (4.12)$$

onde C_2 pode ser determinada por:

$$C_2 = \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20}{800W / m^2} \quad (4.13)$$

Esta hipótese despreza os efeitos da velocidade do vento sobre T_c , ou seja, supõe-se que os mecanismos de transmissão de calor das células ao ambiente é dominado por mecanismos de condução e não por convecção. Existe uma forte evidência experimental, sugerindo que isto realmente ocorre [Labad, 1988].

Por último, supomos que:

g) A resistência série é uma característica das células solares, independente das condições particulares de operação.

As suposições de **a)** a **g)** conduzem a um modelo bastante simples, mas mantêm forte relação com as evidências experimentais, levando a resultados bastante próximos da realidade. Convém observar que este modelo nada mais é que um ajuste de uma função exponencial que passe por três pontos importantes, obtidos experimentalmente, quais sejam: I_{sc} , V_{oc} , e $P_{max}(I_{max}, V_{max})$. Com isto, realidade e modelo aproximam-se, pelo menos nas proximidades destes pontos.

Com a finalidade de observar a proximidade do modelo com a realidade, realizaram-se algumas experiências no laboratório de medidas do Instituto de Eletrotécnica e Energia, onde foram medidos valores da variação de I com V nas condições reais de operação (a Sol real). Assim foi possível obter I_{sc} , V_{oc} e P_{max} , para o módulo em questão, a Sol real e corrigidos para as condições padronizadas. Através da equação 4.6, obtivemos os dados teóricos para serem comparados com os obtidos experimentalmente.

Para a realização da experiência utilizamos um módulo I40 da Isofoton (ES) disponível no laboratório. As medidas, diretamente digitalizadas através de um sistema de aquisição de dados, foram processadas e armazenadas com o auxílio de um programa escrito em Quick Basic, especialmente para este tipo de experimento. A figura 4.7 apresenta os resultados obtidos a Sol real e corrigidos para as condições padronizadas, comparando os valores experimentais com os do modelo.

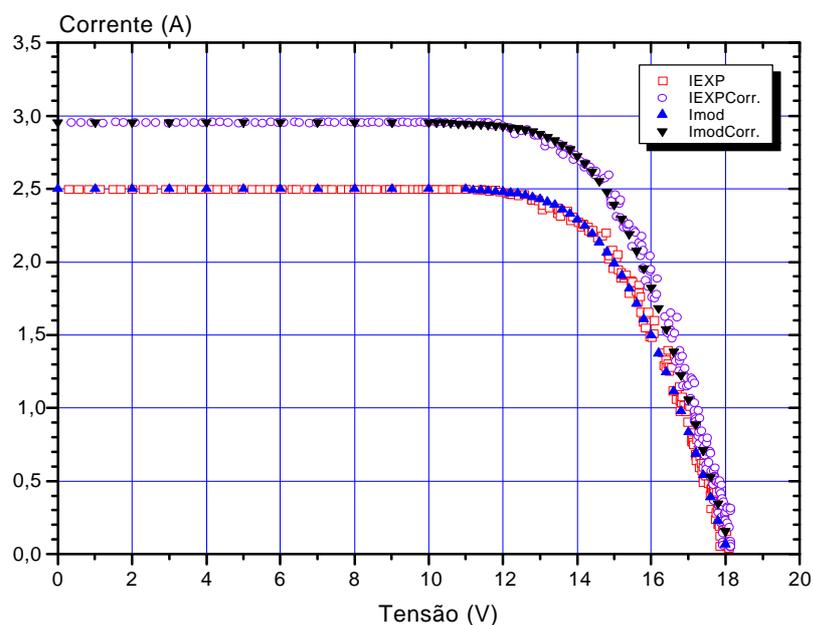


Figura 4.7. Comparação entre a característica I-V dos módulos, medidos a Sol real e obtidas através do modelo.

Como vemos na figura 4.7, o modelo reflete de forma satisfatória o comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico. Um outro estudo que discute o comportamento dos módulos em função das variações sazonais no espectro da radiação pode ser encontrada em [Hirata & Tani, 1995].

4.3. O Subsistema de Acumulação de Energia

O acumulador de energia é um componente de extrema importância para os sistemas fotovoltaicos, sendo responsável em adaptar as diferentes taxas de produção e demanda de energia, armazenando-a quando a produção superar a demanda e entregando-a ao sistema no caso contrário.

Em algumas aplicações específicas são utilizadas formas alternativas de acumulação de energia. O armazenamento de água em depósitos elevados, acumulando energia potencial ou a utilização de volantes de inércia, que acumula energia cinética, são alguns exemplos que podem ser citados.

No caso dos sistemas fotovoltaicos autônomos localizados em regiões isoladas, em função das características particulares de consumo energético, a presença de acumuladores de energia é de grande importância. Devido ao menor custo e à disponibilidade no mercado local, a grande maioria destes sistemas fotovoltaicos utiliza baterias automotivas de chumbo ácido no sistema de acumulação.

Em algumas aplicações específicas, utilizam-se acumuladores de níquel-cádmio. No entanto, o preço do Ah (Âmpere-hora) destes acumuladores é aproximadamente 30 vezes mais elevado que o dos acumuladores automotivos e entre 4 e 5 vezes mais caro que um acumulador de chumbo ácido estacionário². Por esta razão, a utilização de acumuladores de níquel cádmio restringe-se a situações excepcionais, como é o caso de aplicações onde as temperaturas de operação são extremamente baixas.

Em alguns casos, a presença de acumuladores eletroquímicos é dispensável. O sistema fotovoltaico voltado ao bombeamento de água é um exemplo de um caso específico onde é mais interessante acumular a energia armazenando a própria água. Nesta seção, é dado um enfoque específico nos acumuladores eletroquímicos de chumbo-ácido (Pb-ácido), por serem estes os mais usualmente utilizados em sistemas fotovoltaicos autônomos.

² Estes valores foram encontrados em decorrência de um levantamento de preços de baterias disponíveis no mercado de São Paulo, realizado em Janeiro de 1997.

4.3.1. Os Acumuladores Eletroquímicos

Os acumuladores eletroquímicos são hoje amplamente utilizados nos mais variados setores. Podem ser classificados através de variada gama de critérios; São denominados secundários caso exista a possibilidade de recarregá-los. Caso contrário são chamados de primários. Outros critérios de classificação existentes são a partir do tipo de eletrodo empregado: Chumbo, Lítio, Níquel etc...; do tamanho ou capacidade de armazenamento: 100 Ah, 1,2 kWh; ou sua aplicação: arranque, tração, entre outras.

Ao submergirmos um metal em uma solução iônica, cria-se uma diferença de potencial na interface metal-solução devido a uma redistribuição das cargas (íons) internas. Esta diferença de potencial, corretamente utilizada, pode gerar uma corrente elétrica capaz de produzir um trabalho qualquer.

Cada elemento metálico é capaz de produzir uma tensão devido às características próprias de sua estrutura eletrônica. Um acumulador eletroquímico é formado pela combinação adequada de eletrodos metálicos submersos em soluções específicas, onde os processos de carga e descarga ocorrem por meio de reações químicas reversíveis de óxido-redução, no caso das baterias secundárias.

A diferença de potencial entre os dois pólos, quando não está passando corrente, é denominada de força eletromotriz da bateria e é dada pela diferença dos potenciais de redução ou oxidação dos elementos que constituem os eletrodos.

Nas reações de óxido-redução, metais são transformados em óxidos e óxidos são transformados em metais, absorvendo ou liberando cargas elétricas, que podem ser usadas em alguma aplicação.

Alguns conceitos referentes às baterias são básicos e importantes para o entendimento do comportamento do sistema de armazenamento que adotaremos para os sistemas estudados neste trabalho. Apresentamos a seguir, alguns conceitos básicos.

Denomina-se *capacidade nominal de uma bateria*, C_B , à quantidade de corrente, medida em Ah, possível de ser extraída da bateria em um determinado período de tempo. Esta grandeza é dependente da temperatura em que o processo

ocorre, da intensidade da corrente e do valor da tensão de corte estipulada. C_B é definido como a quantidade de energia possível de se retirar da bateria e costuma ser expresso em Wh ou em Ah.

O *estado de carga de uma bateria*, SOC , é definido como a relação entre a capacidade da bateria em um estado qualquer e a capacidade nominal desta. SOC possui valores que variam entre 0 e 1, onde $SOC = 1$, significa que a bateria está totalmente carregada enquanto que $SOC = 0$ totalmente descarregada.

Chama-se de *regime de descarga* (ou de carga), a relação entre a capacidade nominal da bateria e a corrente em que se realiza a descarga (ou carga), expresso normalmente em horas. É representado na forma de um sub-índice ao lado do símbolo da corrente, por exemplo: I_{20} , representa um regime de descarga (ou carga) de 20 horas.

O *rendimento energético* de uma bateria a um certo estado de carga é definido como a relação entre a energia (Wh) extraída da bateria durante um processo de descarga e a energia necessária para restabelecer a carga original.

4.4. Os Acumuladores de Chumbo-Ácido

A primeira bateria de chumbo ácido foi construída por Planté, em 1859. Este tipo de bateria é utilizado ainda hoje em algumas aplicações específicas, mas devido às suas características construtivas e aos seus altos custos de produção a sua gama de aplicação é restrita.

Em 1881, Sellon introduziu algumas modificações no equipamento original, aumentando a sua aplicabilidade e diminuindo os custos de fabricação. Assim, a utilização deste tipo de bateria difundiu-se, sendo amplamente usada nos mais variados tipos de aplicações.

Essencialmente, a bateria de chumbo ácido possui o ânodo de dióxido de chumbo (eletrodo ou pólo positivo) e o cátodo de chumbo poroso puro (eletrodo ou pólo negativo). Como eletrólito, é usado ácido sulfúrico dissolvido em água a 37%.

Mostraremos a seguir as reações químicas que ocorrem no interior deste tipo de acumuladores.

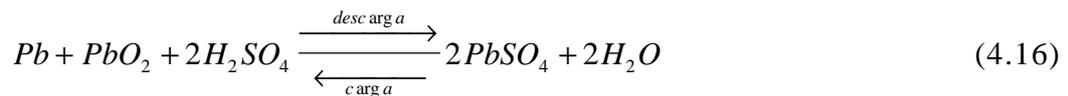
no ânodo



no cátodo



resultando como reação global



Durante o processo de carga, uma corrente elétrica entra na bateria pelo ânodo, formando óxido de chumbo no ânodo e chumbo puro no cátodo. Com isso, ácido sulfúrico é liberado na solução aquosa, denominada de eletrólito, aumentando sua densidade. Já no processo de descarga, a corrente elétrica sai pelo ânodo, formando sulfato de chumbo nos dois eletrodos absorvendo o ácido sulfúrico do eletrólito, diminuindo sua densidade.

Segundo as equações 4.14, 4.15 e 4.16, nota-se que uma bateria está carregada quando seu eletrodo negativo é composto, predominantemente, de chumbo puro, enquanto que seu eletrodo positivo está constituído basicamente de dióxido de chumbo. Por sua vez, neste estado de carga, a densidade do eletrólito é máxima, pois a quantidade de ácido sulfúrico dissolvida no eletrólito é a maior possível. Neste caso, a tensão nos pólos da bateria também é máxima, pois é diretamente proporcional à quantidade de íons presentes no eletrólito ou, o que é a mesma coisa, à densidade deste. Conhecendo estas características, podemos determinar o estado da carga de uma bateria de forma bastante simples, medindo a tensão em seus pólos, ou a densidade de seu eletrólito.

Do ponto de vista elétrico, pode-se considerar um circuito equivalente para as baterias. Desta forma, a bateria é similar a uma fonte de tensão ideal, V_{BI} , em série com uma resistência interna, R_{BI} , tal como indica a figura 4.8. Os valores de V_{BI} e de R_{BI} dependem da concentração de ácido no eletrólito e da temperatura da bateria.

No processo de carga da bateria, o ácido é liberado para o eletrólito, aumentando sua densidade e conseqüentemente V_{BI} . Devido à maior concentração de íons no eletrólito, R_{BI} diminui. Com isso, ocorre um aumento de V_B . Analogamente, durante o processo de descarga, o ácido do eletrólito é absorvido, diminuindo sua densidade. Com isto, diminui V_{BI} e aumenta R_{BI} . Com a absorção dos íons do eletrólito, ocorre a formação de sulfato de chumbo em ambos os eletrodos.

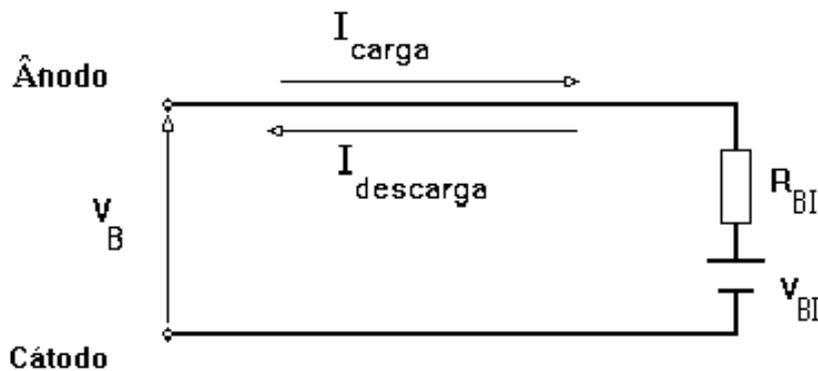


Figura 4.8. Circuito equivalente de um acumulador de energia.

Na prática, para as baterias carregadas, a densidade do eletrólito varia entre 1,20 e 1,28 g/cm³, os quais correspondem a valores entre 2,04 e 2,12 V por elemento (ou célula) para V_{BI} , o que corresponde a tensões entre 12,24 a 12,72 V nos pólos de uma bateria de 12V. Cada elemento é composto basicamente por um eletrodo positivo e outro negativo, submersos em solução de ácido e água (eletrólito). Pode-se dizer que uma bateria de chumbo ácido é constituída por elementos conectados em série ou em paralelo, cada um com tensão nominal em seus pólos de 2V. Uma bateria de 12V é constituída, portanto, de 6 elementos conectados em série.

As reações químicas internas à bateria ocorrem no material ativo composto de micro-grãos em contato uns com os outros, formando uma estrutura porosa. Quanto maior for o fluxo da solução do eletrólito por entre os poros do material ativo, maior será o contato entre os elementos, aumentando a ocorrência das reações químicas e, conseqüentemente, a capacidade da bateria.

O PbSO_4 é 1,5 vezes mais volumoso que o PbO_2 , com relação ao Pb esta proporção aumenta para 3. Em conseqüência disso, durante o processo de descarga da bateria, a matéria ativa aumenta de volume. Isto diminui sua porosidade, dificultando a passagem do eletrólito, diminuindo a ocorrência das reações químicas. Além disso, fazem surgir tensões mecânicas internas aos eletrodos, possibilitando que o material ativo desprenda-se e caia.

O desprendimento do material ativo dos eletrodos afeta particularmente o pólo positivo. Este desprendimento de material, além de constituir uma perda de matéria ativa pode, ao acumular-se no fundo da bateria, causar um curto-circuito nas placas, inutilizando-as. Para proteger as baterias que passam por freqüentes processos de carga e descarga costuma-se envolver os eletrodos positivos com material composto de plástico ou fibra de vidro que permitem a passagem do eletrólito e sustentam mecanicamente a matéria ativa.

Nas próximas seções estão mostrados os diversos aspectos relacionados com o comportamento dos acumuladores eletroquímicos de chumbo ácido. Para tal, serão mostrados 9 gráficos, de 4.9 a 4.17, visando, antes de mais nada, apresentar uma idéia do comportamento dos diferentes aspectos relativos ao assunto.

4.4.1. A Capacidade de Acumulação

A capacidade de um acumulador armazenar energia é definida pela lei de Faraday: “a quantidade de substância química que é oxidada ou reduzida em um elemento eletroquímico, é proporcional a quantidade de eletricidade que passa através da solução”, dada matematicamente pela expressão 4.17.

$$c = \frac{i\Delta t}{hF} \quad (4.17)$$

onde:

c - é o número de moles oxidados ou reduzidos

i - é a intensidade da corrente

Dt - é o tempo de duração da corrente.

F - é a constante de Faraday, cuja magnitude é de 9.6500 coulombs por equivalente grama.

h - é o número de elétrons transferidos.

Um mol (número de Avogadro) de elétrons possui a carga de 96500 coulombs. Um coulomb corresponde a um Ampère por segundo.

Um equivalente-grama de material oxidado (ou reduzido) produz 96500 C ou 26,8 Ah. Portanto, o número de mols de elemento oxidado (ou reduzido), corresponde à quantidade de eletricidade, Ah, ou energia, Wh, que o acumulador pode entregar em uma descarga a uma determinada corrente, até uma tensão final estabelecida, denominada de tensão de corte.

A capacidade do acumulador é o parâmetro utilizado para comparar diferentes tipos e tamanhos de baterias. Pode ser definida através da seguinte integral:

$$C = \int_t i_{desc} dt \quad (4.18)$$

Onde i_{desc} é a corrente em que ocorre a descarga da bateria. Entretanto, é costume determinar a capacidade da bateria utilizando uma corrente de descarga constante, I , durante um certo tempo, Dt , necessário para que se consiga atingir a tensão de corte, V_{BF} , nos pólos da bateria. Neste caso, a solução da equação 4.18 fica: $C = I \cdot Dt$.

Na realidade, a capacidade útil da bateria é inferior à capacidade teórica pois a matéria ativa da bateria não é completamente utilizada. Caso ocorram descargas muito profundas e a bateria permaneça descarregada por um longo período de tempo,

o sulfato de chumbo formado nas placas dos eletrodos cristaliza-se irreversivelmente, ou seja, ao alterar a polaridade da corrente, não é mais possível transformá-lo em chumbo e ou em óxido de chumbo. Isto diminui a matéria ativa disponível, além de obstruir os poros do eletrodo. Além disso, os cristais do sulfato são maus condutores de corrente aumentando a resistência interna da bateria. Como consequência, a bateria pode perder a capacidade de armazenar energia ou ser inutilizada. Quando isto ocorre, é usual dizer que a bateria está *sulfatada*.

Para determinar a capacidade de um acumulador, é necessário especificar, inicialmente, alguns parâmetros que influenciam nesta grandeza. São eles:

- a corrente de descarga ou o regime de descarga,
- a tensão de corte, diferença de potencial mínima entre os pólos da bateria para que esta não tenha sua vida útil muito diminuída ou se danifique permanentemente,
- a temperatura da descarga,
- tempo para se alcançar a tensão de corte e
- a idade do acumulador.

A intensidade da corrente de descarga influi, de forma determinante, no valor da capacidade do acumulador. Quanto maior a intensidade de corrente, menor é o valor da capacidade da bateria. Como visto anteriormente, o regime de descarga está diretamente relacionado com a intensidade da corrente de descarga. Quanto maior a corrente de descarga, menor o regime de descarga. A figura 4.9 mostra a dependência da capacidade de armazenamento de uma bateria (em %) em função do regime de descarga.

Como mostrado na figura 4.9, construída a partir da expressão 4.35, a capacidade real dos acumuladores é determinada, neste caso, segundo um regime de descarga de 10 horas. Isto significa que a bateria será capaz de fornecer 100% de sua capacidade nominal caso toda sua energia seja retirada com uma corrente constante ao longo de um período de 10 horas, I_{10} (regime de descarga de 10 horas). No mercado das baterias automotivas, é usual fornecer a capacidade nominal das baterias para um regime de descarga de 20 horas, I_{20} .

A tensão de corte, parâmetro determinante na quantidade de energia útil e no tempo de vida da bateria, depende da corrente de descarga e não deve ultrapassar um determinado valor para qual o acumulador está dimensionado para trabalhar. A figura 4.10 representa as curvas de descarga para diferentes regimes ($I_1 < I_2 < I_3 \dots$) onde se verifica que o critério de escolha da tensão de corte corresponde ao “cotovelo” da curva tensão-tempo e quanto mais rápida a descarga, menor a tensão de corte. Para sistemas fotovoltaicos dotados de acumuladores de Pb-ácido, costuma-se utilizar para a tensão de corte para a sobredescarga, 1,9 V/elemento ou 11,4 V no caso das baterias serem de 12V .

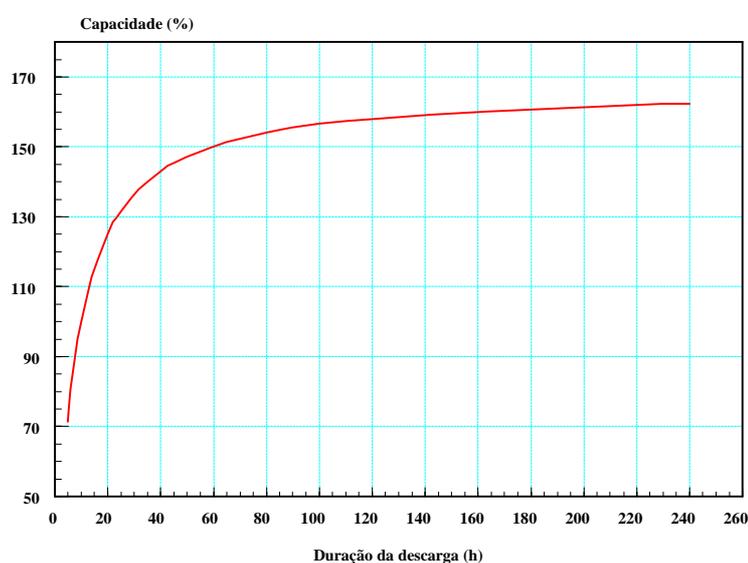


Figura 4.9. Capacidade de acumulação em função do regime de descarga. Curva construída a partir da equação 4.35.

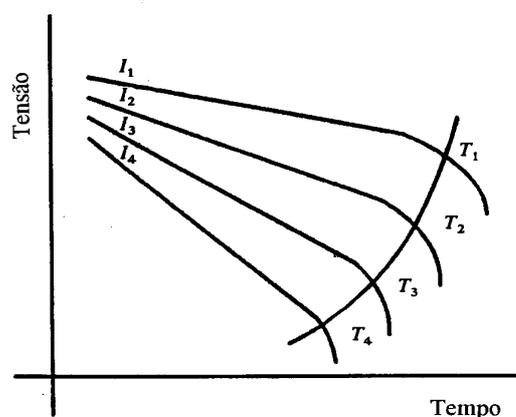


Figura 4.10. Curvas de tensão-tempo para diferentes regimes de descarga, apresentação da tensão de corte para cada caso [Garcia, 1994].

A temperatura dos acumuladores também influencia na capacidade das baterias; quanto maior a temperatura, maior a capacidade das baterias numa proporção de aproximadamente 1% por °C. A figura 4.11 mostra a variação percentual da capacidade da bateria em função da temperatura, a equação 4.19 apresenta uma expressão útil na determinação desta influência. Com temperaturas maiores, aumenta-se a condutividade do eletrólito e a velocidade de difusão dos íons. Aumenta também a velocidade das reações químicas, o que pode ocasionar uma maior corrosão dos eletrodos, diminuindo a vida útil das baterias. Recomenda-se que, nas regiões quentes, diminua-se a densidade do eletrólito, minimizando os efeitos da corrosão. O aumento da mobilidade dos íons, compensa o eventuais perdas na diminuição da densidade do eletrólito sobre R_{BI} .

$$C_B(T) = C_B(25^\circ C) \times [1 + K(T - 25)] \quad (4.19)$$

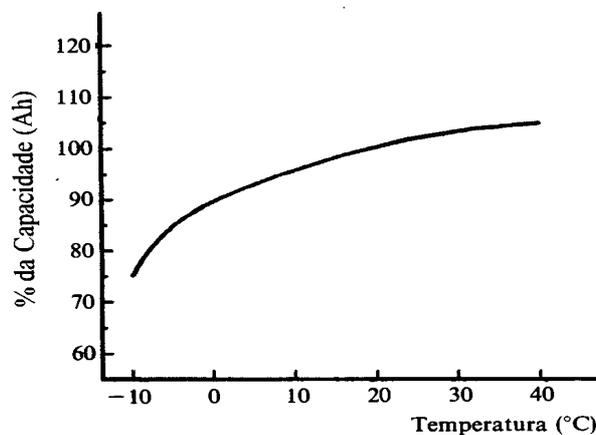


Figura 4.11. Variação percentual da capacidade com a temperatura do acumulador [Garcia, 1994].

Na grande maioria das aplicações fotovoltaicas, os regimes de carga e descarga oscilam entre I_{20} e I_{100} , valores relativamente baixos. O calor que a corrente interna produz por efeito Joule ($I^2 R_{BI}$) no interior da bateria é portanto, pequeno. Com isto, a temperatura interna das baterias é praticamente a mesma que a temperatura ambiente.

Para efeitos de cálculo, podemos assumir que a temperatura interna da bateria é igual a ambiente, não havendo necessidade de fazer correções nem medições de temperatura.

Existe um grande número de equações empíricas que tentam relacionar a capacidade do acumulador com a intensidade da corrente de descarga. Uma delas, amplamente difundida, é a equação de Peukert, aplicável aos acumuladores de chumbo ácido.

$$I^n t = K \quad (4.20)$$

onde I é a corrente de descarga, t é a duração da descarga, K é uma constante que depende da temperatura, n é um fator que varia de 1 a 2, aproximando-se de 2 conforme aumenta a corrente de descarga.

O valor da constante K da equação de Peukert é dependente da temperatura e pode ser determinado a partir da seguinte expressão:

$$K = K_0(1 - aT) \quad (4.21)$$

onde K_0 é a constante de Peukert a 0° C; a é o coeficiente de temperatura para a capacidade e T é a temperatura.

Substituindo a expressão 4.21 na 4.20, obtemos a seguinte equação:

$$I^n t = K_0(1 + aT) \quad (4.22)$$

manipulando algebricamente a expressão, temos:

$$I^n = \frac{K_0(1+aT)}{t} \quad (4.23)$$

$$I = \left[\frac{K_0(1+aT)}{t} \right]^{1/n} \quad (4.24)$$

Supondo $n=1$, temos:

$$I = \frac{K_0(1+aT)}{t} \quad (4.25)$$

supondo $n=2$, a expressão fica:

$$I = \left[\frac{K_0(1+aT)}{t} \right]^{1/2} = \sqrt{\frac{K_0(1+aT)}{t}} \quad (4.26)$$

Para determinar a capacidade da bateria, basta substituir as expressões 4.25 e 4.26, encontradas para a corrente na expressão 4.18, ou seja, integrando no tempo a corrente de descarga para $n=1$ e $n=2$, encontramos as seguintes expressões:

$$\text{para } n=1 \quad C_B = K_0(1+aT) \int \frac{1}{t} dt = A + K_0(1+aT) \ln(t) \quad (4.28)$$

$$\text{para } n=2 \quad C_B = [K_0(1+aT)]^{1/2} \int \frac{1}{t^{1/2}} dt = A + [K_0(1+aT)]^{1/2} 2\sqrt{t} \quad (4.29)$$

A figura 4.12 mostra a variação da capacidade do acumulador em função da corrente de descarga.

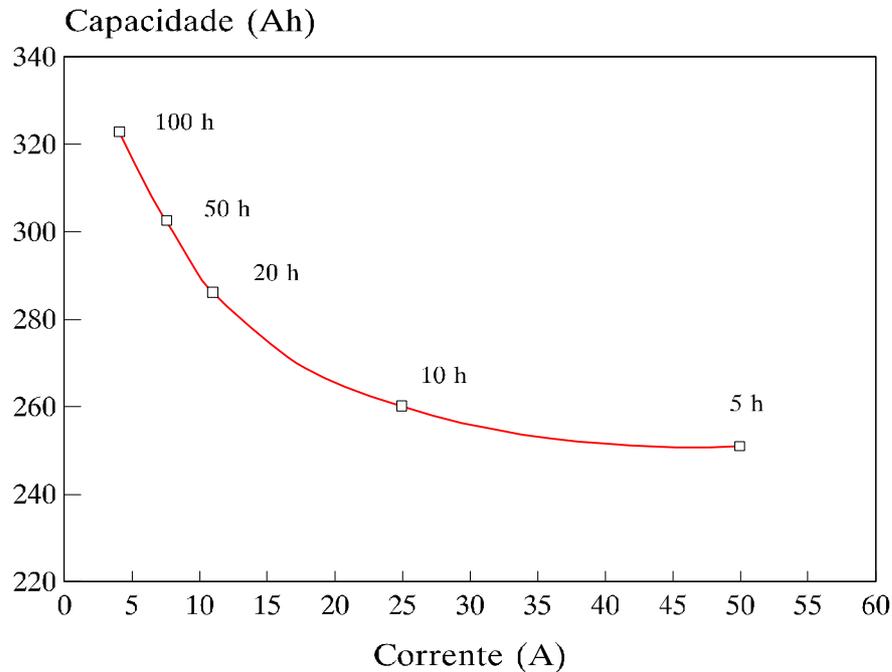


Figura 4.12. Variação percentual da capacidade de um acumulador de chumbo ácido em função da corrente de descarga a que este é submetido. [Lorenzo, 1994]

4.4.2. A Resistência Elétrica do Acumulador

A resistência elétrica do acumulador é um parâmetro interno que representa a queda de tensão nos pólos do acumulador ocorrida durante o processo de descarga. Este parâmetro é uma decorrência da resistência elétrica das placas do acumulador, dos separadores, dos condutores e da ação de um fenômeno de caráter eletroquímico, denominado polarização, medido em $\Omega \times \text{Ah}$.

O efeito da resistência pode ser percebido como uma perda de eficiência energética por haver a necessidade de um tensão maior na carga do que a fornecida durante a descarga.

4.4.3. A Característica $V(t)$ na Carga

A equação química 4.16 mostra que, enquanto estamos carregando a bateria, o sulfato de chumbo, $PbSO_4$, das placas transforma-se em dióxido de chumbo, PbO_2 , e em chumbo puro, Pb , ocorrendo para isto, uma liberação de ácido ao eletrólito. Isto ocorre quando circula uma corrente na bateria. A liberação do ácido ao eletrólito provoca um crescimento de V_{BI} e uma diminuição de R_{BI} . Como o aumento do primeiro é maior que a diminuição do segundo, ocorre um aumento na tensão dos pólos da bateria.

$$V_B = V_{BI} + I_c R_{BI} \quad (4.30)$$

onde I_c é a corrente de carga.

