

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA

PROPOSTA DE PROCEDIMENTO PARA
DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

Marco Antônio de Azevedo Menezes

Dissertação apresentada à Universidade
Federal de Itajubá para obtenção do título de
Mestre em Ciências em Engenharia de Energia

Itajubá
-2008-

Marco Antônio de Azevedo Menezes

PROPOSTA DE PROCEDIMENTO PARA
DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE
GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

Dissertação apresentada à Universidade
Federal de Itajubá para obtenção do
título de Mestre em Ciências em
Engenharia de Energia.

Área de concentração:
Uso racional de Energia

Orientador:
Professor Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho

Co-orientador:
Professor Dr. Enio Roberto Ribeiro.

RESUMO

Esta dissertação apresenta os resultados de ensaios teóricos de programas computacionais desenvolvidos para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Para a fundamentação deste desenvolvimento foram abordados e estudados temas como: geração descentralizada, energia solar, materiais fotovoltaicos e tipos de sistemas fotovoltaicos usuais.

Os programas desenvolvidos facilitam os cálculos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, além de permitirem a realização de orçamentos de implantação, e determinação dos custos da energia produzida.

Dois estudos de caso foram realizados para comparação e aferição dos procedimentos desenvolvidos.

ABSTRACT

This dissertation presents the results of theoretical analysis of computational programs developed to dimension grid connected photovoltaic systems.

This development was based on studies of topics as: decentralized generation, solar energy, and typical photovoltaic systems, when necessary.

The developed program turn easy the calculations involved in a photovoltaic project. Besides that it permits the calculation of the budget for its implantation, and determine the costs of produced energy.

Two results from existing systems were used to confirm the accuracy of the results obtained in a theoretical simulation on the program.

APRESENTAÇÃO

A matriz energética mundial é composta por uma grande diversidade de fontes primárias, tais como: petróleo, gás natural, carvão, urânio, hidroeletricidade, solar, eólica e bioenergia.

Na ampla cadeia de suprimentos, verifica-se a predominância do consumo de combustíveis fósseis sobre os demais. As novas regulamentações ambientais e os avanços tecnológicos apresentam-se como elementos indutores de um novo ciclo da energia. Este trabalho aborda a geração descentralizada e particularmente os geradores fotovoltaicos conectados à rede.

Apesar da geração fotovoltaica, no Brasil, encontrar-se praticamente restrita às instituições acadêmicas e de pesquisas, é relevante destacar a versatilidade da aplicação desta modalidade energética na geração descentralizada.

Neste contexto o trabalho apresenta, como contribuição, uma proposta de procedimento para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

O programa FOVO1 facilita sobremaneira os cálculos e tomadas de decisões envolvidas em um projeto. No programa os dados técnicos do módulo fotovoltaico e do inversor são lançados em campos específicos das planilhas eletrônicas.

Na dinâmica da aplicação do programa, ao mesmo tempo em que se compõe o painel, verificam-se os limites de correntes e tensões suportados pelo inversor.

Os fusíveis envolvidos nas conexões são calculados automaticamente, e as normas de segurança são também observadas.

O programa FOVO2 além de contemplar o projeto técnico fornece planilhas de cálculos de orçamentos e na determinação dos custos da energia gerada.

O programa FOVO3 é uma planilha para cálculo da irradiância direta sobre o painel levando-se em conta a latitude local, o dia do ano e a inclinação do painel.

Finalmente, com o programa FOVO4 pode-se estimar a eficiência total de conversão (CC/CA) considerando a temperatura ambiente, perdas por descasamento entre módulos, perdas por sujeira nos módulos, perdas por tolerâncias de fabricação e a perda no próprio inversor.

O programa foi desenvolvido com base em um sistema FV projetado para uma residência localizada na cidade de Fresno, EUA para atender uma demanda de 3600 [kWh/ano].

Dois estudos de caso foram feitos para confronto e aferição dos programas, sendo um referente a um sistema fotovoltaico instalado no prédio do IEE – Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo - USP e outro referente a uma casa situada no Parque de Alternativas Energéticas para o desenvolvimento Auto-Sustentável – PAEDA situado na área da PCH Luiz Dias no Distrito de Rio Manço, município de Itajubá – MG.

DEDICATORIA

“Dedico este trabalho a minha esposa, Maria Celeste Cabral Menezes, e aos meus filhos Marco Antônio de Azevedo Menezes Filho, Daniel Cabral Menezes e Carlos Henrique Cabral Menezes, à Celeste um reconhecimento especial pela paciência e esperança”.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, fonte da vida, da sabedoria e da fé.

Agradeço a meus pais, meus alicerces.

Agradeço a D^a. Lourdes Salomon Cabral, cuja presença nos faz ver a vida pelo seu melhor ângulo, o amor. Estendo minha gratidão à sua família pelo incondicional apoio.

Agradeço aos Professores do Mestrado da Universidade Federal de Itajubá, em especial ao meu orientador, Professor Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho e ao meu co-orientador Professor Dr. Enio Roberto Ribeiro.

Sumário

Índice de figuras	xii
Índice de tabelas	xiv
Índice de gráficos	xv
Lista de siglas	xvii
Lista de símbolos e constantes	xix
Lista de arquivos de programa	xxii
Resumo	i
Abstract	ii
Apresentação	iii

Capítulo 1 – A geração descentralizada 01

1.1 – Introdução	01
1.2 – Tecnologias da geração descentralizada	01
1.3 – Benefícios e resultados esperados com a geração descentralizada	03
1.4 – Barreiras	04

Capítulo 2 – Energia solar 05

2.1–Introdução	05
2.2–Fundamentos	05
2.2.1–Espectro da radiação solar	05
2.2.2 – Massa de ar padrão	08
2.2.3 – Posição do Sol	10
2.2.4 – Inclinação ótima para o painel solar	13
2.2.5 – Posição do Sol para qualquer hora do dia	15
2.2.5.1–Hora angular	16
2.2.6 – Radiações que chegam ao painel solar	16
2.2.7 – Rastreadores solares	18
2.2.8 – Resumo do capítulo dois	21

Capítulo 3 – Materiais fotovoltaicos	22
3.1 – Historia da tecnologia fotovoltaica	22
3.2 – Marcos históricos	22
3.3 – Física básica dos materiais fotovoltaicos	24
3.3.1 – Impacto da largura de banda na eficiência dos painéis fotovoltaicos	29
3.3.2 – A junção PN	31
3.4 – Célula fotovoltaica genérica	33
3.4.1 – Circuitos equivalentes das células fotovoltaicas	34
3.4.2 – Associação de células em série	38
3.4.3 – Associação de células em paralelo	40
3.4.4 – Arranjos das células fotovoltaicas em módulos e painéis	42
3.5 – Testes e ensaios em módulos fotovoltaicos	42
3.5.1 – Curvas sob condições padronizadas para testes	43
3.6 – Panorama nacional e internacional dos sistemas fotovoltaicos	46
Capítulo 4 – Conexões e projetos fotovoltaicos	48
4.1 – Tipos de sistemas fotovoltaicos	48
4.1.1 – Sistema isolado (autônomo)	48
4.1.2 – Sistema de conexão direta	49
4.1.3 – Sistema conectado à rede	49
4.2 – Ponto de operação em função da carga	50
4.2.1 – Pontos de operação com irradiância constante e carga variável	51
4.2.2 – Pontos de operação com irradiância variável e carga resistiva fixa	51
4.2.3 – Rastreadores do ponto de máxima potência	52
4.3 – Detalhamento de sistemas FV conectados à rede	56
4.3.1 – Configurações práticas	56
4.3.2 – Segurança das instalações e dos usuários	59
4.3.3 – Aspectos relativos à rede elétrica	59

Capítulo 5 – Proposta de Procedimento para dimensionamento de sistemas FV conectados à rede.	61
5.1 – Considerações preliminares	61
5.1.1 – Relação entre as potências CC e CA	61
5.1.2 – Impacto da temperatura de operação da célula no campo	62
5.2 – Método “horas de pico” para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos	66
5.3 – Fator de capacidade para sistemas interligados	67
5.4 – Projeto de Fresno adotado como referência para aferição da proposta de procedimento	68
5.5 – Detalhamento do projeto de Fresno	68
5.5.1 – Fluxograma do projeto para cálculos efetuados manualmente (Fluxograma 1)	69
5.5.2 – Dados gerais do projeto	69
5.5.3 – Cálculo da potência CA necessária	69
5.5.4 – Potência CC	71
5.5.5 – Área do painel (estimativa preliminar)	71
5.5.6 – Escolha do módulo FV e do Inversor	71
5.5.7 – Número de módulos KC158G	72
5.5.8 – Arranjo do painel com módulos KC158G	72
5.5.9 – Configuração final do sistema e recálculo da área do painel	73
5.5.10 – Produção anual de energia	73
5.5.11 – Dimensionamento dos fusíveis	73
5.5.12 – Dimensionamento dos cabos	74
5.6 – Desenvolvimento do programa FOVO	75
5.6.1 – Fluxograma do projeto usando método computacional (Fluxograma 2)	76
5.6.2 – Aplicação do procedimento proposto para o projeto de Fresno desenvolvido no item 5.5 (FOVO1_Fresno)	77
5.6.3 – Uso da planilha “Projeto FV Fresno Geral”	77 a 78
5.6.4 – Uso das planilhas de números 2 a 5	79 a 81

Capítulo 6 – Estudo de caso.	83
6.1 Caso 1: Produção anual de energia – Sistema instalado no IEE – USP	83
6.1.1 – Caracterização do sistema	83
6.1.2 – Especificações técnicas	84
6.1.3 – Comentários sobre os resultados obtidos	86
6.2 – Caso 2: Sistema FV alternativo para a casa do PAEDA	87
6.2.1 – Caracterização	87
6.2.2 – Resultados obtidos	89
6.2.3 – Comparação dos resultados obtidos no item 6.2.2 com as tarifas praticadas no Brasil	93
6.2.4 – Comentários sobre os resultados obtidos	95
Capítulo 7 – Conclusões e recomendações	96
Referências bibliográficas	99
ANEXO 1: Referências para os projetos de Fresno e da casa do PAEDA	102
ANEXO 2: Referências para o estudo de caso 2 Sistema instalado no IEE-USP	108

Índice de figuras.

Figura 2.1 - Distância percorrida pela radiação dentro da atmosfera terrestre	09
Figura 2.2 - Trajetória elíptica da terra, Equinócios e Solstícios	12
Figura 2.3 - Vista alternativa para cálculo da declinação solar	12
Figura 2.4 - Pannel com inclinação local igual ao ângulo da latitude	13
Figura 2.5 - Configuração para determinação do ângulo de inclinação do pannel	14
Figura 2.6 - Posições do Sol relativas aos seus ângulos de altitude e azimute	15
Figura 2.7 - Hora angular	16
Figura 2.8 - Radiações solares direta, refletida e difusa	17
Figura 2.9 a - Sistema de rastreamento solar com dois eixos	20
Figura 2.9 b - Sistema de rastreamento solar com um eixo	20
Figura 3.1.a - Átomo de silício (representação completa)	24
Figura 3.1.b - Átomo de silício (representação simplificada)	24
Figura 3.2 - Estrutura molecular do átomo de Silício	25
Figura 3.3 – Bandas de condução para os metais e para os semicondutores	26
Figura 3.4 – Formação do par Lacuna-eletron e a recombinação	27
Figura 3.5 – Deslocamentos da Lacuna e do elétron	27
Figura 3.6 – Diodo de junção PN	31
Figura 3.7 – Características elétricas do diodo de junção	32
Figura 3.8 – Célula fotovoltaica genérica	33
Figura 3.9 – Circuito equivalente simplificado da célula fotovoltaica	34
Figura 3.10 – Circuito equivalente da célula FV com fonte de corrente e diodo	35
Figura 3.11 – Parâmetros importantes para as células FV	35

Figura 3.12 – Duas células ligadas em série com circuitos equivalentes Simplificados	37
Figura 3.13 – Circuito equivalente completo com R_p e R_s	38
Figura 3.14 – Associação de células em série	39
Figura 3.15 – Associação de três células em paralelo	40
Figura 3.16 - Diodos de by-pass e de bloqueio para proteção do painel	41
Figura 3.17 - Arranjos de células, módulos e painéis FV	42
Figura 3.18 – Potências em circuito aberto, em curto e com carga	43
Figura 4.1 – Sistema FV autônomo	48
Figura 4.2 - Conexão direta do FV a um motor de corrente contínua e bomba d'água	49
Figura 4.3 - Sistema fotovoltaico conectado à rede	50
Figura 4.4 - Ponto de operação em função da irradiância padrão e variação de uma carga resistiva	51
Figura 4.5 - Conversor CC/CC “Elevador-Abaixador”	53
Figura 4.6 - Variação da largura do pulso no sistema de Chaveamento do inversor	54
Figura 4.7 - Atuação do RPMP e conseqüente deslocamento dos pontos de máxima potência nas curvas $V \times I$ do painel FV	56
Figura 4.8 – Painel FV conectado à rede através de um único inversor	57
Figura 4.9 – Painéis com inversores individuais montados na traseira do módulo permitindo ampliações	58
Figura 4.10 – Sistema FV conectado à rede usando um inversor trifásico de grande porte	58
Figura 4.11 - Inversor tipo VSI (Fonte de tensão) com ponte completa de modulação por largura de pulso	60
Figura 6.1 – Sistema FV do prédio da administração do IEE-USP	85
Figura 6.2 – Planta baixa da casa do PAEDA atendida parcialmente por um sistema FV	87

Índice de tabelas

Tabela 1.1 – Tecnologias da geração distribuída	03
Tabela 2.1 – Número do dia primeiro de cada mês	11
Tabela 2.2 - Irradiância e insolação considerando a latitude, algumas Inclinações e direcionamentos do painel, e sistemas de rastreamento	17
Tabela 2.3 - Irradiância direta sobre um painel situado na latitude de 23° e com inclinação $\Sigma = L - \delta$ para o dia primeiro de maio (122° dia do ano) (Arquivo FOVO3)	18
Tabela 3.1 – Tabela periódica parcial dos elementos químicos	24
Tabela 3.2 – Largura de banda [eV] para alguns materiais FV	30
Tabela 3.3 – Características técnicas de alguns módulos FV	45
Tabela 3.4 – Sistemas conectados à rede no Brasil	46
Tabela 6.1 – Configuração do sistema FV do IEE – USP	83
Tabela 6.2 – Planilha de consolidação e comparação com da do sistema real	84
Tabela 6.3 – Quadro de cargas da casa do PAEDA	88
Tabela 6.4 – Planilha de consolidação do estudo de caso 2	90
Tabela 6.5 – Planilha de orçamento do estudo de caso 2	91
Tabela 6.6 – Custo da energia e amortização do investimento – estudo de caso 2	91
Tabela 6.7 – Quadro de tarifas homologadas pela ANEEL para algumas regiões do Brasil (Atualizado em 01/12/2008)	94
Tabela 6.8 – Tarifas residenciais da CEMIG vigentes a partir de 08/04/2008	94

Índice de gráficos.

Gráfico 1.1 - Amostra de um universo de 13 566 plantas com Potências entre 50 [kW] a 1300 [MW] localizadas nos EUA	02
Gráfico 2.1 – Espectro da irradiação da terra modelada como um corpo negro	06
Gráfico 2.2 – Comparação entre o espectro solar extraterrestre e o de um corpo negro a 5800 K	07
Gráfico 2.3 – Espectros solares para algumas relações de massa de ar	10
Gráfico 2.4 - Irradiância calculada com o programa FOVO3 para o dia primeiro de maio – Latitude 23° Sul e inclinação $\Sigma = L - \delta$	19
Gráfico 3.1 – Evolução da eficiência dos fotovoltaicos	23
Gráfico 3.2 – Aproveitamento da energia dos fótons pelo silício	29
Gráfico 3.3 - Máxima eficiência de materiais fotovoltaicos em função da largura de banda	31
Gráfico 3.4 - Variação da corrente em uma célula FV com a insolação	36
Gráfico 3.5 – Variação da corrente e da tensão de uma célula FV em função da insolação	37
Gráfico 3.6 – Associação de células em série.	39
Gráfico 3.7 – Módulo com 36 células em série e curva da tensão versus corrente para um módulo de 36 células	40
Gráfico 3.8 – Curva da tensão x corrente para a associação em paralelo	41
Gráfico 3.9 – Curva de potência do módulo FV	44
Gráfico 3.10 - Curva com retângulos de potência para um módulo da Kyocera	44
Gráfico 4.1 - Pontos de operação com carga fixa e variação da irradiância	52
Gráfico 4.2 - Atuação do RPMP e consequente deslocamento dos pontos de máxima potência nas curvas V x I do painel FV	56
Gráfico 5.1 – Curvas características de Vx I considerando a variação da temperatura da célula para o módulo KC120-1 da Kyocera	62
Gráfico 5.2 – Eficiência de conversão EC ou rendimento global (PR) em função da temperatura ambiente	65

Gráfico 5.3 – Potência CC disponibilizada pelo painel em função da temperatura ambiente. Arquivo	65
Gráfico 6.1 – Custo da energia comparado com a potência instalada em kWp	92
Gráfico 6.2 – Custo da energia comparado com a potência instalada em kWp e redução de 30% no custo da implantação	92

Lista de siglas.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá

CELB – Companhia Energética da Borborema

CELTINS – Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CEMIG-D – CEMIG Distribuição S/A

CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas

Centrais Hidroelétricas

CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

COPPE – Laboratório da Universidade Federal do Rio de Janeiro UFRJ

CRESESB – Centro de referência para energia solar e eólica

Sérgio de Salvador Brito

CMC – Contribuição Mensal ao Consumo

EC – Eficiência de conversão

ENERSUL – Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S/A.