Ao se aproximar do final do processo de carga da bateria, começa a faltar matéria ativa e parte da corrente de carga, I_c deixa de realizar a reação química e começa a decompor a água do eletrólito em hidrogênio, H_2 , e oxigênio, O_2 . Este fenômeno, denominado *gaseificação*, tem conseqüências positivas e negativas. Em pequena escala, a gaseificação é responsável pela homogeneização do eletrólito, ação particularmente importante para as baterias instaladas nos sistemas fotovoltaicos. Em maior escala, com a decomposição da água do eletrólito e, se não houver reposição, os eletrodos correm o risco de ficarem expostos. Fora da solução eles podem sofrer danos irreversíveis. A gaseificação é também responsável pelo aumento na resistência interna da bateria, dificultando a passagem da corrente e a ocorrência das reações químicas.

A figura 4.13 mostra o comportamento da tensão em função do tempo de carga nos pólos da bateria, para processos de cargas a corrente e temperaturas constantes. Note-se que existem duas regiões com comportamentos distintos. Na primeira, a tensão cresce quase linearmente até valores próximos a 2,2 V. Nesta região, o aumento da tensão traduz-se como um aumento do estado de carga da bateria, SOC. Na segunda, o crescimento da tensão, também quase linear, é bem mais acentuado. Nesta região, a bateria encontra-se em processo de *sobrecarga*, e o aumento da tensão deve-se ao incremento da resistência interna da bateria.

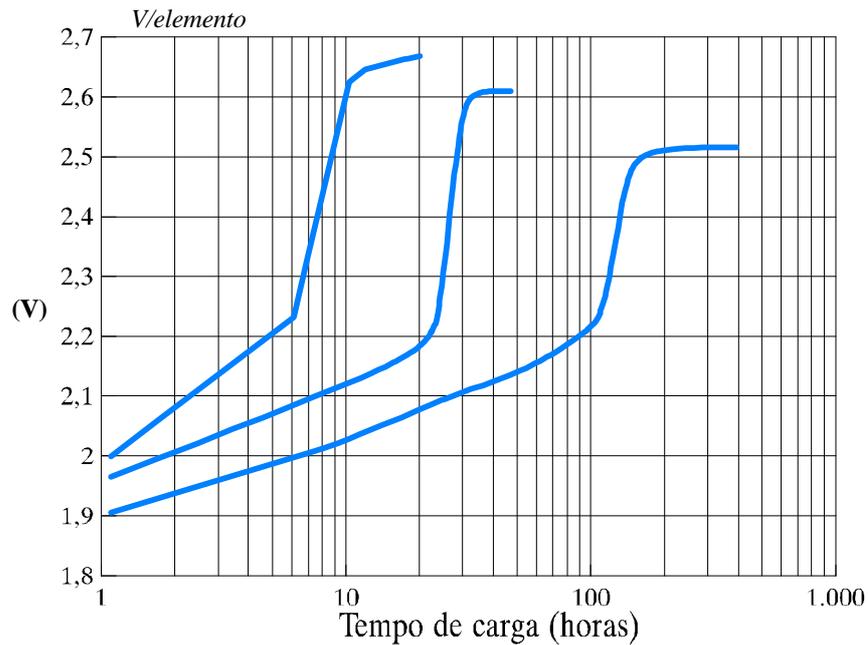


Figura 4.13. Evolução da tensão nos pólos da bateria, em função do tempo, durante processo de carga, com correntes constantes e temperatura mantida fixa em 25°C [Lorenzo, 1994].

4.4.4. A Característica $V(t)$ na Descarga

De acordo com a expressão 4.16, observamos que no processo de descarga de uma bateria ocorre a transformação em $PbSO_4$ do PbO_2 e Pb , constituintes da matéria ativa, presentes no eletrodo. Este processo ocorre com a absorção de H_2SO_4 do eletrólito devido à passagem de uma corrente que entra na bateria pelo cátodo.

A absorção do ácido presente no eletrólito, diminui a concentração de íons em seu interior, resultando em uma diminuição na tensão interna, V_{BI} , e um aumento na resistência interna, R_{BI} , ambos responsáveis por uma diminuição na tensão dos pólos da bateria, pois segundo a figura 4.9 temos que:

$$V_B = V_{BI} - I_{des} R_{BI} \quad (4.31)$$

onde I_{des} é a corrente de descarga ($I_{des} = -I_c$).

A diminuição da tensão nos pólos da bateria é mais acentuada quanto maior for a intensidade da corrente de descarga. A figura 4.14 apresenta o comportamento da tensão nos pólos da bateria em função do tempo transcorrido durante um processo de descarga a corrente constante.

Quando a descarga da bateria já se prolongou por tempo suficiente e o processo se encontra em seus últimos momentos, os poros dos eletrodos começam a ficar completamente obstruídos pelo volumoso sulfato de chumbo, responsável pelo “engrossamento” das placas. Com seus poros obstruídos, deixa de haver a circulação do eletrólito no interior das placas do eletrodo. Com isto, a sua densidade decresce bruscamente, impedindo a continuidade da descarga, embora ainda existam PbO_2 e Pb disponíveis na matéria ativa. Por esta razão, a tensão nos pólos do acumulador decresce bruscamente (como se pode ver na figura 4.14, para tensões abaixo de 1,85V/elemento). Para evitar danos irreversíveis, limita-se a tensão de descarga dos acumuladores, V_{BF} . Esta grandeza depende do regime de descarga, da temperatura e do desenho da bateria.

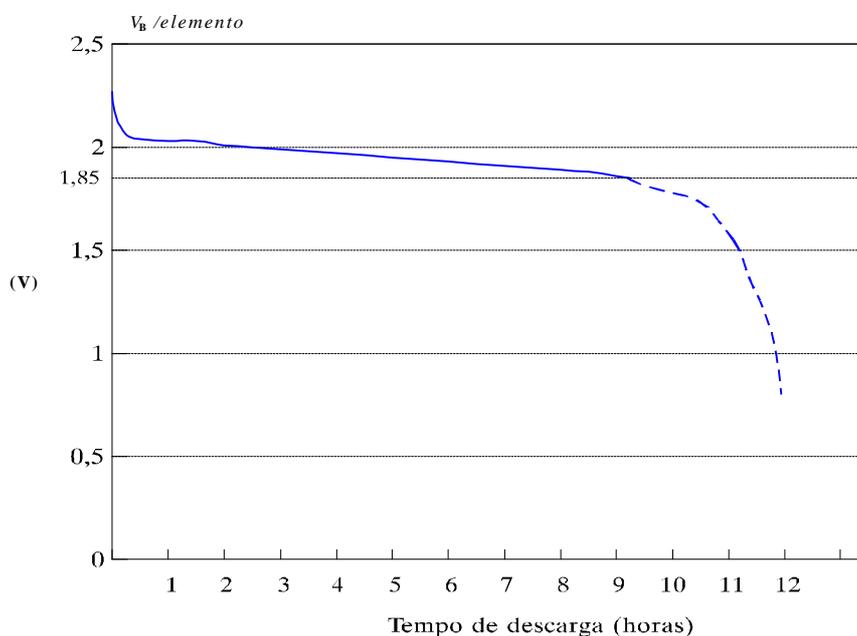


Figura 4.14. Evolução da tensão nos pólos da bateria durante um processo de descarga a corrente constante [Lorenzo, 1994].

4.4.5. Os Ciclos de Vida

Denomina-se *ciclo* de um acumulador ao processo de carregar e descarregar. A repetição sucessiva de ciclos é denominada de processo de ciclado ou simplesmente ciclagem. Ao descarregar repetidamente os acumuladores eletroquímicos, diminui-se, progressivamente, a capacidade total destes. Isto ocorre porque, com a “engorda” dos eletrodos, originada pelas sucessivas recargas, criam-se tensões mecânicas internas, fazendo com que o material ativo se desprenda e caia. Com isto, perde-se este material e, conseqüentemente, a capacidade de acumular energia. Esta perda na capacidade aumenta com o número de cargas e descargas e principalmente com o aumento da profundidade de descarga adotada em cada ciclo.

Realizado um determinado número de ciclos, a capacidade da bateria diminui, de forma a inviabilizar seu uso. Costuma-se assumir como limite de utilização da bateria quando sua capacidade após os ciclos diminui para 80% da capacidade nominal. O número de ciclos que uma bateria suporta até atingir sua capacidade final é denominada vida útil da bateria.

A figura 4.15 abaixo mostra esquematicamente a dependência do número de ciclos que suporta uma bateria com relação ao regime de descarga.

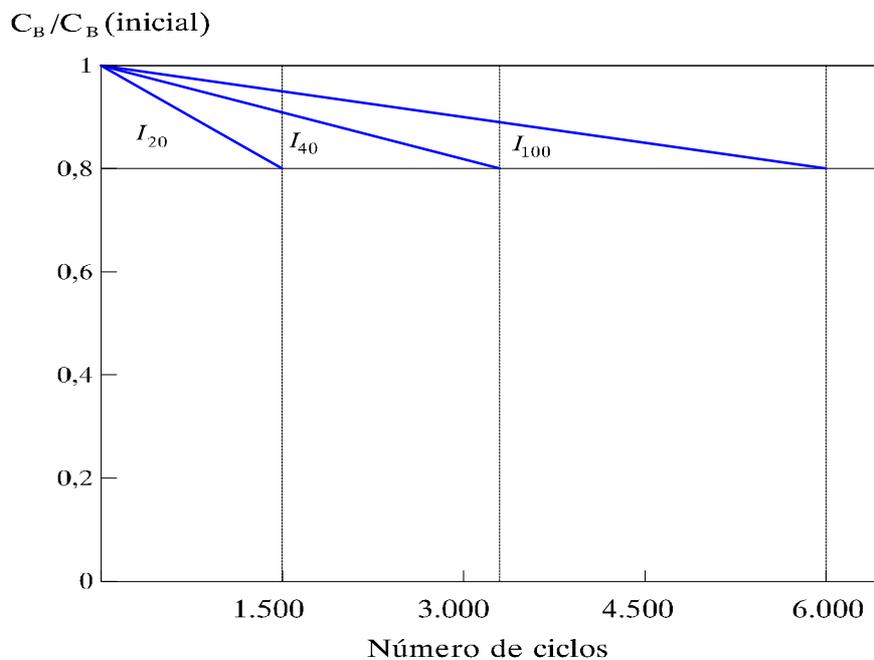


Figura 4.15. Evolução da capacidade da bateria submetida ao processo de ciclado, em função do número de ciclos e da profundidade de descarga (C_B/C_{Bi}) [Lorenzo, 1994].

4.4.6. Sobrecarga e Sobredescarga

Uma bateria encontra-se carregada quando todo o sulfato de chumbo for extraído de suas placas, sobrando apenas o dióxido de chumbo, na placa positiva e o chumbo poroso puro, na placa negativa. Se, mesmo nesta situação, continuarmos a carregar a bateria, ela entrará em processo de sobrecarga. Neste caso, iniciará a gaseificação do eletrólito, produzindo H_2 e O_2 gasosos através da decomposição eletrolítica da água. Este processo ocasiona perda de água e conseqüente corrosão das placas positivas. Além disso, a concentração no eletrólito aumenta, podendo danificar os elementos que compõem a bateria; desprendendo a matéria ativa das placas e aumentando a temperatura.

Caso a gaseificação ocorra por um período reduzido de tempo, a agitação no eletrólito causada pelas bolhas dos gases desprendidos homogeneiza a solução ácido-água. Este processo é importante e benéfico pois com as sucessivas cargas e descargas, o eletrólito se estratifica, ou seja, aumenta a sua concentração na parte inferior das baterias sub-utilizando-a e, provavelmente, danificando-a.

Ao retirar uma quantidade elevada de carga das baterias, inicia-se o processo de sobredescarga e conseqüente sulfatação. Este processo consiste na formação de cristais de sulfato de chumbo nas placas impedindo a passagem do eletrólito com posterior deformação irreversível nas placas.

4.4.7. A Ciclagem Diária

Devido a características particulares, intrínsecas à tecnologia fotovoltaica, as baterias são submetidas a sucessivas descargas e recargas (seção 4.5.5). O consumo energético dos sistemas fotovoltaicos autônomos ocorre muitas vezes durante o período noturno, quando não há possibilidade de geração fotovoltaica. Para isto utilizam-se os armazenadores de energia.

A profundidade de descarga diária dos acumuladores é dependente do perfil de consumo da carga, do tamanho e das características do gerador, $PD_d = L_n/C_B$, onde L_n é a energia consumida diariamente durante as noites. Esta grandeza é determinada a fim de otimizar a utilização dos acumuladores sem comprometer sua vida útil.

É importante ressaltar que quanto maior a profundidade de descarga a que as baterias são submetidas, menor será o número de ciclos que estas suportarão, o que, no caso dos sistemas fotovoltaicos autônomos, traduz-se numa diminuição da sua vida útil, figuras 4.15 e 4.16.

Adotamos para as simulações dos sistemas uma profundidade de descarga diária de 10%. Segundo a figura 4.16 podemos notar que, desta forma, as baterias suportam cerca de 1500 ciclos, projetando uma vida útil de 4 anos, assumindo que elas atingirão a profundidade de descarga diária todos os dias.

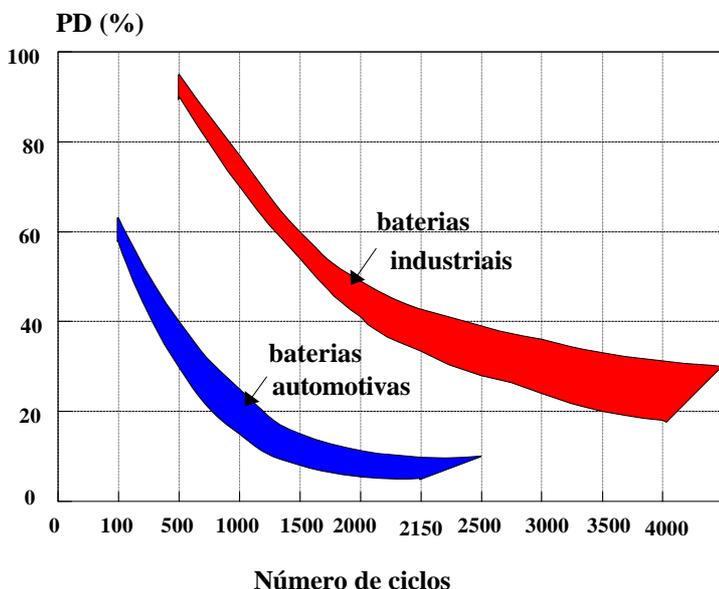


Figura 4.16. Número de ciclos que baterias automotivas e industriais suportam em função da profundidade de descarga a que são submetidas [Lounineau et al., 1994].

Ao longo do dia, os geradores fotovoltaicos devem ser capazes de recarregar o subsistema de acumulação para que estes possam abastecer o consumo da noite seguinte, sem que a profundidade de descarga limite da bateria seja ultrapassada, PD_L ³. O sistema deve, preferencialmente, ser projetado para que os acumuladores atinjam, diariamente, apenas a profundidade de descarga diária estabelecida. Com isto, as baterias ficam submetidas a um processo ciclado diário. Como a irradiação incidente na superfície terrestre possui um caráter aleatório é difícil prever o tamanho ótimo do gerador, abastecendo a carga de forma a garantir que os acumuladores estejam submetidos apenas ao processo de ciclado diário, sem sobredimensionar ou subdimensioná-los.

Para garantir a vida útil do sistema de armazenamento em geral são utilizados reguladores de carga (ver seção 4.6). Este equipamento é utilizado para proteger os acumuladores, cortando o abastecimento energético das baterias quando SOC atinge 1 ou desconectando a carga dos acumuladores quando estes atingem a profundidade de descarga limite, PD_L .

A figura 4.17 mostra, esquematicamente, a evolução do estado de carga do sistema de acumulação de uma instalação fotovoltaica autônoma típica ao longo de um período de 18 dias. Durante este período, supomos que ocorreram cerca de 6 dias nublados, período em que não ocorre geração suficiente para reabastecer os acumuladores. No 11^o e 12^o dias, devido ao baixo estado de carga das baterias, $SOC < PD_L$, o regulador de carga desconecta a carga das baterias configurando-se duas falhas do sistema.

Quando a incidência de irradiação volta ao seu regime normal, o subsistema de armazenamento volta progressivamente ao seu estado normal e o sistema como um todo volta a operar regularmente. Com este tipo de montagem, o sistema de acumulação fica protegido, garantindo-lhe uma vida útil mínima, prevista pela figura 4.16. Caso o sistema não estivesse equipado com um regulador de carga, haveria o risco das baterias atingirem grandes profundidades de descarga, danificando-as permanentemente.

³ PD_L é determinada pelo projetista da bateria ou pelo dimensionador do sistema, a fim de garantir uma vida útil mínima ao equipamento.

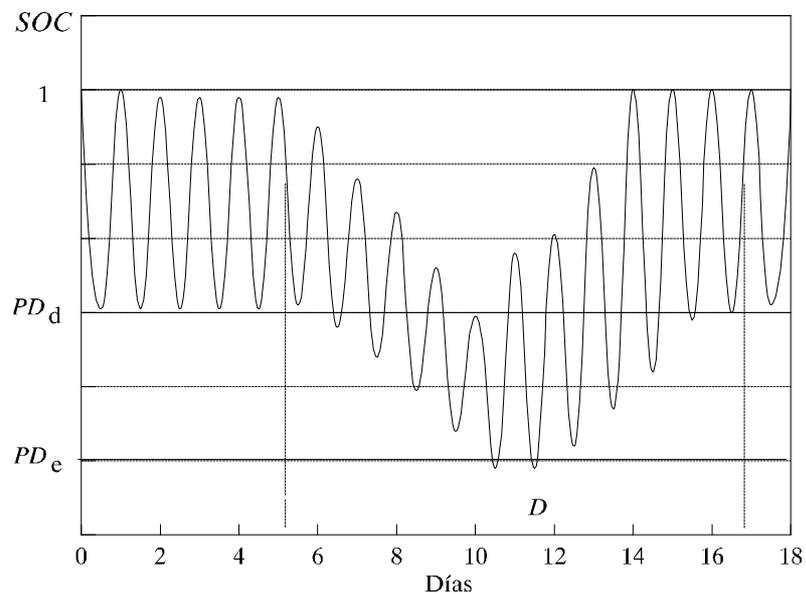


Figura 4.17. Evolução esquemática do estado da carga de uma bateria em uma típica instalação fotovoltaica.

4.4.8. Autodescarga

Denomina-se de autodescarga o processo natural de perda de carga que o acumulador sofre.

Durante o processo de carga de uma bateria, parte do antimônio que compõe o suporte das placas positivas se dissolve, depositando-se no chumbo poroso das placas negativas. Caso o acumulador fique sem ser utilizado ou armazenado por um certo período de tempo, o antimônio presente nas placas negativas exerce uma ação eletroquímica local descarregando lentamente as mesmas.

Com o aumento da temperatura, em geral, responsável em estimular as reações químicas, este processo é acelerado. Em ambientes quentes, a autodescarga ocorre mais intensamente, sendo aconselhável portanto, armazenar os acumuladores em ambientes de temperatura baixa. A figura 4.18 mostra curvas típicas de processos de autodescarga das baterias armazenadas em diferentes temperaturas.

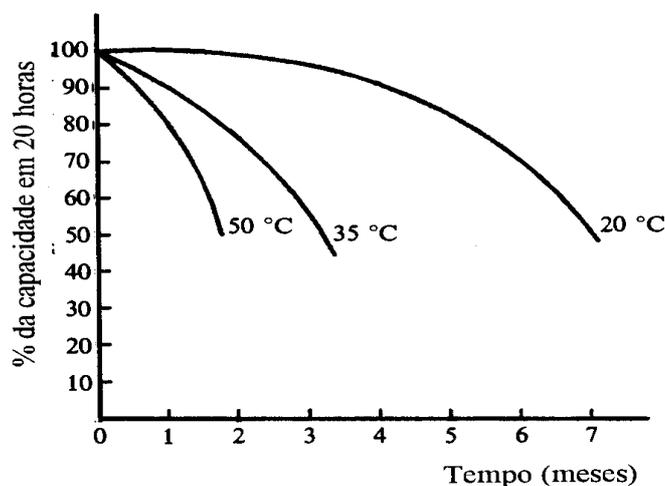


Figura 4.18. A autodescarga das baterias (Pb-ácido) em função da temperatura em que estão armazenadas [Garcia, 1994].

A autodescarga também varia de acordo com a densidade do eletrólito. Quanto maior a densidade do eletrólito, maior a velocidade de descarga espontânea da bateria.

Na prática, para baterias em bom estado as perdas por autodescarga podem ser ainda determinadas aproximadamente através da tabela 4.1 onde a perda da carga está representada por uma diminuição na densidade do eletrólito.

Temperatura	Perdas diárias na densidade do eletrólito
38 °C	0,003
27 °C	0,002
10 °C	0,0005

Tabela 4.1. Estimativa das perdas por autodescarga (em g/cm^3) para diferentes temperaturas.

Algumas baterias podem apresentar maiores ou menores perdas, dependendo do método de fabricação e da pureza dos materiais nela usados.

4.4.9. Comparação entre os Acumuladores de Pb-Sb e Pb-Ca

Com a finalidade de melhorar as propriedades mecânicas e de aderência do chumbo, melhorando as propriedades elétricas das baterias, são inseridos alguns materiais estranhos aos processos eletroquímicos. O antimônio, *Sb*, e o cálcio, *Ca*, são alguns exemplos destes materiais.

O antimônio é misturado ao chumbo em pequenas quantidades pois melhora as propriedades mecânicas do eletrodo e aumenta sua aderência às placas, diminuindo as perdas de material ativo em função do processo ciclado. Com isto, a adição do antimônio tem um efeito positivo: o aumento da vida útil das baterias. O ponto negativo surge a medida que com a adição do antimônio diminui a tensão de gaseificação do eletrólito, possibilitando a perda de água e, conseqüentemente, criando a necessidade de uma manutenção mais freqüente. O antimônio é responsável ainda pelo aumento dos efeitos de autodescarga; porém, no caso específico dos sistemas fotovoltaicos, esta não é uma característica relevante, pois o sistema de acumulação raramente fica sem ser utilizado por longos períodos.

O cálcio é responsável pela produção de efeitos basicamente contrários ao do antimônio, diminui as perdas de água por gaseificação as custas de uma diminuição da capacidade de suportar um elevado número de ciclos. O resultado final é de uma bateria que não necessita de manutenção porém menos resistente ao processo de ciclado.

4.4.10. O Modelamento da Carga e Descarga nos Acumuladores

A escolha de um modelo capaz de representar o comportamento de uma bateria é função do problema que se pretende estudar. Para o regime de trabalho imposto pelos sistemas fotovoltaicos, com correntes entre I_{20} e I_{100} e temperaturas entre 5 e 45 °C, o modelo apresentado [Copetti, 1993] reúne simplicidade e exatidão suficientes ao escopo deste trabalho.

As equações definidas pelo modelo para um elemento estão apresentadas a seguir:

Para o processo de descarga:

$$V_B (V) = [2,085 - 0,12(1 - SOC)] - \frac{I}{C_{10}} \left(\frac{4}{1 + I^{1,3}} + \frac{0,27}{SOC^{1,2}} + 0,02 \right) (1 - 0,007\Delta T) \quad (4.32)$$

Para o processo de carga, na ausência de sobrecarga,

$$V_B (V) = [2 + 0,16SOC] + \frac{I}{C_{10}} \left[\frac{6}{1 + I^{0,86}} + \frac{0,48}{(1 - SOC)^{1,2}} + 0,036 \right] (1 - 0,025\Delta T) \quad (4.33)$$

Onde I é a corrente de descarga em Amperes e $DT = T(^{\circ}C) - 25$. É aconselhável ainda determinar SOC a cada instante, fazendo

$$SOC = \frac{Q}{C} \quad (4.34)$$

Onde Q é a energia que, no instante, está armazenada na bateria e C é o valor da capacidade correspondente ao regime e trabalho do mesmo instante. Pode ser calculado através de:

$$\frac{C}{C_{10}} = \frac{1,67}{1 + 0,67 \left(\frac{I}{I_{10}} \right)} (1 + 0,005\Delta T) \quad (4.35)$$

Para o cálculo de Q , pode-se supor que o seu rendimento farádico, h_c , varia com SOC de acordo com a seguinte expressão:

$$h_c = 1 - \exp\left[\frac{20,73(SOC - 1)}{\frac{I}{I_{10}} + 0,55}\right] \quad (4.36)$$

Para o processo de sobrecarga, o modelo apresenta, para a tensão de gaseificação, V_g , e para a tensão final de carga, V_{fc} , as seguintes expressões:

$$V_g(V) = \left[2,24 + 1,97 \ln\left(1 + \frac{I}{C_{10}}\right)\right] (1 - 0,002\Delta T) \quad (4.37)$$

e

$$V_{fc}(V) = \left[2,45 + 2,011 \ln\left(1 + \frac{I}{C_{10}}\right)\right] (1 - 0,002\Delta T) \quad (4.38)$$

A tensão da bateria durante o processo de sobrecarga dá-se portanto a partir da seguinte equação exponencial:

$$V_B(V) = V_g + (V_{fc} - V_g) \left[1 - \exp\left(\frac{Q_{sc} - 0,95C}{It_{sc}}\right)\right] \quad (4.39)$$

Onde Q_{sc} é a energia que entra na bateria, em forma de corrente elétrica, a partir do instante em que se inicia a gaseificação, ou seja, $V_B > V_g$; e t_{sc} é a constante de tempo do processo, dada por:

$$t_{sc} = \frac{17,3}{1 + 852\left(\frac{I}{C_{10}}\right)^{1,67}} \quad (4.40)$$

O processo completo de carga é regido pela expressão 4.33 enquanto não ocorre a sobrecarga, ou seja, enquanto $V_B < V_g$. Quando $V_B > V_g$, durante a sobrecarga, a tensão de carga é dada pela equação 4.39.

4.5. As Cargas Elétricas

Um sistema fotovoltaico é estruturado de acordo com a carga elétrica que vai abastecer. Conhecer as características da carga, qual a sua magnitude e como ocorre o consumo energético médio permite-nos dimensionar adequadamente o sistema, para apresentar um risco de déficit mínimo a um mínimo custo.

4.5.1. Parâmetros Característicos de uma Carga

Sobre o ponto de vista do dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, cada carga elétrica individual caracteriza-se por 3 parâmetros:

- tensão - (no caso trabalhamos apenas com corrente contínua)
- corrente
- perfil de consumo.

Para estruturar um sistema fotovoltaico é imprescindível estimar em que momento do dia, mês, ano espera-se que esteja ocorrendo o consumo. Isto permitirá conhecer:

- o consumo energético médio de cada período considerado,
- a simultaneidade entre consumo e geração,
- a demanda pico de energia e seu período de duração.

4.5.2. Estratégias de Redução do Consumo

Fixando um determinado nível de confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos, seus custos aumentarão significativamente com o aumento da carga elétrica que este pretende suprir. Por esta razão, é importante considerar estratégias que permitam reduzir o consumo ou adaptá-lo melhor às características de geração, eliminando a utilização desnecessária do sistema de acumulação. Algumas das estratégias possíveis de serem adotadas são:

- Operação cíclica dos equipamentos. Consiste em evitar que todos os elementos que constituem a carga sejam acionados ao mesmo tempo. O usuário deve ficar atento em ligar os equipamentos apenas quando forem necessários e desligá-los após o uso, evitando consumos desnecessários de energia.
- Simultaneidade entre consumo e geração. Neste caso, desde que seja possível, é dada prioridade à utilização dos equipamento nos períodos diurnos, quando o Sol esteja presente, ou seja, períodos em que esteja ocorrendo a geração de eletricidade. Assim minimiza-se o acesso desnecessário ao subsistema de acumulação, diminuindo os ciclos de carga e descarga nas baterias, aumentando sua vida útil diminuindo ainda as perdas devido ao rendimento farádico destas.
- Utilização de equipamentos que utilizem corrente DC. Os módulos fotovoltaicos geram corrente contínua. Para conectá-los em equipamentos que utilizem corrente alternada, deve-se utilizar um conversor DC/AC. Embora a eficiência dos conversores seja alta, entre 85 e 90%, utilizar equipamentos de corrente alternada pode acarretar perdas de até 20%.

4.5.3. *Necessidades Energéticas para Residências de Baixa Renda*

Os sistemas fotovoltaicos autônomos têm como uma de suas principais aplicações a eletrificação de residências de baixa renda distantes da rede de distribuição de eletricidade. No entanto, há uma enorme carência de estudos que apresentem modelos ou cenários que permitam estimar as necessidades energéticas básicas deste tipo de moradia. Esta carência é substituída por suposições, mais ou menos aleatórias, que levam a considerar que para resolver o problema da eletrificação de residências isoladas da rede elétrica, são necessários sistemas com potências instaladas entre 50 e 200 W_p [Cabral et al., 1996].

Até os dias de hoje, não existem estudos sistemáticos que estabeleçam uma relação de causa e efeito para os valores medidos do consumo energético nas residências rurais. A dificuldade aumenta se considerarmos que as estimativas de

consumo de energia elétrica no meio rural devem considerar o fato de que estas residências são habitadas por famílias que nunca tiveram acesso a este energético.

Diante desta ausência de informações sobre consumos, aproveitamos a experiência realizada pelo Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madri na medição de consumos e determinação das necessidades energéticas de famílias não eletrificadas na Serra de Segura - Espanha [Eyras & Lorenzo, 1993].

Nesta experiência, os primeiros sistemas trabalhavam tipicamente a 12V e em corrente contínua. Estavam constituídos por geradores fotovoltaicos entre 40 e 120 W_p , um regulador de carga e uma bateria estacionária de 200 a 300 Ah. Os sistemas instalados estavam destinados fundamentalmente para o abastecimento da demanda por iluminação, mediante tubos fluorescentes, rádio e uma televisão branco e preto.

Assim, criou-se um senso comum nos usuários em potencial de que a energia solar fotovoltaica estava exclusivamente ligada ao abastecimento destas cargas.

Entretanto, esta experiência de medição de consumos estendeu-se para a instalação de 200 novos sistemas, estes com geradores entre 200 e 400 W_p . A estes sistemas foram adicionados inversores DC/AC, o que permitiu a utilização de eletrodomésticos de uso comum, facilmente encontrados no mercado. Nesta fase do programa, a televisão colorida e os refrigeradores tornaram-se cada vez mais freqüentes entre os usuários dos sistemas fotovoltaicos.

A partir desta experiência realizada, concluiu-se que existe uma estreita relação entre níveis de consumo medidos e as características sociológicas da família. Parâmetros fundamentais nesta constatação foram a idade e a quantidade de pessoas que constituem cada uma das famílias.

Com isto, as famílias foram classificadas em 3 categorias:

- *As famílias grandes.* Nesta categoria estão englobadas as famílias constituídas por um casal de adultos com filhos casados ou solteiros com idades entre 20 e 35 anos, desde que vivendo na mesma casa. Também fazem parte desta categoria as famílias formadas por casais jovens com filhos e outro adulto, todos vivendo na mesma residência.

- As *famílias intermediárias* são aquelas famílias formadas por casais adultos com filhos solteiros com mais de 35 anos ou casais jovens sem filhos.
- As *famílias reduzidas* são constituídas por casais adultos sem filhos ou por solteiros com mais de 35 anos.

Os resultados das medições determinaram consumos médios diários de 230, 160 e 120 Wh, respectivamente para os serviços de iluminação e TV P&B.

A partir desta experiência, elaboramos uma proposta de cenários de consumos para diferentes níveis de prestação de serviços dos sistemas fotovoltaicos autônomos. Esta proposta está apresentada na tabela 4.2.

Serviço	Família		
	Grande (Wh/dia)	Intermediária (Wh/dia)	reduzida (Wh/dia)
Ilumin.+TV P&B+Rádio	230	160	120
Refrigerador	230	207	184
Total	460	367	304

Tabela 4.2. Apresentação dos cenários de consumo propostos a partir da experiência espanhola.

Os consumos dos refrigeradores foram determinados a partir de consumos de geladeiras comerciais. O consumo deste eletrodoméstico depende de vários fatores, tais como: a diferença entre a temperatura interior e exterior ao aparelho, o fluido refrigerante utilizado, o compressor AC ou DC, o tipo de fechamento, vertical ou horizontal e a carga a ser refrigerada. Entretanto, podemos generalizar um consumo de 200 Wh/dia para cada 100 litros de capacidade (volume interno ao aparelho), utilizando um coeficiente de atenuação de 0,9 para as famílias intermediárias e 0,8 para as famílias reduzidas. Isto porque o consumo da geladeira varia de acordo com o tamanho e o hábito da família. Como estamos tratando aqui de sistemas residências

de baixo consumo e de baixa renda, consideramos o energético exclusivamente em corrente contínua utilizando um refrigerador de 115 litros, típico para esta aplicação.

Utilizando a experiência por nós adquirida no campo da eletrificação fotovoltaica de residências de baixa renda no Vale do Ribeira, Estado de São Paulo, decidimos por realizar as simulações para consumos diários de 144, 225 e 360 Wh/dia. Isto por verificar que as necessidades básicas, e a realidade sócio-econômica das famílias que vivem na região diferem da realidade das famílias espanholas onde realizou-se a experiência acima apresentada [Eyras & Lorenzo, 1993].

Com isto, esperamos que as opções de consumo escolhidas formem um leque de possíveis soluções em que as famílias, unindo suas aspirações, necessidades e disponibilidade financeira, possam escolher uma entre as opções de sistema.

4.6. Elementos de Regulação de Potência

Estes elementos possuem grande importância na diminuição das falhas, no aumento da probabilidade de perda de carga e na proteção dos equipamentos que constituem os sistemas fotovoltaicos.

4.6.1. Diodos de Bloqueio

A utilização destes diodos é uma prática bastante comum em sistemas conectados a baterias, a fim de evitar que durante os períodos noturnos os módulos comportem-se como uma carga e descarreguem as baterias.

No entanto, se analisarmos cuidadosamente o problema, veremos que a energia que o diodo salva durante o período noturno é inferior a que ele próprio dissipa quando conectado entre o gerador e a bateria.

4.6.2. Os Reguladores de Carga

Para maximizar a vida útil das baterias, deve-se evitar situações de sobrecarga e sobredescarga. No caso dos acumuladores eletrolíticos de chumbo ácido, como vimos nas seções anteriores, a tensão em seus pólos nos dá informações do estado de sua carga.

Para evitar a sobrecarga nas baterias, é possível agir de dois modos: ou se dissipa a energia extra gerada pelo módulo através de um dispositivo eletrônico, ou desconecta-se as baterias dos módulos.

Existem basicamente dois tipos de reguladores, os que são conectados em paralelo e os que são conectados em série. Os reguladores conectados em paralelo são constituídos de transistores que dissipam a potência gerada em excesso, quando a tensão nos pólos da bateria atingir um determinado valor U_{sc} . A tensão de corte recomendada é de 2,35 V/elemento quando a temperatura for de 25°C. Neste caso, é conveniente instalar um diodo de bloqueio entre a bateria e o transistor para evitar dissipação da energia das baterias através dos transistores. Este tipo de procedimento é aconselhável para sistemas pequenos, com corrente de carga $I_c < 10A$.

Os reguladores conectados em série, desconectam os painéis das baterias quando a tensão atinge um determinado valor pré-fixado. O interruptor utilizado pode ser um dispositivo eletromecânico (relê) ou estático (transistor MOS).

Para a proteção de sobrecarga, desconecta-se o gerador fotovoltaico da bateria quando a tensão em seus pólos atinge cerca de 2,45 V/elemento, voltando a conectá-la quando a tensão cair para 2,2 V/elemento. Para proteção de sobredescarga, desconecta-se a carga da bateria quando a tensão em seus pólos atingir um valor determinado pela profundidade de descarga máxima estipulada para o subsistema de acumulação em questão. O controlador de carga volta a conectar a carga na bateria quando a tensão nos pólos desta atingir cerca de 2,1 V/elemento. Estes valores de tensão podem variar segundo o tipo e o regime de trabalho dos acumuladores.

Em todos os casos anteriores, a correção da tensão, devido ao aumento da temperatura, pode ser feita segundo a razão de -5 mV/°C.

4.6.3. Fios, Conexões e Suportes

Parte integrante dos sistemas, são responsáveis em transmitir a energia, em fixar e conectar, um com os outros, os diversos componentes que compõem o sistema. É importante tomar cuidado com este aspecto das instalações, em muitos casos deixados de lado por serem, em geral, considerados de menor importância em relação ao sistema como um todo.

A utilização de fios impróprios pode gerar perdas, tornando a energia gerada ainda mais cara. Os suportes e fixações devem ser escolhidos e instalados de forma a garantir um longo período de vida útil (tipicamente 20 anos) sob exposição a duras e diversas condições climáticas.

Estes componentes do sistema não representam um aumento significativo nos custos da instalação como um todo. Portanto, economizar neste quesito não representará ganhos financeiros significativos, além de se correr o risco de o sistema apresentar falhas ou até danificar-se.

No caso de uma instalação fotovoltaica autônoma, as seções dos fios devem ser escolhidas de modo a evitar perdas significativas no transporte da energia.

Os condutores elétricos são feitos de materiais caracterizados, entre outras coisas, por sua resistividade. A influência da temperatura na resistividade dos materiais pode ser determinada através da expressão 4.41.

$$r(T) = r(20^\circ C) \times (1 + \alpha(T - 20^\circ C)) \quad (4.41)$$

onde α representa um coeficiente de variação devido à temperatura, expresso em $\Omega/^\circ C$.

A resistência elétrica de um condutor varia em função da sua seção transversal, de seu comprimento e do material que é feito, representado por sua resistividade. Existe uma relação de proporcionalidade, expressão 4.42, que permite determinar a resistência elétrica de cada condutor.

$$R = r \times \frac{l}{s} \quad (4.42)$$

onde

r = Coeficiente de resistividade do material - ($\Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$).

l = Comprimento do condutor - (m)

s = Seção do condutor - (mm^2)

R = Resistência do condutor - Ω

Na instalação de sistemas fotovoltaicos utilizam-se condutores de cobre, Cu, material que a 20°C apresenta uma resistividade de $r_{cu} = 0,01724 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ e coeficiente de variação com a temperatura de $\alpha_{cu} = 0,0039 \Omega/^\circ\text{C}$.

Para instalações de sistemas que operam a 12 V deve-se limitar a queda de tensão ao máximo, não devendo ultrapassar valores de 3%. Como recomendação, sugerimos os seguintes valores para que sistemas fotovoltaicos autônomos que operem numa tensão de 12 ou 24 V.

Queda máxima de tensão DV (%)	Circuito
1	Entre módulo e bateria
1	Entre bateria e regulador
1,5	Circuito de iluminação

Tabela 4.3. Sugestão para valores de perdas entre os componentes do sistema, representadas por uma queda de tensão entre os componentes.

A seção mínima de condutor necessária pode ser facilmente determinada através da expressão 4.43 a seguir.

$$S(\text{mm}^2) = r \left(\frac{W \cdot \text{mm}^2}{m} \right) \times \frac{d(m) \times I(A)}{DV(V)} \quad (4.43)$$

Sendo d o comprimento do condutor (considerar a ida e a volta), I a corrente máxima esperada e DV a queda de tensão máxima permitida. Na figura 4.19 representamos o comprimento de fio permitido em função da corrente para quedas de tensão de 1,5%.

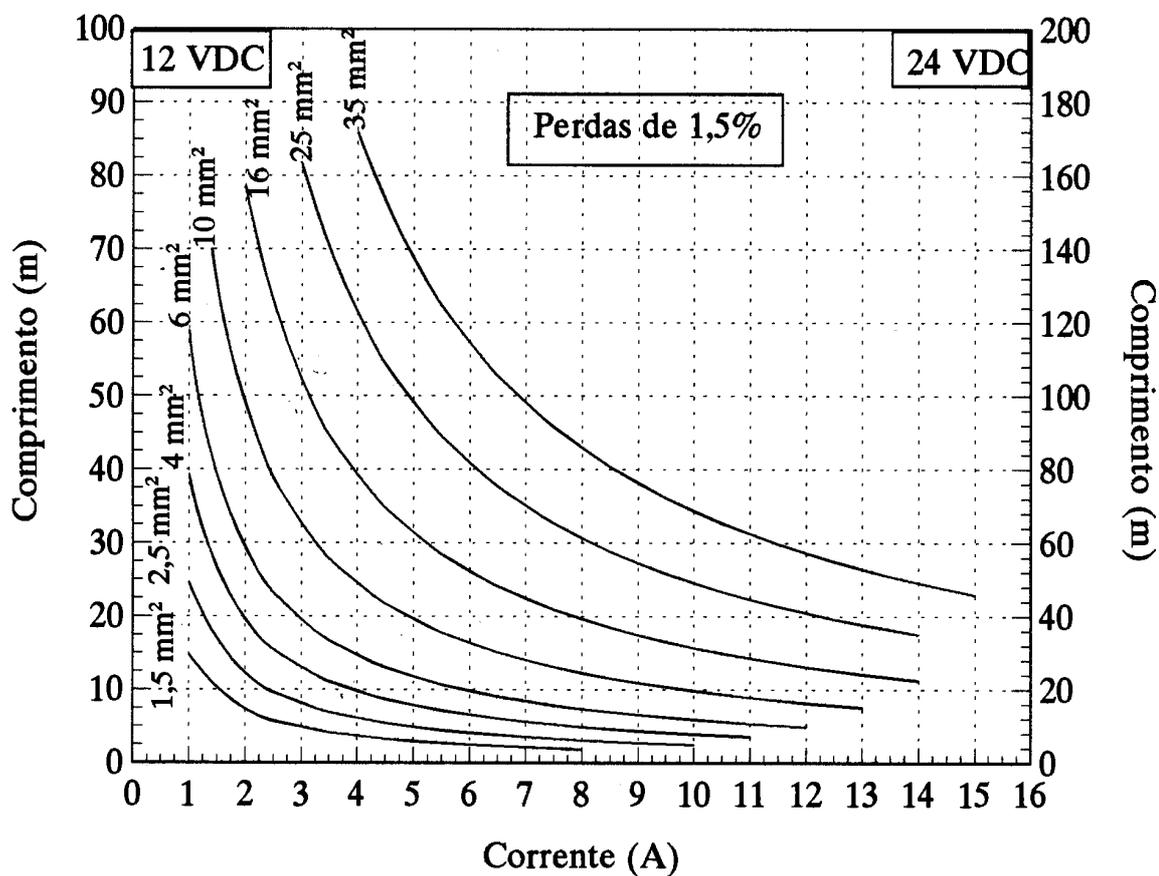


Figura 4.19. Apresentação das seções permitidas para fios de cobre para quedas de tensão de 1,5%. Valores apresentados em função da corrente e do comprimento desejado para os fios.

Capítulo 5

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Neste capítulo apresentamos uma breve discussão das formas usuais de se dimensionar sistemas, seguida de uma apresentação mais minuciosa do método proposto por Egido [*Egido & Lorenzo, 1992*] o qual utilizamos como referência para desenvolver o programa.

Apresentaremos a seguir uma descrição do programa DIMENS.BAS, aqui desenvolvido especialmente para dimensionar um sistema fotovoltaico autônomo. Este programa faz uso de conhecimentos e de rotinas desenvolvidas em capítulos anteriores, particularmente as apresentadas no capítulo 3.

Os resultados obtidos são apresentados de forma gráfica no intuito de facilitar a sua utilização por instaladores de sistemas fotovoltaicos autônomos e planejadores de projetos de eletrificação rural fotovoltaica.

5.1. Introdução

Existem diversos trabalhos que discutem metodologias de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos pelo estabelecimento de relações entre recurso energético e a carga instalada [Clark *et al.*, 1984], [Siegel *et al.*, 1981], [Barra *et al.*, 1984], [Imamura, 1991]. Alguns relacionam, de forma breve, o método que apresentam com a garantia do abastecimento, atrelando-a ao custo do sistema [Groumpos & Papageorgiou, 1987]. Muitos autores, no entanto, vêm atrelando, de forma direta, a garantia de fornecimento energético ao processo do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos [Egido & Lorenzo, 1992], [Martins, 1994]. Assim, busca-se fornecer mais critérios para a decisão pela configuração que otimize as necessidades energéticas à disponibilidade financeira.

Antes de apresentar as formas de se dimensionar sistemas fotovoltaicos, é importante definirmos o que consideramos como sendo o risco de déficit de um sistema.

Como comentado anteriormente (capítulo 2), do ponto de vista técnico, os sistemas fotovoltaicos são bastante confiáveis. É raro algum módulo fotovoltaico apresentar avarias ao longo de sua vida útil. A durabilidade e o comportamento dos outros componentes do sistema já são estudados e conhecidos há bastante tempo. Portanto, se for feito um correto planejamento das trocas e manutenção destes componentes, não há motivo para que o sistema apresente falhas.

Mesmo que medidas de precaução sejam tomadas para evitar o mau uso dos equipamentos, tais como a instalação de controladores de carga para proteger o subsistema de acumulação, podem ocorrer problemas caso o sistema seja usado da forma indevida. É possível minimizar este tipo de falha informando corretamente o usuário sobre as características e limitações do sistema e as conseqüências que a sua imprópria utilização acarreta.

Outro tipo de falha que estas instalações apresentam é a estatística. Estas acontecem, mesmo que o sistema seja utilizado de forma correta, na eventualidade de ocorrer longos períodos com baixos valores de irradiação. Neste caso o sistema pode não dispor de quantidade suficiente de energia para abastecer a carga.

Chamaremos de risco de déficit a possibilidade de ocorrer um determinado número de falhas ao longo de um ano, ou seja, quanto maior o risco de déficit estabelecido, maior a probabilidade de ocorrer falhas no sistema. A quantidade de falhas anuais depende, basicamente, da distribuição da irradiação no local, do consumo e do dimensionamento feito. O risco de déficit tem relação portanto com a garantia de abastecimento de energia que um determinado sistema pode oferecer.

Utilizamos o ano como período de análise para as simulações realizadas neste trabalho, ou seja, determinamos o comportamento do sistema e contamos o número de falhas ao longo de um ano. Repetimos o processo vinte vezes para determinar o comportamento do sistema ao longo de sua vida útil (assumida como sendo de 20 anos).

O risco de déficit energético de um sistema, como entendemos neste trabalho, está diretamente relacionado com o conceito de probabilidade de perda de carga, LLP (Loss of Load Probability). Formalmente esta grandeza é definida do seguinte modo:

$$LLP = \frac{\textit{Deficit} - \textit{energia}}{\textit{Demanda} - \textit{energia}} \quad (5.1)$$

Esta definição, equação 5.1, representa a porcentagem da demanda por energia que o sistema de geração e/ou abastecimento não é capaz de suprir. A demanda é facilmente estipulada integrando o consumo do sistema ao longo do período considerado.

O déficit energético é um pouco mais complexo de se definir. Neste trabalho, foram estudadas duas formas de determiná-lo: uma considera o quanto faltou de energia ao longo do período. A outra considera o número de falhas que ocorrem no mesmo período. Por apresentar resultados mais claros e simples de serem interpretados pelo usuário escolhemos monitorar o déficit dos sistemas através do número de falhas anuais que estes apresentam. Constitui-se uma falha do sistema quando há consumo de energia em períodos onde esta não é gerada e não está disponível no subsistema de armazenamento.

As cidades escolhidas encontram-se nas regiões do Pontal do Paranapanema e do Vale do Ribeira, por serem as de menores taxas de eletrificação do Estado de São Paulo. Além disso, a população local possui, de maneira geral, um baixo poder aquisitivo vivendo, em sua maioria, de uma economia de subsistência. Essas duas regiões são fortes candidatas a participarem de programas de eletrificação rural fotovoltaica

5.2. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

Existe uma série de formas de realizar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos. Como comentamos anteriormente, a literatura a este respeito é vasta. Apresentamos aqui os métodos de dimensionamento divididos em dois principais grupos.

A forma mais simples de se dimensionar é baseada apenas em estimativas, apresentando resultados bastante aproximados. Outro método consiste em realizar simulações sucessivas do comportamento do sistema durante um longo período de tempo. Apresentaremos a seguir as características gerais destas duas formas de dimensionar sistemas.

5.2.1. Métodos Intuitivos

Em geral partem de valores médios de irradiação e de consumo. Podem utilizar médias anuais ou mensais, dependendo do caso e do dimensionador.

a) Critério da média anual: determina-se o tamanho do subsistema de geração igualando a energia coletada pelos módulos ao longo de um ano à energia consumida pela carga no mesmo período. Para garantir que o sistema não apresente falhas aplica-se um determinado coeficiente de segurança ao cálculo.

Estimando-se, para cada região, o número médio de dias consecutivos com baixos valores de irradiação diária, encontra-se o período aproximado em que praticamente não ocorrerá geração de eletricidade. Igualando a capacidade de armazenamento energético com o consumo projetado para este período, determina-se

o tamanho do subsistema de acumulação. Pode-se, também neste caso, adotar um coeficiente de segurança e uma profundidade máxima de descarga.

b) Critério do pior mês: As dimensões do subsistema de geração são determinadas de forma que a energia coletada pelo gerador no pior mês do ano seja igual à consumida no mesmo período. A capacidade de acumulação é, da mesma forma que no caso anterior, calculada de modo a assegurar um certo número de dias de fornecimento energético sem geração. Com isso, espera-se que, pelo menos aproximadamente, o sistema seja capaz de abastecer a carga instalada mesmo nos períodos em que a incidência de radiação seja baixa.

Adota-se como ângulo de inclinação dos painéis, na maioria das vezes, o valor da latitude local adicionada de dez graus. Assim, aumenta-se a coleta de energia durante os meses de inverno, período em que o Sol passa pelo meridiano local com maior ângulo zenital.

Estes métodos, apesar de serem bastante simples não são muito precisos, podendo acarretar um sobredimensionamento, tornando os sistemas mais caros do que deveriam ou em subdimensionamento, fazendo com que as falhas sejam mais frequentes do que se desejaria, diminuindo a confiabilidade na tecnologia. Além disso, as possibilidades de otimização econômica são reduzidas, pois os parâmetros possíveis de manejar, com certa liberdade, são o coeficiente de segurança, o número de dias de autonomia do sistema e a profundidade máxima de descarga dos acumuladores.

Este método apresenta outra restrição na medida em que, ao ser dimensionado a partir de médias mensais ou anuais, não é considerado o regime diário ou horário de trabalho dos sistemas que nem sempre podem ser representados em termos de suas médias mensais ou anuais. Ou seja, ao dimensionar dois sistemas a serem instalados em duas regiões distintas que apresentem a mesma média anual de incidência de irradiação solar, encontraremos sistemas idênticos. Se uma das regiões apresentar grande variabilidade sazonal na incidência de irradiação enquanto a outra possuir valores razoavelmente invariantes ao longo do ano, o risco de déficit e o comportamento dos dois sistemas serão distintos embora dimensionados para serem os mesmos.

Devido a sua simplicidade, esta forma pouco precisa de se dimensionar sistemas pode ser utilizada para dar uma idéia do potencial aproximado de utilização da tecnologia fotovoltaica em determinada região. Mas no momento de se determinar as dimensões de sistemas que irão ser instalados ou desenvolver kits para a eletrificação destas regiões, é aconselhável utilizar métodos que forneçam resultados mais confiáveis e precisos.

5.2.2. Método da Simulação

Outra forma de se dimensionar os sistemas é através de simulações sucessivas de seu comportamento para um longo período. Determinam-se as configurações ótimas capazes de abastecer a carga instalada na residência com determinado risco de déficit. Para tal, é necessário dispor de dados da irradiação diária ou horária incidente na região ao longo do período que se queira realizar a simulação e assumir modelos que representem o funcionamento de cada componente do sistema em condições reais e conhecidas de trabalho.

A precisão deste método é função dos dados disponíveis e dos modelos utilizados para representar o comportamento dos componentes do sistema. Quanto menor for o período de integração dos dados (base mensal, diária ou horária), mais confiável for a base de dados disponível e mais precisos forem os modelos utilizados para representar o funcionamento dos componentes, melhores resultados serão obtidos.

A vantagem mais evidente do método é a exatidão que este pode atingir, pois reproduz o comportamento real do sistema partindo de dados de irradiação tomados no local ao longo de vários anos. Entretanto, tal procedimento apresenta algumas dificuldades. A principal delas é a necessidade de dispor de dados diários de irradiação ao longo de um grande número de anos. A dificuldade aumenta se levarmos em consideração que muitas regiões não dispõem sequer de medidas confiáveis das respectivas médias mensais da irradiação diária incidente.

Outro inconveniente que este método apresenta é a necessidade de se dispor de tempo para o processamento dos dados, além de ser indispensável a utilização de

microprocessadores, nem sempre disponíveis em qualquer região ou durante o tempo necessário para realizar as simulações.

5.3. Método Proposto

O método que utilizamos, apresenta algumas diferenças em relação aos anteriores. Tenta englobar características dos dois métodos criando um terceiro, mais preciso sem, no entanto, aumentar demasiadamente o grau de complexidade de todo o processo.

Os programas que realizam os cálculos e as interações foram escritos numa linguagem bastante simples e acessível, o Quick Basic versão 4.5 da Microsoft. Tomou-se o cuidado de fornecer os resultados em forma gráfica apresentando, para cada região, os dimensionamentos possíveis, capazes de abastecer a carga instalada no sistema.

A partir dos valores da irradiação diária, média mensal, incidente sobre uma superfície horizontal, para cada região onde se deseje fazer o dimensionamento, determina-se a melhor inclinação dos módulos fotovoltaicos. Utilizamos como critério o aumento da energia coletada ao longo do ano atrelada à manutenção de uma uniformidade na distribuição anual dos respectivos valores. Isto foi feito para que a irradiação coletada ao longo dos meses de menor incidência solar não fosse muito baixas, minimizando a variação da irradiação incidente entre os meses de inverno e verão. Com isto pretende-se diminuir as falhas ocorridas durante o inverno (período com menor irradiação em São Paulo), mesmo que a energia coletada ao longo do verão ou ao longo do ano todo seja ligeiramente menor (apresentamos, no capítulo 3, uma discussão mais detalhada a este respeito). Esta análise foi feita, em detalhes para a cidade de São Paulo onde concluiu-se que a melhor inclinação foi o da latitude da cidade adicionada de um certo Δ . Para as outras cidades, o ângulo de inclinação, β , foi determinado da mesma forma; adicionando-se o mesmo valor Δ a cada uma das respectivas latitudes.

Utilizamos o método proposto por Aguiar [Aguiar *et al.*, 1988] para, a partir das 12 médias mensais de irradiação diária, gerar 365 valores diários. Criamos assim séries anuais, estatisticamente representativas, de valores de irradiação diária para uma determinada região. Com este método, é possível portanto, gerar a quantidade de

séries anuais que se queira, resolvendo, de certa forma, um dos maiores problemas anteriores: a falta de dados.

Os dimensionamentos foram feitos através de simulações sucessivas do comportamento dos sistemas fotovoltaicos fixando sempre um determinado risco de déficit representados por 30, 10 e 1 falhas anuais, o que significam probabilidades de perda de carga de 8,2, 2,7 e de 0,3 %, respectivamente. Como dito anteriormente, as simulações foram realizadas ano a ano ao longo de vinte anos. Assim, para cada simulação, encontramos 20 séries de configurações de sistemas capazes de atender aos pré-requisitos estipulados. Desta forma procuramos garantir que uma configuração simulada para ter, por exemplo, 1 falha por ano apresentará realmente 1 falha por ano, resultando em 20 falhas ao longo de 20 anos. Procuramos com isso evitar que, em um caso extremo, as 20 falhas se concentrassem em um único ano.

Para a realização das simulações foram geradas, por este método e para cada cidade considerada, 20 séries anuais de valores diários de k_t . Conhecendo a irradiação do topo da atmosfera determina-se a irradiação global na superfície terrestre, para cada cidade escolhida. Recorrendo às séries de valores diários de irradiação geradas determina-se, utilizando os modelos amplamente citados na literatura, a disponibilidade energética sobre o plano do gerador (irradiação incidente sobre o ângulo de inclinação dos módulos discutida no capítulo 3).

O método utilizado consiste na realização de um balanço energético. Como entrada, temos a eletricidade gerada. Na saída, a eletricidade consumida pelo sistema. A diferença, se positiva é armazenada no subsistema de armazenamento. Se negativa, deve ser compensada sendo retirada dos acumuladores. Monitorando a quantidade de energia disponível armazenada diariamente nas baterias, podemos contabilizar o número de falhas ocorridas contando o número de vezes que a energia armazenada for menor que a capacidade dos acumuladores multiplicada pela profundidade de descarga máxima.

Iniciando os cálculos com uma capacidade mínima e terminando com a máxima (definiremos a seguir a configuração mínima e máxima destes sistemas), simula-se o comportamento do sistema, ano a ano, ao longo do primeiro dos 20 anos gerados. Determina-se então, para cada ano simulado, todas as configurações que tenham o

risco de déficit exigido. No final do processo, teremos então 20 séries com várias configurações cada uma, capazes de abastecer a carga instalada na residência durante o mesmo número de dias por ano.

Os cálculos começam a partir de uma configuração mínima e terminam numa máxima, estipuladas de forma a garantir que configurações de interesse para o trabalho encontrem-se entre estes valores. Determinamos que a configuração mínima é aquela que possui uma potência instalada capaz de gerar, em um ano, energia suficiente para abastecer a carga neste mesmo período. Definimos como subsistema mínimo de armazenamento aquele capaz de abastecer o consumo diário da carga com 10% de sua capacidade total, estabelecendo a profundidade de descarga diária estabelecida. A configuração máxima é determinada duplicando-se a capacidade mínima de geração. Para garantir que as configurações de interesse fossem englobadas subtraímos $5 W_p$ na configuração mínima e adicionamos $8 W_p$ na máxima.

O programa passa a determinar o tamanho do subsistema de acumulação caso a caso, começando da capacidade mínima de geração e acumulação e incrementando $1 W_p$ ao subsistema de geração a cada simulação.

As simulações terminam para um determinado ano quando o programa determina a configuração do sistema que possui a capacidade máxima de geração. É importante comentar que, em todos os casos, muitas configurações simuladas foram desprezadas por não representarem real interesse para a eletrificação de sistemas de baixo consumo. Portanto, pode-se ter a certeza de que na faixa estipulada estão todos os sistemas que nos interessam.

Para calcularmos a energia fornecida por cada W_p instalado no gerador, utilizamos o conceito de hora solar pico, definido como sendo o número de horas necessárias para que, supondo uma irradiância de 1.000 W/m^2 , consiga-se coletar uma quantidade de energia equivalente à realmente incidente ao longo de um determinado dia. Assim, para determinarmos a energia produzida ao longo de um dia, basta considerar a potência nominal dos módulos, multiplicada pelo número de horas solares pico.

Portanto, com o programa, *DIMENS.BAS*, determinamos as configurações de um sistema fotovoltaico autônomo capazes de satisfazer a carga com risco de déficit energético determinado mediante a relação entre o número de falhas anuais.

A próxima seção é dedicada a explicar todas as rotinas do programa *DIMENS.BAS*, desenvolvido especialmente para realizar as simulações do comportamento dos sistemas.

5.4. O Programa de Simulação - *DIMENS.BAS*

O programa *DIMENS.BAS* utiliza como dados de entrada a latitude do local, os 12 valores médios mensais da irradiação diária incidente no plano horizontal, a inclinação encontrada para os módulos, a potência instalada na residência, o número de horas de consumo desta, ou seja, a demanda energética, e o número de falhas anuais que o sistema poderá ter. A figura 5.2 mostra o diagrama de fluxo do programa *DIMENS.BAS*. No apêndice A apresentamos sua listagem completa.

A estrutura básica do programa foi elaborada a partir de um corpo principal e três sub-rotinas: *Markov*; *hti*; *acumulador*.

A primeira, *Markov*, é responsável por gerar as 20 séries anuais de valores diários de irradiação incidente no plano horizontal.

A segunda sub-rotina, *hti*, é utilizada para determinar, a partir da irradiação incidente no plano horizontal, a disponibilidade energética incidente num plano com inclinação qualquer. Neste caso específico, essa sub-rotina utiliza a inclinação (*bet*) escolhida de acordo com o critério apresentado no capítulo 3.

A terceira sub-rotina, *Acumulador*, determina, através de simulações sucessivas ano a ano, o comportamento de sistemas com diferentes dimensões. Ela tem como entrada a carga instalada, a disponibilidade energética diária e o risco de déficit estipulado. Com estes dados, ela fornece as diversas configurações de sistemas capazes de abastecer a carga instalada com o número de falhas desejado. No apêndice A, apresentamos uma listagem completa e comentada do programa aqui desenvolvido.

Antes de apresentar os ajustes feitos com os dados e os respectivos resultados obtidos, é importante tecer alguns comentários sobre algumas condições de contorno utilizadas no transcorrer do programa.