EUA – Estados Unidos da América

FC – Fator de Capacidade

FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor

FP – Fator de Preenchimento

FV – Fotovoltaico

GD – Geração Descentralizada

HYTRON – Tecnologia em Hidrogênio

IEE-USP – Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo

IS - Insolação

JARI – Jarí Celulose S/A

LABSOLAR – Laboratório Solar da Faculdade de Engenharia Mecânica da
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

LRC-NASA – The Lewis Research Center – National Aeronautics and Space Administration

LSF – Laboratório Solar da Universidade Estadual de São Paulo

MCH – Micro Central Hidroelétrica

MCI – Máquina de combustão interna

MMH – Mini Central Hidroelétrica

NEC – National Electrical Code

PAEDA – Parque de Alternativas Energéticas para o Desenvolvimento Auto-sustentável

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

PR – Rendimento global

PS – Produção Solar

RPMP – Rastreador do Ponto de Máxima Potência

STC – Condição Padrão de Testes para módulos fotovoltaicos

UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá

UHENPAL – Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda

USP – Universidade de São Paulo

Símbolos e constantes

β – Ângulo de altitude em graus

β_N – Ângulo de altitude formado entre o zênite e a linha da declinação solar

δ - Declinação solar em graus

ϵ – Campo elétrico na região de depleção da junção PN

θ – Ângulo formado entre a normal ao plano do painel e o raio solar incidente

λ - comprimento de onda [μm]

$\lambda_{(\text{máx})}$ - Comprimento de onda correspondente à máxima irradiação de um corpo

σ – Constante de Stefan-Boltzmann = $5,67 \cdot 10^{-8}$ [$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}^4$]

Σ - Ângulo de inclinação do coletor solar em relação ao plano horizontal

Φ_S - Azimute solar (ângulo entre o plano da inclinação solar e o Norte)

A – Área do corpo negro [m^2]

As – Arsênio

B – Boro

C – Velocidade da luz no vácuo ($3 \cdot 10^8$ [m/s])

C_t - Ciclo de trabalho de uma onda periódica [%]

Cd – Cádmiio

Cu – Cobre

E – Emissão total de um corpo negro [W]

E_f – Energia do fóton [J]

EC – Eficiência global de conversão

Eg – Banda proibida nos semicondutores ou metais

eV – Elétron-Volt ($1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-19}$ [J.s])

E_λ – Potência emitida por um corpo negro /unidade de área - [$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \mu\text{m}$]

f – Frequência (ciclos por segundo ou Hz)

FC – Fator de capacidade

FV – Sistema fotovoltaico

Ga – Gálio

Gap – Intervalo entre bandas permitidas em um metal ou em um semicondutor

H- Hora angular

h – Constante de Planck ($6,626 \cdot 10^{-34}$ [J.s])
 I_{BC} – Irradiação difusa para o coletor solar
 I_{DC} – Irradiação direta para o coletor solar
 I_d – Corrente direta em um diodo polarizado diretamente
 I_{RC} – Irradiação refletida para o coletor solar
 I_n – Índio
 I_0 – Corrente de saturação reversa do diodo
 K – Constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ [J/K])
 L - Ângulo da latitude local em graus
LED – Diodo emissor de luz
 m - Massa de ar relativa
 n - Número do dia do ano, sendo 1º de Janeiro o dia número um
 N – Material de silício cristalino com impurezas tipo N
 P – Material de silício cristalino com impurezas tipo P
 P_{CA} –Potência em corrente alternada obtida na saída do inversor
 $P_{CC,STC}$ – Potência em corrente contínua nas condições padrão de testes
 PN – Junção dos materiais tipo P e tipo N para formar o diodo
 PR – Rendimento global ou eficiência de conversão
 q – Carga do elétron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ [C])
 S – Insolação [kW/m^2]
 Se – Selênio
 Si – Silício
 T – Temperatura absoluta em graus Kelvin
 T_p - Período do trem de pulsos de chaveamento do inversor
 T_{AMB} – Temperatura ambiente em °C
 Te – Telúrio
 T_{CEL} – Temperatura da célula em °C
 $T_{NOC} - T_{Nominal}$ da célula para $T_{Ambiente}$ igual a 20°C
 V_d – Tensão entre os terminais P e N do diodo
 V_o – Tensão na saída do sistema de chaveamento
 V_i – Tensão na entrada do sistema de chaveamento

Lista de archivos de programa (FOVO)

FOVO1_Fresno

FOVO1_ieeusp

FOVO2_paeda_

FOVO3_Calc_Io

FOVO4_EC

Capítulo 1

A Geração Descentralizada

1.1 Introdução

Assiste-se nos países desenvolvidos e na maioria dos países em desenvolvimento, que a tradicional incorporação vertical praticada pelas companhias de eletricidade, integrando os serviços de geração, transmissão, distribuição e prestação de serviços, está sofrendo uma completa e revolucionária mudança. Neste capítulo é apresentada uma breve descrição da geração descentralizada com o intuito de caracterizar o ambiente e as formas de aplicação do sistema de geração fotovoltaico.

A abertura das redes de transmissão e de distribuição para os produtores independentes, que oferecem energia barata, mais eficiente e plantas em menor escala, estão evoluindo satisfatoriamente.

Os esforços para reestruturação do setor no sentido de criar um ambiente competitivo entre os geradores, permitindo que os clientes escolham suas fontes de potência, estão impulsionando os projetos de geração descentralizada (GD).

Nos EUA, onde a matriz energética é bem diversificada e naturalmente com sistemas de geração mais distribuídos, constata-se que a partir de meados dos anos 80, o tamanho médio das plantas vem diminuindo, conforme mostrado no Gráfico 1.1.

Os sistemas ficaram parecidos com os do início do século vinte, onde mais da metade da energia dos EUA era gerada pelo próprio consumidor, com pequenos sistemas isolados, atendendo o consumo das indústrias no mesmo espaço físico das plantas industriais.

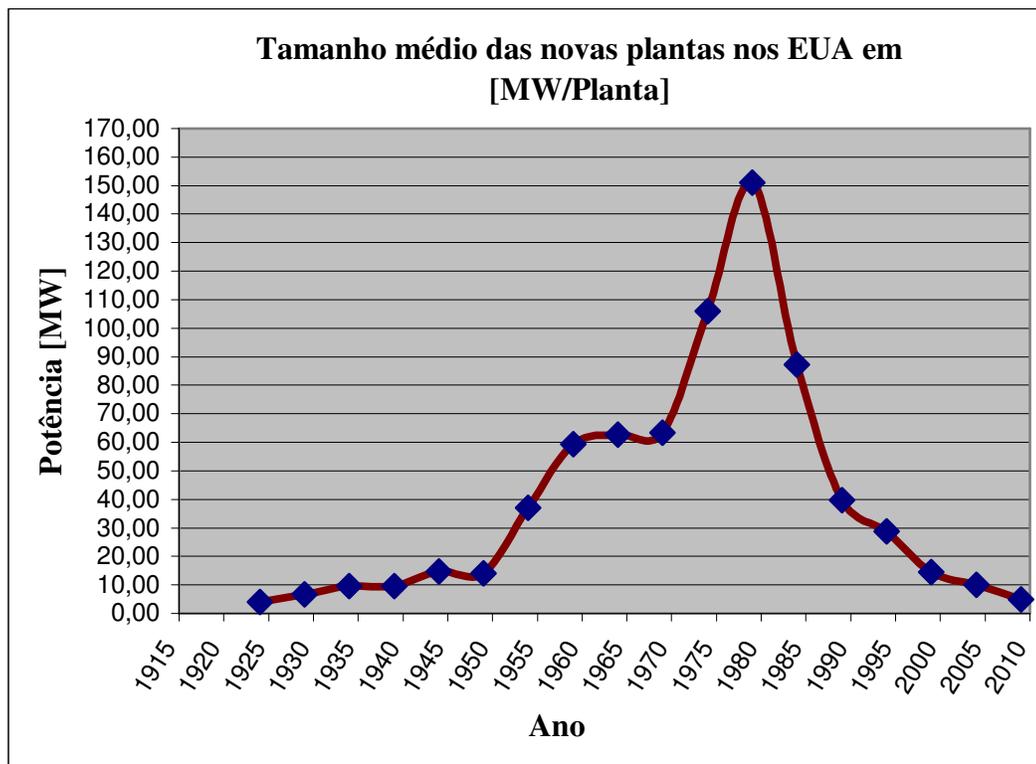
Muitos destes sistemas eram locados nos porões das edificações, os quais aproveitavam as sobras de calor da planta de potência.

1.2 Tecnologias da geração descentralizada

Os antigos sistemas de máquinas a vapor, usados para aquecimento e obtenção de potência, possuem equivalentes modernos em forma de micro-turbinas, células de

combustíveis, máquinas de combustão interna, aero-geradores e pequenas turbinas a gás.

Gráfico 1.1: Amostra de um universo de 13 566 plantas com potências entre 50 [kW] a 1300 [MW] localizadas nos EUA. Fonte: Adaptado de Hytron – Tecnologia em Hidrogênio (joão.carlos@hytron.com.br)



Com o uso destes sistemas, os consumidores estão redescobrendo as vantagens econômicas da geração local, daí a denominação de co-geração para aquecimento e potência.

Além dos benefícios econômicos, outras motivações estão incentivando a transição para sistemas em pequena escala.

Os sistemas de geração descentralizada vêm ao encontro dos interesses e preocupações com relação aos impactos ambientais, especialmente com os relacionados às mudanças climáticas. Existe também a preocupação quanto à vulnerabilidade dos sistemas centralizados, com referência a ataques terroristas, e com o aumento da demanda por eletricidade confiável para a economia digital.

A topologia de uma rede de geração descentralizada, naturalmente, deve permitir a participação de todas as fontes de energia disponíveis. Esta possibilidade propicia a composição de matrizes energéticas versáteis e preferencialmente constituídas por fontes renováveis.

A tecnologia empregada define o tamanho da planta e a interface com a rede, conforme mostrado na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 Tecnologias da Geração Distribuída.
Adaptado de Hytron – Tecnologia em Hidrogênio

TECNOLOGIAS					
Tecnologia	Fonte	Interface	Tamanho		
			Pequena < 100 [kW]	Média entre 0,1 e 1 [MW]	Grande > 1 [MW]
Turbina a gás	Combustível fóssil e biogás	Conexão direta e geração em CA			X
MCI (máquina de combustão interna)	Combustível fóssil e biogás	Conexão direta e geração em CA	X	X	X
PCH (pequena central hidroelétrica)	Renovável	Conexão direta e geração em CA			X
MMH (mini central hidroelétrica)	Renovável	Conexão direta e geração em CA		X	
MCH (micro central hidroelétrica)	Renovável	Conexão direta e geração em CA	X		
Eólica	Renovável	Conexão direta e geração em CA			X
Fotovoltaica	Renovável	Geração em CC e Inversor	X	X	X
Microturbina	Combustível Fóssil e biogás	Geração em CC e Inversor	X	X	
Célula a Combustível	Renovável/Não Renovável	Geração em CC e Inversor	X	X	X

1.3 Benefícios e resultados esperados com a GD

A geração descentralizada vem sendo impulsionada pela reestruturação do setor elétrico, pelos avanços tecnológicos e pelas novas regulamentações ambientais.

Na prática a geração descentralizada propicia cortes de picos de carga, suporte à rede de distribuição, co-geração, aumento da segurança e suprimento de energia para consumidores remotos ou isolados.

Além destes deve-se considerar também uma maior flexibilidade para que os clientes reajam às variações de preços dos insumos energéticos.

A geração descentralizada influencia beneficemente no planejamento de investimentos das concessionárias, seja no alívio de cargas de subestações ou no adiamento de investimentos em linhas de transmissão, na rede de distribuição e em subestações.

A redução da poluição através da substituição das fontes primárias de energia por fontes renováveis ou por outras menos poluentes traz, sem dúvida, uma grande contribuição ao meio ambiente.

1.4 Barreiras

A interconexão dos geradores descentralizados com a rede apresenta algumas preocupações para as concessionárias no que se refere à estabilidade da rede, segurança do pessoal de manutenção, interferência na qualidade da energia e uso de sistemas de proteção não familiares às concessionárias.

A interconexão aumenta a complexidade do gerenciamento da rede, entretanto, um esforço, envolvendo os consumidores, as concessionárias e os agentes reguladores, deve ser feito, objetivando a padronização dos equipamentos de interconexão e das normas e exigências por parte das concessionárias para aprovarem novas interligações.

Com estas providências pode-se reduzir custos e evitar diferentes exigências por parte das concessionárias, fatores, que podem inviabilizar pequenos projetos de geração.

Capítulo 2

Energia solar

2.1) Introdução

Este capítulo aborda a radiação solar e a influência da atmosfera terrestre sobre os diversos comprimentos de onda das radiações solares.

Aborda também a variação das intensidades das radiações que chegam à superfície terrestre em função da posição do Sol ao longo do dia e ano e o posicionamento dos painéis solares para otimização da captação destas radiações.

O Sol com seu gigantesco diâmetro de 1,4 milhão de [km] é na realidade um imenso reator que faz a fusão de átomos de hidrogênio formando hélio. O resultado da perda de massa é convertido em cerca de $3,8 \cdot 10^{20}$ [MW] de energia eletromagnética que é irradiada da superfície do Sol para o espaço, (Masters, 2004).

2.2) Fundamentos

A fundamentação teórica sobre energia solar, materiais fotovoltaicos, o desenvolvimento dos projetos e do procedimento proposto, incluindo as equações, os gráficos e tabelas, quando não citados, foram baseados no livro “Renewable and Efficient Electric Power Systems de Gilbert M. Masters 2004”, conforme detalhado no Anexo 1.

2.2.1) Espectro da radiação solar

A maneira usual de avaliar o quanto um corpo emite de radiação é compará-lo com um corpo hipotético teórico denominado “corpo negro”.

O comprimento de onda emitido pelo corpo negro depende de sua temperatura como descrito pela lei de Planck:

$$E_{\lambda} = (3,74 \cdot 10^8) / \lambda^5 [e^{(14400 / \lambda \cdot T) - 1}] \quad (2.1)$$

Onde:

E_{λ} – Potência emitida por um corpo negro/unidade de área: [W/m²-μm];

T – temperatura absoluta [K];

λ - comprimento de onda [μm].

Modelando a terra como um corpo negro a 288 K (15°C) e aplicando a equação 2.1, Obtém-se o gráfico 2.1 que mostra a intensidade da radiação para os diversos comprimentos de onda (Palz, 1981).

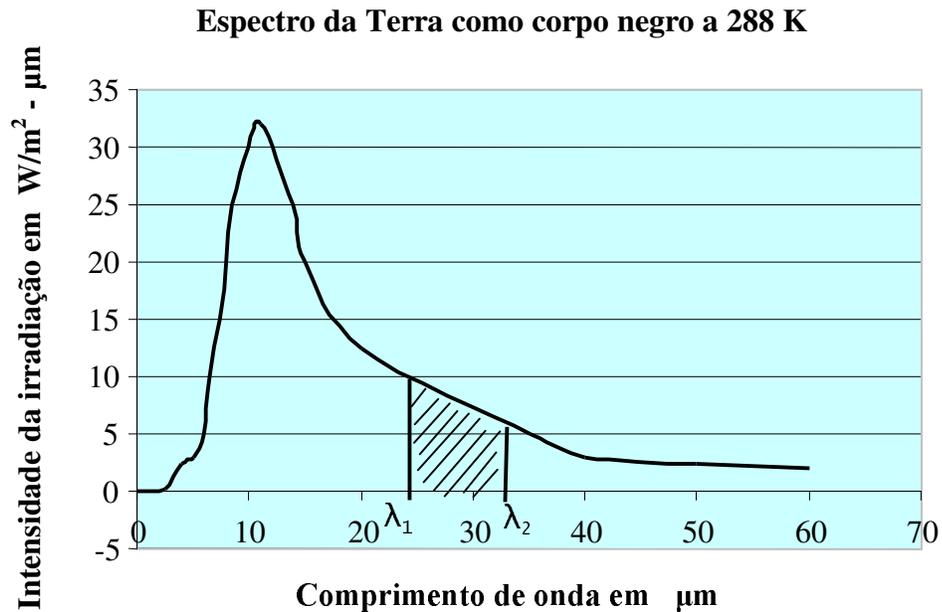


Gráfico 2.1: Espectro da irradiação da Terra modelada como um corpo negro

A área sob a curva de Planck entre dois comprimentos de onda (λ_1 e λ_2) é a potência emitida entre estes dois comprimentos. A potência total é expressa pela lei da irradiação de Stefan-Boltzmann:

$$E = A \cdot \sigma \cdot T^4 [\text{W}] \quad (2.2)$$

Onde:

E – Emissão total do corpo negro [W];

σ – Constante de Stefan-Boltzmann = $5,67 \cdot 10^{-8}$ [$\text{W/m}^2 \cdot \text{K}^4$];

T – Temperatura do corpo negro em [K];

A – é a área do corpo negro [m^2].

Da curva de radiação do corpo negro determina-se também através da regra de deslocamento de Wien o comprimento de onda onde a radiação é máxima, assim:

$$\lambda_{(\text{max})} = 2898 / T [\text{K}] \quad (2.3)$$

A temperatura no interior do Sol é estimada em 15.10^6 K, entretanto, a radiação que emana da superfície tem uma distribuição espectral condizente com o previsto pela lei de Planck para um corpo negro a 5800 K.

O Gráfico 2.2 mostra a compatibilidade das duas curvas, isto é, o espectro extraterrestre e o espectro do corpo negro a 5800 K.

A área total sob a curva do corpo negro foi calculada em $1,37 \text{ kW/m}^2$, que corresponde ao fluxo solar na fronteira da atmosfera terrestre e é conhecido como constante solar. Verifica-se também que as áreas sob a curva do espectro solar real apresentam 7% correspondendo à radiação UV (ultravioleta), 47% à luz visível e 46% à radiação IV (infravermelho). O espectro da luz visível fica entre os comprimentos de onda de $0,38 \text{ } [\mu\text{m}]$ (violeta) e $0,78 \text{ } [\mu\text{m}]$ (vermelho).