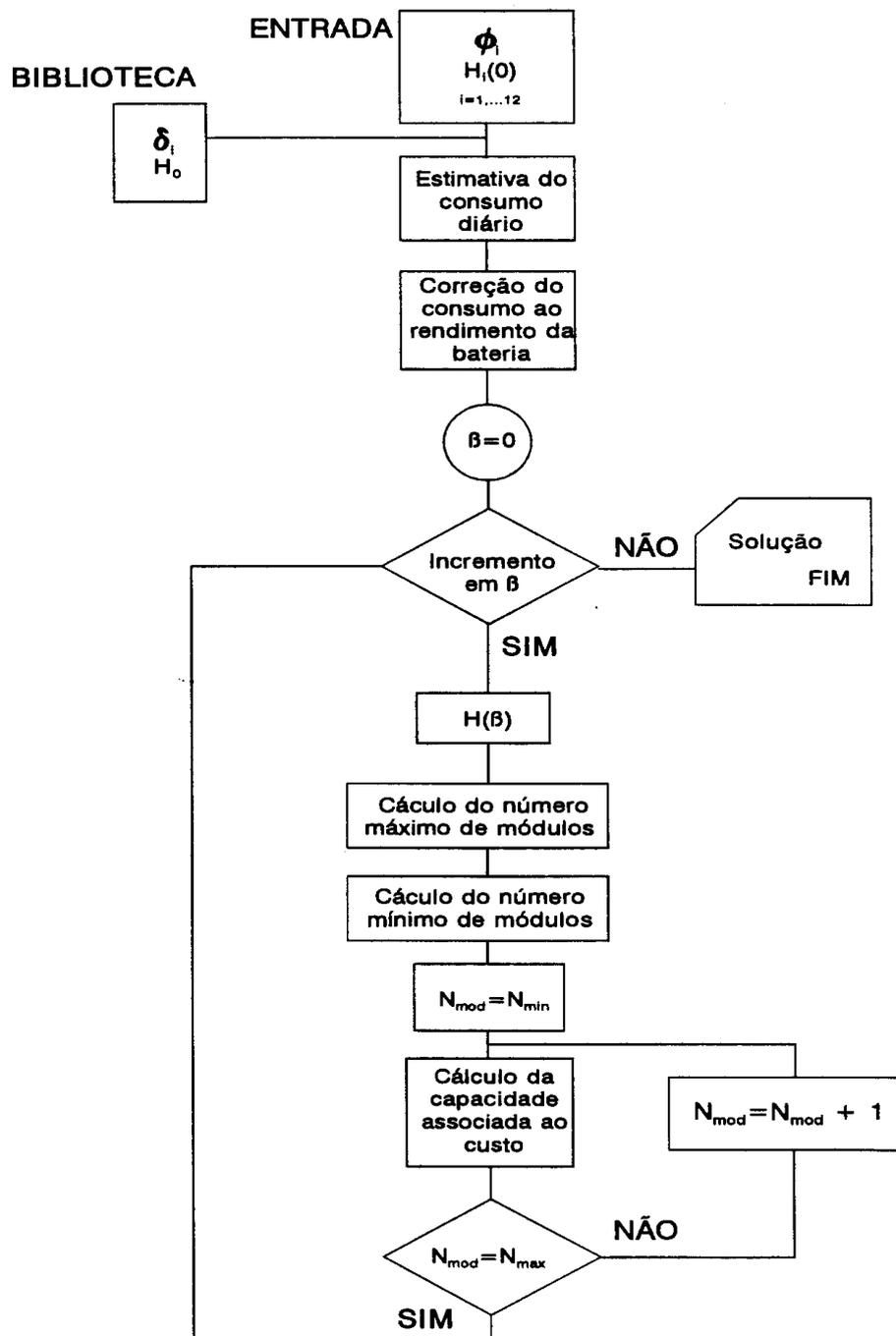


Figura 5.2. Diagrama de fluxo do programa DIMENS.BAS.

Ao armazenar energia nas baterias, ocorre um gasto energético, ou seja, a energia que entra nas baterias é maior do que a que sai. Isto traduz-se numa eficiência de armazenamento energético que, para fins deste trabalho assumimos como sendo de 90%.

Ainda com referência ao subsistema de armazenamento de energia, consideramos que todos os sistemas irão utilizar baterias eletroquímicas automotivas de chumbo ácido. Como visto no capítulo 4, o subsistema de acumulação não deve ser totalmente descarregado a fim preservá-lo de danos irreparáveis. [Copetti et al., 1993]

Para otimizar a utilização dos acumuladores sem, com isso, comprometer sua durabilidade, estamos atribuindo como profundidade de descarga diária e máxima os valores 10% e 25%, respectivamente. Assim, pretendemos utilizar ao máximo o sistema de acumulação projetando, para estes, uma vida útil de cerca de 4 anos. [Huacuz et al., 1995]

Para determinar as configurações dos sistemas, a subrotina *acumulador*, realiza um balanço energético, método que se mostrou suficientemente sensível para a precisão necessária aos objetivos deste trabalho.

Optamos por não utilizar, em nosso dimensionamento, os modelos apresentados no capítulo 4. Isto por entendermos que só forneceriam uma melhoria significativa nos resultados se trabalhássemos com uma base de dados horária, tanto para a irradiação como para a evolução da temperatura ao longo do dia, para cada cidade considerada. Como não faz parte da abrangência deste trabalho a realização de um estudo mais aprofundado de modelos horários de incidência de irradiação e da evolução da temperatura ao longo de cada dia do ano, determinamos que a utilização de um balanço energético seria mais apropriado, fornecendo resultados satisfatórios.

No entanto, consideramos importante o conhecimento mais preciso possível do comportamento da radiação solar e dos componentes dos sistemas. Só assim é possível o entendimento de cada aspecto do dimensionamento e do comportamento do sistema como um todo. Justificamos assim a inclusão dos capítulos 3 e 4, com o objetivo de embasar e introduzir o capítulo 5.

5.4.1. O Ajuste dos Dados

Nesta seção, apresentamos, de forma detalhada, todo processo de ajuste dos dados por considerar que esta é uma parte importante do método utilizado. No apêndice B, apresentamos alguns parâmetros obtidos através dos ajustes realizados.

Embora os comentários e conclusões sobre os ajustes feitos neste trabalho possam ser estendidos para todas as cargas e cidades consideradas, escolhemos apresentar nesta seção gráficos de simulações feitas para sistemas a serem instalados na cidade de São Paulo com consumo de 144 Wh diários.

Observando a figura 5.3, vemos o gráfico feito com os dados fornecidos pelo programa *DIMENS.BAS* e como é difícil determinar uma função que ajuste satisfatoriamente todos os pontos obtidos.

Uma parte dos pontos decai, praticamente de forma linear (região 1 - entre 25 e 33 W_p), até atingir um cotovelo (região 2 - entre 33 e 37 W_p) que pode ser ajustado segundo uma função exponencial ou do tipo $(A.x+B)^{-1}$. Após este cotovelo (região de 3 - 37 W_p até o final), os dados comportam-se como uma função constante.

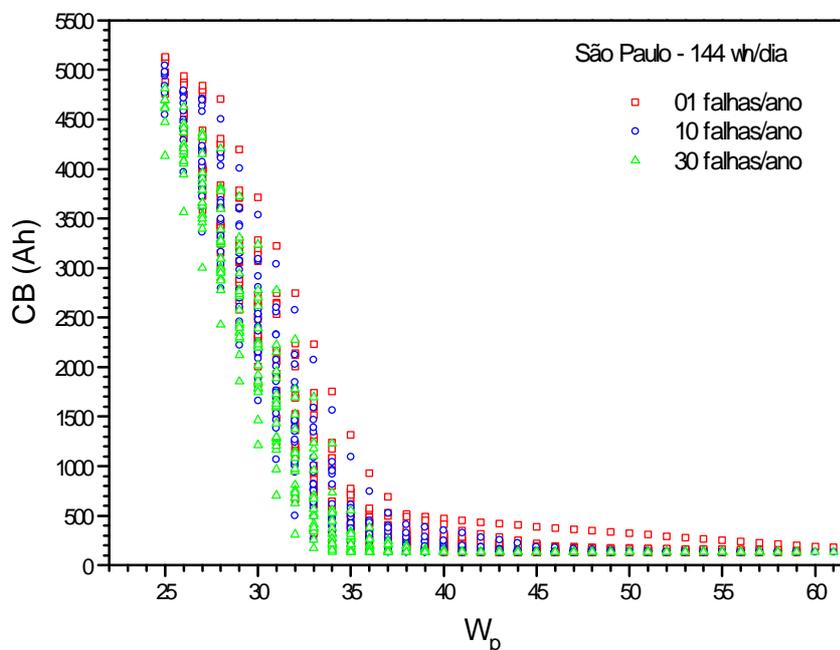


Figura 5.3. Dados obtidos após simulação feita com programa *DIMENS.BAS* para sistema de consumo de 144 Wh/dia. Dados calculados para São Paulo. W_p é a capacidade de geração energética, a potência pico instalada (em Watt); CB é a capacidade de armazenamento das baterias (em Ah).

A partir desta constatação, temos basicamente duas opções de ajuste. A primeira consiste em desprezar os pontos sem interesse real e prático para a finalidade deste trabalho. Escolhendo então uma região de pontos de maior interesse para o trabalho podemos ajustá-los segundo uma função que melhor os represente. Uma outra forma de fazer um ajuste dos dados, sem a necessidade de desprezar tantos pontos, seria criar um modelo que gere dados que representem o comportamento dos pontos, a partir de um estudo dos parâmetros que os influenciam.

Fazer o ajuste segundo o primeiro método apresentado consiste portanto em desprezar os pontos que representem capacidades de acumulação muito maiores que 1000 Ah pois têm pouco interesse prático quando se trata com sistemas de baixo consumo. Da mesma forma, pontos que já atingiram a capacidade mínima de armazenamento e apresentem variações apenas na capacidade de geração não são significativos pois não representam mais sistemas com o mesmo risco de déficit, ou seja, os pontos desta região da curva não representam mais sistemas com o mesmo número de falhas anuais.

Desconsiderados os pontos acima mencionados, destaca-se a região de maior interesse para este trabalho. Justificando-se assim a utilização dos pontos da região do “cotovelo” da figura 5.3. As regiões onde CB é muito grande ou que encontra-se constante ficam portanto fora do ajuste.

Na figura 5.4, apresentamos o gráfico dos pontos já selecionados do dimensionamento de um sistema que consome 144 Wh por dia na cidade de São Paulo. Como podemos verificar, todos os dados plotados juntos não fornecem nenhuma informação significativa. Neste caso, temos três séries de dados, cada uma representando um risco de déficit energético. Consideramos neste caso, como em todo este trabalho, um risco de déficit representado por 30, 10 e 1 dias por ano que o sistema pode não possuir energia para abastecer a carga.

Feito um levantamento das funções que se ajustam às nuvens de pontos obtidas experimentalmente, conseguimos melhores resultados com uma função do tipo:

$$CB = \frac{I}{A \times W_p + B} \quad (5.2)$$

Os gráficos apresentados nas figuras 5.5, 5.6 e 5.7 representam os mesmos pontos plotados separadamente e ajustados segundo a função 5.2, para 30, 10 e 01 falhas, respectivamente. Na figura 5.8, apresentamos os três ajustes juntos mostrando que assim podemos tirar informações valiosas sobre o comportamento dos sistemas para diferentes riscos de déficit, distintas regiões ou em consumos diferenciados.

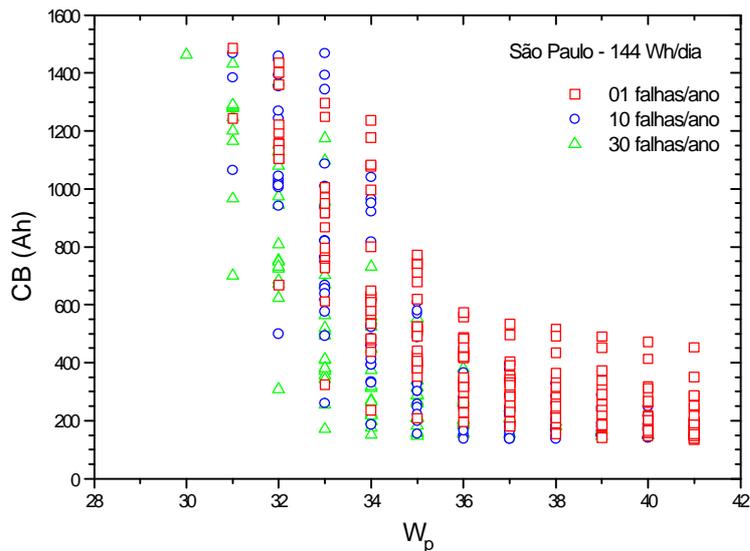


Figura 5.4. Gráfico apresentando os pontos selecionados para simulação feita. Consiste na região do “cotovelo” da figura 5.3. Considerando 01, 10 e 30 falhas/ano. Dados calculados para a cidade de São Paulo em um sistema com consumo de 144 Wh/dia.

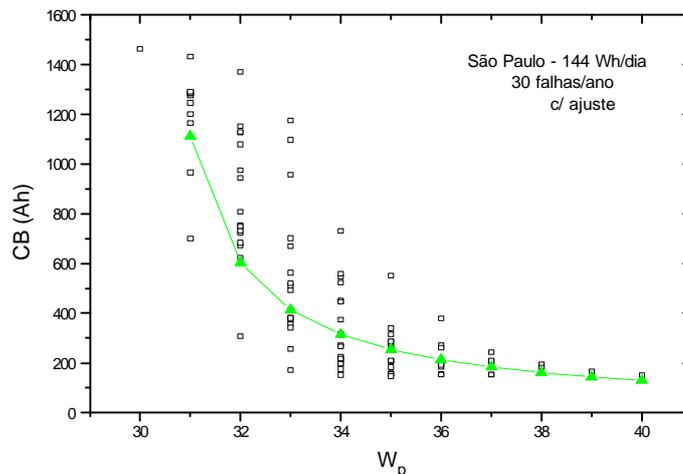


Figura 5.5. Apresentação dos pontos e do ajuste encontrado para o caso de um sistema com consumo de 144 Wh/dia. Dados calculados para a cidade de São Paulo, admitindo-se 30 falhas anuais.

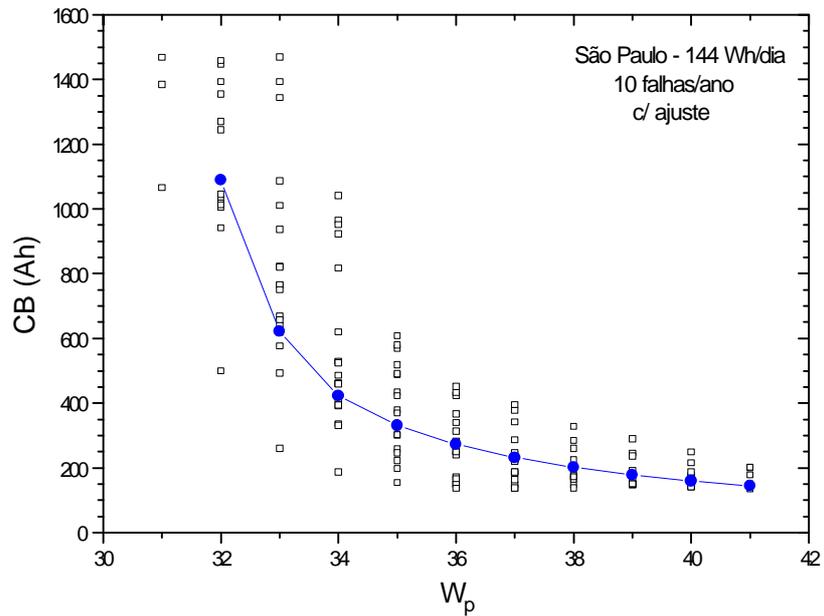


Figura 5.6. Apresentação dos pontos e do ajuste encontrado para o caso de um sistema com consumo de 144 Wh/dia. Dados calculados para São Paulo, admitindo-se 10 falhas anuais.

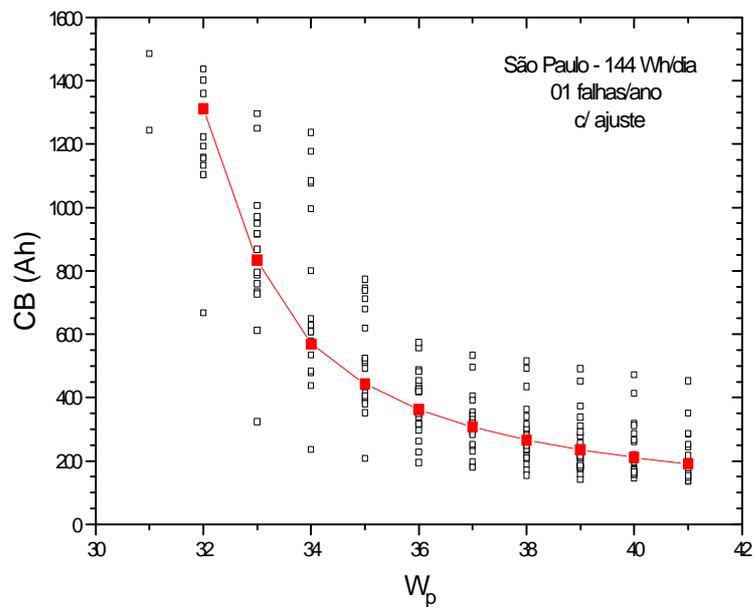


Figura 5.7. Apresentação dos pontos e do ajuste encontrado para o caso de um sistema com consumo de 144 Wh/dia. Dados calculados para São Paulo, admitindo-se 01 falhas anuais.

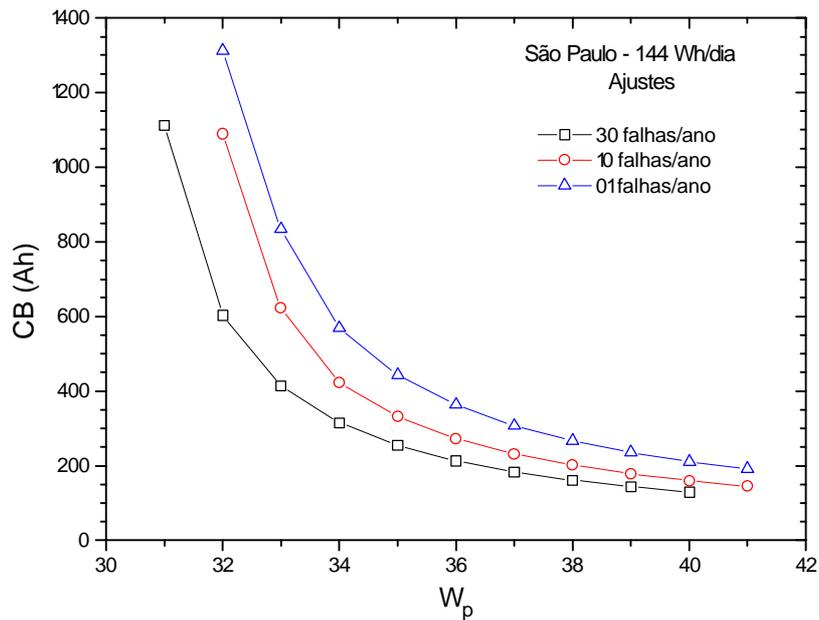


Figura 5.8. Apresentação apenas dos ajustes feitos para riscos de déficit representados por 30, 10, 01 falhas/ano, para o mesmo caso das figuras 5.5, 5.6 e 5.7 apresentadas anteriormente.

Observando os resultados obtidos com os ajustes feitos, notamos que os pontos se deslocam quando variamos o risco de déficit do sistema. Conforme se diminui o risco de déficit (menor número de falhas anuais), os pontos deslocam-se para a direita e para cima, representando sistemas maiores e mais caros, como era esperado. Nota-se ainda que conforme aumenta o risco de déficit, aumenta-se o decaimento da função ajustada.

Uma segunda forma de ajustarmos os pontos é separando-os em duas principais regiões, uma de rápido decaimento linear e outra de decaimento exponencial. No gráfico 5.3, há uma certa região onde CB não varia mais com o aumento de W_p . Nesta parte do gráfico as configurações atingiram os valores mínimos de CB e não representam mais sistemas com o mesmo número de falhas anuais. Portanto, com exceção do primeiro, todos estes pontos podem ser desprezados sem que ocorra perda de informação.

Passamos a tratar os dados como sendo divididos em duas séries, a linear e a curva. Observamos que, na parte linear, o coeficiente angular praticamente não se altera quando variamos o número de falhas anuais, ou seja, para qualquer déficit

energético, as funções decrescem paralelamente, variando apenas o ponto de partida. Este ponto se desloca para a direita conforme se diminui o número de falhas. Isto faz portanto que as funções atinjam a sua parte curva, necessariamente em pontos distintos, dependente do número de falhas estipulado.

Observando a parte curva da distribuição dos pontos, notamos que o número de falhas anuais estipulado influi tanto na posição da função, como na parte linear, e na forma do decaimento. Quanto maior o número de falhas por ano (maior déficit energético), mais rapidamente ocorre o decaimento até que se atinja o patamar estipulado pela capacidade mínima de acumulação.

Feitas estas observações podemos realizar o ajuste através de um modelo criado especialmente para este fim. Ao entendermos como varia a posição inicial da parte linear dos pontos e o decaimento da parte curva em função do número de falhas do sistema, podemos, criar uma curva que represente o comportamento dos pontos em questão, a partir de qualquer número de falhas.

Para tal, fizemos algumas aproximações visando a viabilizar a construção do modelo. Numa primeira aproximação, consideramos que os parâmetros que ajustam as duas partes das curvas variam linearmente com o número de falhas.

Na região onde a capacidade de acumulação seja maior que 500 Ah (valor encontrado graficamente), a função varia linearmente segundo a função

$$Y = m \times X + q \quad (5.3)$$

onde m é o coeficiente angular determinado através de uma média de todos os valores encontrados no ajuste da parte linear da função. Ao plotarmos os valores de q para cada número de falhas, podemos aproximar a dependência de q com o número de falhas segundo a seguinte função (aproximação comentada anteriormente)

$$q = A \times (\text{falhas}) + B \quad (5.4)$$

Os parâmetros A e B podem ser determinados a partir de um ajuste de mínimos quadrados nos pontos da função que representa a variação de q em função do número de falhas ($q \sim \text{falhas}$). Entrando com um número de falhas, determinamos q e podemos

gerar quantos dados quisermos para a parte linear do gráfico (valores de C_B superiores a 500 Ah).

Para a parte curva da função, valores de C_B inferiores a 500 Ah, o procedimento é semelhante. Observando o comportamento desta parte da função decidimos ajustá-la segundo um decaimento exponencial do tipo:

$$Y = Y_0 + u \times e^{-t(x-x_0)} \quad (5.5)$$

Os parâmetros u e t são determinados, como no caso anterior, através de um ajuste linear, em função das falhas do sistema. Teremos portanto duas funções do tipo:

$$\begin{aligned} u &= a \times (\text{Falhas}) + b \\ t &= i \times (\text{Falhas}) + j \end{aligned} \quad (5.6)$$

Como no caso anterior, os parâmetros a , b , i e j podem ser determinados através de um ajuste linear. Os pontos de partida (y_0 , x_0) são encontrados determinando-se os pontos onde a parte linear da função atinge $C_B = 500$ Ah.

Este modelo foi desenvolvido por não haver função que ajustasse um maior número de pontos e para gerar, mais rapidamente, curvas que representem configurações de sistemas para qualquer número de falhas anuais que se queira. As figuras 5.9, 5.10 e 5.11 mostram os resultados obtidos para o ajuste feito desta forma para 30, 10 e 1 falhas, respectivamente. A figura 5.12 mostra uma série de dados gerados para diferentes números de falhas. Com este modelo, conseguimos gerar pares $C_B \times W_p$ para qualquer número de falhas que se queira. Isto foi feito para a cidade de São Paulo, considerando um sistema que deve abastecer uma carga de 144 Wh por dia.

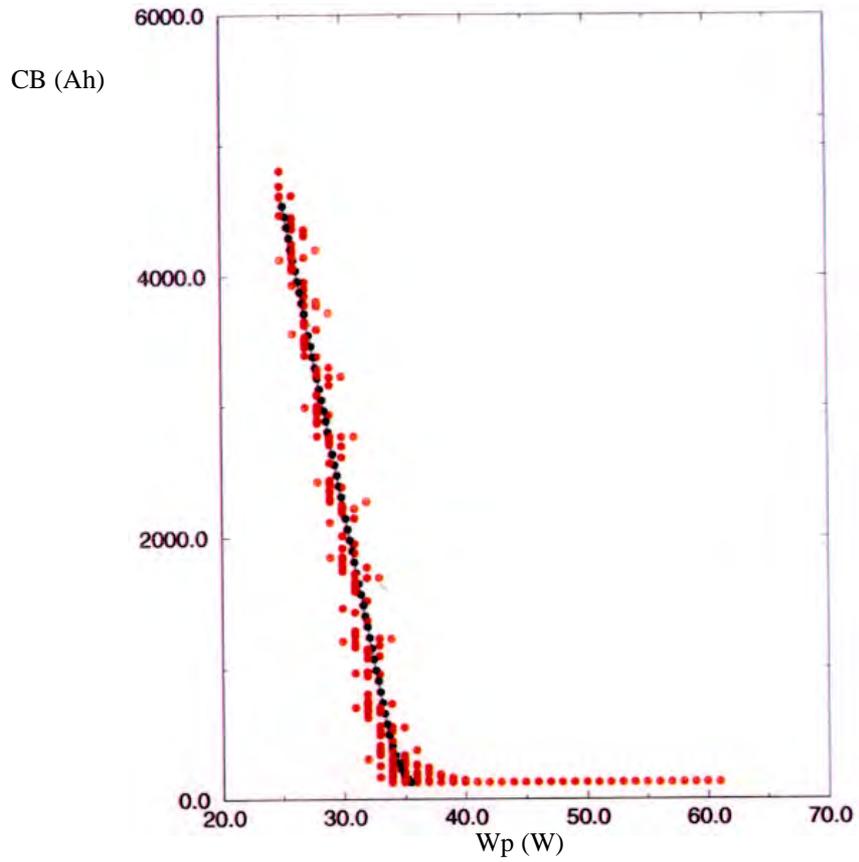


Figura 5.9. Comparação entre os dados obtidos pela simulação e os resultados gerados pelo modelo; caso de 30 falhas/ano.

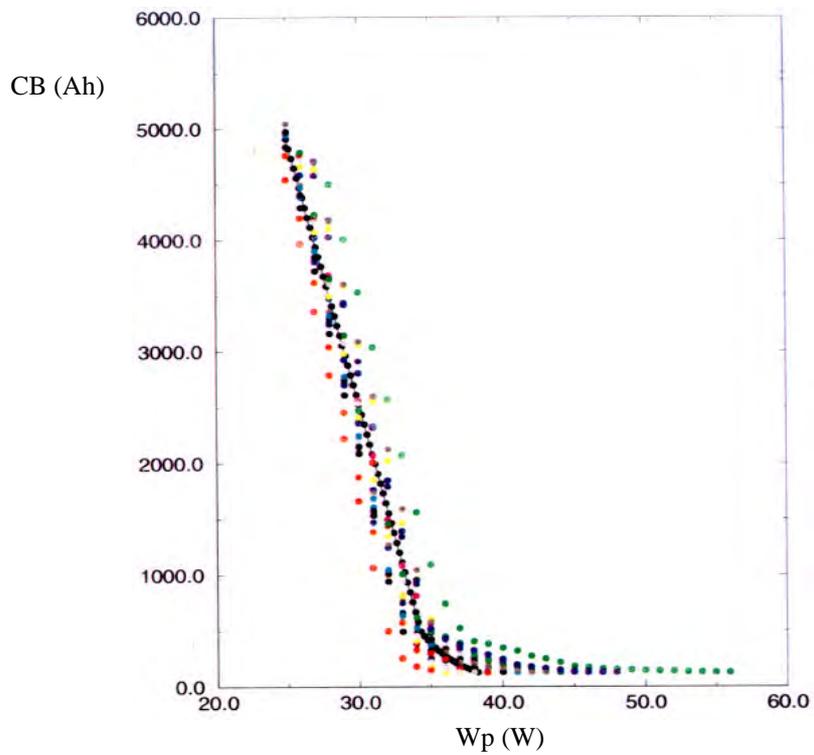


Figura 5.10. Comparação entre os dados obtidos pela simulação e os resultados gerados pelo modelo; caso de 10 falhas/ano.

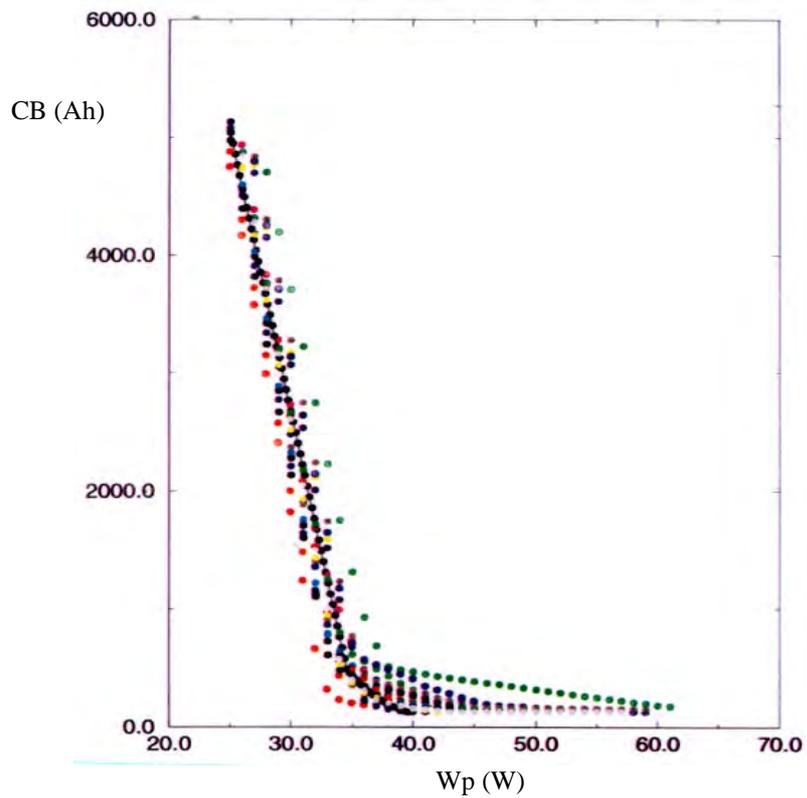


Figura 5.11. Comparação entre os dados obtidos pela simulação e os resultados gerados pelo modelo; caso de 01 falhas/ano.

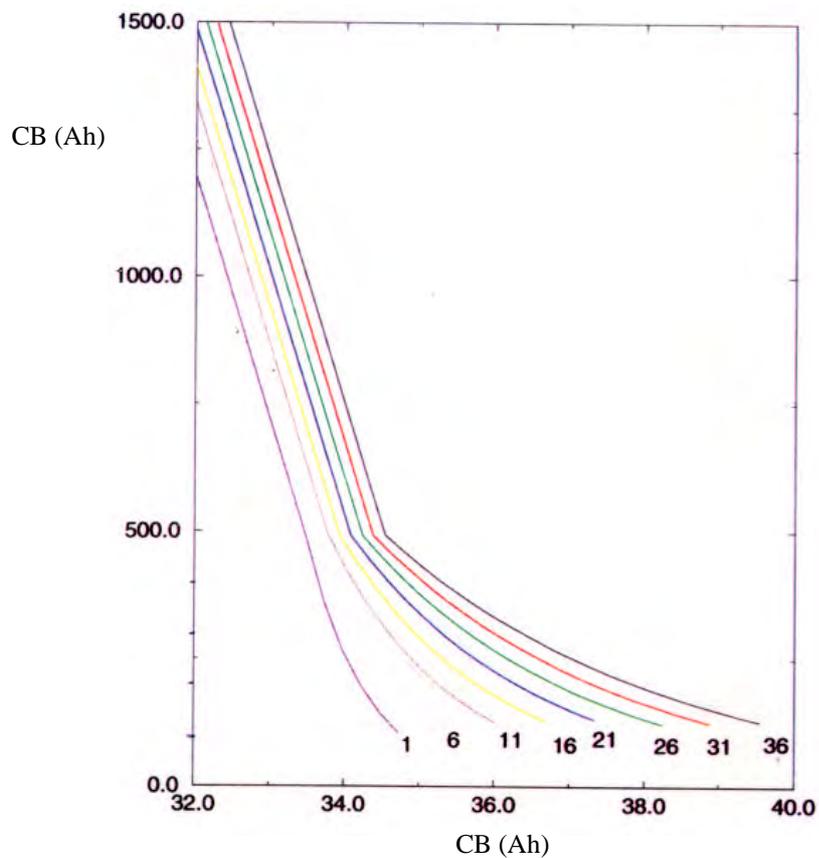


Figura 5.12. Apresentação dos resultados para vários riscos de déficit obtidos pelo modelo para o ajuste de dados.

Este modelo apresenta algumas restrições. Não sabemos ao certo se as variações dos parâmetros dos ajustes feitos em função do número de falhas do sistemas são realmente lineares. Não sabemos ainda a influência resultante de um aumento na carga ou na mudança de localidade. Portanto, não podemos estender este modelo para gerar dados de qualquer região e consumo que se queira, tornando-o muito específico em relação à abrangência que se pretende neste trabalho.

Como pretendemos criar uma ferramenta que auxilie no dimensionamento de sistemas a serem instalados em qualquer região de interesse e para diferentes cargas, resolvemos realizar uma série de simulações e ajustar os dados obtidos segundo o primeiro método apresentado.

No apêndice B apresentamos os parâmetros obtidos para cada um dos ajustes feitos, juntamente com alguns comentários sobre os valores encontrados.

5.5. Apresentação dos Resultados Obtidos

A seguir serão apresentados os resultados obtidos nas simulações feitas para sistemas com três diferentes consumos; 144, 225 e 360 Wh diários. Para cada um dos sistemas foram considerados três riscos de déficit distintos, representados por 30, 10 e 01 falhas anuais. Cada uma destas simulações foi feita para oito cidades localizadas em regiões com baixo índice de eletrificação rural e pequeno poder aquisitivo, ou seja, regiões com alto potencial de inserção de programas de eletrificação rural fotovoltaica.

Os gráficos a seguir mostram os valores da capacidade de acumulação das baterias, C_B , dada em Ah, encontrada para cada valor de potência instalada, W_p , dada em número de Watts pico instalados em cada um dos sistemas considerados. Para cada cidade onde realizamos as simulações, apresentamos os resultados obtidos para as três cargas e os três riscos de déficit assumidos como padrão neste trabalho.

Estes gráficos apresentam as configurações encontradas para cada caso supondo o regime de descarga das baterias imposto por cada um dos sistemas fotovoltaicos considerados.

Tipicamente, os sistemas com consumo diário de 144 Wh utilizam, como pode ser observado nos gráficos, potências de geração, em geral inferiores a 60 W. Podemos dizer então que a corrente de descarga ou de carga média do sistema seja de 3 A. Da mesma forma, inferimos que as correntes médias de descarga e de carga das baterias nos sistemas de consumo intermediário, 225 Wh/dia, e de consumo maior, 360 Wh/dia são de 5 e 7 A respectivamente. Assim os regimes de descarga dos subsistemas de acumulação ficam dependentes apenas da capacidade dos acumuladores.

As capacidades de acumulação das baterias variam de acordo com o seu regime de descarga (ver capítulo 4). É sabido que a capacidade nominal das baterias automotivas encontradas no mercado é fornecida a um regime de descarga de 20 horas. Portanto, para determinar as capacidades das baterias a serem compradas de forma a obter as capacidades de armazenamento desejadas (fornecidas pelo gráfico), no regime de descarga de cada um dos sistemas é necessário fazer as devidas correções para as capacidades das baterias. Utiliza-se com tal objetivo a expressão 4.35. É importante observar que a expressão 4.35 corrige a capacidade das baterias para um regime de descarga de 10 horas (C_{10} para uma corrente I_{10}). Como a capacidade nominal é fornecida no mercado a um regime de descarga de 20 horas, é necessário realizar, na realidade, duas correções. Em primeiro lugar, corrige-se a capacidade no regime de trabalho do sistema para um regime de 10 horas. Em segundo lugar, determina-se a capacidade a um regime de descarga de 20 horas a partir da capacidade a um regime de 10 horas, anteriormente encontrado.

Apresentamos a seguir, a título de exemplo, a correção da capacidade dos acumuladores para o caso de um sistema com consumo de 144 Wh, e risco de déficit de 10/365 falhas a ser instalado em Cananéia. Supondo que utilizaremos o módulo I40 da Isofoton, de potência nominal de 40 W_p , segundo a figura 14a podemos verificar que necessitamos de uma capacidade de acumulação de 400 Ah. Como supomos que o sistema irá operar com uma corrente média de 3 A. O regime de descarga destes acumuladores será de aproximadamente 133 horas (ver capítulo 4 pagina 127). Se for comprada uma bateria de capacidade nominal de 400 Ah, estaremos sobredimensionando o subsistema de acumulação, pois 400 Ah a bateria fornecerá se for descarregada em 20 horas ou através de uma corrente de 20 A. Como ela será descarregada com uma corrente de 3 A, isso ocorrerá num regime de

descarga de 133 h. Neste regime de descarga, desprezando os efeitos da temperatura, este acumulador fornecerá uma capacidade de 508,4 Ah, sobredimensionando portanto a capacidade de acumulação do sistema.

Para determinar a capacidade a ser comprada neste caso, devemos encontrar qual a capacidade nominal de uma bateria ($C_B = C_{20}$, portanto numa I_{20}) que ao ser descarregada com uma corrente de 3 A (regime de trabalho do sistema) fornecerá uma capacidade de 400 Ah.

Sabemos que uma bateria de capacidade de 400 Ah descarregada com uma corrente de 3 A, será descarregada em 133 horas, portanto $C_{133} = 400$ Ah, $I_{133} = 3$ A. Sabemos também que a corrente de descarga para esta bateria submetida a um regime de descarga de 10 horas é de $I_{10} = 40$ h. Substituindo estes valores na expressão 4.35, e desprezando os efeitos da temperatura, encontramos que a capacidade desta bateria a um regime de descarga de 10 horas é de $C_{10} = 251$ Ah. Para encontrar C_{20} , que é a capacidade nominal das baterias encontradas no mercado, substituiremos, na expressão 4.35 $C_{10} = 251$, I_{20}/I_{10} será sempre 0,5 pois, em qualquer caso, a corrente em um regime de descarga de 20 horas será a metade da corrente em um regime de descarga de 10 h. Assim, encontramos para a capacidade em um regime de 20 horas $C_{20} \cong 314$ Ah. Portanto, a bateria que deve ser comprada é a de cerca de 313 Ah que, descarregada com uma corrente de 3 A, terá um regime de descarga de 104 horas, apresentando portanto uma capacidade real de 400 Ah, que é a que o sistema necessita.

Considerando que o preço de cada Ah seja de US\$ 1.0, estaremos fazendo uma economia de cerca de 22% na compra das baterias, que aumentará ao considerarmos os custos do sistema como um todo (sobre este aspecto, ver capítulo 6).

É importante portanto nunca esquecer de corrigir as capacidades das baterias segundo o seu regime de descarga.

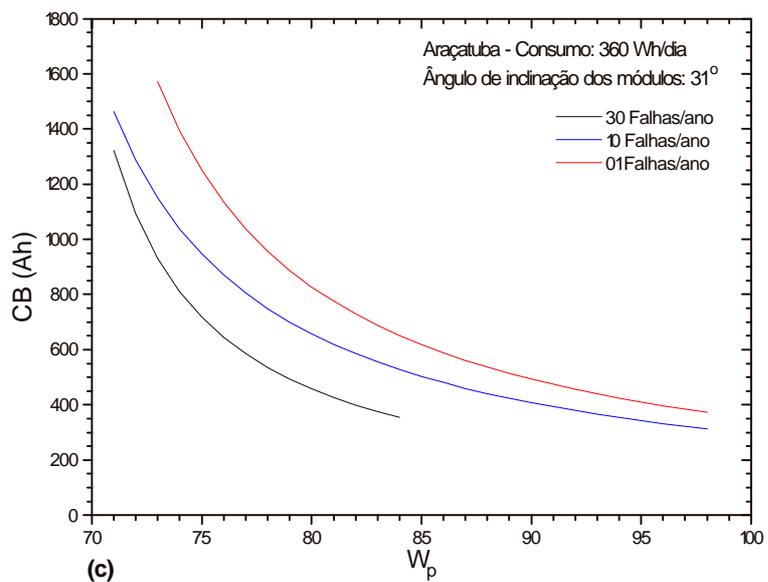
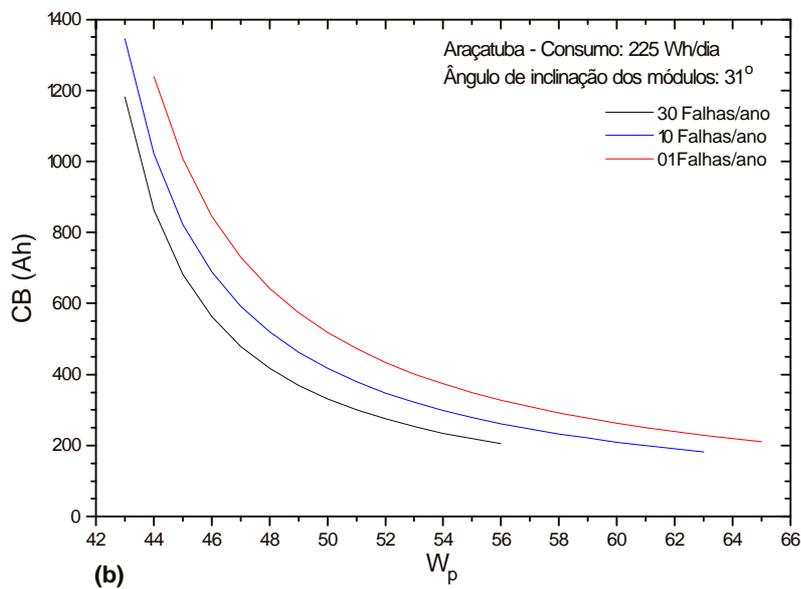
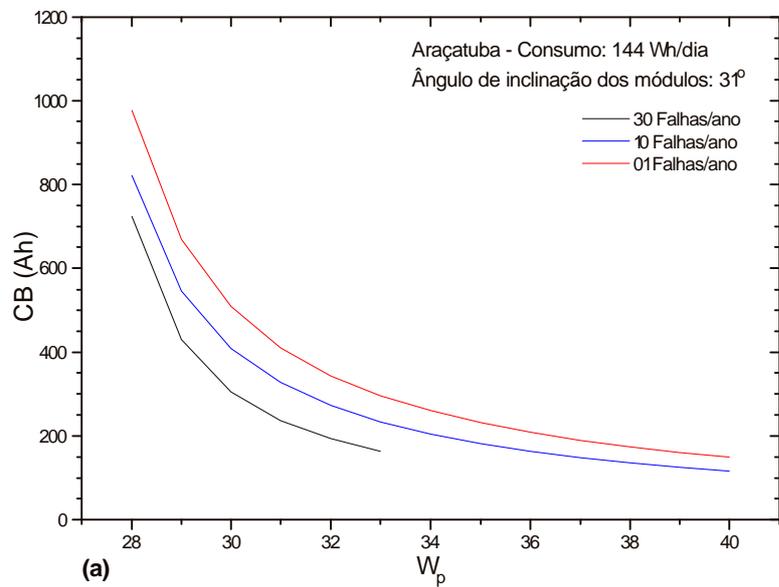


Figura 5.13. Resultado da simulação para Araçatuba; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

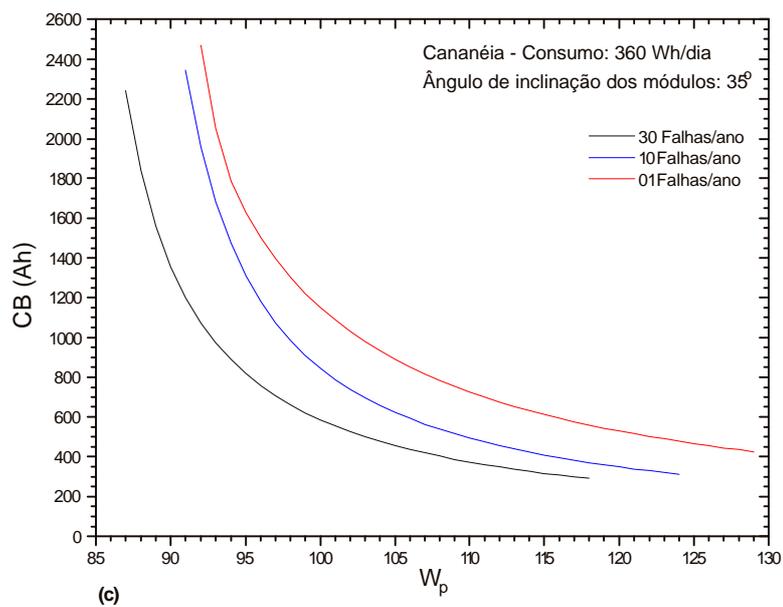
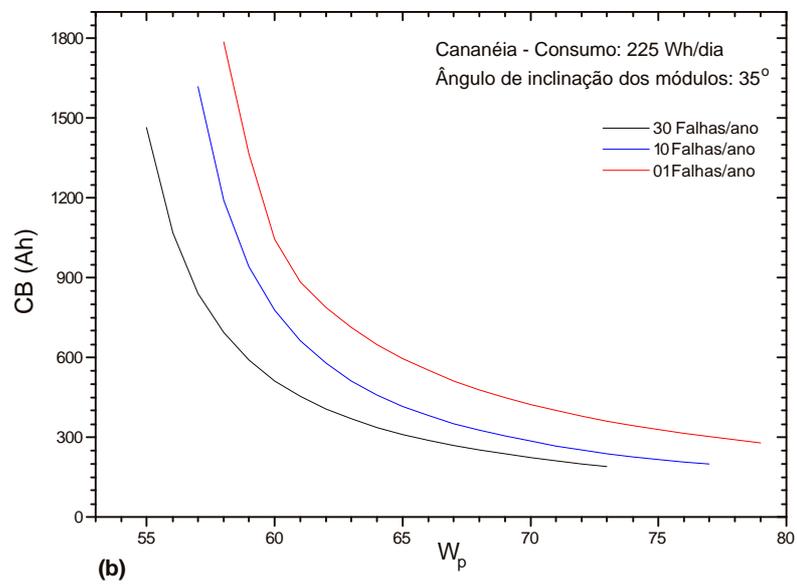
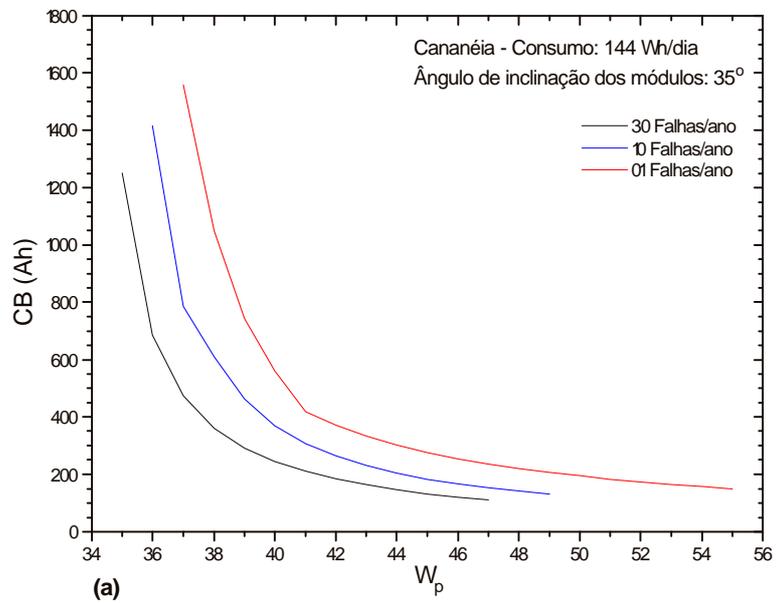
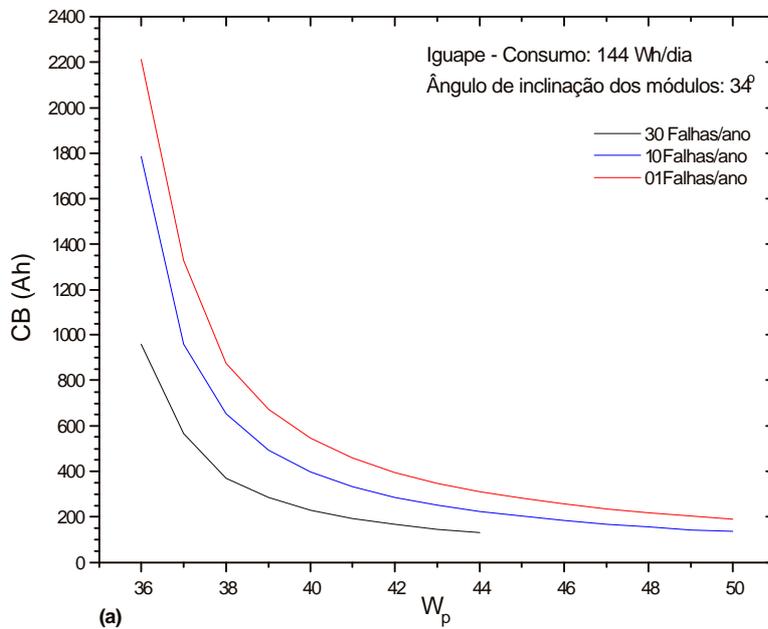
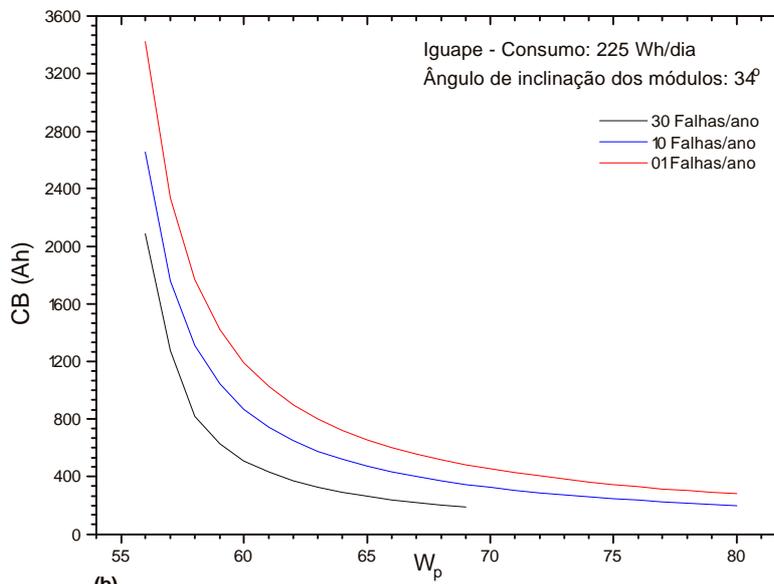


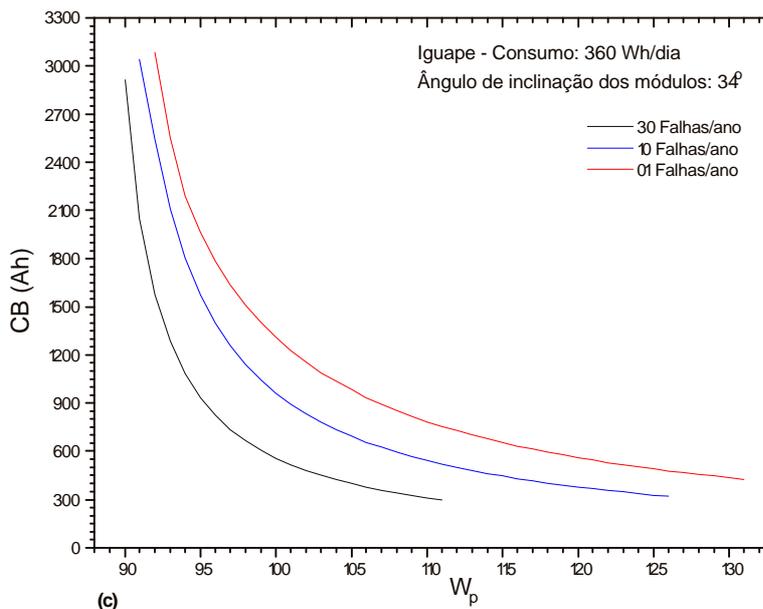
Figura 5.14. Resultado da simulação para Cananéia; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.15. Resultado da simulação para Iguape; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

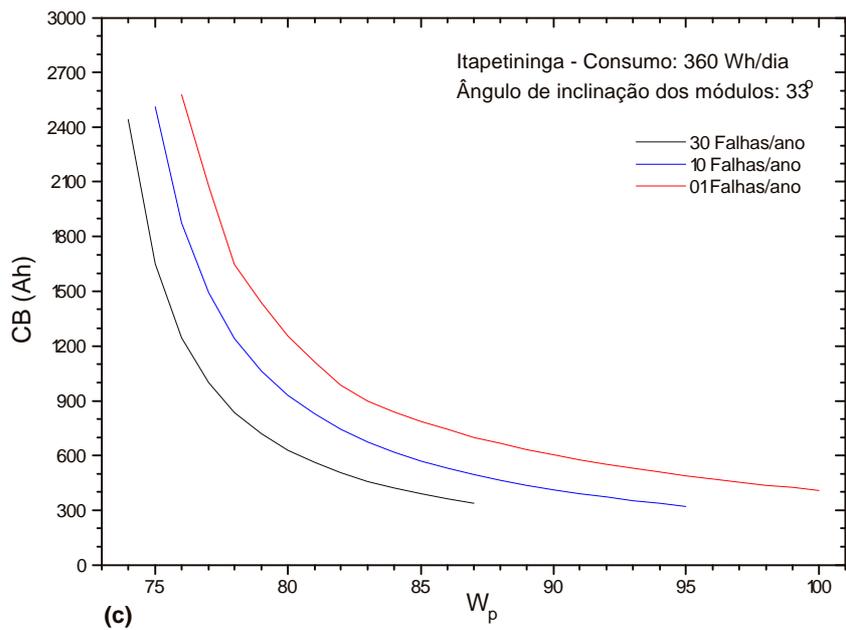
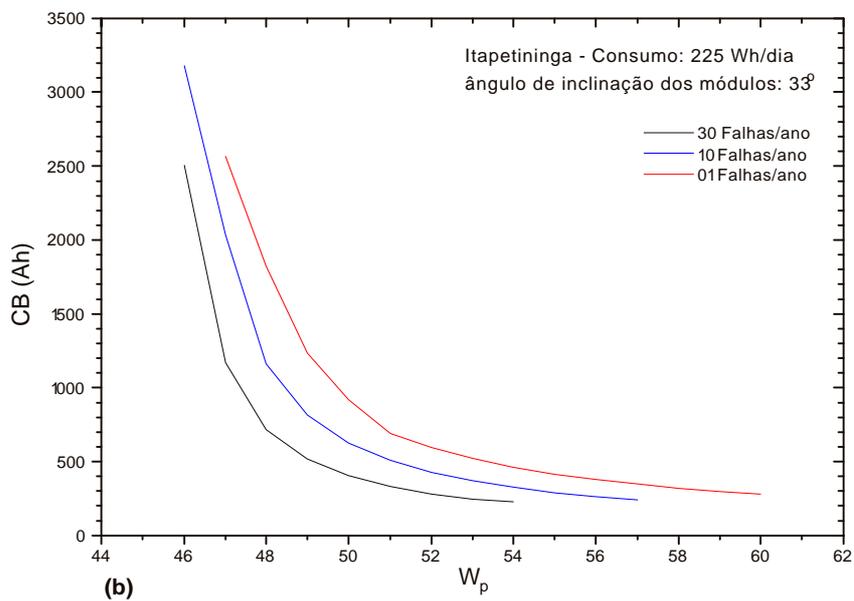
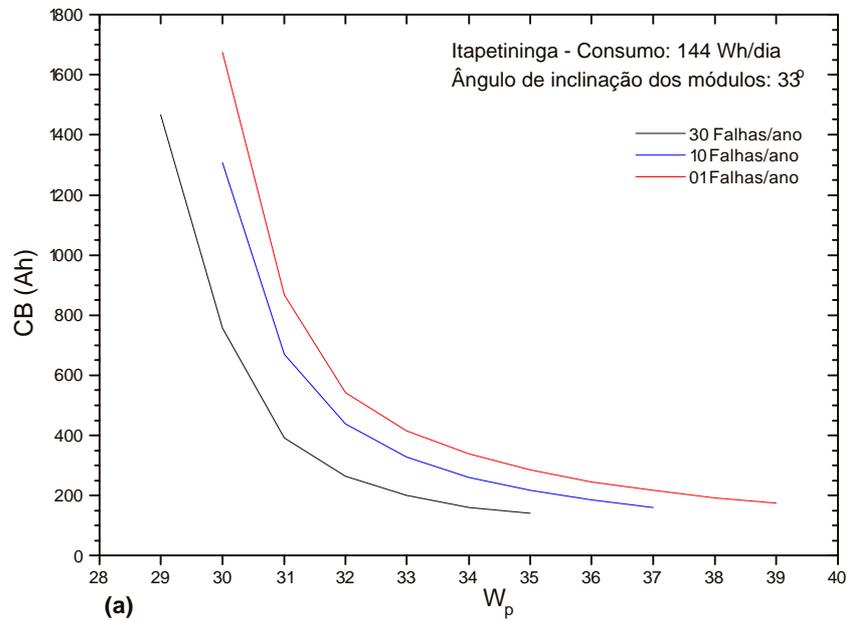


Figura 5.16. Resultado da simulação para Itapetininga; **a)** consumo de 144 Wh/dia; **b)** consumo de 225 Wh/dia; **c)** consumo de 360 Wh/dia.