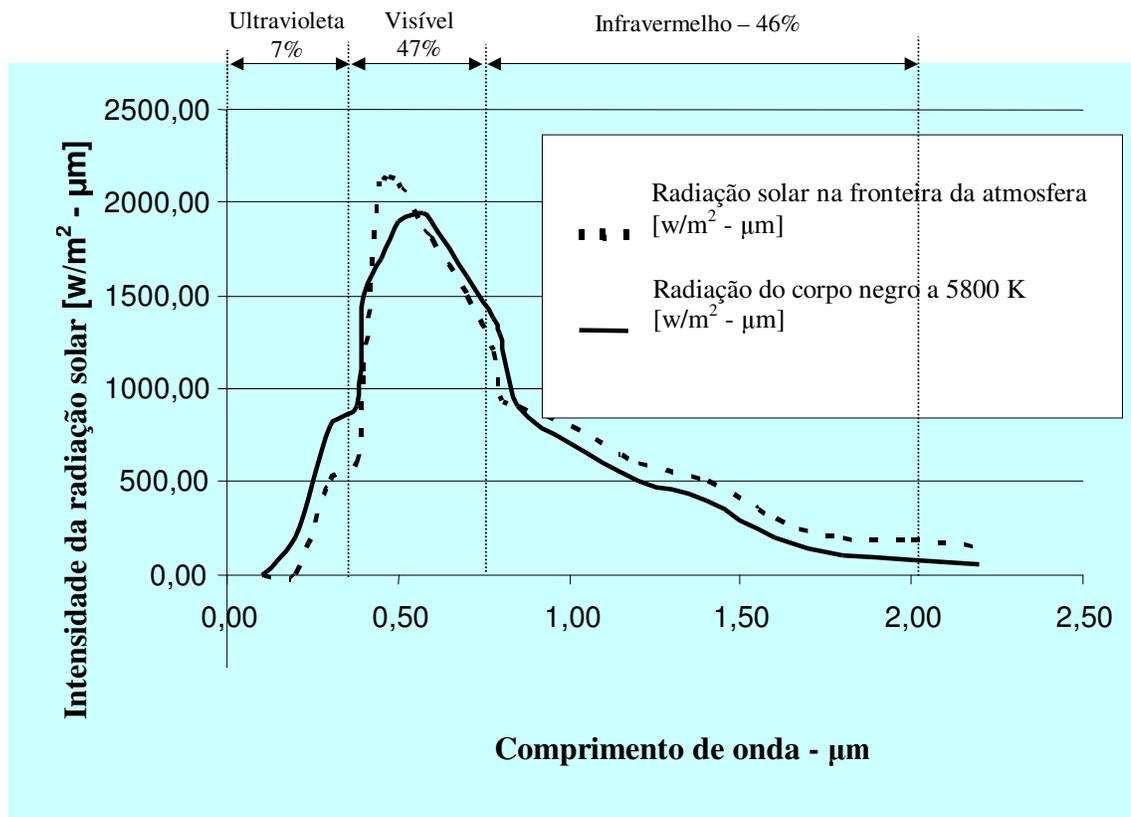


Gráfico 2.2 - Comparação entre o espectro solar extraterrestre e do corpo negro a 5800K (Palz, 1981).

Aplicando as equações 2.1, 2.2 e 2.3 obtém-se respectivamente para a Terra e para o Sol os comprimentos de onda onde as radiações são máximas, ou seja, para a Terra $\lambda_{(máx)} = 10,1 \text{ } [\mu\text{m}]$ e para o Sol $\lambda_{(máx)} = 0,5 \text{ } [\mu\text{m}]$.

Observa-se que a atmosfera terrestre reage muito diferentemente com relação aos comprimentos de onda emitidos pela superfície terrestre (gráfico 2.1) do que os comprimentos de onda que chegam do Sol (Gráfico 2.2). Esta diferença é o fator fundamental responsável pelo efeito estufa.

2.2.2) Massa de ar padrão

Para os cálculos das radiações solares que chegam à superfície terrestre é necessário considerar a massa de ar que a radiação tem que transpor para atingir a superfície. Esta quantidade de massa depende da posição do Sol em relação ao ponto considerado na superfície terrestre. Assim, define-se a relação de massa de ar como sendo:

$$m = h_2 / h_1 = 1 / \text{sen}\beta \quad (2.4)$$

Onde:

h_1 – Distância percorrida pela radiação solar quando o Sol encontra-se no Zênite (meio dia);

h_2 – Distância percorrida pela radiação para uma posição qualquer do Sol entre o nascente e o poente.

A Figura 2.1 ilustra a definição de relação de massa de ar.

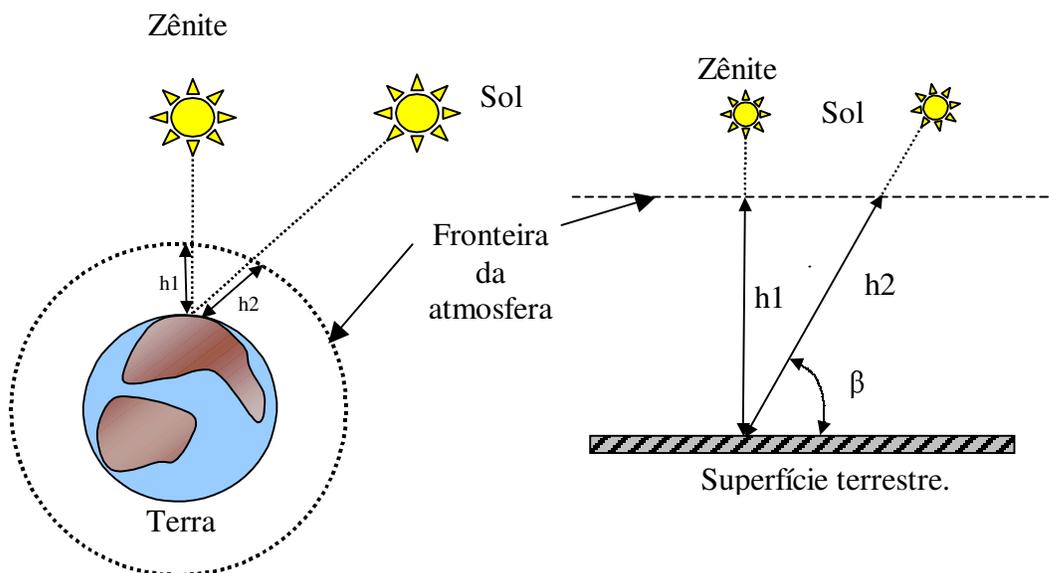


Figura 2.1 Distância percorrida pela radiação dentro da atmosfera terrestre. (Palz, 1981) e Tutorial de energia solar do CRESESB - 2007.

As relações de massa de ar padronizadas são:

$m = 0$, refere-se a radiação na fronteira da atmosfera;

Com $m = 1$, significa que o Sol está no zênite e $\beta = 90^\circ$, esta relação recebe a denominação de AM1 ;

Uma irradiância de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$, recebida na superfície terrestre em dia claro ao meio dia e temperatura da célula em $25 \text{ [}^\circ\text{C]}$ são condições padronizadas para a obtenção das curvas características dos módulos fotovoltaicos. A irradiância de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ ao Sol do meio dia é denominada de 1 Sol.

Com $m = 2$, tem uma inclinação de 60° , ou seja, $\beta = 60^\circ$, esta relação recebe a denominação de AM2 ;

Com $m = 1,5$ a inclinação é de $41^\circ 48' 36''$ e esta relação de massa de ar (AM1,5) define um espectro de radiação médio na superfície da terra, o qual, é adotado como referência para cálculos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, e também para realização de ensaios com os dispositivos fotovoltaicos.

A influencia da atmosfera sobre a radiação solar que chega a superfície terrestre é mostrada no Gráfico 2.3, onde são consideradas: a radiação extraterrestre ($m = 0$) e as radiações com os coeficientes de massa de ar AM1 e AM5.

Observa-se que com AM5 a quantidade de massa a ser transposta pela radiação é bem maior e o valor da irradiância é próxima de 500 $[W/m^2]$.

Com AM1 chega à superfície uma irradiância de aproximadamente 1400 $[W/m^2]$, enquanto que na fronteira da atmosfera terrestre a irradiância é de aproximadamente 2000 $[W/m^2]$.

Espectros solares que chegam a Terra

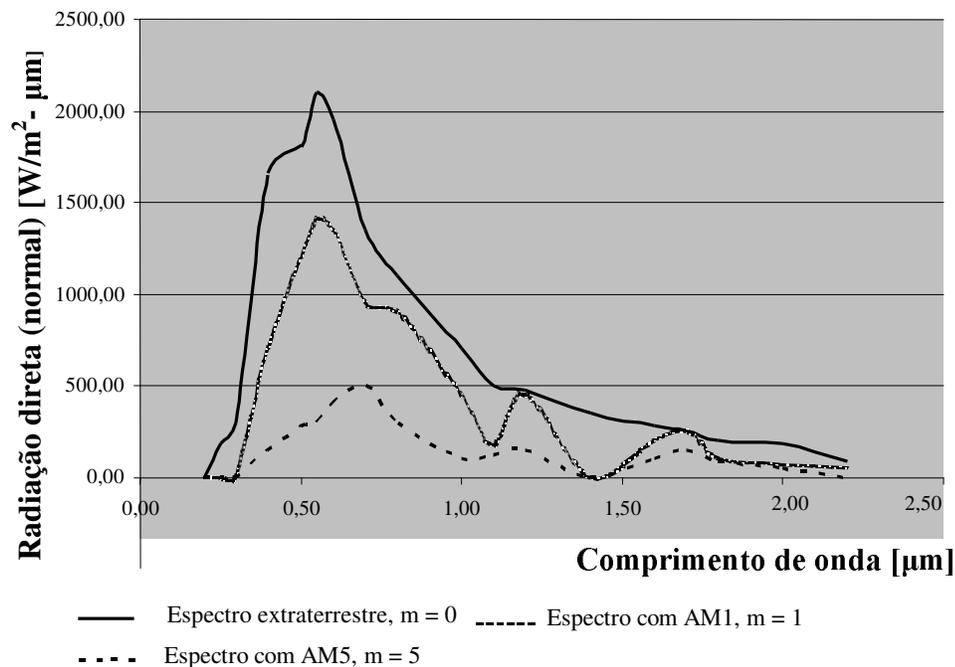


Gráfico 2.3: Espectros solares para algumas relações de massa de ar. (Sayigh, 1979).

2.2.3) Posição do Sol

Das considerações feitas no item 2.2.2, constata-se a importância da posição relativa do Sol para os cálculos do aproveitamento solar. Uma referência importante é a posição do Sol ao meio dia.

A Terra gira em torno do Sol em uma órbita elíptica, fazendo uma revolução a cada 365,25 dias. A excentricidade da elipse é pequena, e a órbita pode ser

considerada como quase circular. O ponto no qual a Terra está mais próxima do Sol (periélio) ocorre em 2 de janeiro. Neste ponto a distância é de pouco mais de 147 milhões de quilômetros. O outro extremo (afélio), ocorre em 3 de julho, onde a distância é de cerca de 152 milhões de quilômetros.

A distância da Terra ao Sol para qualquer dia do ano pode ser calculada pela relação abaixo:

$$D = 1,5 \cdot 10^8 \{1 + 0,017 \cdot \text{sen}[360 \cdot (n - 93) / 365]\} [\text{km}] \quad (2.5)$$

Onde:

n = Número do dia (sendo 1º de Janeiro o dia número 1 e 31 de Dezembro o dia número 365).

A Tabela 2.1 apresenta o número do dia primeiro de cada mês, facilitando a determinação dos números dos demais dias do ano para uso na equação 2.5.

Tabela 2.1 Número do dia primeiro de cada mês.

Mês	Número do dia	Mês	Número do dia
Janeiro	1	Julho	182
Fevereiro	32	Agosto	213
Março	60	Setembro	244
Abril	91	Outubro	274
Maior	121	Novembro	305
Junho	152	Dezembro	335

Uma correção deve ser feita no ângulo de revolução diário da Terra em torno do seu próprio eixo de 360^0 para $360,99^0$ com a finalidade de manter-se o sincronismo com os relógios, isto é, em 24 horas a Terra na realidade gira $360,99^0$.

O plano de varredura descrito pela Terra na sua órbita é chamado de plano elíptico. O ângulo do eixo de revolução da Terra tem uma inclinação de $23,45^\circ$ e esta inclinação, naturalmente, é o que causa as estações do ano. A Figura 2.2 mostra a revolução da Terra e o plano elíptico.

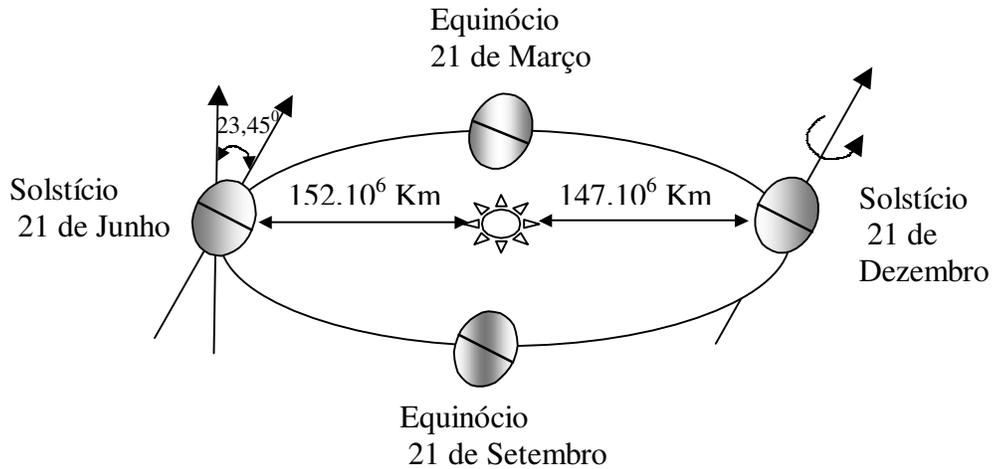


Figura 2.2 Trajetória elíptica da Terra, Equinócios e Solstícios.
(Palz, 1981), (CRESESB, 2007)

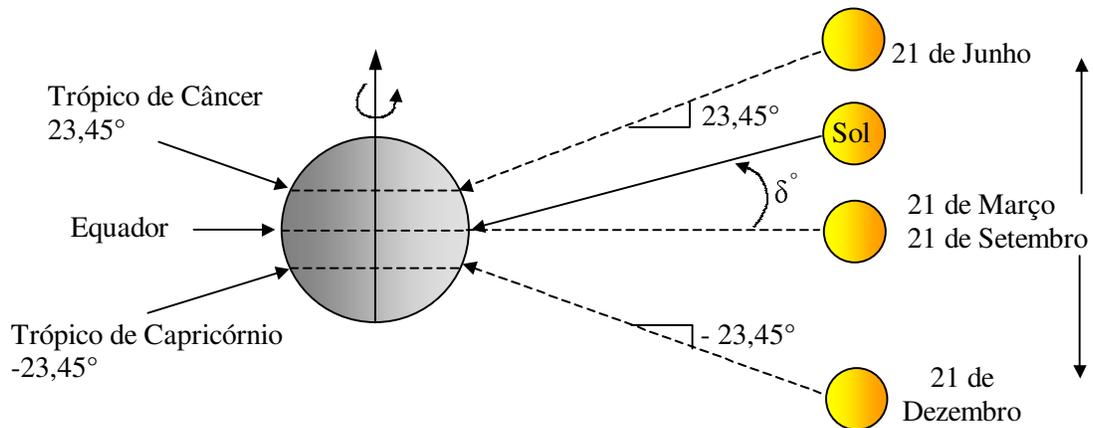


Figura 2.3: Vista alternativa, o ângulo entre o Sol e o equador (δ) é chamado de declinação solar (Masters, 2004).

O uso da Figura 2.3 facilita a determinação da posição do Sol através do ângulo de declinação solar e não afeta em nada as equações já formuladas e nem as que serão formuladas a seguir.

A declinação solar para qualquer dia do ano pode ser calculada pela equação 2.6 abaixo:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left\{\left[\frac{360}{365}\right] \cdot (n - 81)\right\} \quad (2.6)$$

Onde n é o número do dia do ano;

A declinação solar é dada em [Graus].

2.2.4) Inclinação ótima para o painel solar

O ponto de partida para encontrar-se a inclinação ótima do painel solar é definir o ângulo que permite que o coletor receba os raios solares perpendicularmente ao painel no meio do dia (às 12:00 horas).

Verifica-se que o painel com o ângulo de inclinação igual ao da latitude local (L) fica paralelo ao eixo N-S da Terra, conforme mostrado na Figura 2.4.

Nestas condições, durante o equinócio, no “Sol do meio-dia”, a luz solar incidirá sobre a face do coletor em seu melhor ângulo, isto é, perpendicularmente à face do coletor. Para outras épocas do ano o Sol estará um pouco acima ou um pouco abaixo da normal ao plano, mas na média o ângulo de inclinação igual a (L) será o melhor ângulo.

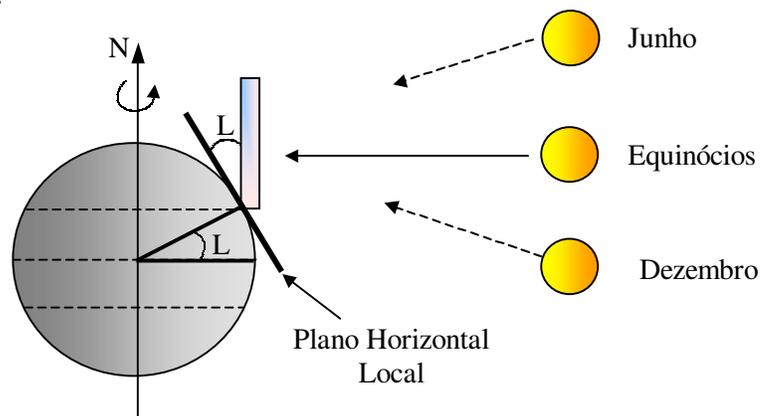


Figura 2.4: Painel com inclinação local igual ao ângulo da latitude (L) (Masters, 2004).