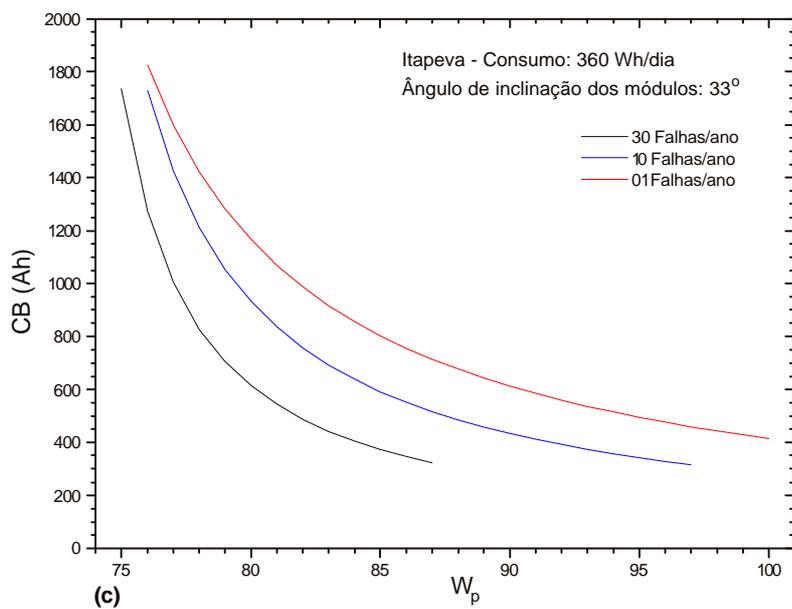
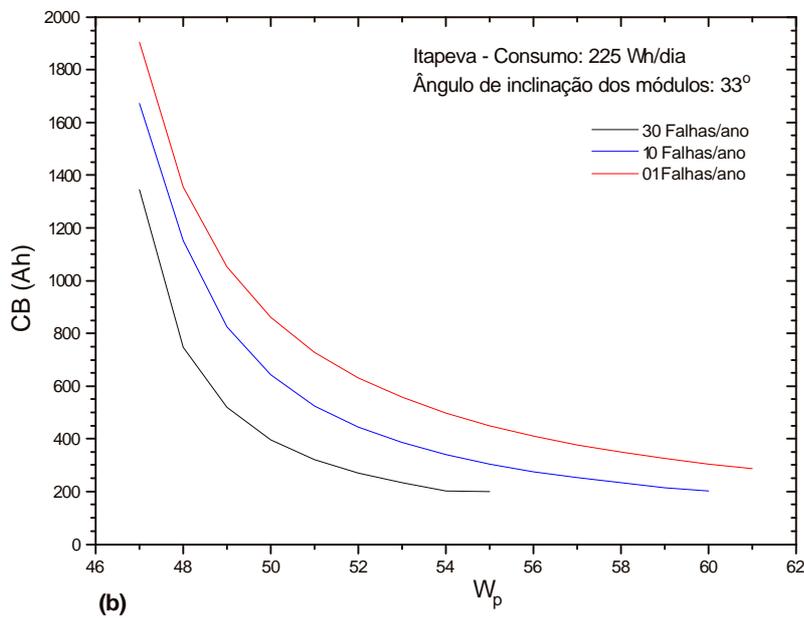
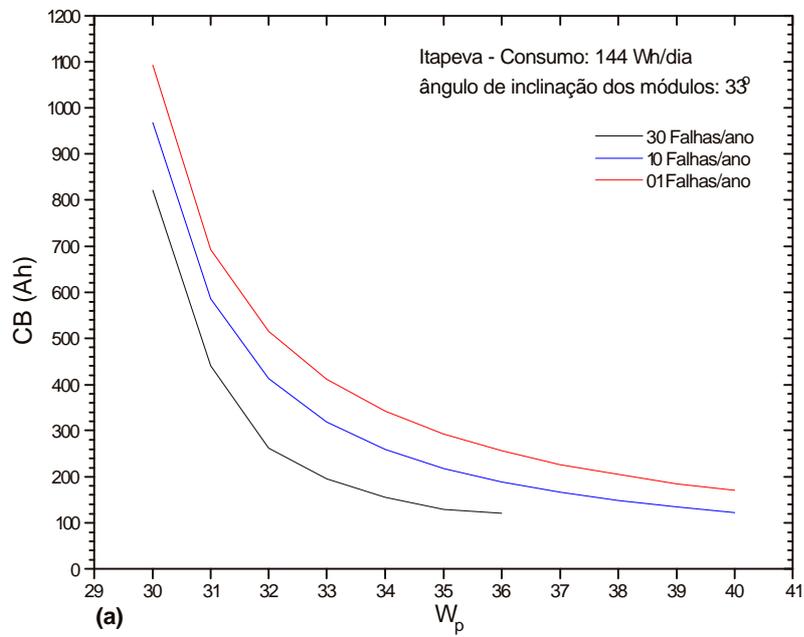


Figura 5.17. Resultado da simulação para Itapeva; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

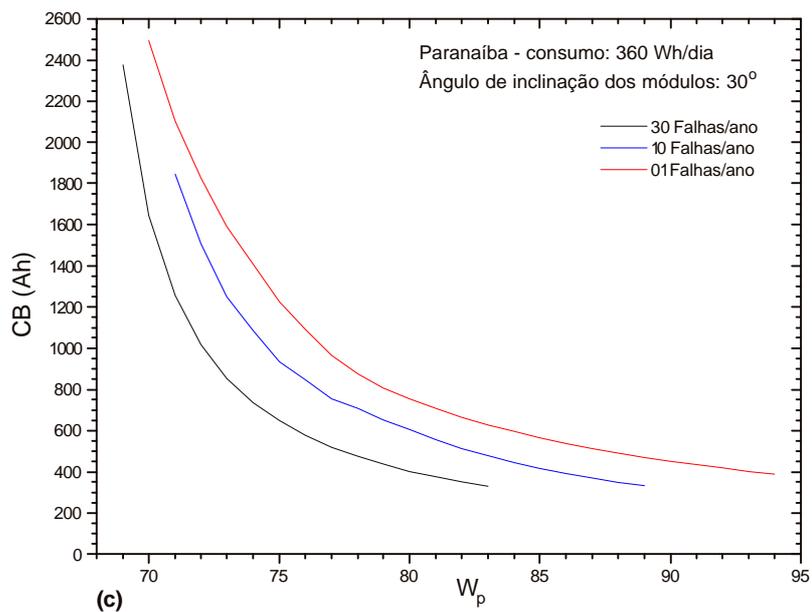
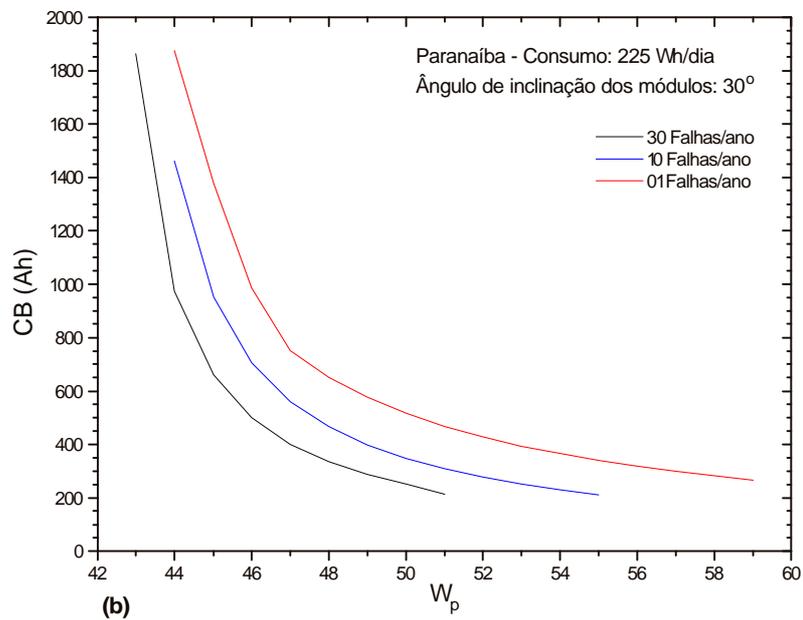
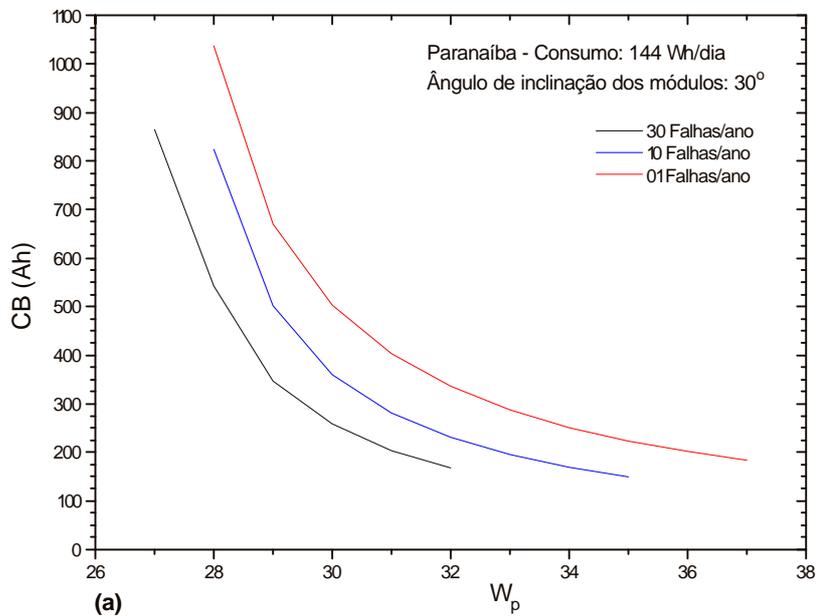


Figura 5.18. Resultado da simulação para Paranaíba; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

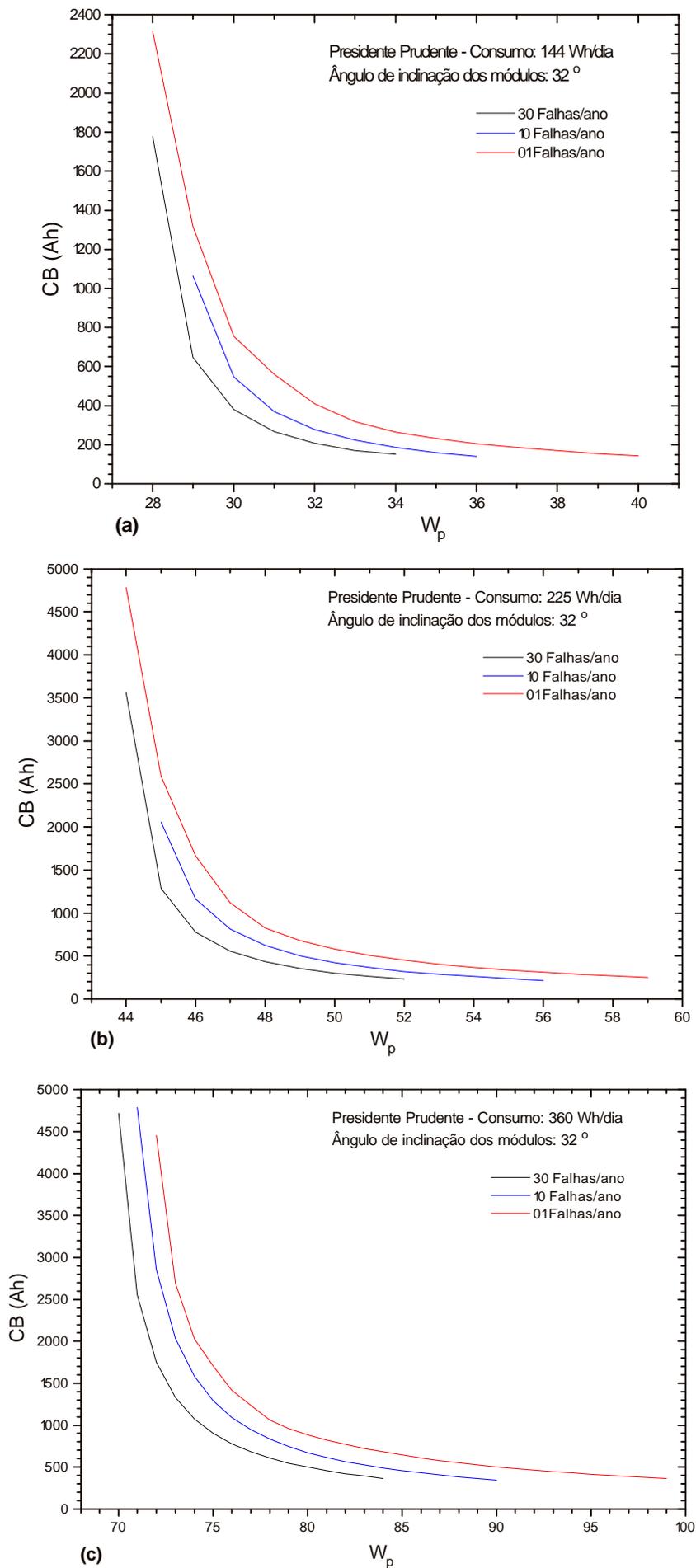


Figura 5.19. Resultado da simulação para Presidente Prudente; **a)** consumo de 144 Wh/dia; **b)** consumo de 225 Wh/dia; **c)** consumo de 360 Wh/dia.

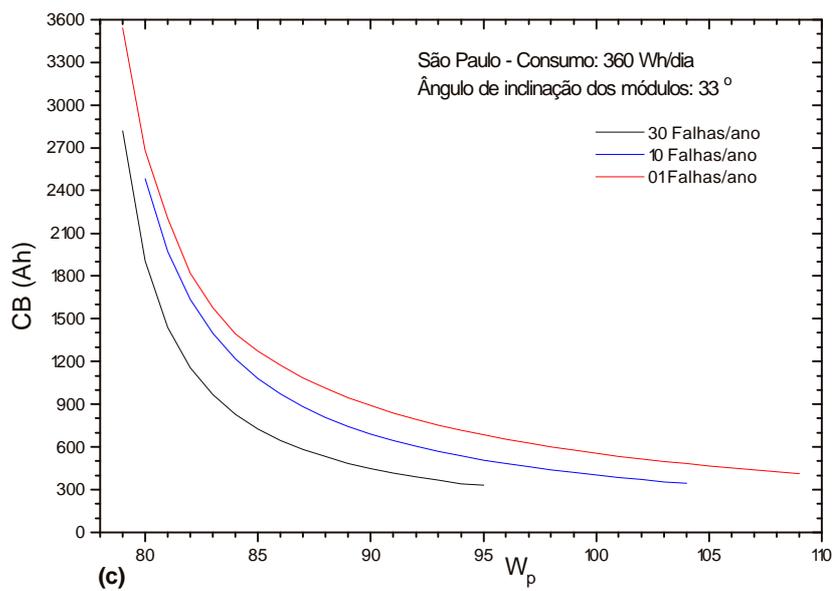
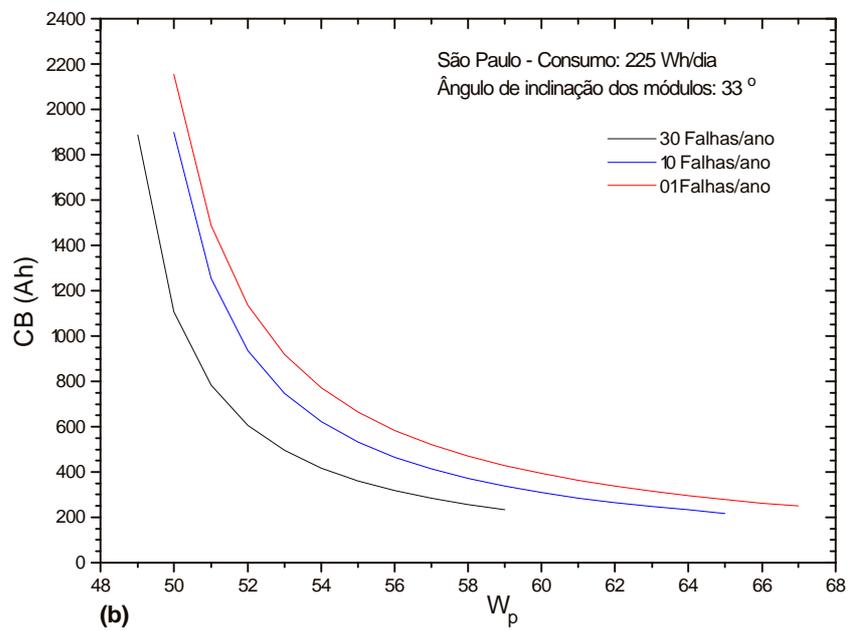
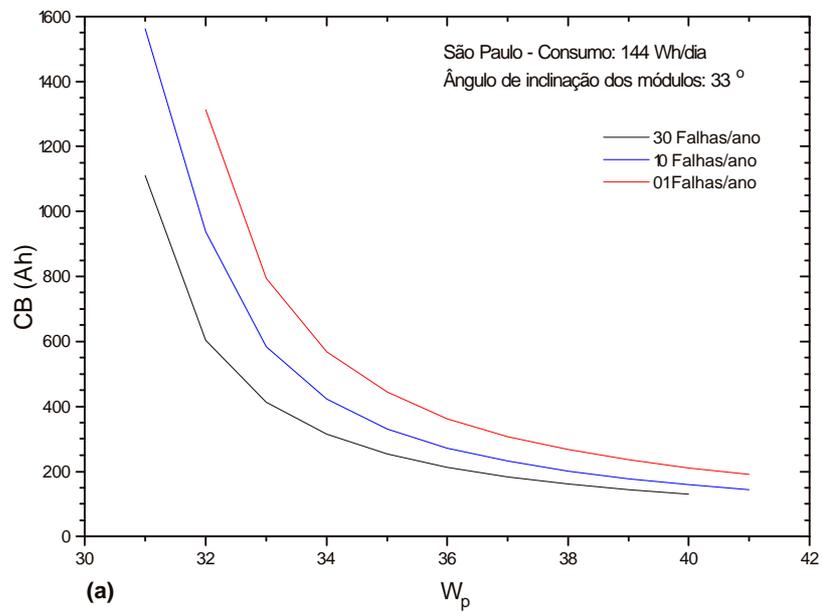


Figura 5.20. Resultado da simulação para São Paulo; a) consumo de 144 Wh/dia; b) consumo de 225 Wh/dia; c) consumo de 360 Wh/dia.

Capítulo 6

Figuras de Mérito Financeiro Aplicadas ao Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

Neste capítulo, apresentamos, a partir das curvas obtidas no capítulo anterior, algumas formas de extrair importantes informações que auxiliem na escolha da configuração mais apropriada para uma determinada instalação. Para tal, utilizamos um enfoque técnico e principalmente econômico - financeiro para sugerir os sistemas que satisfaçam o usuário sobre um ponto de vista do abastecimento de suas necessidades básicas atrelada a suas disponibilidades financeiras.

Assim, apresentamos um estudo das variações nos custos dos sistemas em função de parâmetros como a carga a ser abastecida, o risco de déficit energético que o sistema terá e a taxa de desconto praticada nos mercados. O estudo será baseado no cálculo de duas figuras de mérito financeiro, o LCC (*Life Cycle Cost*) e o ALCC (*Annualized Life Cycle Cost*).

Nas seções seguintes apresentaremos, em poucas palavras, o significado destas figuras de mérito e como calculá-las. Uma discussão mais completa e detalhada, acompanhada, em alguns momentos, de exemplos sobre formas de realizar uma análise econômica e financeira de investimentos energéticos pode ser encontrada em [Dutt, 1992]. Uma visão mais ampla e geral sobre a matemática específica envolvida neste tipo de procedimento é apresentada em [Casarotto & Kopittke, 1994]. Uma apresentação de formas de avaliação financeira voltadas mais especificamente a energia solar fotovoltaica é feita em [Lasnier & Ang, 1990].

É importante acrescentar, neste momento, que os métodos de análise financeira que utilizamos se limitam a avaliar os *custos e benefícios financeiros* dos investimentos, relacionando-os de diferentes formas. Os chamados *benefícios e custos externos*, particularmente importantes quando tratamos de energéticos renováveis, não são considerados neste tipo de enfoque.

Portanto, no processo de decisão entre uma ou outra alternativa de investimento, a análise financeira, mesmo fornecendo informações fundamentais, deve ser utilizada apenas como uma das ferramentas que, juntamente com outras, auxiliará na identificação da alternativa mais interessante.

Esta ressalva é particularmente importante quando uma das opções de escolha contemple investimentos em energéticos renováveis. Muitos dos benefícios que tal opção pode fornecer não são contemplados neste tipo de enfoque; geralmente são considerados como fatores externos [Lasnier & Ang, 1990]. Projetos com características semelhante das que tratamos neste trabalho não podem ser comparados apenas sob um aspecto financeiro com alternativas convencionais. Não é correto, por exemplo, comparar diretamente o custo da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos autônomos com o da energia distribuída às residências nos centros urbanos.

No caso dos energéticos convencionais não renováveis, não são internalizados em seus custos os danos ambientais causados pelas grandes centrais geradoras e os custos em utilizar um recurso energético finito que, utilizando-o hoje, estamos privando o acesso às gerações futuras.

No caso dos energéticos renováveis, este tipo de enfoque não contabiliza, na grande maioria das vezes, o fato de ser um recurso renovável, vantagens como a geração descentralizada, promovendo benefícios regionais, os ganhos em autonomia nas comunidades etc.

Consideramos então que o enfoque financeiro apresentado neste capítulo é de extrema importância, mas a análise deve ser feita de forma global juntamente com outros parâmetros.

6.1. Figuras de Mérito

A partir das curvas obtidas no capítulo 5, utilizaremos 2 figuras de mérito para realizar uma análise financeira das opções disponíveis. Com os resultados obtidos podemos então apresentar exemplos de análises técnica, econômica e financeira das opções apresentadas.

6.1.1. O LCC

O custo do ciclo de vida, de uma alternativa de investimento representa a soma de todas as despesas efetuadas ao longo da vida útil do projeto trazidas para valor presente. Traduz-se na determinação do montante financeiro que devemos disponibilizar atualmente, considerando uma determinada taxa de desconto anual, para viabilizar economicamente o projeto ao longo de toda sua vida útil.

O LCC pode ser matematicamente representado pela expressão 6.1

$$LCC = INV_0 + \left(\frac{CC}{(1+i)^n} \right) + \left(\frac{COM}{(1+i)^n} \right) \quad (6.1)$$

onde INV_0 é o investimento inicial no projeto, CC é o custo dos componentes trocados no futuro, COM representa os custos de operação e manutenção do projeto, i é a taxa de desconto praticada no mercado e n corresponde ao período em que serão realizados os próximos investimentos em trocas de componentes.

6.1.2. O ALCC

O custo do ciclo de vida anualizado de um projeto é determinado através da soma entre os gastos iniciais anualizados do projeto e todos os gastos, também anualizados, efetuados ao longo de sua vida útil. Representa as parcelas constantes de pagamento anual que devem ser efetuadas para a sustentação dos projetos ao longo de sua vida útil. Uma outra interpretação para o ALCC pode ser expressa da seguinte forma: ele representa o custo anual de possuir, manter e operar um determinado projeto.

Matematicamente, o ALCC, equação 6.3, pode ser determinado anualizando o LCC a uma determinada taxa de retorno ao longo do período de vida do investimento. Para tal podemos multiplicar o LCC pelo fator de recuperação de capital, FRC, dado pela expressão 6.2:

$$FRC = \frac{i}{1 - (1+i)^{-n}} = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6.2)$$

$$ALCC = LCC \times FRC \quad (6.3)$$

O ALCC é uma figura de mérito bastante utilizada que permite a realização de comparações financeiras entre dois ou mais investimentos. Uma das vantagens desta ferramenta reside na possibilidade de, devido ao fato dos custos e benefícios serem anualizados, comparar projetos com diferentes tempos de vida útil ou que possuam componentes com diferentes tempos de vida útil.

6.2. Comentários Sobre a Análise Realizada

Sabemos que as capacidades de acumulação das baterias varia de acordo com o seu regime de descarga (ver capítulo 4 e exemplo no final do capítulo 5). A capacidade nominal das baterias automotivas encontradas no mercado é fornecida a um regime de descarga de 20 horas. Portanto, para o cálculo das figuras de mérito aqui realizados consideramos, para cada caso, a capacidade de acumulação corrigida devido à diferença de regime de descarga imposto pelo sistema fotovoltaico e o previsto na determinação de sua capacidade nominal (20 horas).

Existe uma forte dependência entre a vida útil das baterias e a forma como são utilizadas. A profundidade de descarga diária a que são submetidas determina o número de ciclos que são capazes de suportar, ver figura 4.16. No entanto, existe uma série de outros fatores que influenciam, de forma positiva ou negativa, na vida das baterias. A distribuição de densidades e a manutenção do eletrólito, a temperatura ambiente, a profundidade de descarga máxima permitida, a frequência e a duração de sobredescargas e o fato de o projeto original ter previsto ou não a existência de um processo de ciclagem são alguns exemplos de fatores que interferem na durabilidade das baterias.

Para os cálculos efetuados adotamos uma durabilidade média de 4 anos para qualquer uma das baterias, independente das profundidades de descarga médias a que são submetidas. Esta decisão está baseada basicamente em dois aspectos: i) a profundidade de descarga diária máxima permitida nas simulações foi de 10%, capítulo 5, seção 5.4, projetando uma vida de 1500 ciclos; ii) experiências anteriores de eletrificação de comunidades isoladas utilizando sistemas fotovoltaicos autônomos iniciaram as trocas das baterias a partir de aproximadamente 4 anos de operação.

Assumindo que estes sistemas fotovoltaicos possuam uma vida útil de 20 anos, serão necessários 5 subsistemas de acumulação. O primeiro é instalado no início, junto com o sistema como um todo; os outros 4 serão substituídos no 4^o, 8^o, 12^o e 16^o ano de operação do sistema.

Para a determinação do LCC e do ALCC consideramos custos de 7,00 US\$/W_p para o subsistema de geração e 1,00 US\$/Ah para o subsistema de acumulação. Valores que serão atualizados a taxas de desconto anuais de 6, 10 e 12%. Resolvemos não utilizar taxas de desconto efetivas nem fatores de recuperação de

capital efetivos por verificar que para estes tipos de investimentos os resultados não seriam afetados significativamente. Também não foram considerados eventuais valores residuais do investimento por entendermos que, caso existam, dificilmente serão revertidos em renda ao investidor.

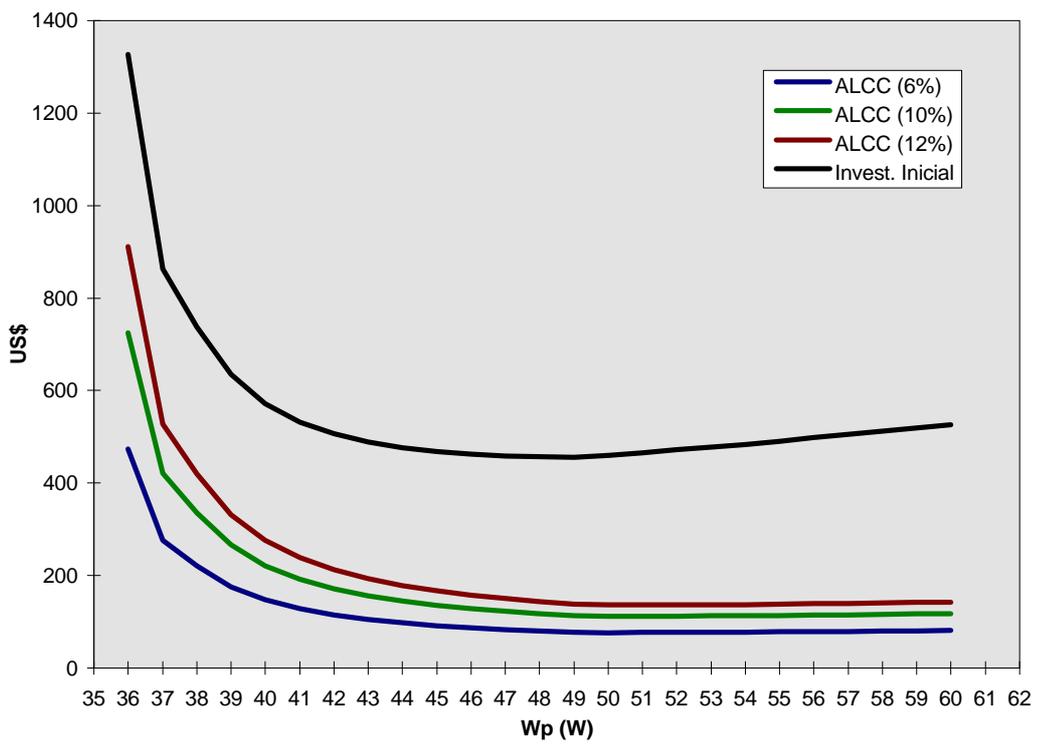
Além do investimento inicial nos sistemas consideramos, para os cálculos das figuras de mérito durante toda sua vida útil apenas as substituições das baterias, pois as lâmpadas, reatores etc fazem parte dos equipamentos da residência, não podendo ser considerados como componentes de um sistema de geração energética. Da mesma forma, quando se calcula o custo da energia produzida por uma hidroelétrica, não se contabilizam as lâmpadas a serem instaladas nas residências.

6.3. Apresentação dos Cálculos Efetuados e Discussão Sobre os Resultados Obtidos

A partir dos resultados das simulações apresentadas em forma gráfica no final do capítulo 5, é possível estabelecer algumas configurações de sistemas capazes de satisfazer a demanda energética de uma determinada residência. Vale ressaltar novamente a importância de corrigir a capacidade do subsistema de acumulação em função do regime de descarga imposto às baterias.

Conhecendo o conjunto de possibilidades, é necessário estabelecer critérios para a escolha de uma entre as possíveis configurações. Um critério importante de se considerar é o econômico e financeiro, ou seja, estabelecer entre as possibilidades qual é a de menor custo ou qual fornece a melhor relação custo-benefício, dependendo do caso. Alguns dos benefícios técnicos possíveis já estão, de certa forma, incorporados nos custos dos sistemas, pois cada configuração encontrada apresenta uma determinada garantia de abastecimento energético ou vincula os custos a um consumo qualquer.

Apresentamos um estudo das variações do investimento inicial, do custo do ciclo de vida e do custo do ciclo de vida anualizado em função de variações na carga instalada, no risco de déficit desejado e na taxa de desconto financeiro praticada. No presente trabalho escolhemos o caso específico de Cananéia para apresentar os resultados obtidos. Embora o método possa ser igualmente estendido a qualquer um dos outros sistemas determinados nas simulações.



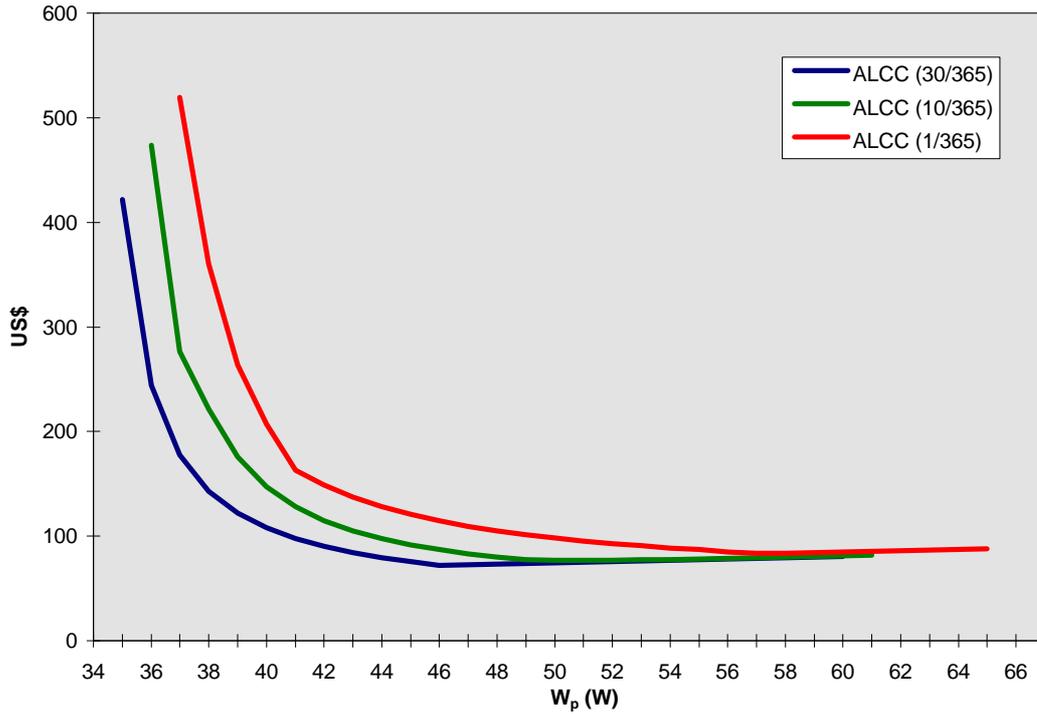
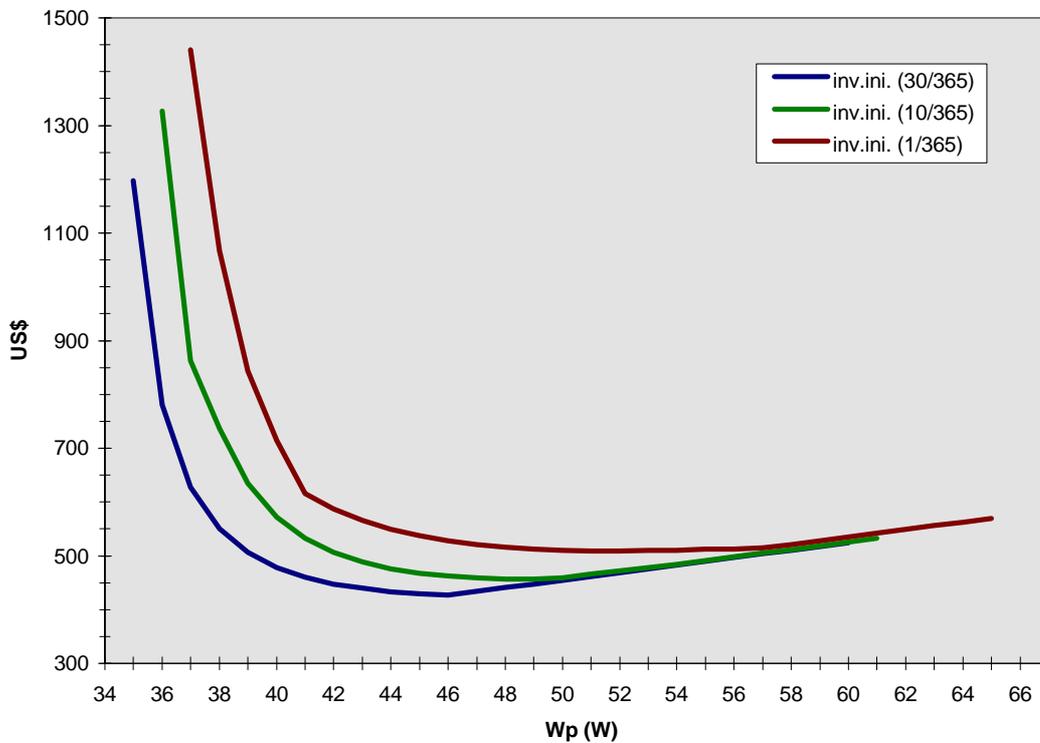


Figura 6.2. Apresentação dos ALCC calculados para diferentes riscos de déficit utilizando uma taxa de desconto de 6%, considerando, neste caso, um sistema com um consumo de 144 Wh/dia, dimensionado para a cidade de Cananéia.



de 144 Wh/dia dimensionado para a cidade de Cananéia, calculado para diferentes riscos de déficit a uma taxa de desconto de 6%.

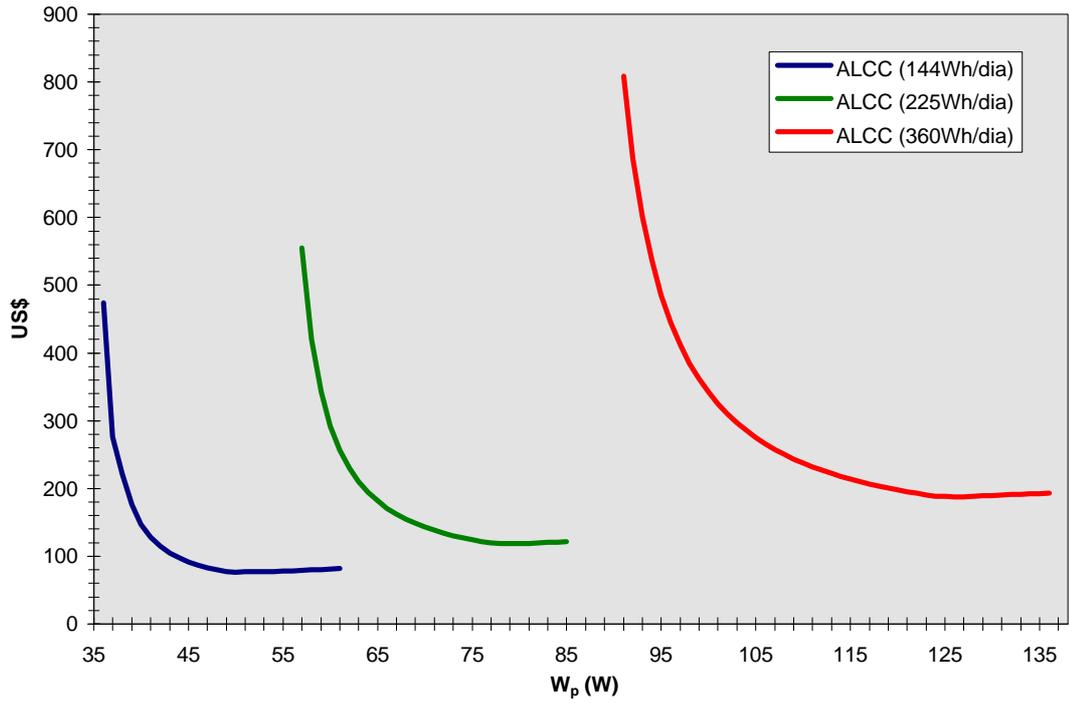
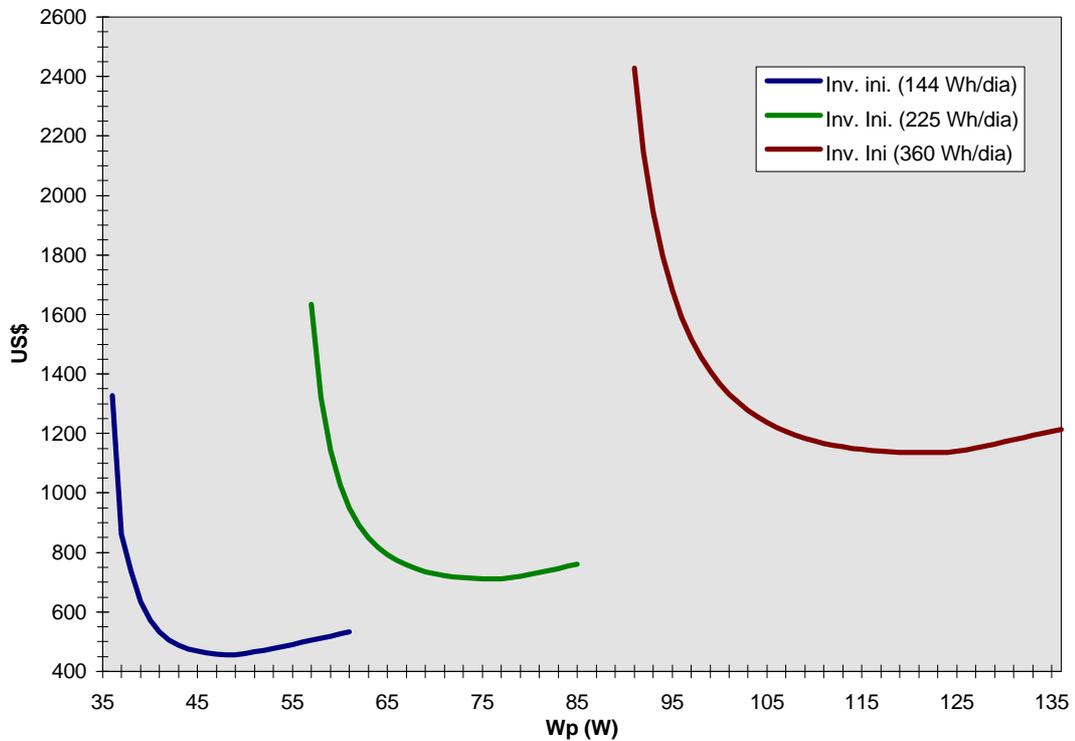


Figura 6.4. Apresentação dos ALCC's calculados para sistemas com diferentes consumos, em Cananéia, considerando um risco de déficit de 10/365 falhas e uma taxa de desconto de 6%.



consumos, dimensionados para a cidade de Cananéia, considerando uma taxa de desconto de 6% e um risco de déficit de 10/365 falhas.

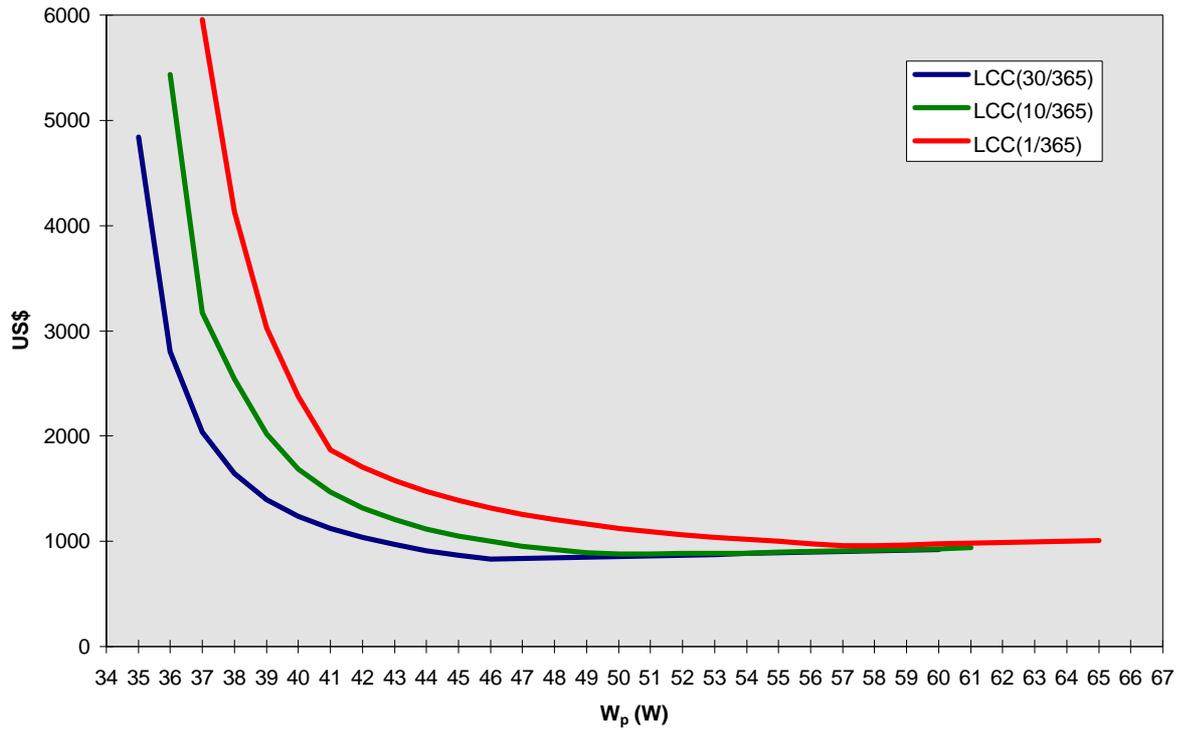


Figura 6.6. Apresentação de LCC para cada configuração capaz de abastecer uma carga de 144 Wh/dia na região de Cananéia. Considerando diferentes riscos de déficit e uma taxa de desconto de 6%.

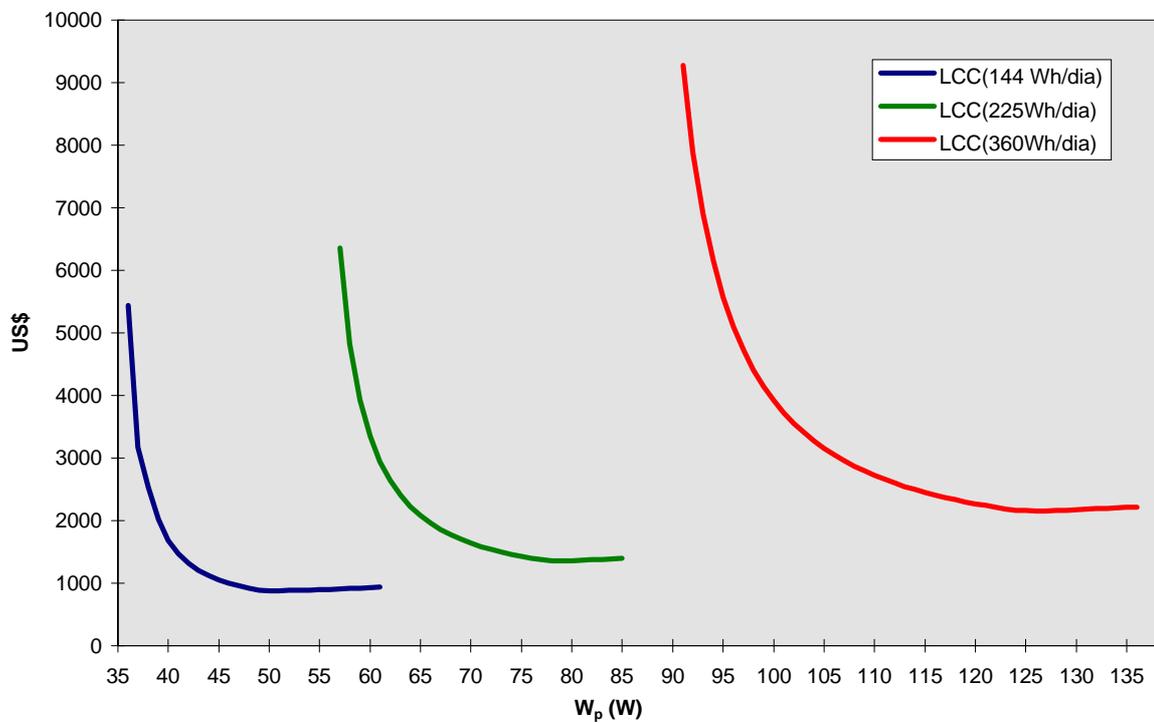


Figura 6.7. Apresentação do LCC calculado para os dados da simulação feita para Cananéia, supondo um sistema com 10/falhas anuais e com taxa de desconto de 6%. Cálculos efetuados para três consumos distintos.

Os cálculos das figuras de mérito financeiro foram realizados para os sistemas a serem instalados em Cananéia. Quando necessário fixar o consumo, escolhemos sistemas mais reduzidos, de 144 Wh/dia. Ao fixar um determinado risco de déficit, utilizamos o representado por 10/365 falhas. Este risco de déficit representa falhas em aproximadamente 2% dos dias de operação do sistema, valor praticado e sugerido em alguns programas de eletrificação rural fotovoltaica. Para a realização dos cálculos com taxa de desconto fixa, optamos pela de 6% ao ano por ser o valor praticado pelo Banco Mundial em financiamentos de projetos com o perfil dos tratados neste trabalho.

O primeiro gráfico apresentado, figura 6.1, mostra o ALCC de investimentos em diferentes tipos de sistemas, comparados com o investimento inicial, considerando três possíveis taxas de desconto. Como o investimento inicial é efetuado integralmente a tempo presente, não tem sentido considerar seu valor temporal, Não há, portanto, variações neste parâmetro devido às diferentes taxas de retorno financeiro. É interessante notar que o investimento inicial nos sistemas apresenta, como comentado anteriormente, um mínimo bem mais pronunciado que o ALCC ou LCC e estes não coincidem. Assim, podemos dizer que um aumento na capacidade de geração e conseqüente diminuição na capacidade de armazenamento dos sistemas aumentam mais significativamente a contribuição inicial na compra dos sistemas mas diminui seus custos anualizados pelo menos nas regiões de interesse. Como o ponto mínimo do investimento inicial não coincide com o ponto mínimo das outras figuras de mérito, é possível escolher entre sistemas com menores investimentos iniciais e custos anualizados um pouco superiores ou vice-versa.

Nos gráficos das figuras 6.2 e 6.3, são apresentados estudos das variações do ALCC e do investimento inicial, respectivamente, supondo diferentes riscos de déficit. Este tipo de enfoque permite avaliar os possíveis riscos de déficit acessíveis a uma determinada disponibilidade financeira. É possível, com isso, encontrar configurações para um determinado sistema que, com os mesmos recursos financeiros investidos, realize o trabalho desejado com diferentes probabilidades de falhar. Verifica-se, da mesma forma, que, para cada risco de déficit simulado, o valor mínimo do investimento inicial e do ALCC não coincidem. Estes gráficos permitem avaliar qual a configuração de menor custo que abastece o sistema com o risco de déficit desejado.

As figuras 6.4 e 6.5 apresentam, respectivamente, o ALCC e o investimento inicial de sistemas com riscos de déficit representados por 10 falhas anuais, calculados com uma taxa de desconto de 6%, para os três consumos simulados, 144, 225 e 360 Wh/dia. Com isso, é possível identificar, para um determinado abastecimento, as configurações de menor custo ou, a partir de uma certa disponibilidade financeira, estabelecer o tipo de sistema desejado.

A figura 6.6 mostra as variações dos custos do ciclo de vida calculados para todas as configurações encontradas para os sistemas de Cananéia, supondo um consumo de 144 Wh/dia a uma taxa de desconto de 6% ao ano. Com esta figura de mérito, encontramos qual deveria ser a disponibilidade financeira necessária para pagar o sistema ao longo de toda a sua vida útil. Com isso, temos mais uma ferramenta poderosa, capaz de estabelecer qual o investimento de menor custo, mesmo que tenham tempo de vida diferentes.

O gráfico apresentado na figura 6.7 mostra os resultados obtidos para os cálculos de LCC obtidos a partir do caso particular de Cananéia, 10 falhas anuais com uma taxa de desconto anual de 6%. Da mesma forma que nos casos anteriores, é possível estabelecer as configurações de custos mínimos para cada tipo de sistema simulado.

A partir destes gráficos nota-se que, em geral, os sistemas com maior capacidade de geração e menor capacidade de acumulação possuem menores custos. Isto ocorre porque, ao anualizar os custos, os gastos no subsistema de acumulação ficam mais significativos frente ao investimento total. Isto, devido às sucessivas trocas das baterias.

Convém ressaltar que para a alocação eficiente dos recursos disponíveis é importante estabelecer as necessidades energéticas e, no caso da metodologia aqui empregada, o risco de déficit. Com isso, buscam-se os pontos mínimos nas curvas de ALCC e LCC das alternativas, ou seja, determinar, dentre todas as configurações tecnicamente viáveis, aquela que satisfaça as necessidades a mínimo custo.

A relação entre o LCC ou o ALCC de um determinado projeto e a energia produzida ao longo de sua vida útil no caso do primeiro e a energia produzida ao longo de um ano, no caso do segundo, fornece o custo da energia que os sistemas com diferentes configurações produzem.

Os gráficos apresentados neste capítulo, além de determinarem a configuração de menor custo de um dado sistema fotovoltaico autônomo, podem ser utilizados como uma ferramenta capaz de estimar, a partir de um critério financeiro, o quanto se paga por uma diminuição na probabilidade de ficar sem energia um número de dias especificado ou de aumentar a carga dos sistemas. Assim, estas curvas constituem uma ferramenta capaz de fornecer resultados concretos, auxiliando na escolha do sistema que proporcione o melhor serviço que o usuário possa pagar.

Estes estudos podem ainda estimar os custos de possíveis expansões nos sistemas através de incrementos na capacidade de geração e/ou acumulação com a finalidade de se atingir sistemas com menores riscos de déficit ou capazes de abastecer cargas maiores.

Capítulo 7

Comentários Finais

Neste capítulo, apresentamos, em um primeiro momento, as contribuições fornecidas por esta dissertação.

A seguir, num segundo momento, são feitas sugestões para trabalhos futuros e apresentadas possibilidades de ampliação e aprofundamento dos métodos aqui utilizados.

7.1. Contribuições Desta Dissertação

Este trabalho, teve como objetivo central o desenvolvimento de uma ferramenta de fácil utilização que auxilie no dimensionamento adequado de um sistema fotovoltaico autônomo. Buscou-se introduzir o leitor na problemática de forma ampla, discutindo tópicos que interferem diretamente no tema central desta dissertação. Com isso, foram abordadas, além das questões técnicas, questões sociais e econômicas.

- Apresentamos uma visão geral do contexto mundial da energia solar fotovoltaica através diferentes enfoques, nos quais apresentamos a evolução da tecnologia e suas perspectivas futuras. Com isso procuramos dar subsídios para discussões a respeito dos rumos das pesquisas e do mercado fotovoltaico brasileiro. Mostramos ainda que os sistemas fotovoltaicos autônomos voltados à eletrificação de regiões remotas representam uma fatia significativa do mercado fotovoltaico mundial e que possuem ainda um grande potencial de ampliação.

- A partir da carência de termos na língua portuguesa que expressem palavras inglesas específicas da área, elaboramos uma proposta que busca estabelecer uma padronização de alguns termos.

- Ao longo deste trabalho, procuramos mostrar que os sistemas fotovoltaicos autônomos têm potencial para criar uma nova realidade no contexto da eletrificação rural paulista e do país.

- Este trabalho apresenta um resumo das principais características da utilização energética da radiação solar e de sua transformação fotovoltaica, dando ênfase à instalação de sistemas fotovoltaicos autônomos. Com isto, além de uma ferramenta para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pode ser utilizado como um manual de referência para quem queira iniciar seus estudos nesta área.

- No capítulo 3 apresentamos um estudo da disponibilidade do recurso solar no Estado de São Paulo através de um levantamento das formas de realizar medições e de como tratar os dados disponíveis. Foram apresentados modelos de tratamento de dados amplamente utilizados e citados na literatura.

A partir do estudo do comportamento da irradiação solar na cidade de contribuição da irradiação difusa com o índice de claridade atmosférica.

-

um estudo dos diversos aspectos relacionados com a determinação da melhor

Um programa desenvolvido em Quick Basic determina a irradiação plano horizontal. Utilizamos para tal a correlação entre a contribuição de

Ainda relacionado com o estudo do recurso solar, apresentamos uma (podendo ser estendido para horária) a partir de valores médios mensais.

-

funcionamento dos componentes dos sistemas fotovoltaicos autônomos. Foi dada principais elementos dos sistemas tanto do ponto de vista técnico como

Foi dada ênfase aos aspectos técnicos mais relevantes que devem ser autônomos. Contribuindo assim para que sejam projetados sistemas que respeitem

- Apresentamos um resumo crítico das formas de realizar o uma metodologia que sugere configurações de sistemas com risco de déficit fotovoltaicos e a planejadores de programas de eletrificação rural.

-

idades localizadas em regiões do Estado de São Paulo que possuem baixa taxa

para cada um, três riscos de déficit. Assim cobrimos uma ampla gama sistemas com possibilidades de serem instalados.

- No capítulo 6, sugerimos uma forma de avaliar financeiramente as opções de configurações apresentadas no capítulo 5.

- A partir da análise dos gráficos obtidos no capítulo 6, nota-se que, em geral, as configurações de sistemas que apresentem maiores capacidades de geração e menores capacidades de acumulação possuem custos menores ao longo de sua vida útil. Portanto, é conveniente procurar dimensionar sistemas com maiores capacidades de geração e menores capacidades de acumulação.

7.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Com a elaboração desta dissertação surgiram alguns temas que merecem futuros estudos.

- A partir da elaboração do capítulo 3, verificamos que poucos são os estudos realizados sobre o comportamento da radiação solar no Brasil para fins de aproveitamento energético.

- Seria interessante a realização de estudos que comparassem valores da irradiação no plano inclinado com os resultados previstos pelo modelo de Liu-Jordan.

- Seria também interessante verificar a validade do modelo, supostamente universal, utilizado para a geração de valores diários de irradiação a partir das respectivas médias mensais. Não existem ainda comparações desta espécie feitas para a América do Sul.

- Seria interessante estudar o comportamento das baterias automotivas quando utilizadas em sistemas fotovoltaicos, pois estes equipamentos são submetidos a condições de trabalho distintas daquelas para que foram projetados.

- Sugere-se que sejam realizadas novas simulações para outras regiões do Brasil, considerando inclusive maiores demandas energéticas.

- Pode-se incrementar o algoritmo utilizado no programa a fim de

- Utilizando a ferramenta apresentada neste trabalho, seria interessante

Seria interessante a realização de medidas do consumo em residências

- Toda a tecnologia nova e emergente necessita de um conjunto de normas

utilização. A tecnologia fotovoltaica não foge a esta regra e, atualmente, com um

da criação de uma normatização própria, que leve em consideração suas

Apêndice A

Apresentação da listagem completa e comentada do programa DIMENS.BAS.

Neste apêndice, apresentamos, a título de exemplo, o caso específico do programa que simulou o comportamento de um sistema a ser instalado em Araçatuba. A simulação para cidades distintas foi feita alterando parâmetros como a latitude local e os valores médios da irradiação diária sobre uma superfície horizontal que são específicos para cada cidade.

DIMENS.BAS - Araçatuba - 225 Wh/dia - 10/365 falhas.

```
' $DYNAMIC
DECLARE SUB hti ()
DECLARE SUB acumulador ()
DECLARE SUB markovkt ()
COMMON SHARED HT(), HTano, consano#, cons#(), CBF#(), EA#(),
EG#(), WPmin, WPmax, WP, bet, ano%, iter, lat
COMMON SHARED ktmen(), lat(), NumDiaMes%(12), Matriz(), MatMar(),
ktinicial(), MaTran(), ktmax(), ktmin(), kt(), temp(), LLPF,
falhasf%
DIM HT(366), WPmin(42), WPmax(42), EG#(366), CBF#(1000), EA#(366)
DIM Nn(11), P(11), cons#(366), consp(366), HTmin(42), HTano(42)

***** Declaracao inicial do programa markovkt *****
DIM ktmen(12), lat(1), NumDiaMes%(12), Matriz(11), MatMar(1000,
10), ktinicial(31)
DIM MaTran(10, 10), ktmax(20), ktmin(20), kt(31, 12, 20),
temp(31, 12, 20)

DATA .50,.50,.44,.57,.61,.59,.63,.61,.51,.55,.51,.48 : REM
ARACATUBA

DATA -21.2

DATA 31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31

DATA 0,.3,.35,.4,.45,.5,.55,.6,.65,.7,1

FOR j = 1 TO 12
  READ ktmen(j)
NEXT j

READ lat(1)

FOR NumMes% = 1 TO 12
  READ NumDiaMes%(NumMes%)
NEXT NumMes%
```

```

FOR NumInt% = 1 TO 11
  READ Matriz(NumInt%)
NEXT NumInt%

***** Fim da entrada do programa markovkt *****

***** A sub-rotina Markov só roda para a 1ª simulação de cada cidade. *****

WP = 1      **** Passo do incremento na potência instalada ***
eficbat = .9  **** Eficiência de armazenamento nas baterias ****
lat = -21.2  *** Latitude da cidade em questão ****
CLS

**** Tela inicial; definição das características do sistema a ser simulado ****

LOCATE 3, 8: INPUT "Qual o nome do arquivo a ser gerado para
salvar os dados"; nomefinal$
LOCATE 5, 8: INPUT "Quantas falhas anuais o sistema poderá ter";
falhasf%
LOCATE 7, 8: INPUT "Qual a potência instalada na residência";
P(1)
LOCATE 9, 8: INPUT "Entre com o número de horas diárias de
consumo"; Nn(1)
LOCATE 11, 8: INPUT "Qual a inclinação dos painéis para esta
cidade"; bet

*****

REM 5
REM CLS
REM CALL markovkt      *** Esta sub-rotina só é chamada na primeira simulação ***
                      *** de cada cidade. Nas simulações posteriores ****
                      *** utiliza-se sempre a mesma série de dados gerados ****

REM IF iter = 100 THEN GOTO 5 '** continuação do procedimento para reiniciar **
' *** Markov caso ocorram mais do que cem interações ***

FOR ano% = 1 TO 20      ** Início da rotina dos 20 anos de simulações ****
CLS

```

```

CALL hti          *** Chamada da sub hti - transforma valores ***
                  *** de irradiação na horizontal para valores de ***
                  *** irradiação no plano inclinado. ***

'***** Cálculo do consumo diário e anual *****

consano# = 0
FOR i = 1 TO 365
cons#(i) = 0
consp(1) = P(1) * Nn(1)/ eficbat   ***** Correção do consumo devido à ***
cons#(i) = cons#(i) + consp(1)     ***** eficiência da Bateria *****
cons#(i) = cons#(i) / 1000        '***** transformação de Wh em kWh *****
NEXT i

FOR i = 1 TO 365
consano# = consano# + cons#(i)
NEXT i

*****
***** Cálculo da capacidade mínima WPmin e máxima WPmax a ser instalada *****
***** O critério para a escolha destes parâmetros foi determinado *****
*** arbitrariamente de forma a englobar a região de interesse para nosso estudo ***

WPmin = INT(1000 * consano# / (WP * HTano)) - 8
IF WPmin = 0 THEN WPmin = 1
WPmax = 2 * WPmin + 5

CALL acumulador  *** Chamada da sub-rotina acumulador ***

'***** procedimento para gravar em arquivo *****

caminho$ = "c:\qb45\aracatub\"
caminhol$ = "a:\aracatub\"
exten$ = ".dat"
arquivo$ = caminho$ + nomefinal$ + exten$
arquivol$ = caminhol$ + nomefinal$ + exten$

```

```

OPEN arquivo$ FOR APPEND AS #2      *** Salva resultados no Winchester ***
FOR i = WPmin TO WPmax
WRITE #2, i, CBF#(i)
NEXT i
CLOSE #2

OPEN arquivo1$ FOR APPEND AS #3      *** Salva resultados no Flopy disk ***
FOR i = WPmin TO WPmax
WRITE #3, i, CBF#(i)
NEXT i
CLOSE #3

NEXT ano%      *** Fim da simulação ***

PLAY "CCDCFE"      *** Aviso que o programa terminou os cálculos ***
END

SUB acumulador      *** Listagem da sub-rotina - acumulador *****

PDD = .1      ***** Profundidade de descarga diária - ciclagem diária de SOC ***
PDmax = .25      ***** Profundidade máxima de descarga das baterias - proteção ***
VNOM = 12
a% = WPmin
B% = WPmax

      ***** Preparação da tela para mostrar o processo de simulação *****
LOCATE 6, 10: PRINT "Simulação do ano:"; ano%
LOCATE 9, 10: PRINT "dia    NP    falhas    LLP    CB(kWh)  "
      *** Início das simulações; determinação das configurações desde WPmin até WPmax ***
FOR NP = a% TO B%
    cons#(0) = 0
    EG#(0) = 0
    CB# = cons#(1) / PDD    ** Determinando a capacidade mínima dos acumuladores **
50
    EA#(0) = CB#
    falha% = 0