Observando a Figura 2.4 verifica-se que se houver necessidade de melhorar a performance no inverno o ângulo de inclinação precisa ser um pouco maior do que (L) (hemisfério norte), se a intenção for melhorar a coleta no verão o ângulo deverá ser menor do que (L).

Estabelecidos estes conceitos pode-se calcular o ângulo de inclinação que permite que os raios solares atinjam perpendicularmente o coletor ao meio-dia. Assim, define-se o ângulo de altitude (β_N) formado entre o zênite e a linha da declinação solar e o ângulo de inclinação do coletor em relação ao plano horizontal (Σ), conforme mostrado na Figura 2.5.

A equação que define o ângulo β_N é a seguinte:

$$\beta_N^\circ = 90^\circ - L^\circ + \delta^\circ \quad (2.7)$$

Onde β_N° - Ângulo de altitude em graus;

L° - Ângulo da latitude local em graus;

δ° - Declinação solar em graus.

Com as equações 2.6 e 2.7 determina-se o ângulo de inclinação (Σ), o qual permitirá que o painel solar receba os raios solares do meio-dia perpendiculares ao mesmo. O ângulo de inclinação ideal pode ser calculado para qualquer latitude e para qualquer dia do ano. A Figura 2.5 mostra os ângulos de altitude, da declinação solar e o ângulo proposto para a inclinação do coletor solar.

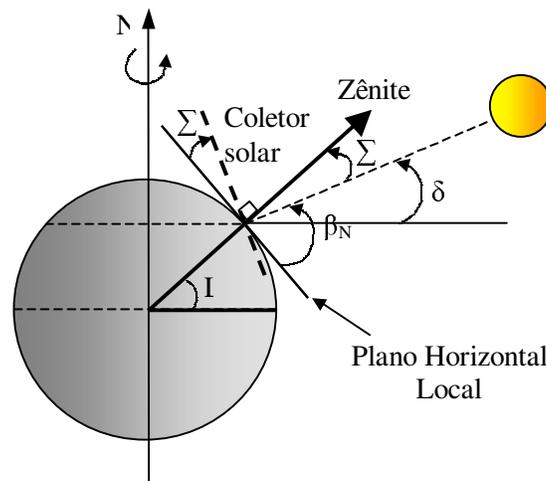


Figura 2.5 Configuração para determinação do ângulo de inclinação do painel solar. (Palz, 1981, Masters 2004).

Da Figura 2.5 deduz-se que o ângulo de inclinação do painel será o ângulo do zênite com o plano horizontal (90°) menos o ângulo de altitude β_N° , conforme mostrado na equação 2.8.

$$\Sigma^\circ = 90^\circ - \beta_N^\circ \quad (2.8)$$

2.2.5) Posição solar para qualquer hora do dia

A posição do Sol para qualquer momento do dia pode ser descrito através do ângulo de altitude β e do azimute Φ_S , significando o subscrito (S) que o azimute é referente ao Sol.

Por convenção o azimute é positivo durante a manhã e negativo após o meio-dia. Para um local no hemisfério Sul o azimute é medido em relação ao Norte verdadeiro e para um local no hemisfério Norte o azimute é medido em relação ao Sul verdadeiro. A Figura 2.6 mostra a trajetória do Sol desde o nascente até o poente do ponto de vista do hemisfério Sul.

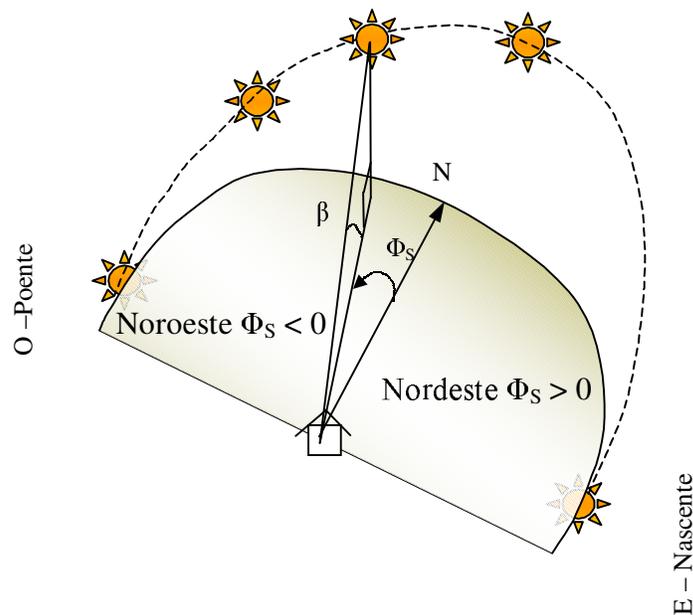


Figura 2.6: Posições do Sol relativas aos seus ângulos de altitude e azimute para o hemisfério sul.(Palz, 1981 e Masters 2004).

O azimute e o ângulo de altitude dependem da latitude, do número do dia, e mais importante, depende da hora do dia. O tempo pode ser expresso em horas antes ou depois do meio-dia, desta forma, o valor 8 AM representa o tempo solar de 4 horas antes de o Sol cruzar o seu meridiano local.

2.2.5.1) Hora angular (H)

Sabe-se que a Terra percorre um ângulo de 360° em 24 horas, isto é, 15° por hora, então a relação $15^\circ/\text{hora}$ multiplicada pelo número de horas antes do meio dia resultará no ângulo correspondente às horas antes do meio dia, conforme equação 2.9 a seguir.

$$H = (15^\circ/h) \cdot (\text{horasAM}) \quad (2.9)$$

Onde H é dado em [Graus]

A Figura 2.7 ilustra o conceito de hora angular.

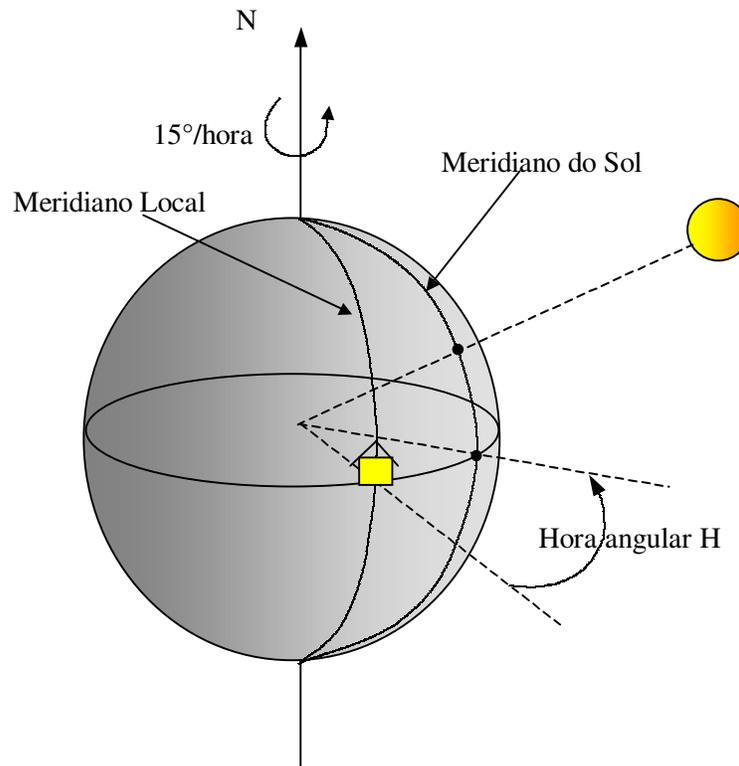


Figura 2.7: Hora angular, um ângulo de 15° corresponde à uma hora.

2.2.6) Radiações que chegam ao painel solar

A radiação que chega ao painel solar é composta por três tipos; a radiação direta (I_{BC}), difusa (I_{DC}) e a radiação refletida (I_{RC}), onde o (C) subscrito significa radiação para o painel. A Figura 2.8 mostra as radiações citadas.

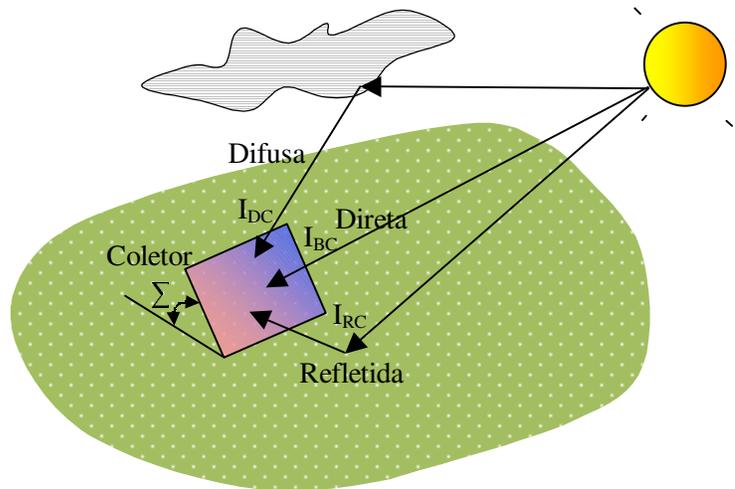


Figura 2.8 - Radiações solares, Direta, Refletida e Difusa. (Masters, 2004).

Tabela 2.2: Irradiância e insolação considerando algumas inclinações e direcionamentos e sistema de rastreamento (Masters, 2004)

Insolação Diária, céu claro [kW/m ²] – Local: 40° de Latitude Norte (L = 40°N)											
Azimute	S			SE/SO			E-O			Rastreamento	
Inclinação Σ	30	40	50	30	40	50	30	40	50	1 Eixo	2 eixos
Jan	5,2	5,7	6,0	4,5	4,7	4,9	2,8	2,7	2,6	6,8	7,2
Fev	6,3	6,6	6,8	5,6	5,7	5,7	3,9	3,7	3,5	8,2	8,3
Mar	7,2	7,3	7,1	6,6	6,6	6,4	5,3	5,0	4,6	9,5	9,5
Abr	7,7	7,4	6,9	7,4	7,1	6,6	6,6	6,2	5,7	10,3	10,6
Mai	7,7	7,1	6,4	7,6	7,2	6,5	7,3	6,8	6,2	10,2	11,0
Jun	7,6	7,0	6,2	7,6	7,1	6,4	7,4	6,9	6,3	9,9	11,0
Jul	7,6	7,0	6,3	7,5	7,1	6,4	7,2	6,7	6,1	10,0	10,7
Ag	7,5	7,2	6,7	7,2	6,9	6,5	6,4	6,0	5,5	9,8	10,1
Set	6,9	7,0	6,9	6,4	6,3	6,1	5,2	4,9	4,5	9,0	9,0
Out	6,0	6,3	6,4	5,3	5,4	5,4	3,7	3,6	3,3	7,7	7,8
Nov	5,1	5,5	5,8	4,3	4,6	4,7	2,7	2,6	2,5	6,5	6,9
Dez	4,7	5,2	5,5	3,9	4,2	4,4	2,3	2,2	2,1	6,0	6,5
Total [kWh/m ² -ano]	2415	2410	2342	2249	2216	2130	1848	1738	1612	3167	3305

A tabela 2.2 mostra o aproveitamento das irradiações solares quando se usa inclinação fixa e com rastreamento com um ou dois eixos.

2.2.7) Rastreadores solares

Um sistema que seja capaz fazer o painel seguir a trajetória do Sol variando sua inclinação, isto é, o ângulo do plano do painel com o eixo Norte-Sul, e o ângulo com o eixo Leste-Oeste, é chamado de sistema de rastreamento solar.

Existem dois tipos de rastreadores, o de dois eixos, conforme descrito acima e o de um eixo, onde, na maioria dos casos, o sistema possui um ajuste manual para o ângulo Norte-Sul e um mecanismo que rastreia automaticamente o ângulo de Leste para Oeste. A Figura 2.9-a mostra o sistema de dois eixos e a Figura 2.9-b o sistema de um eixo.

O Anexo 1 apresenta uma tabela de insolação para a cidade de Fresno, EUA situada no estado da Califórnia, da qual, foram extraídos os dados para o desenvolvimento da proposta de procedimento, conforme detalhado no capítulo cinco desta dissertação. A Tabela 2.3 e Gráfico 2.4 mostram uma simulação para a cidade de São Paulo calculados com o programa FOVO3.

Tabela 2.3: Irradiância direta sobre um painel situado na latitude de 23° e com inclinação $\Sigma = L - \delta$ para o dia primeiro de maio (122° dia do ano) (Arquivo FOVO3)

Ângulo de incidência (i)	Hora	Irradiância
90	06:00	5,7564E-14
75	07:00	243,212784
60	08:00	469,851019
45	09:00	664,469684
30	10:00	813,805837
15	11:00	907,682468
0	12:00	939,702038
-15	13:00	907,682468
-30	14:00	813,805837
-45	15:00	664,469684
-60	16:00	469,851019
-75	17:00	243,212784
-90	18:00	5,7564E-14

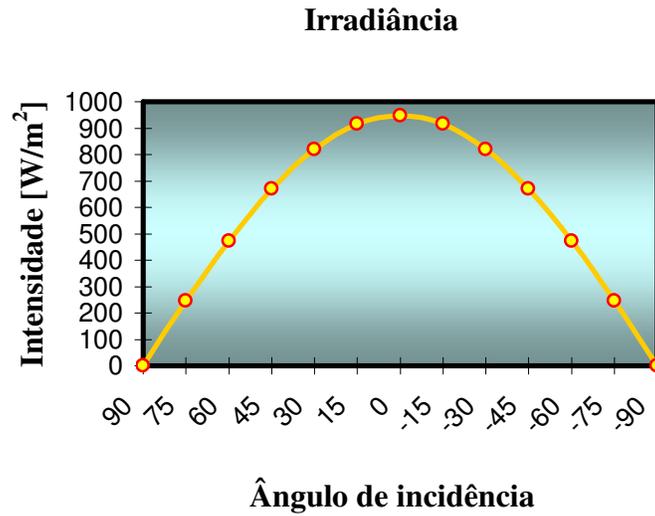


Gráfico 2.4: Irradiância calculada com o programa FOVO3 para o dia primeiro de maio – Latitude 23° Sul e inclinação $\Sigma = L - \delta$.

Com o arquivo FOVO3_Calc_Io é possível fazer simulações de previsão de irradiância usando as equações do Anexo 1.

Uma simulação para a cidade de São Paulo indicam uma radiação de 4,035 [kWh/m²-dia] para a cidade de São Paulo, resultado que está em conformidade com a radiação mostrada no mapa de irradiação solar para o Brasil (Figura 1, Anexo1).

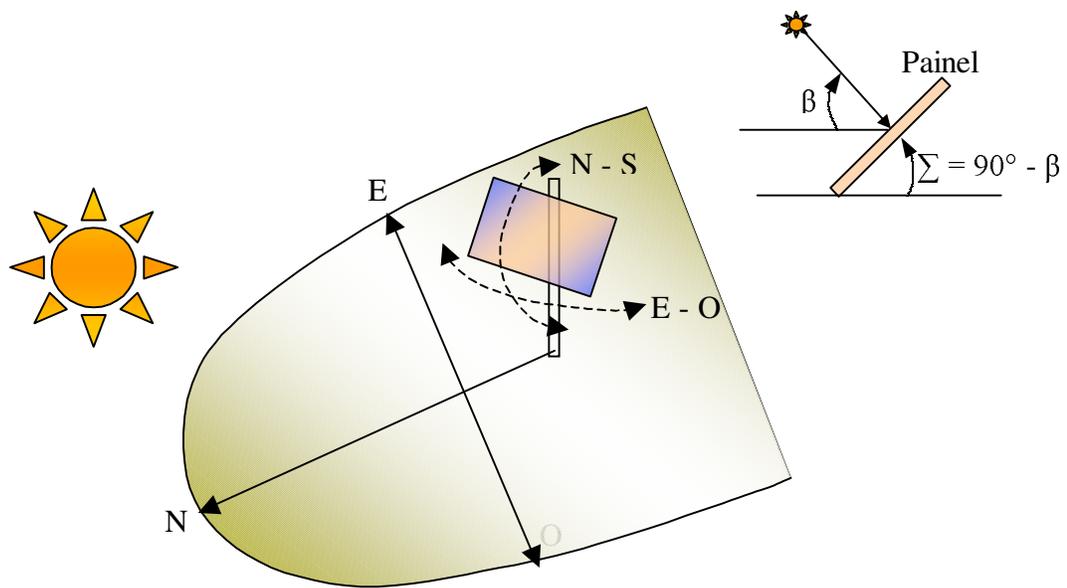


Figura 2.9-a Sistema de Rastreamento com dois eixos.

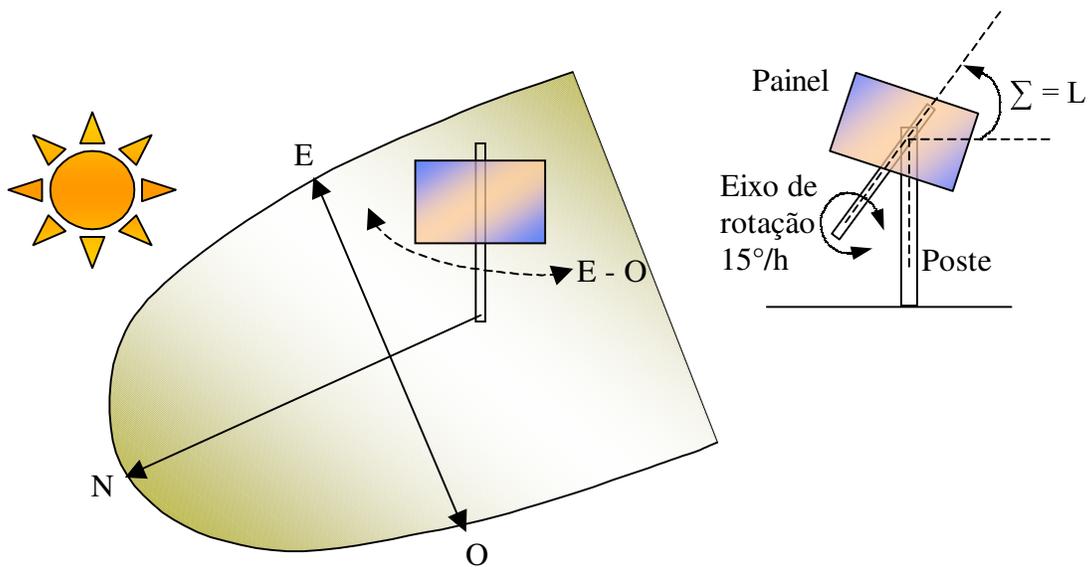


Figura 2.9-b Sistema de Rastreamento com um eixo
(Adaptado de Masters, 2004)

2.2.8) Resumo do capítulo dois

Este capítulo apresentou os fundamentos para o desenvolvimento das equações que permitem que sejam feitas previsões da irradiância em $[W/m^2]$ para qualquer ponto situado em qualquer posição da superfície terrestre.

O Anexo 1 apresenta um resumo das equações sobre insolação para um dia claro e limpo, tabela de irradiância para Fresno e especificações técnicas de módulos fotovoltaicos e de inversores.

Capítulo 3

Materiais Fotovoltaicos

A conversão de energia contida nos fótons de luz em energia elétrica é denominada efeito fotovoltaico, os materiais capazes de efetuar esta conversão são denominados materiais fotovoltaicos.

3.1) História da tecnologia fotovoltaica

Fótons com comprimento de onda curto e possuindo uma quantidade de energia suficiente conseguem remover elétrons de um material fotovoltaico, este fato é básico no desenvolvimento dos geradores fotovoltaicos. A seguir são apresentados os principais marcos históricos no desenvolvimento dos materiais fotovoltaicos.

3.2) Marcos históricos

1839 – Edmund Becquerel, físico francês, descobriu o efeito fotovoltaico, observando que a energia elétrica disponível entre dois eletrodos metálicos submersos em uma solução eletrolítica aumentava quando a solução era exposta à luz.

1873 – Willoung Smith descobre a fotocondutividade do selênio.

1877 – W.G. Adams e R.E. Day observaram o efeito fotovoltaico no selênio sólido e constroem a primeira célula de selênio.

1904 – Albert Einstein publica seu trabalho sobre o efeito fotovoltaico.

1921 – Albert Einstein ganha o premio Nobel por suas teorias explicando o efeito fotovoltaico.

1923 – Czochralski iniciou o desenvolvimento para obtenção de cristais perfeitos de silício.

1951 – O desenvolvimento da junção P-N possibilitou a produção de uma célula de germânio monocristalino.

1954 – Os pesquisadores dos laboratórios Bell, D.M.Chapin, C.S. Fuller, e G.L. Pearson publicaram os resultados de seus descobrimentos, células solares com eficiências em torno de 4,5%.

1958 – Foi feita a primeira aplicação prática de um sistema fotovoltaico, o satélite artificial Vanguard I foi alimentado parcialmente com energia fotovoltaica.

1962 – No Japão instalou-se um sistema fotovoltaico de 242 [W] em um farol.

1974 – 1977 – Foram criadas as primeiras companhias de energia solar. The Lewis Research Center da NASA (L e RC) faz as primeiras aplicações para atendimento de locais isolados. Neste período a potência instalada superou 500 [kW].

1978 – O “L-RC” da NASA instalou um sistema fotovoltaico de 3,5 [kWp] na reserva indígena Papago (Arizona). Foi utilizado para bombear água e abastecer quinze casas, atendendo: iluminação, bombeamento de água, refrigeração e lavanderia. O sistema foi utilizado até a chegada de linhas de transmissão de eletricidade em 1983 e a partir daí o sistema passou a ser utilizado exclusivamente para bombeamento de água.

1980 – A partir dos anos oitenta conseguiu-se melhorias significativas na eficiência das células fotovoltaicas, conforme mostrado no Gráfico 3.1 a seguir.

2005 – A produção anual de fotovoltaicos atingiu 3000 [MW_P];

2007 – A produção anual de fotovoltaicos atingiu 4279 [MW_P];

2010 – A projeção para 2010 é de que seja atingida a marca de 10 000 [MW_P];

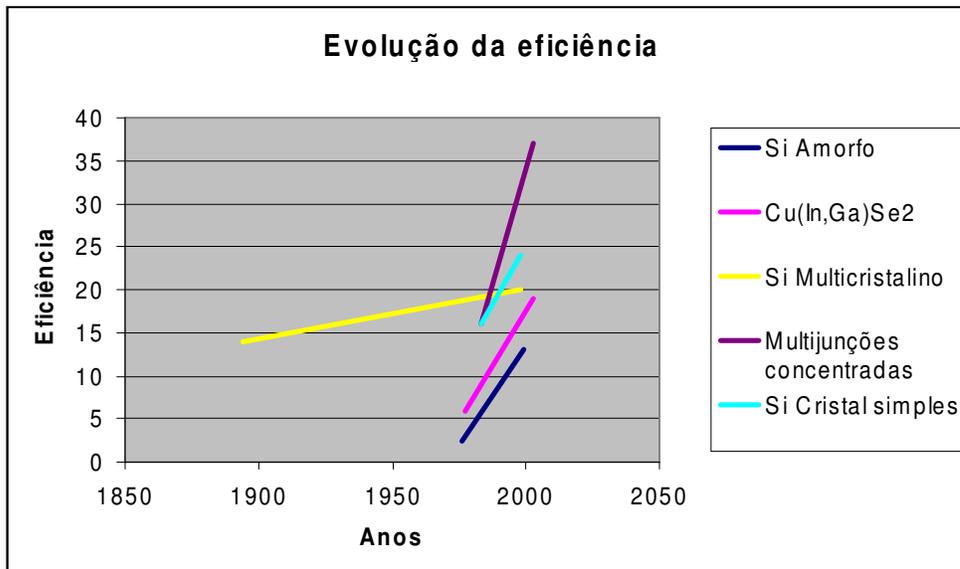


Gráfico 3.1: Evolução da eficiência dos fotovoltaicos.
Adaptado de National Center for Photovoltaics (www.nrel.gov/pv/) – 2003.

3.3) Física básica dos materiais fotovoltaicos

A tecnologia aplicada na construção das células solares é parecida com a tecnologia aplicada aos semicondutores, tais como, os diodos e transistores.

O ponto de partida para o estudo dos dispositivos fotovoltaicos, bem como dos semicondutores é o cristal puro de silício. A Tabela 3.1 mostra parte da tabela periódica dos elementos químicos com destaque para os elementos importantes para os sistemas fotovoltaicos.

Tabela 3.1: Tabela periódica parcial dos elementos químicos (João et al, 1996)

Tabela periódica parcial dos elementos químicos					
I	II	III	IV	V	VI
		5 B	6 C	7 N	8 O
		13 Al	14 Si	15 P	16 S
29 Cu	30 Zn	31 Ga	32 Ge	33 As	34 Se
47 Ag	48 Cd	49 In	50 Sn	51 Sb	52 Te

O átomo de silício tem 14 prótons e 14 elétrons como mostrado na Figura 3.1 a e 3.1 b.

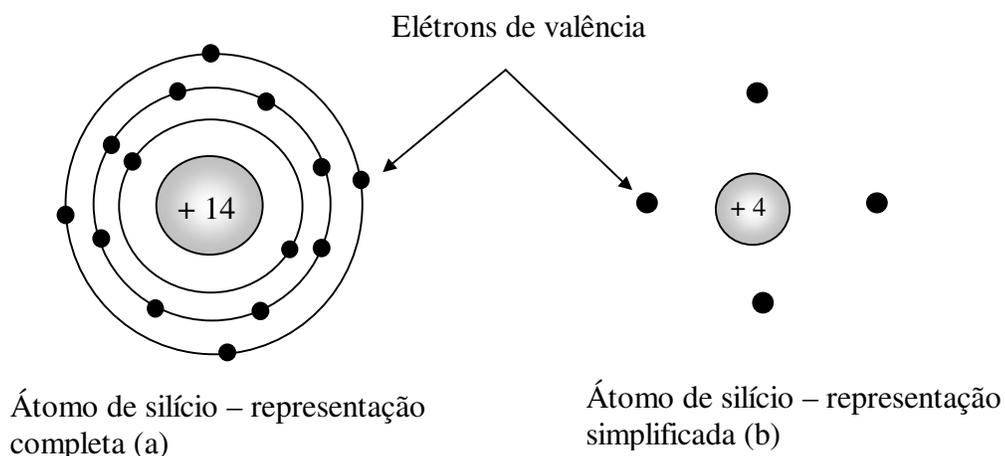


Figura 3.1: Átomo de silício (João et al, 1996)

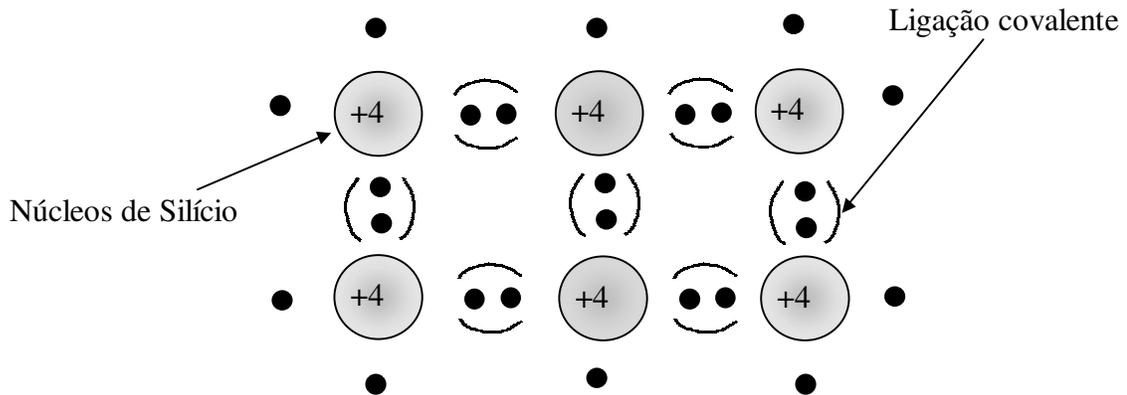


Figura 3.2: Estrutura molecular do átomo de Silício (João et al, 1996)

Na temperatura de zero absoluto o silício é um perfeito isolante. Nestas condições não existem elétrons livres como existe nos metais.

Com a temperatura subindo alguns elétrons adquirem energia suficiente para se manterem livres de seus núcleos e, portanto, em condições de fluírem como uma corrente elétrica.

Se a temperatura continua subindo, mais elétrons estarão em condições de aumentar a corrente, isto é, a condutividade aumenta com a temperatura (em contraste com o que acontece com o metal, onde a condutividade diminui).

Esta mudança na condutividade pode ser usada com vantagem para construção de sensores de temperatura muito precisos chamados de termistores.

A condutividade do silício em temperaturas normais é muito baixa, então ele é chamado de semicondutor.

Com adição de pequenas quantidades de alguns outros materiais ao semicondutor puro (intrínseco) sua condutividade pode ser gradualmente aumentada.

A teoria quântica descreve as diferenças entre condutores (metais) e semicondutores (por exemplo: o silício), usando diagramas de bandas de energia como mostrado na Figura 3.3.

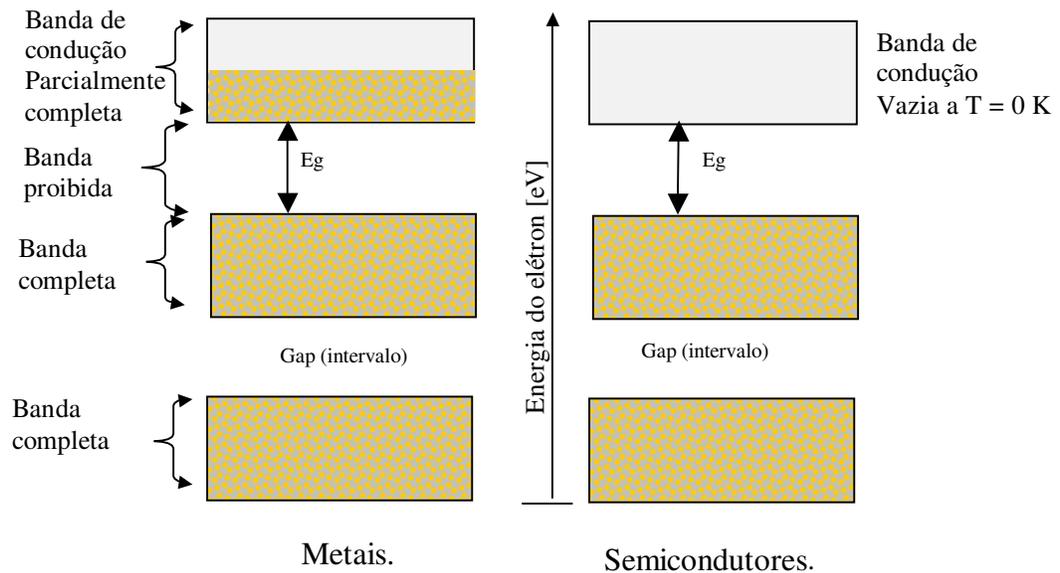


Figura 3.3 Bandas de condução para os metais e para os semicondutores. (Eisberg, 1979)

O espaço entre duas bandas permitidas (Gap) é chamado de “banda proibida”.

O importante aqui é o intervalo total entre a banda permitida mais distante e a “banda de condução”, denominada de “largura de banda”.

Esta é a energia que um elétron deve adquirir para passar através da banda proibida e atingir a banda de condução, designada por (E_g). A unidade de E_g é usualmente o elétron-Volt. Um elétron-Volt é a energia que um elétron adquire quando sua tensão é aumentada de 1 V ($1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ [J]}$).

A energia “ E_g ” para o silício é de 1,12 [eV], isto é, um elétron deve adquirir mais esta quantidade de energia para ficar livre da força eletrostática que o mantém junto ao seu próprio núcleo.

No caso das células solares a energia necessária para mandar elétrons para a “banda de condução” é conseguida dos fótons da energia eletromagnética vinda do Sol. Quando um fóton com mais de 1,12 [eV] de energia é absorvido por uma célula solar um elétron singular poderá passar para a “banda de condução”.

Quando isto ocorre deixa para trás um núcleo de silício com apenas três elétrons ligados a ele, isto é, cria-se uma lacuna, com carga positiva. Eventualmente

este elétron poderá se recombinar ocupando uma lacuna livre, quando isto ocorre um fóton de energia é então liberado e este é o princípio de funcionamento dos diodos emissores de luz (LEDs). A Figura 3.4 mostra o efeito da criação de uma lacuna quando um fóton é absorvido pelo silício e a liberação de um fóton quando existe a recombinação, isto é, quando um elétron ocupa uma lacuna livre.

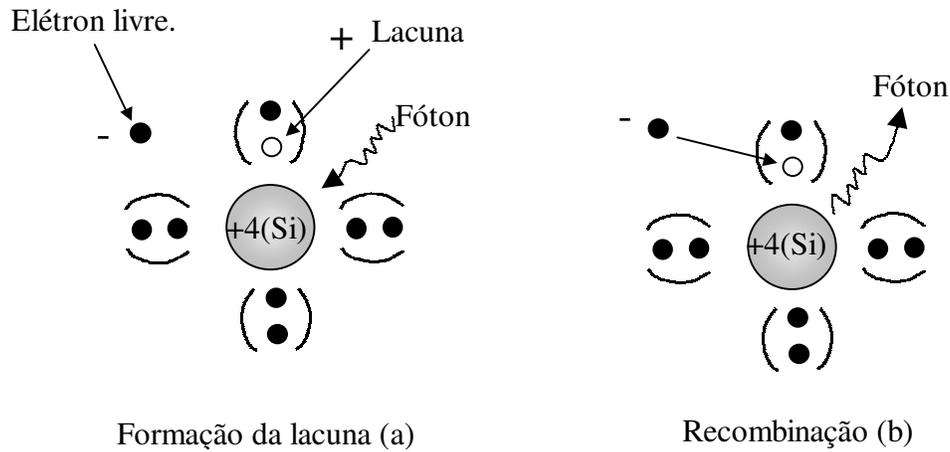


Figura 3.4: Formação do par Lacuna-eletron e a recombinação (Brennan , 1999)

Um importante ponto a ser considerado é que a corrente elétrica em um semiconductor é formada não somente pelo deslocamento das cargas negativas dos elétrons, mas também pelo deslocamento das cargas positivas das lacunas.

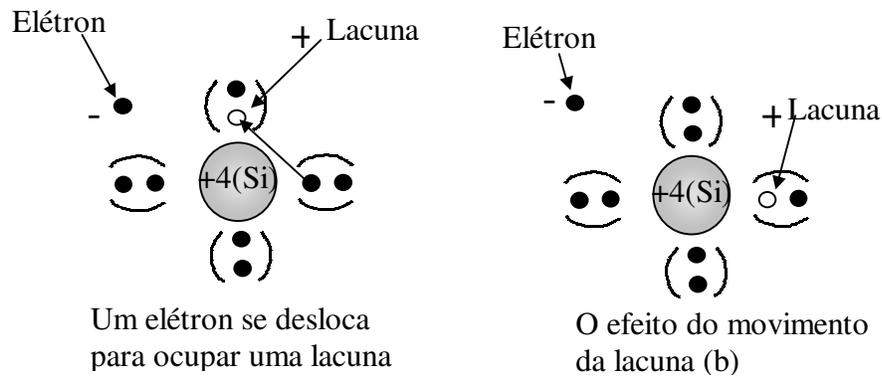


Figura 3.5: Deslocamentos da Lacuna e do elétron (Brennan, 1999)

Fótons com energia suficiente criam um par; “lacuna-elétron” em um semiconductor. O fóton pode ser caracterizado pelo seu comprimento de onda ou sua frequência, bem como, pela sua energia, segundo Masters-2004 as três formas são equacionadas como segue:

$$C = \lambda \cdot f \quad (3.1)$$

Onde:

C – Velocidade da luz ($3 \cdot 10^8$ m/s);

f – Frequência em [Hz];

λ - Comprimento de onda em [m].

$$E_f = h \cdot f = h \cdot C / \lambda$$

$$\lambda = (h \cdot C) / E_f \quad (3.2)$$

Onde:

E_f – Energia do fóton [J];

h – constante de Planck ($6,626 \cdot 10^{-34}$ J.s).