```

```

FOR i = 1 TO 365
    *** Expressão que determina a energia acumulada nas baterias para cada dia i; EA(i) ***
    EA#(i) = EA#(i - 1) - cons#(i) + EG#(i) * NP / 1000

SELECT CASE EA#(i) *** Garante que EA(i) não assuma valores
maiores que CB ***
    CASE IS > EA#(0) *** CB = EA(0) é a capacidade de acumulação
das baterias ***
        EA#(i) = EA#(0)

    CASE IS < EA#(0) * (1 - Pdmax) *** Se a energia na bateria for inferior à ***
        falha% = falha% + 1    ** profundidade de descarga máxima → Falha ***
        EA#(i) = EA#(0) * (1 - PDmax)
END SELECT
IF i = 365 THEN
    falhamax% = falha%    *** Armazena o número de falhas ocorridas no ano ***
END IF

LLP = (falhamax% / 365) * 100
    **** Apresentação na tela do processo de simulação sendo efetuado ****
LOCATE 10, 10: PRINT USING "###"; i; SPC(2); WP; SPC(3);
falhamax%;
LOCATE 10, 25: PRINT USING " ###.###"; SPC(2); SPC(4); LLP;
SPC(0); SPC(3); CB#
NEXT i ** Término da rotina que simula o comportamento do sistema ao longo de um ano **

SELECT CASE falha% ** Se falha% for maior que o desejado, retoma-se os cálculos com
nova configuração. **
    CASE IS > 25
        CB# = CB# + 2    ** Incremento em CB para nova simulação **
        GOTO 50
    CASE IS > 15
        CB# = CB# + .5    ** Incremento em CB para nova simulação **
        GOTO 50
    CASE IS > 12
        CB# = CB# + .05    ** Incremento em CB para nova simulação **
        GOTO 50
    CASE IS > falhasf%

```

```

        CB# = CB# + .005  ** Incremento em CB para nova simulação **
        GOTO 50
CASE IS <= falhasf%
        CBF#(NP) = (CB# * 1000) / VNOM * Capacidade final das baterias (em Ah) *
END SELECT                                     ** para cada WP considerado ****
**** Neste caso, o programa está configurado para 10 falhas se mudar este valor, ****
        **** devem-se adaptar os valores 25, 15 e 12 acima ****

NEXT NP

END SUB

SUB hti          *** Apresentação da listagem da sub-rotina hti ****
' $DYNAMIC
DIM Hd(366), dec(366), cosomsu(366), cosomsuli(366),
Arcosomsu(366), arcosomsuli(366), omsu(366), omsuli(366),
omsumin(366)
DIM HO(366), ktd(366), propodif(366), rb1(366), rb3(366), RB(366)

***** ler arquivo de kt's de cada ano (ano%) que esteja sendo simulado *****
        SELECT CASE ano%
        CASE 1
        ano$ = "1"
        CASE 2
        ano$ = "2"
        CASE 3
        ano$ = "3"
        CASE 4
        ano$ = "4"
        CASE 5
        ano$ = "5"
        CASE 6
        ano$ = "6"
        CASE 7
        ano$ = "7"
        CASE 8
        ano$ = "8"
        CASE 9
        ano$ = "9"
        CASE 10
        ano$ = "10"
        CASE 11
        ano$ = "11"
        CASE 12
        ano$ = "12"
        CASE 13
        ano$ = "13"
        CASE 14

```

```

ano$ = "14"
CASE 15
ano$ = "15"
CASE 16
ano$ = "16"
CASE 17
ano$ = "17"
CASE 18
ano$ = "18"
CASE 19
ano$ = "19"
CASE 20
ano$ = "20"
END SELECT

caminho$ = "c:\qb45\aracatub\"
arq$ = "ktano"
exten$ = ".dat"

ArqTrab$ = caminho$ + arq$ + ano$ + exten$ ** Define o arquivo de kt
a ser lido **

numarq% = ano% + 2

OPEN ArqTrab$ FOR INPUT AS #numarq%   *** Abre o arquivo de kt's ***
FOR i = 1 TO 365                       *** gerados por Markov ****
INPUT #numarq%, ktd(i)
NEXT i
CLOSE #numarq%

*****

rho = .25          *** Refletividade do solo; sugerida por Lorenzo ****
HTano = 0
FOR i = 1 TO 365

dec(i) = 23.45 * SIN((360 * (284 + i) / 365) * .01745) ** Declinação
para o dia i **

***** calculo de w e w' *****

cosomsu(i) = -TAN(lat * .01745) * TAN(dec(i) * .01745)
cosomsuli(i) = -TAN((lat + bet) * .01745) * TAN(dec(i) *
.01745)
Arcosomsu(i) = -ATN(cosomsu(i) / SQR(-cosomsu(i) * cosomsu(i) +
1)) + 1.5708

```

```

    arcosomsuli(i) = -ATN(cosomsuli(i) / SQRT(-cosomsuli(i) *
cosomsuli(i) + 1)) + 1.5708
    omsu(i) = (Arcosomsu(i) * 180) / 3.1416
    omsuli(i) = (arcosomsuli(i) * 180) / 3.1416

    ***** Cálculo de irradiação extraterrestre *****
HO(i) = (((118108800 / 3.1416) * (1 + .033 * COS(360 * i * .01745
/ 365))) * ((COS(lat * .01745) * COS(dec(i) * .01745) *
SIN(omsu(i) * .01745)) + ((3.1416 * omsu(i) / 180) * SIN(lat *
.01745) * SIN(dec(i) * .01745)))) / 1000000 / 3.6

Hd(i) = ktd(i) * HO(i) ** determinação da irradiação diária na horizontal Hd(i) ***

    ***** Correlação de Sérgio Oliveira & Roberto Zilles *****
    ***** para os Kt's e Kd's diários *****

IF ktd(i) < .12 THEN
propodif(i) = .95
ELSEIF ktd(i) >= .12 AND ktd(i) < .8 THEN
propodif(i) = .9823 - .1391 * ktd(i) - 2.5237 * ktd(i) ^ 2 +
1.5025 * ktd(i) ^ 3
ELSE propodif(i) = .1
END IF

    *****

    ***** Modelo de LIU-JORDAN & KLEIN para determinação de HT *****
    ***** expressão para a determinação de médias mensais *****

IF omsu(i) <= omsuli(i) THEN GOTO 100
IF omsu(i) > omsuli(i) THEN GOTO 110
100 omsumin(i) = omsu(i): GOTO 120
110 omsumin(i) = omsuli(i): GOTO 120
120
rb1(i) = (COS((lat + bet) * .01745) * COS(dec(i) * .01745) *
SIN(omsumin(i) * .01745)) + (.01745 * omsumin(i) * SIN((lat +
bet) * .01745) * SIN(dec(i) * .01745))
rb3(i) = (COS(lat * .01745) * COS(dec(i) * .01745) * SIN(omsu(i)
* .01745)) + (.01745 * omsu(i) * SIN(lat * .01745) * SIN(dec(i) *
.01745))
RB(i) = rb1(i) / rb3(i)

```

```
HT(i) = (Hd(i) * (1 - propodif(i)) * RB(i)) + propodif(i) * Hd(i)
* (1 + COS(bet * .01745)) / 2 + rho * Hd(i) * (1 - COS(bet *
.01745)) / 2
```

```
***** Irradiação incidente anualmente *****
```

```
HTano = HTano + HT(i)
```

```
***** Energia gerada por um WP *****
```

```
EG#(i) = WP * HT(i) ** HT(i) - número de horas solar pico ***
```

```
NEXT i
```

```
END SUB
```

```
REM $STATIC *** Apresentação da listagem da sub-rotina Markov *****
```

```
SUB markovkt
```

```
*** Programa para gerar uma seqüência de valores diários de kt ****
```

```
*** utilizando as MTM's, conforme artigo de C.P ****
```

```
CLS
```

```
RANDOMIZE TIMER
```

```
caminho$ = "c:\qb45\aracatub\"
```

```
caminho1$ = "a:\aracatub\"
```

```
NumDeMat% = 10
```

```
ArqTrab$ = "matmark1.dat"
```

```
OPEN "C:\qb45\aracatub\" + ArqTrab$ FOR INPUT AS #1
```

```
FOR k = 1 TO NumDeMat% *** lê arquivo de MTM's ***
```

```
INPUT #1, ktmax(k)
```

```
INPUT #1, ktmin(k)
```

```
FOR i = 1 TO 10
```

```
FOR j = 1 TO 10
```

```
INPUT #1, MatMar((k - 1) * 10 + i, j)
```

```
NEXT j
```

```
NEXT i
```

```
NEXT k
```

```

CLOSE #1

FOR NumMes% = 1 TO 12

mdif = 100
iter = 0

DO
    iter = iter + 1
    LOCATE 23, 75: PRINT iter
    FOR year% = 1 TO 20

        IF NumMes% = 1 AND year% = 1 THEN
            ktinicial(0) = ktmen(12)
        ELSEIF NumMes% = 1 AND year% > 1 THEN
            ktinicial(0) = kt(1, 1, year% - 1)
        ELSEIF NumMes% > 1 THEN
            ktinicial(0) = kt(NumDiaMes%(NumMes% - 1),
NumMes% - 1, year%)
        END IF

        FOR k = 1 TO NumDeMat%
            IF ktmen(NumMes%) >= Matriz(k) AND ktmen(NumMes%) <=
Matriz(k + 1)
                THEN NumMat% = k
            NEXT k

            FOR i = 1 TO 10
                FOR j = 1 TO 10
                    MaTran(i, j) = MatMar(i + (NumMat% - 1) * 10, j)
                NEXT j
            NEXT i

            h = (ktmax(NumMat%) - ktmin(NumMat%)) / 10

            FOR Dia% = 1 TO NumDiaMes%(NumMes%)
                hint = ktmin(NumMat%)
                FOR x = 1 TO 10

```

```

        IF ktinicial(Dia% - 1) >= hint AND ktinicial(Dia% - 1)
<= hint + h
        THEN
            linha% = x
        EXIT FOR

        ELSE
            hint = hint + h
        END IF
    NEXT x

saida:      NumRan = RND
            soma = 0
            coluna% = 0
            DO
                coluna% = coluna% + 1
                soma = soma + MaTran(linha%, coluna%)
                IF coluna% = 10 AND soma <= NumRan THEN
GOTO trampa
            LOOP UNTIL soma > NumRan

trampa:

    x1 = (coluna% - 1) * h + ktmin(NumMat%) *calcula coeficientes **
                                                ** para a interpolação **

    x2 = x1 + h
    CoefA = ((soma - MaTran(linha%, coluna%)) - soma) / (x1 - x2)
    IF CoefA = 0 THEN
        kt(Dia%, NumMes%, year%) = (x1 + x2) / 2
        GOTO salto
    END IF
    CoefB = soma - (CoefA * x2)
    kt(Dia%, NumMes%, year%) = (NumRan - CoefB) / CoefA
salto:      IF Dia% < NumDiaMes%(NumMes%) THEN
            ktinicial(Dia%) = kt(Dia%, NumMes%, year%)
        END IF
    NEXT Dia%
NEXT year%
```

```

conta = 0

FOR year% = 1 TO 20
    FOR Dia% = 1 TO NumDiaMes%(NumMes%) ** calcula kt médio mensal *
        conta = conta + kt(Dia%, NumMes%, year%)
    NEXT Dia%
NEXT year%

conta = conta / (NumDiaMes%(NumMes%) * (year% - 1)) * testa
                                                    convergência *
                                                    ** entre kt mensal da série real com kt mensal gerado **
IF ABS(ktmen(NumMes%) - conta) < mdif THEN
    mdif = ABS(ktmen(NumMes%) - conta)
    ttt = mdif
    FOR i = 1 TO 20
        FOR j = 1 TO NumDiaMes%(NumMes%)
            temp(j, NumMes%, i) = kt(j, NumMes%, i)
        NEXT j
    NEXT i
END IF
LOOP UNTIL mdif < .003 OR iter = 100

***** procedimento para reiniciar markov caso ocorram *****
***** mais de 100 interações sem ocorrer convergência *****
IF iter = 100 THEN GOTO 10
PRINT "Mes:"; NumMes%; "    mdif:"; ttt

NEXT NumMes%
FOR year% = 1 TO 20
    SELECT CASE year%
        CASE 1
            ano$ = "1"
        CASE 2
            ano$ = "2"
        CASE 3
            ano$ = "3"
        CASE 4
            ano$ = "4"
        CASE 5
            ano$ = "5"

```

```

CASE 6
ano$ = "6"
CASE 7
ano$ = "7"
CASE 8
ano$ = "8"
CASE 9
ano$ = "9"
CASE 10
ano$ = "10"
CASE 11
ano$ = "11"
CASE 12
ano$ = "12"
CASE 13
ano$ = "13"
CASE 14
ano$ = "14"
CASE 15
ano$ = "15"
CASE 16
ano$ = "16"
CASE 17
ano$ = "17"
CASE 18
ano$ = "18"
CASE 19
ano$ = "19"
CASE 20
ano$ = "20"
END SELECT

```

```
arqsaida$ = "ktano" + ano$ + ".dat"
```

```
OPEN caminho$ + arqsaida$ FOR OUTPUT AS #2
```

```
FOR NumMes% = 1 TO 12
```

```
  conta = 0
```

```
  FOR Dia% = 1 TO NumDiaMes%(NumMes%)
```

```
    conta = conta + temp(Dia%, NumMes%, year%)
```

```
  NEXT Dia%
```

```
  conta = conta / NumDiaMes%(NumMes%)
```

```
FOR Dia% = 1 TO NumDiaMes%(NumMes%) * imprime valores de kt's diários **
```

```
  PRINT #2, USING "#.#####"; temp(Dia%, NumMes%, year%)
```

```
NEXT Dia%
```

```
  NEXT NumMes%
```

```
CLOSE #2
```

```

OPEN caminhol$ + arqsaida$ FOR OUTPUT AS #3
  FOR NumMes% = 1 TO 12
    conta = 0
    FOR Dia% = 1 TO NumDiaMes%(NumMes%)
      conta = conta + temp(Dia%, NumMes%, year%)
    NEXT Dia%
    conta = conta / NumDiaMes%(NumMes%)

    FOR Dia% = 1 TO NumDiaMes%(NumMes%)    ** imprime valores de kt's diários **
      PRINT #3, USING "#.#####"; temp(Dia%, NumMes%, year%)
    NEXT Dia%
    NEXT NumMes%
  CLOSE #3

  NEXT year%

10

END SUB

```

Apêndice B

Apresentação dos Parâmetros Obtidos no Ajuste dos Dados Fornecidos Pelo Programa

Neste apêndice, apresentamos alguns dos parâmetros obtidos a partir dos ajustes feitos aos dados fornecidos pelo programa DIMENS.BAS. Com os valores apresentados aqui, é possível ter uma idéia da qualidade conseguida nos ajustes. Apresentamos tabelas mostrando os parâmetros encontrados para todas as simulações feitas considerando consumos de 144 Wh/dia (Tabela B1), 225Wh/dia (Tabela B2) e 360 Wh/dia (Tabela B3). Para cada um dos casos, mostramos o coeficiente de correlação obtido, o parâmetro F e o número de observações ou graus de liberdade do conjunto de dados.

Cidade	nº de Falhas	Coef. de Corr.	F	nº de Observ.
Araçatuba	1	0,863586	583,789	201
	10	0,8329332	310,3874	139
	30	0,8883249	340,5274	93
Cananéia	1	0,8631068	972,6439	335
	10	0,8800705	721,3636	212
	30	0,7743381	193,1774	131
Iguape	1	0,8765108	871,947	265
	10	0,869251	639,9625	209
	30	0,8704954	381,6376	124
Itapetininga	1	0,8688266	557,3524	183
	10	0,8461927	307,6412	124
	30	0,8152457	164,4846	85
Itapeva	1	0,8113265	337,0712	177
	10	0,8501321	317,9957	124
	30	0,8525789	167,677	65
Paranaíba	1	0,8461552	552,0689	221
	10	0,8833046	532,5224	152
	30	0,7711131	162,8141	113
Pres. Prudente	1	0,8791296	663,5349	197
	10	0,8768814	385,9929	118
	30	0,7911269	120,4525	74
São Paulo	1	0,7895596	302,9324	185
	10	0,8188429	293,0308	146
	30	0,7989491	171,1927	99

Tabela B1. Apresentação dos parâmetros encontrados para o ajuste de todos as simulações feitas para sistemas de consumo diário de 144 Wh/dia.

Cidade	nº de Falhas	Coef. de Corr.	F	nº de Observ.
Araçatuba	1	0,826659	651,7822	304
	10	0,777765	269,4776	178
	30	0,723746	131,9997	122
Cananéia	1	0,8144225	793,85450	405
	10	0,8704415	944,22660	304
	30	0,7460027	235,92000	190
Iguape	1	0,8640014	1219,1250	416
	10	0,8572665	856,62400	311
	30	0,8653373	518,69920	176
Itapetininga	1	0,8505788	672,42270	259
	10	0,8628815	542,16810	188
	30	0,8136287	240,89640	125
Itapeva	1	0,7604151	345,48360	254
	10	0,9001713	692,01760	164
	30	0,8245703	182,67960	88
Paranaíba	1	0,7742819	452,08080	304
	10	0,8630815	502,27110	174
	30	0,8289371	254,76900	118
Pres. Prudente	1	0,8386129	618,59240	263
	10	0,8607850	486,24590	172
	30	0,7878336	173,44870	108
São Paulo	1	0,8605570	810,65850	286
	10	0,8448286	491,17430	199
	30	0,7975133	221,92750	129

Tabela B2. Apresentação dos parâmetros encontrados para o ajuste de todos as simulações feitas para sistemas de consumo diário de 225 Wh/dia.

Cidade	Nº de Falhas	Coef. de Corr.	F	Nº de Observ.
Araçatuba	1	0,831715	951,5030	426
	10	0,756455	373,2111	281
	30	0,787401	275,7365	171
Cananéia	1	0,7997442	1148,1820	649
	10	0,8659739	1328,3680	445
	30	0,7116324	277,02450	272
Iguape	1	0,8393348	1530,4630	644
	10	0,8301878	958,01440	434
	30	0,8375265	575,63500	247
Itapetininga	1	0,7800697	621,73400	402
	10	0,798818	414,36900	237
	30	0,7268776	156,83100	142
Itapeva	1	0,7714919	539,619900	369
	10	0,8526331	620,427500	235
	30	0,7642617	155,888500	113
Paranaíba	1	0,8161776	736,272900	371
	10	0,9067048	563,830600	124
	30	0,7804504	230,616200	150
Pres. Prudente	1	0,8400717	1019,20500	427
	10	0,8259434	515,150500	242
	30	0,7340480	170,583700	148
São Paulo	1	0,7421504	608,153800	498
	10	0,8008786	540,179400	304
	30	0,8034233	305,892100	170

Tabela B3. Apresentação dos parâmetros encontrados para o ajuste de todos as simulações feitas para sistemas de consumo diário de 360 Wh/dia.

Bibliografia

Aguiar R. J., Collares-Pereira, M. and Conde, J. P., "A Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values Using Markov Transition Matrices", *Solar Energy*, **40**, 3, pp 269 - 279, 1988.

Aguiar, R. J., Collares-Pereira, M., "TAG: A Time-Dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetic Hourly Radiation", *Solar Energy*, **49**, 3, pp 167 - 174, 1992.

Amato, U., Andretta A., Bartoli B., Coluzzi B. and Cuomo V. "Markov Processes and Analysis as a Tool to Simulate Daily Solar Irradiance", *Solar Energy*, **37**, 3, pp 179 - 194, 1986.

Araujo G. L. and Sanchez E., "Analytical Expressions for the Determination of the Maximum Power Point and the Fill Factor of a Solar Cell", *Solar Cells*, **5**, pp 377 - 386, 1982.

Barbosa E. M. de S., Fraidenraich, N., Fraga, A. N. S. and Tiba, C., "Photovoltaic Electrification - Social and Technical Diagnostic of Systems Installed in the Northeast of Brasil after one Operating year", Proc. 13 th European C. Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 1088 - 1091, Nice - France, Oct - 1995.

Barlow R., Derrick A. and Gregory J. A. "The World PV Market: 1993 Status Report and Future Prospects", pp 901, Amsterdam - The Netherlands, April - 1994.

Barr A. G., Mcginn S. M. and Cheng S. B. "A Comparison of Methods to Estimate Daily Global Solar Irradiation From Other Climatic Variables on the Canadian Prairies" *Solar Energy*, **56**, 3, pp 213 - 224, 1996.

Barra L., Catalanotti S., Fontana F. and Lavorante F. "An Analytical Method to Determine the Optimal Size of a Photovoltaic Plant", *Solar Energy*, **33**, 6, pp 509 - 514, 1984.

Cabral A., Casgrove-Davies M. and Schaeffer L., “Best Practices for Photovoltaics Household Electrification Programs”. World bank Technical Paper number 324, August, 1996.

Casarotto N. F. e Kopittke B. H. **Análise de investimentos; Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de Decisão e Estratégia Empresarial**. 6^a ed, Ed. Atlas S. A. São Paulo, Brasil, 1994.

Centro de Estudos de la Energia Solar, **Valores Medios de Irradiacion Solar Sobre Suelo Horizontal**. Artes gráficas Gala, S. L. Espanha, 1993

Clark D. R., Klein S. A. and Beckman W. A. “A Method for Estimating Performance of Photovoltaic Systems”, *Solar Energy*, **33**, 6, pp 551 - 555, 1984.

Collares-Pereira, M. and Rabl, A., “The Average Distribution of Solar Radiation Correlations Between Diffuse and Hemispherical and Between Daily and Hourly Insolation Values”, *Solar Energy* **22**, pp 155 - 164, 1979.

Cometta E. **Energia Solar: Utilização e Empregos Práticos**, Hemus livraria editora limitada, Brasil, 1978.

Copetti, J. B., Lorenzo, E. and Chenlo, F., “A General Battery Model for PV System Simulation”, *Progress in Photovoltaics*, **1**, 4, pp 283 - 292, 1993.

Derrick A., Barlow R. W., Mcnelis B. and Gregory J. A. “Photovoltaics: A Market Overview - Part 1: Review of the Photovoltaic Industry”, Ed James X James, England, 1993.

Duffie J. A. and Beckman W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**, New York - USA, John Wiley & Sons, 2nd ed., 1991.

Duncan, C. H., Wilson R. C., Kendall J. M., Harrison R. G. and Hickey J. R., “Latest Rocket Measurements of the Solar Constant”, *Solar Energy*, **28**, pp 385, 1982.

Dutt G. S. **Techniques for End - Use Electricity Analysis and Conservation Program Design and Evaluation - A manual. Vol. A: Technical and Economic End - Use Analysis**. For The center for Energy and Environmental Studies, Princeton University, USA, Jun - 1992.

Egido M. A. **Dimensionado y Simulacion de Sistemas Fotovoltaicos Autonomos**. Tesis Doctoral. E.T.S.I.T. Universidade Politecnica de Madri, Madri - Espanha, 1993.

Egido M. A. and Lorenzo E., “Optimal Number of Solar Cells in Photovoltaic Modules for Residential Applications”. Proc. 7th E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Seville, pp 196 - 200, 1986.

Egido M. and Lorenzo E., “The Sizing of Stand Alone PV-Systems: a Review and a Proposed New Method”. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **26**, pp 51 - 69, 1992.

Eletrobrás, **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993 - 2015**, 1994.

Erbs, D. G., Klein, S. A. e Duffie, J. A., “Estimation of Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly - Average Global Radiation”. *Solar Energy* **28**, 4, pp 293 - 302, 1982.

Eyras J. R. and Lorenzo E. "An Energy Consumption Scenario for Sizing Rural Electrification PV Systems.", *Progress in photovoltaics*, **1**, 3, pp145 - 152, 1993.

Fórum Atômico Espanhol, **Energia 95**, Madri 1995.

Fraidenraich N. e Lyra F. **Energia Solar - Fundamentos e Tecnologia de Conversão Heliotermoeétrica e Fotovoltaica**. Recife - PE, Ed. Universitária da UFPE, 1995.

Frohlich, C., in **The Solar Output and its Variation** (O. R. White, ed.), Colorado Associated University Press, Boulder, "Contemporary Measures of Solar Constant.", 1977.

Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, **Anuário Estatístico do Brasil**, Secretaria de planejamento, orçamento e coordenação, Rio de Janeiro, Brasil, 1993.

Garcia J. F. **Acumuladores Eletroquímicos - Fundamentos, Nuevos Desarrollos y Aplicaciones**. Ed. McGraw-Hill/Interamericana de Espanha, S.A. Madri, Espanha, 1994.

Garrison J. and Sahami K. "A Study of the Division of Global Irradiance Into Direct Beam and Diffuse Irradiance at Seven Canadian Sites", *Solar Energy* **55**, 6 pp 493 - 504, 1995.

Governo do Estado de São Paulo - Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, **Balço Energético do Estado de São Paulo - 1994**, 1995.

Green M. A., "Solar Cells, Operating Principles, Technology and systems Applications", Prentice- Hall Inc, 1992.

Green M. A. et al, "Present Status of Buried Contact Solar Cells", 22 th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, pp 511 - 514, 1991.

Green M. A., Emery K., Bücher K. & King D. L., "Short Communication - Solar Cell Efficiency Tables", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 4, pp 59 - 62, 1996.

Grossi H. G. "A Importância da Solarimetria para Projetos Solares" Notas de Aula do III Curso de Energia, Solar Solarimetria e Estatística da Radiação Solar, Recife, Brasil, 6 - 10 de nov 1995.

Groumpos P. P. and Papageorgiou G., "An Optimal Sizing Method for Stand Alone Photovoltaic Power Systems", *Solar Energy*, **38**, 5, pp 341 - 351, 1987.

Hirata Y. and Tani T. "Output Variations of Photovoltaic Modules With Environmental Factors - The Effect of Spectral Solar Radiation on Photovoltaic Module Output" *Solar Energy*, **55**, 6, pp 463 - 468, 1995.

Hovel J. H., **Solar Cells, Semiconductors and Semimetals**, vol II, Academic Press, New York, 1975.

Huacuz J. M., Flores R., Agredano J., and Munguia G., "Field Performance of Lead-Acid Batteries in Photovoltaic Rural Electrification Kits". *Solar Energy*, **55**, pp 287 - 299, 1995.

Hulstron R. L. "Solar Radiation Topical Overview", *Solar Cells*, **18**, pp 179 - 187, 1986.

Imamura M. S. "A simplified Method for Determining the Available Power and Energy of a Photovoltaic Array", *Int. J. Solar Energy*, **10**, pp 205 - 210, 1991.

Iqbal, M., **An Introduction to Solar Radiation**, Academic Press, Toronto, 1983.

Johnson, F. S., "The Solar Constant", *J. of Meteorology*, **11**, pp 431, 1954.

Klein, S. A., "Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces.", *Solar Energy*, **19**, pp 325, 1977.

Labeled S., "PV Models Vs Real data". Proc. 8 th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Florence, pp 363 - 367, 1988.

Lasnier F. and Ang T. G. **Photovoltaic Engineering Handbook**, Bristol - England, New York - USA, IOP Publishing Ltd 1990.

Liu B. H. Y. and Jordan, R. C., "The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation". *Solar Energy* **4**, 3, pp 1 - 18, 1960.

Liu B. Y. H. and Jordan R. C., "Daily Insolation on Surfaces Tilted Toward the Equator" *ASHRAE Journal*, **3**, 10, pp 53 - 59, 1962.

Lorenzo E. **Electricidad Solar: Ingenieria de Los Sistemas Fotovoltaicos**, Espanha, Artes Gráficas Gala, S.L. 1994.

Lounineau J. P., **Rural Lighting**, Intermediate Technology Publications, London, 1994.

Maciel W. J., **Astronomia e Astrofísica**, IAG/USP, São Paulo, Brasil, 1991.

Martins J. M. de V. "Uma Análise da Confiabilidade de Sistemas de Conversão Fotovoltaica", 5^a Conferência Regional da IUAPPA, São Paulo, Brasil, 28/fev a 4/mar, 1994.

Maycock P. D., **PV - News**, vol. 15, nº 11, nov/1996.

Maycock P. D., **PV - News**, vol. 16, nº 2, feb/1997.

Maycock P. D., **PV - News**, vol. 16, nº 3, march 1997.

Monegón LTD, "Engineering Design Handbook for Stand Alone Photovoltaic Systems" Report nº M108, 1980.

NASA SP - 8055, National Aeronautics and Space Administration, "Solar Electromagnetic Radiation.", May - 1971.

Oliveira, A. P., Escobedo J. F., Plana-Fattori A., Soares J., e Santos P. M., "Medidas de Radiação Solar na Cidade de São Paulo: Calibrações de Piranômetros e Aplicações Meteorológicas", *Revista Brasileira de Geofísica*, **14**, 2, pp 203 - 216, 1996.

Page J. K., "The Estimation of Monthly Mean Values of Daily Total Short Wave Radiation of Vertical and Inclined Surfaces from Sunshine Records for Latitudes 40°N - 40°S." Proc. of the UN Conference on New Source of Energy, **4**, pp 378, 1964.

Palz W. "Power for the World: A Global Photovoltaic Action Plan", 12 th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 2086 - 2088, Amsterdam - The Netherlands, April - 1994.

Rüther R. and Kleiss G., "Advantages of Thin Film Solar Modules in Façade, Sound Barrier and Roof-Mounted PV Systems", Eurosun'96, Freiburg, Alemanha, set/1996.

Shepherd C. M., "Design of Primary and Secondary Cells", J. Electrochem. Soc., **112**, pp 657, 1965.

Siegel M. D., Klein S. A. and Beckman W. A. "A Simplified Method for Estimating the Monthly-Average Performance of Photovoltaic Systems", Solar Energy, **26**, pp 413 - 418, 1981.

Thekaekara M. P. and Drummond A. J. "Standard Values for the Solar Constant and its Spectral Components", *National Physical Science*, **229**, 6, 1971.

Thekaekara M. P. "Solar Radiation Measurement: Techniques and Instrumentation", *Solar Energy*, 18, pp 309, 1976.

Zilles R. and Lorenzo E., "An Analytical Model for Mismatch losses in PV array". *International Journal of Solar Energy*, **13**, pp 121 - 133, 1993.

Zilles R., Fagá M. T. W. e Fedrizzi M. C. "Programa Nacional Para o Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica", Documento Preliminar apresentado no III Encontro para o Desenvolvimento das Energias Solar, Eólica e de Biomassa no Brasil. São Paulo - Brasil, Jun - 1996.