Considerando uma célula fotovoltaica de silício, verifica-se que fótons com comprimento de onda maiores que 1,11 [μm] tem energia (hf) menor que 1,12 [eV] (hf = Energia do fóton), insuficiente, portanto, para criar pares “lacuna-elétron”, responsáveis pela geração da corrente elétrica, então, toda a energia é perdida. Esta energia somente aquece a célula.

Por outro lado fótons com comprimentos de onda menores que 1,11 [μm] possuem mais energia que o necessário para criar pares “lacuna-elétron”, assim, os fótons com energia maior que 1,12 eV são também dissipados como sobra de calor na célula.

O Gráfico 3.2 mostra o aproveitamento da energia dos fótons pelo silício para os diversos comprimentos de onda considerados.

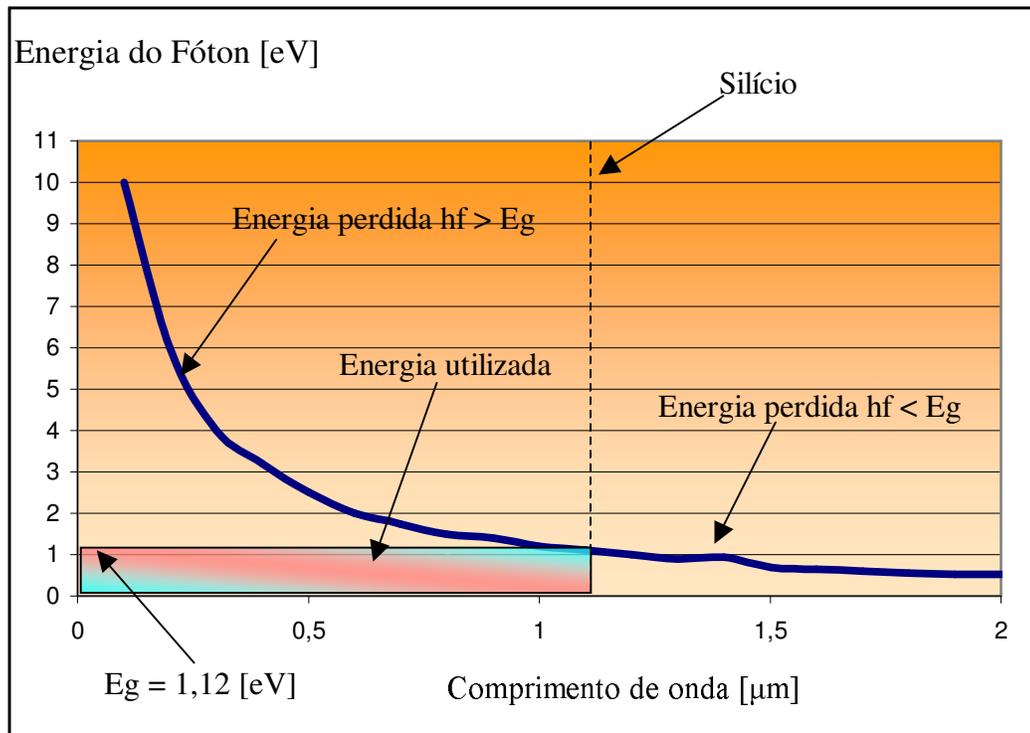


Gráfico 3.2 - Aproveitamento da energia dos fótons pelo silício para diversos comprimentos de onda (Masters, 2004)

3.3.1) Impacto da largura de banda na eficiência dos painéis Fotovoltaicos

Sabe-se que a largura de banda do silício é de 1,12 [eV], correspondendo ao comprimento de onda de 1,11 [μm], o que significa que qualquer energia do espectro solar com comprimentos de onda acima de 1,11 [μm] não poderá mandar elétrons para a banda de condução. E, qualquer fóton com comprimento de onda menor que 1,11 [μm] perderá suas energias extras.

Conforme foi visto no capítulo dois, a emissão espectral do Sol é equivalente ao de um corpo negro a 5800 K. Na fronteira da atmosfera o fluxo médio da radiação é de 1 377 [kW/m^2], quantidade conhecida como constante solar.

Foi verificado também que a quantidade de energia que chega a Terra, bem como, sua distribuição espectral depende muito da porção de atmosfera a ser

transposta. Considerando a massa de ar padrão AM1,5, estima-se que apenas 49,6% da energia espectral é aproveitável devido aos fatores acima mencionados.

A Tabela 3.2 mostra alguns valores de largura de banda em [eV] para o silício e outros materiais fotovoltaicos.

Tabela 3.2: Largura de banda [eV] para alguns materiais fotovoltaicos (Masters, 2004)

Largura de banda e comprimento de onda de corte acima do qual não ocorre excitação dos elétrons				
Material	Si	GaAs	CdTe	InP
Largura de banda [eV]	1,12	1,42	1,5	1,35
Corte [μm]	1,11	0,87	0,83	0,92

Usando-se materiais com menores larguras de banda mais fótons solares terão energia suficiente para excitar elétrons, o que é bom, pois, eles criam as cargas necessárias para o fluxo de corrente.

Entretanto, menores larguras de banda significam que mais fótons terão energias extras acima do limite necessário para a criação dos pares “lacuna-elétrons”, as quais, serão descartadas.

Materiais com larguras de banda maiores causam um efeito oposto, ou seja, menores quantidades de fótons terão energia suficiente para criarem o fluxo de corrente, limitando, portanto a corrente a ser gerada.

As cargas geradas em materiais fotovoltaicos com maior largura de banda estarão sujeitas a uma tensão maior.

O Gráfico 3.3 mostra a variação da eficiência em função da largura de banda para alguns materiais usados na fabricação de células fotovoltaicas.

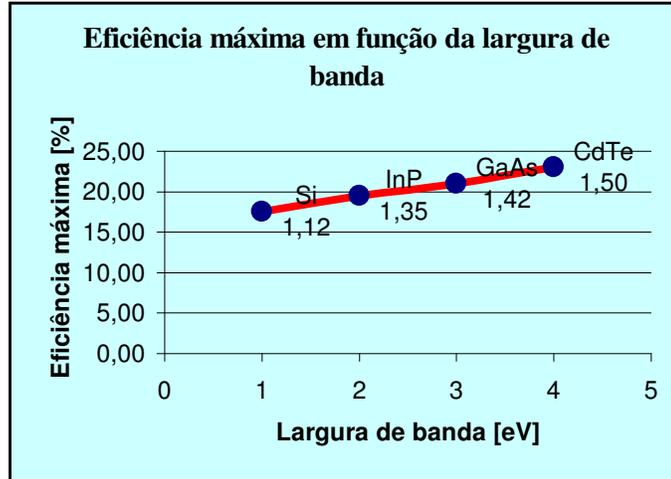


Gráfico 3.3: Máxima eficiência de materiais fotovoltaicos em função da largura de banda (Adaptado de Masters, 2004).

3.3.2) A junção PN

Nos materiais fotovoltaicos, os elétrons liberados através dos fótons tendem a recombinar ocupando lacunas, este efeito diminui a quantidade de elétrons para formação da corrente elétrica. Para minimizar este problema são adicionadas ao cristal intrínseco de silício, impurezas tipo P (materiais pentavalentes da coluna V da tabela periódica dos elementos químicos) e impurezas tipo N (materiais trivalentes da coluna III). Quando estes dois tipos de materiais são juntados forma-se a junção PN conforme mostrado na Figura 3.6 abaixo:

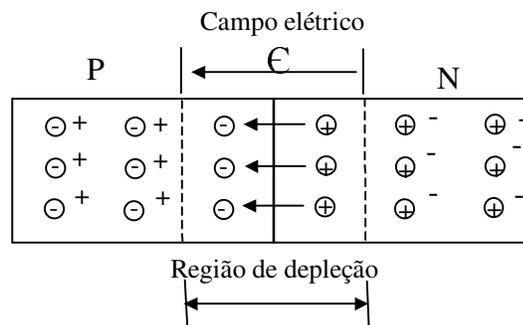


Figura 3.6 Diodo de junção PN

A junção P-N nada mais é do que um diodo semicondutor cujo símbolo e características elétricas são mostradas na Figura 3.7.

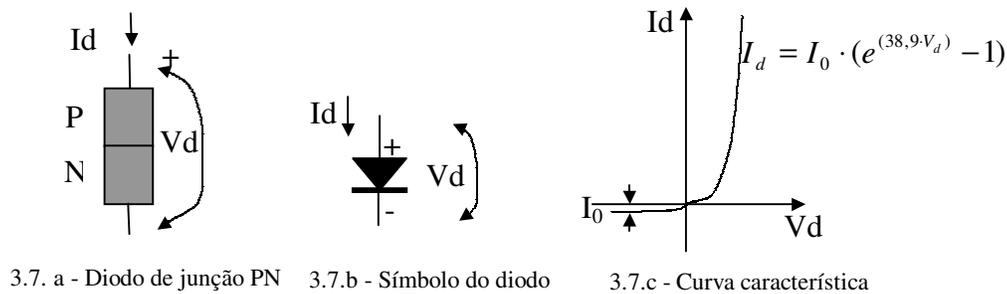


Figura 3.7 Características elétricas do diodo de junção (Brennan, 1999)

Analisando a Figura 3.7.c verifica-se que quando o diodo está polarizado diretamente a tensão V_d aplicada aos seus terminais terá uma pequena variação para grandes variações no valor da corrente direta (I_d).

A corrente direta pode ser calculada pela equação 3.3 abaixo:

$$I_d = I_0 \cdot \left(e^{(q \cdot V_d / KT)} - 1 \right) \quad (3.3)$$

Onde;

I_d – Corrente direta do diodo;

V_d – Tensão entre os terminais P e N;

I_0 – Corrente de saturação reversa;

q – Carga do elétron ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C);

K – Constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K);

T – Temperatura da junção em graus Kelvin (K).

Substituindo as constantes na equação (3.3) resulta:

$$(q \cdot V_d / KT) = (1,602 \cdot 10^{-19} / 1,381 \cdot 10^{-23}) (V_d / T \text{ [K]}) = 11600 (V_d / T \text{ [K]}) \quad (3.4)$$

A temperatura da junção a 25°C , é usada como padrão para projetos e testes de semicondutores, resultando:

$$I_d = I_0 \cdot \left(e^{(38,9 \cdot V_d)} - 1 \right) \quad (3.5)$$

Na condição de polarização direta a tensão V_d situa-se em torno de 0,6 [V].

3.4) Célula fotovoltaica genérica

Quando a junção PN é exposta à luz solar, fótons são absorvidos e formam pares de “lacuna-elétron”. Estas cargas móveis nas vizinhanças da junção, sob o efeito do campo elétrico da região de depleção, ficarão da seguinte forma:

- a) As lacunas serão forçadas a irem para a região P;
- b) Os elétrons serão forçados a irem para a região N.

A região P vai acumulando lacunas e a região N acumula elétrons, essas cargas acumuladas criam a tensão usada para fazer circular corrente elétrica para uma carga externa, conforme ilustrado na Figura 3.8.

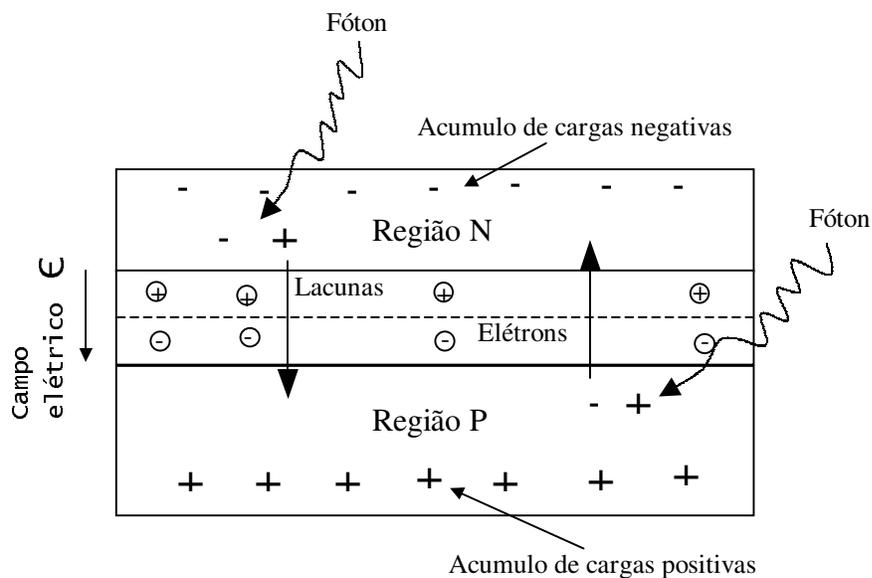


Figura 3.8 Célula fotovoltaica genérica (Masters, 2004)

Na célula da figura 3.8 ligando-se contatos elétricos na parte superior e inferior, e fechando o circuito através de uma carga, os elétrons irão fluir para fora da região N através dos fios e da carga e retornarão para a região P, conforme mostrado na figura 3.9.

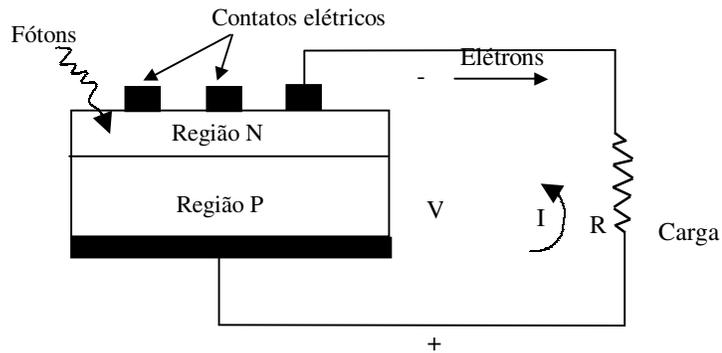


Figura 3.9 Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica (Masters, 2004)

Por convenção, corrente positiva flui em direção oposta à direção dos elétrons, então a direção da corrente na Figura 3.9 é da região P para a carga e retornando para a região N.

3.4.1) Circuitos equivalentes das células fotovoltaicas

Um circuito equivalente de uma célula fotovoltaica pode ser implementado como uma fonte de corrente resultante da conversão solar em paralelo com um diodo real. Existem duas situações de particular interesse para os fotovoltaicos reais e seus circuitos equivalentes, conforme descrito a seguir:

- a) A corrente que flui quando colocamos em curto os terminais (I_{SC});
- b) A tensão em circuito aberto (V_{OC}).

As Figuras 3.10 e 3.11 mostram respectivamente o circuito equivalente da fonte de corrente em paralelo com um diodo e as correntes e tensões com os terminais em curto e em aberto.

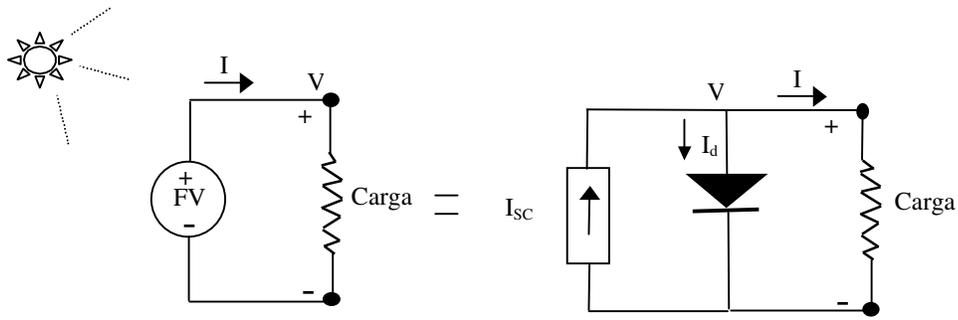


Figura 3.10 Circuito equivalente da célula FV com fonte de corrente e diodo (Masters, 2004)

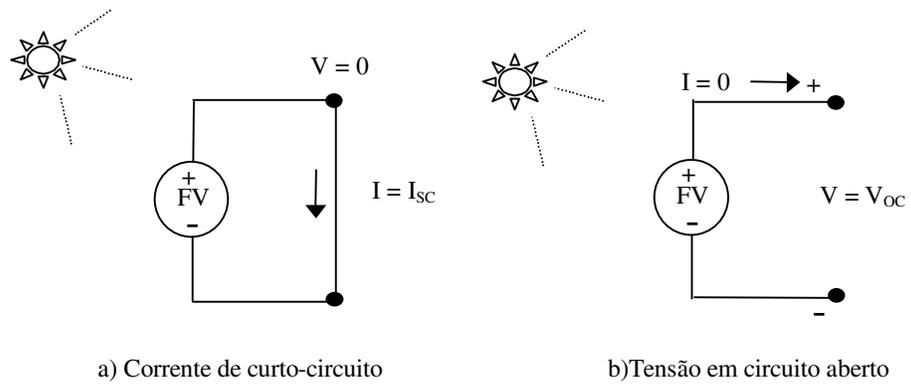


Figura: 3.11 Parâmetros importantes para as células FV; a) corrente de curto-circuito I_{SC} e b) tensão em circuito aberto V_{OC} (Masters, 2004)

Da Figura 3,10 pode-se escrever:

$$I = I_{SC} - I_d \quad (3.6)$$

Substituindo (3.3) em (3.6), obtém-se:

$$I = I_{SC} - I_0 \cdot (e^{q \cdot V_d / KT} - 1) \quad (3.7)$$

$$V_{OC} = (KT / q) \cdot \ln[(I_{SC} / I_0) + 1] \quad (3.8)$$

Observa-se que o segundo termo de (3.7) é a equação do diodo com o sinal negativo. A solução de (3.7) é uma composição da curva de (3.3) com a corrente de curto-circuito (I_{SC}).

Reescrevendo as equações (3.7) e (3.8) para a temperatura padrão da junção, isto é, 25°C, obtém-se:

$$I = I_{SC} - I_0(e^{38,9 \cdot V_d} - 1) \quad (3.9)$$

$$V_{OC} = 0,0257 \cdot \ln[I_{SC} / I_0) + 1] \quad (3.10)$$

Em ambas as equações, a corrente de curto-circuito é diretamente proporcional a irradiância, isto significa, que se pode traçar as curvas de tensão e corrente em função da intensidade da luz solar incidente, conforme as duas situações extremas mostradas no Gráfico 3.4 abaixo:

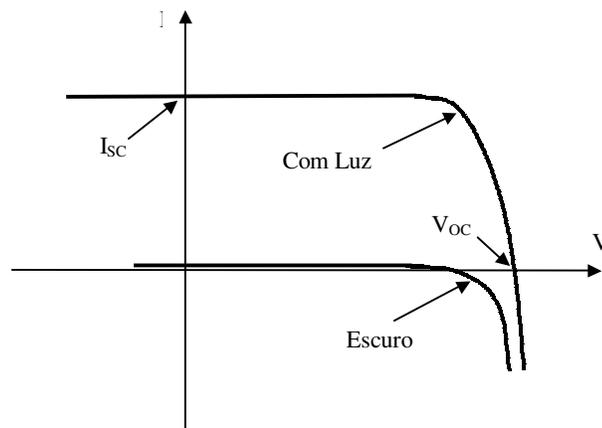


Gráfico 3.4 - Variação da corrente em uma célula FV com a insolação

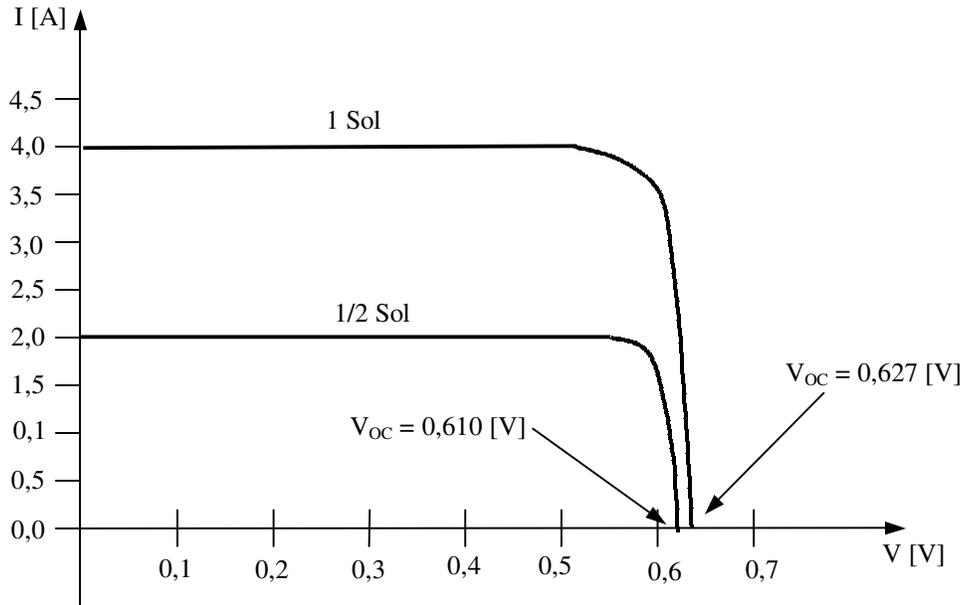


Gráfico 3.5 Variação da corrente e da tensão em uma célula FV em função da insolação (Masters, 2004)

Com o uso do modelo simplificado, e considerando duas células em série, constata-se que a corrente cessa na ocorrência parcial de sombra. A Figura 3.12 ilustra este efeito.

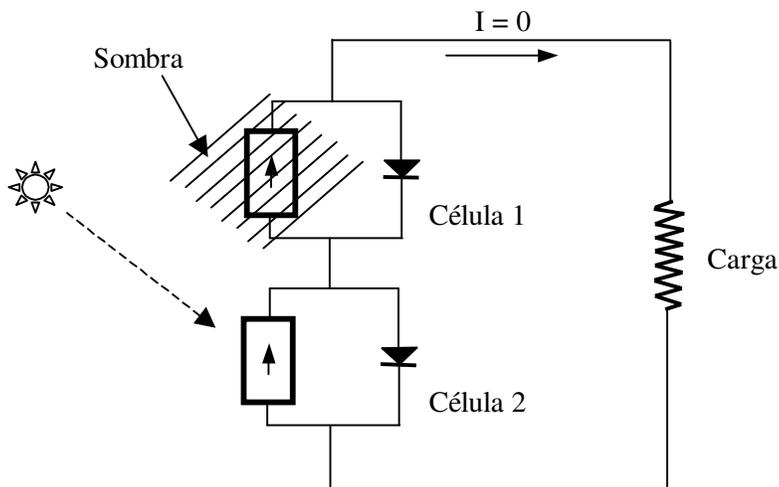


Figura 3.12 Duas células ligadas em série (circuito equivalente simplificado) (Masters, 2004)

Na ocorrência parcial de sombra, célula 1 na sombra e célula 2 iluminada, a corrente cessa para a carga. A célula real apresenta perdas representadas por uma resistência em paralelo com o diodo (R_p), conforme mostrado na Figura (3.13). A Figura (3.13) mostra o modelo completo incluindo também a resistência série (R_s), para que o modelo represente o diodo real.

Para que R_p cause uma perda menor que 1% deve-se usar a relação a seguir:

$$R_p > 100 \cdot V_{oc} / I_{sc} ;$$

Para que R_s cause uma perda < 1% deve-se usar a relação a seguir:

$$R_s < 0,01 \cdot V_{oc} / I_{sc} .$$

As equações para a célula completa serão:

$$I = I_{sc} - I_0(e^{38,9 \cdot V_d} - 1) - V_d / R_p \quad (3.11)$$

$$V = V_d - I \cdot R_s \quad (3.12)$$

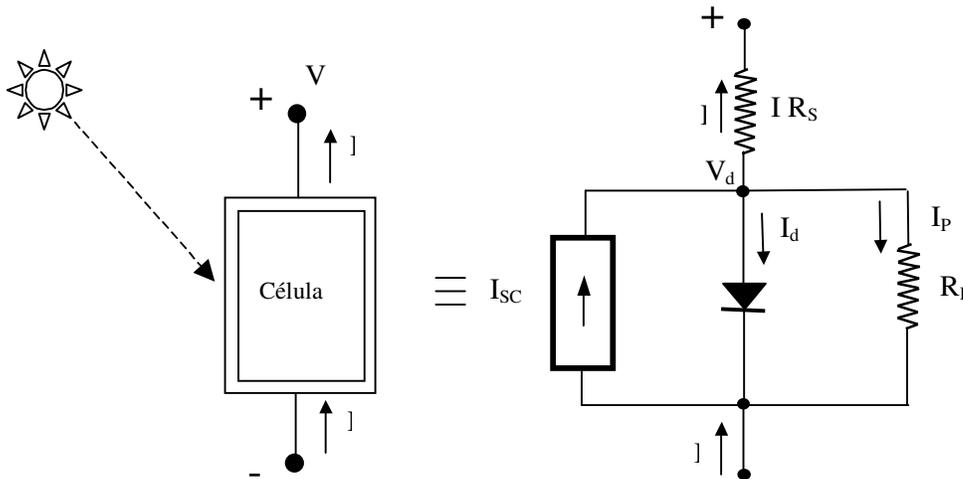


Figura 3.13 Circuito equivalente completo com R_p e R_s (Masters, 2004)

3.4.2) Associação de células em série

Verificou-se no item anterior que a tensão nos terminais da junção P-N para o cristal de silício tem um valor em torno de 0,6 [V], assim, adotando-se este valor para a associação de células em série forma-se um módulo fotovoltaico, onde, a corrente permanece constante e a tensão será o somatório das tensões de cada célula, conforme mostrado na Figura 3.14.

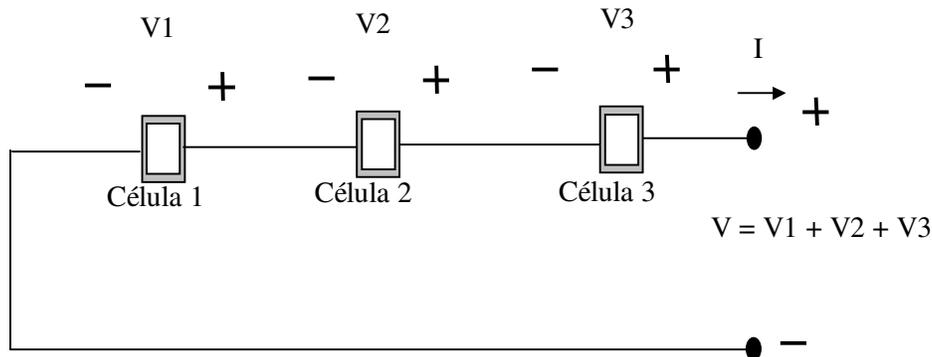


Figura 3.14 Associação de células em série.

O gráfico 3.5 mostra a curva da corrente em função da tensão resultante da ligação das três células em série.

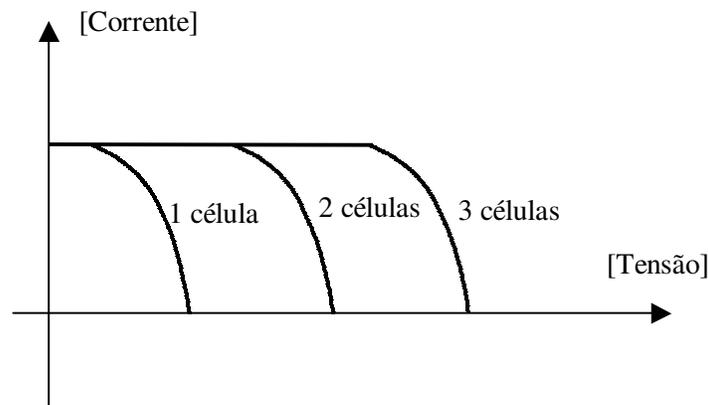


Gráfico 3.6 Associação de células em série.

No mercado de fotovoltaicos existem módulos padronizados, contendo as células agrupadas, como é o caso do módulo de 36 células ligadas em série, mostrado no Gráfico 3.7.

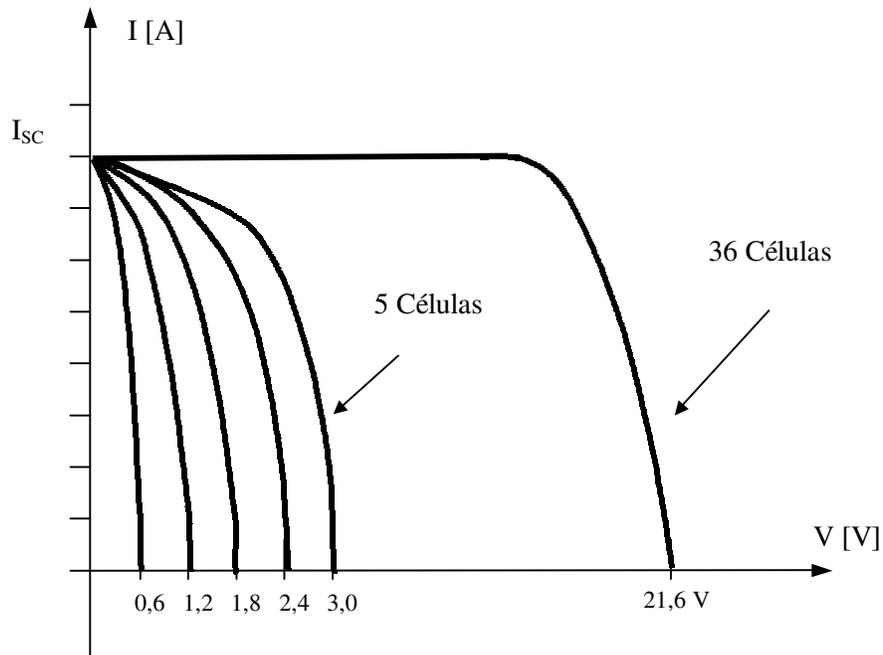


Gráfico 3.7: Módulo com 36 células em série e curva da tensão versus corrente para um módulo de 36 células

3.4.3) Associação de células em paralelo

Na associação de células em paralelo a tensão permanece constante enquanto que a corrente será composta pelo somatório das correntes de cada célula. A Figura 3.15 mostra a associação em paralelo e o Gráfico 3.8 da tensão versus corrente.

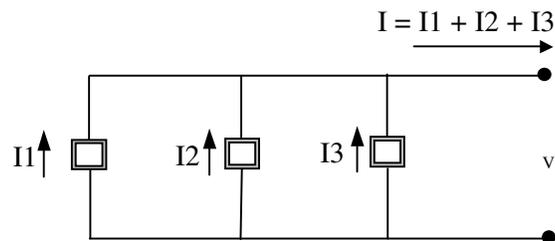


Figura 3.15 – Associação de três células em paralelo

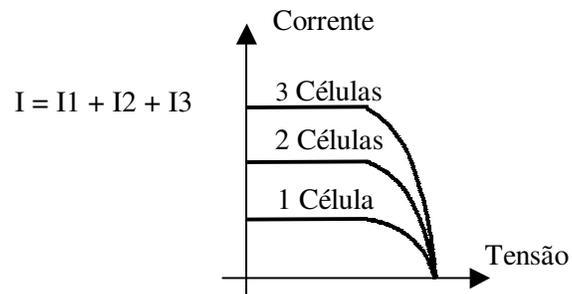


Gráfico 3.8 – Curva da tensão versus corrente para a associação em paralelo.

As associações das células em série e em paralelo são feitas objetivando alcançar um determinado valor de potência para o módulo fotovoltaico.

Recomenda-se o uso de um diodo de by-pass colocado em paralelo com a célula para servir de caminho alternativo para a corrente, protegendo desta forma o módulo no caso de defeito em uma célula ou quando da ocorrência de sombreamento em uma única célula. Este procedimento evita que a célula sombreada (com potência muito reduzida) funcione como carga para as demais, podendo neste caso ser danificada irreversivelmente.

Outra proteção recomendada é a colocação de um diodo de bloqueio na saída do módulo para evitar que uma corrente reversa atravesse o mesmo.

A Figura 3.16 a seguir mostra os diodos de by-pass e de bloqueio.

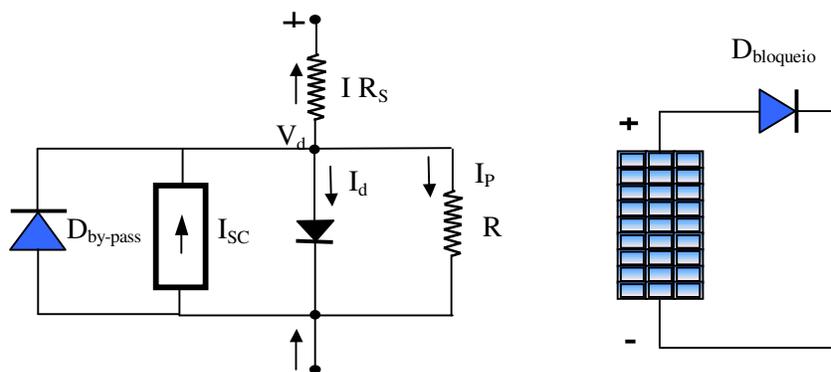


Figura 3.16: Diodos de by-pass e de bloqueio para proteção do painel
(Adaptado de Cristina, 2006)

3.4.4) Arranjos das células Fotovoltaicas em Módulos e Painéis

A associação de módulos em série e paralelo permite que se consiga a configuração desejada, objetivando alcançar uma determinada tensão e potência requeridos para um projeto. Esta associação de módulos formam os painéis fotovoltaicos, conforme mostrado na Figura 3.17. A quantidade de células para os módulos padronizados variam entre 30 e 36 células resultando em uma tensão maior do que 12 [V] para módulos especificados para esta tensão (Cristina, 2006).

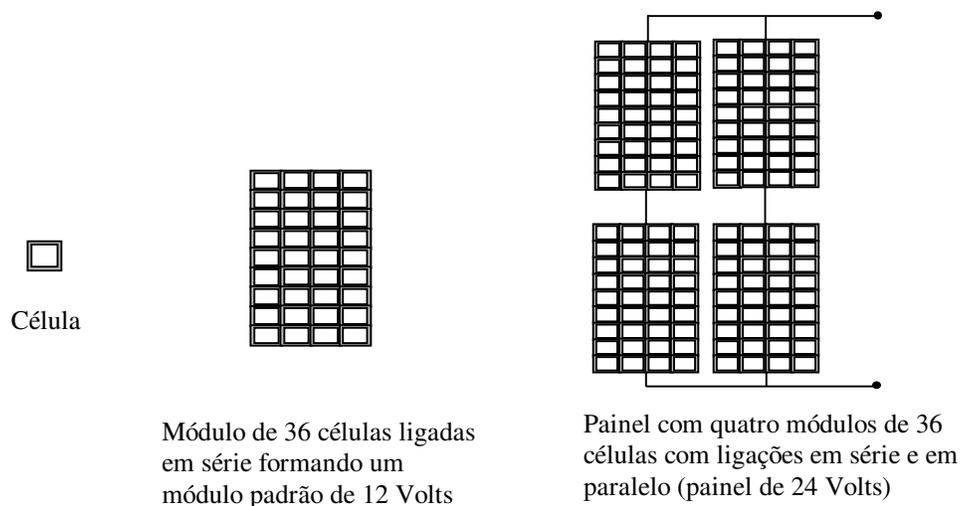


Figura 3.17 Arranjos de células, módulos e painéis FV
(Adaptado de Cristina, 2006)

3.5) Testes e ensaios em módulos fotovoltaicos

Para se avaliar a performance de módulos fotovoltaicos são estabelecidos alguns parâmetros e testes que resultam em curvas típicas sob condições padronizadas de testes. Desta forma são definidos os seguintes parâmetros:

- 1) A condição padrão de teste estabelece uma radiação de 1 [kW/m²], relação de massa de ar igual a 1,5 (AM1,5) e temperatura da célula igual a 25°C;
- 2) Tensão em circuito aberto na condição padrão de teste (V_{OC});

3) Corrente de curto-circuito na condição padrão de teste (I_{SC});

Na condição padrão de teste verifica-se a potência de saída do módulo para circuito aberto, saída em curto circuito e com uma carga conectada à saída, conforme Figura 3.18 a seguir.

Estas configurações são utilizadas para o levantamento da curva de potência do módulo fotovoltaico.

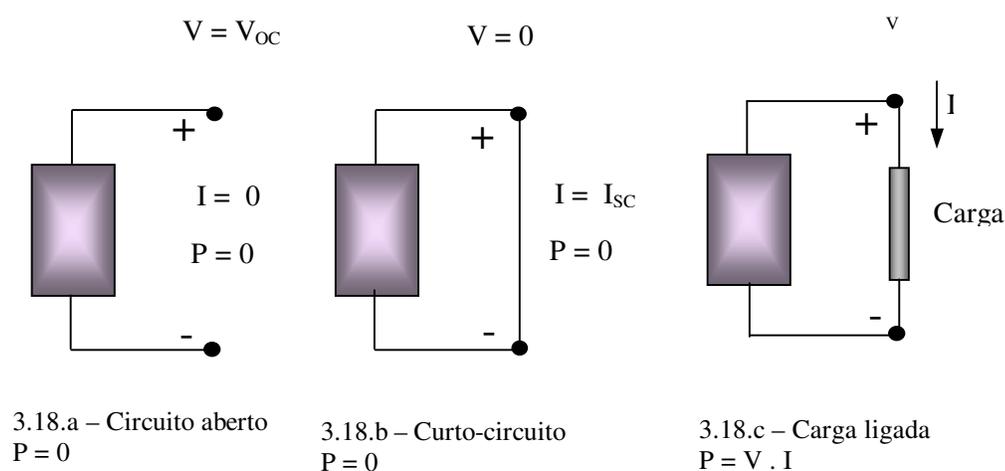


Figura 3.18 Potências em circuito aberto, em curto-circuito e com carga ligada.

3.5.1) Curvas sob condições padronizadas para testes

No caso da carga conectada (Figura 3.18.c), verifica-se que a tensão do módulo é a mesma que está aplicada à carga e a corrente que flui pela carga é a mesma que flui pelo módulo. Nas configurações das Figuras 3.18.a e 3.18.b o módulo não fornece nenhuma potência.

Com as curvas de tensão e corrente do módulo, traça-se a curva de potência para cada ponto, conforme mostrado no Gráfico 3.9 a seguir.

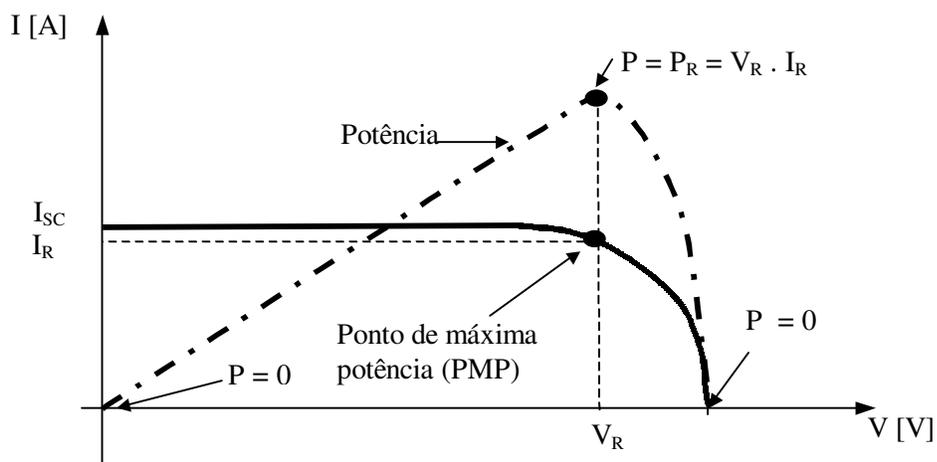


Gráfico 3.9: Curva de potência do módulo Fotovoltaico

Outra maneira de se avaliar o desempenho do módulo é através da relação dos retângulos de potência, ou seja, compara-se a potência em qualquer ponto da curva ($V_R \cdot I_R$) com a potência que se poderia obter com a tensão em circuito aberto e com a corrente de curto-circuito ($V_{OC} \cdot I_{SC}$). Esta relação é denominada fator de preenchimento (FP). O Gráfico 3.10 mostra um ensaio feito com um módulo Kyocera Kc-120-1, mostrando os retângulos referidos.

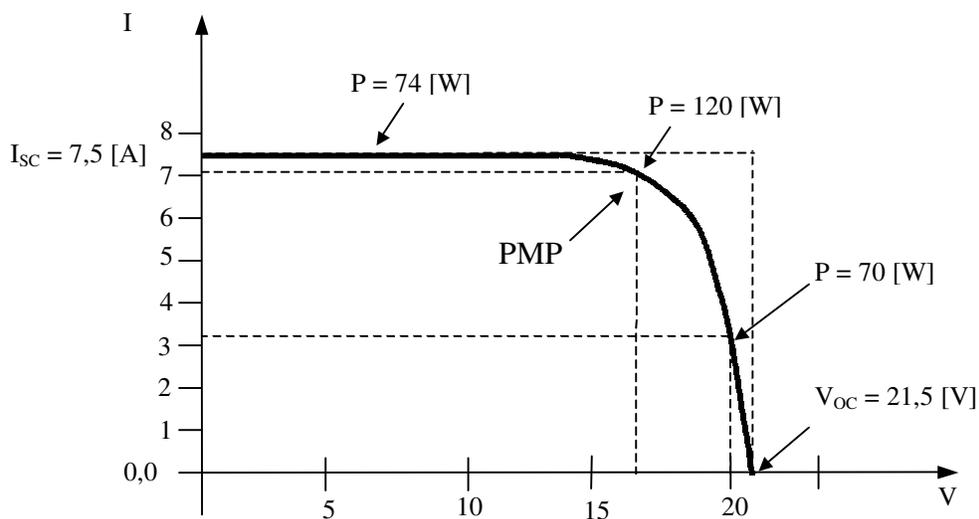


Gráfico 3.10 Curva com os retângulos de potência para um módulo da Kyocera.

O Fator de Preenchimento (FP) para o silício cristalino situa-se entre 70 e 75% e para módulos de silício amorfo multijunção o Fator de Preenchimento fica entre 50 e 60%.

A Tabela 3.3 mostra as características técnicas de alguns módulos fotovoltaicos reais, onde se identificam parâmetros importantes que foram definidos no item anterior.

Tabela 3.3 Características técnicas de alguns módulos fotovoltaicos

Condições padrão de teste: 1 kW/m², AM1,5, 25°C					
Fabricante	Kiocera	Sharp	BP	Uni-Solar	Shell
Modelo	KC-120-1	NE-Q5E2U	2150S	US-64	ST40
Material	Multicristal	Multicristal	Monocristal	Junção tripla Si	CIS-thin film
Número de células	36	72	72		42
Potência nominal [W _P]	120	165	150	64	40
V _n [V]	16,9	34,6	34	16,5	16,6
Corrente nominal I _n [A]	7,1	4,77	4,45	3,88	2,41
Tensão com circuito aberto V _{OC} [V]	21,5	43,1	42,8	23,8	23,3
Corrente de curto-circuito I _{SC} [A]	7,45	5,46	4,75	4,8	2,68
Comprimento [mm]	1425	1575	1587	1366	1293
Largura [mm]	652	826	790	741	329
Profundidade [mm]	52	46	50	31,8	54
Peso [kg]	11,9	17	15,4	9,2	14,8
Eficiência do módulo	12,9%	12,7%	12,0%	6,30%	9,40%

3.6) Panorama nacional e internacional da geração fotovoltaica

Os fotovoltaicos conectados à rede no Brasil

No Brasil existem seis sistemas conectados à rede, conforme mostrado na Tabela 3.4 a seguir:

Tabela 3.4: Sistemas conectados à rede no Brasil (Rodrigues, 2002 ; LABSOLAR 2008)

Sistema	Data da instalação	Local	Potência [kWp]	Tecnologia
CHESF	1995	Recife, PE - CHESF	11	Policristalino
LABSOLAR	1997	Florianópolis, SC - Lab UFSC	2	Amorfo
LABSOLAR	2004	Florianópolis, SC UFSC Centro de eventos	10	-
LSFI	1998	São Paulo, SP - IEE - USP	0,75	Monocristalino
COPPE	1999	Rio de Janeiro, RJ - UFRJ	0,424	Monocristalino
LSFI	2001	São Paulo, SP - IEE - USP	6,3	Monocristalino

Somente um sistema pertence a uma concessionária que é o sistema da CHESF os demais constituem iniciativas de centros de pesquisa de universidades, conforme mostrado na tabela 3.4.

Os governos de alguns países possuem programas de incentivo ao uso da geração fotovoltaica, objetivando atender compromissos de redução da emissão de gases do efeito estufa através da substituição de fontes primárias poluentes. Além de promoverem um esforço de se conseguir a inclusão da tecnologia fotovoltaica nas matrizes energéticas de uma forma mais competitiva à medida que se conseguem melhores eficiências e redução dos custos de produção.

A seguir uma breve descrição dos principais programas fotovoltaicos conectados à rede (Rodrigues, 2002):

O Programa norte – americano “Um milhão de telhados solares”

O presidente Clinton lançou em 1997 o programa “The Million Solar Roof Initiative” tem como objetivo instalar um milhão de equipamentos fotovoltaicos e solares térmicos em telhados de edifícios norte-americanos antes de 2010. Em outubro do mesmo ano, o governo federal anunciou o compromisso de instalar 20.000 sistemas de energia solar em edifícios públicos. Os incentivos são dados

através de créditos subvencionados principalmente para escolas, bibliotecas, residências particulares, edifícios de escritórios e centros de negócios.

O programa da comunidade europeia

O objetivo deste programa é o de instalar um milhão de sistemas fotovoltaicos, com um total de 3 [GWp] antes de 2010, do total, quinhentos mil correspondem a sistemas fotovoltaicos conectados à rede a serem instalados entre os países membros e os restantes quinhentos mil serão exportados para os países em desenvolvimento

O programa alemão “100.000 telhados solares”

A meta deste programa era de se instalar de 300 a 350 [MWp] de sistemas fotovoltaicos conectados à rede até 2005.

O programa italiano “10.000 telhados solares”

Este programa previa a instalação de 50 [MWp] até meados de 2005.

O programa japonês

O programa japonês prevê a instalação de 5.000 [MWp] até 2010. Os incentivos são do (MITI) Ministério da Indústria e Comércio Internacional que concede subsídios a sistemas fotovoltaicos conectados à rede e integrados a edificações residenciais individuais.

O programa espanhol

O programa espanhol prevê a instalação de 115 [MWp] de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em 2010. O decreto Real 2818/98, obriga as concessionárias pagarem 0,36 EUR/kWh de eletricidade de origem renovável produzido por instalações conectadas à rede de até 5 kWp e 0,18 EUR para sistemas entre 5 kWp e 50 MWp.

Capítulo 4

Projetos de Sistemas Fotovoltaicos

4.1) Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Este capítulo apresenta uma visão geral dos sistemas fotovoltaicos em suas três configurações mais usualmente encontradas e os fundamentos para o desenvolvimento de uma proposta de procedimento para dimensionamento de sistema fotovoltaico conectado à rede.

4.1.1) Sistema isolado (autônomo).

Este sistema não é conectado à rede, conforme mostrado na Figura 4.1. É um sistema autônomo simples que opera sem baterias e sem inversor, neste caso, as cargas são alimentadas em corrente contínua.

Os sistemas que possuem baterias e inversor devem ser capazes de carregar as baterias e suprir as cargas ao mesmo tempo. As baterias neste caso devem atender a demanda quando a insolação for insuficiente.

Os sistemas autônomos podem apresentar custos efetivos interessantes para localidades remotas, quando as alternativas são, ou através de geradores, que consomem combustíveis relativamente caros, ou quando se torna necessário o prolongamento por longas distâncias da rede da concessionária.

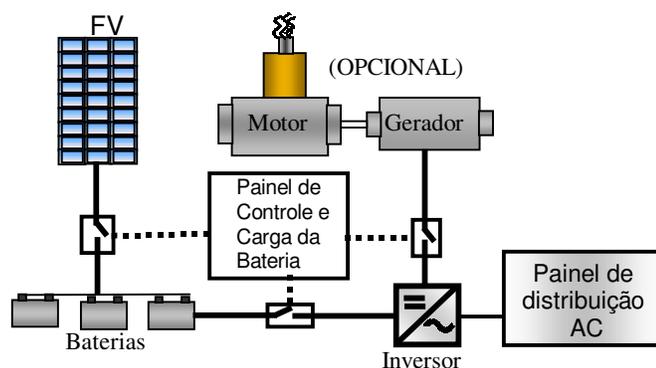


Figura 4.1: Sistema Fotovoltaico autônomo (CRESESB, 2007)

4.1.2) Sistema de conexão direta

Neste sistema não existe nenhum equipamento de condicionamento de potência e nem baterias. A aplicação mais comum é o caso das bombas d'água, conforme mostrado na Figura 4.2.

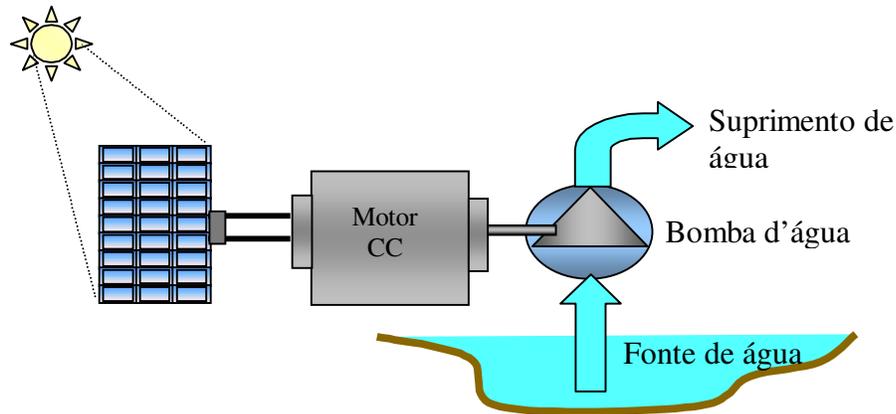


Figura 4.2 Conexão direta do FV a um motor de corrente contínua e bomba d'água (CRESESB, 2007)

Este é o mais simples dos sistemas FV, neste caso não é feito o armazenamento de energia elétrica, mas é possível obter energia potencial através do bombeamento de água para um reservatório localizado em um ponto alto. É um sistema simples e de baixo custo, mas deve ser cuidadosamente projetado para ser eficiente.

4.1.3) Sistemas conectados à rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, naturalmente, encontram-se em locais urbanizados e próximos a rede de distribuição da concessionária. A Figura 4.3 mostra um diagrama simplificado de uma conexão à rede.

O painel fotovoltaico pode ser montado em postes, fixados em telhados, ou ainda fazer parte integrante do revestimento externo de prédio. Quando painéis fotovoltaicos são instalados no telhado e filmes finos de FV são usados em composição com o envidraçamento, eles servem a dois propósitos, ou seja, geração de energia e estrutura do prédio.

A facilidade de integração com a estrutura de prédio minimizam os custos para a sua aplicação.

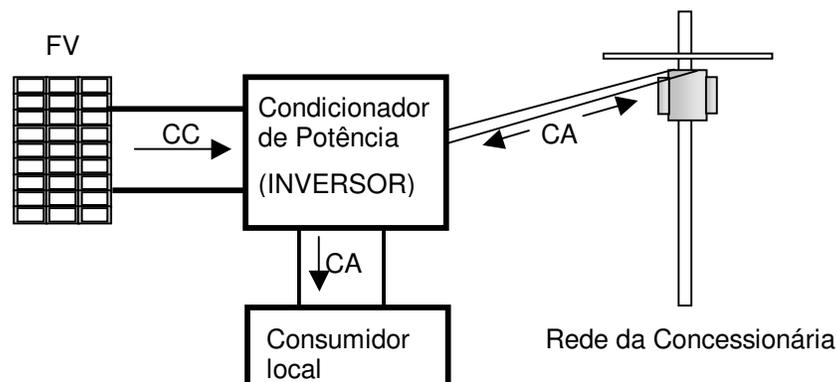


Figura 4.3 Sistema fotovoltaico conectado à rede (Masters, 2004)

Em alguns casos, os custos podem ser contrabalançados pela capacidade deste sistema de fornecer potência durante o meio do dia, quando as taxas das concessionárias são mais caras, aumentando assim a economia no custo do kWh e tornando o sistema mais competitivo com relação aos baixos custos relativos das concessionárias.

Os sistemas conectados à rede possuem uma unidade denominada condicionador de potência (CP), conforme mostrado na Figura 4.3, o qual, incorpora o rastreador do ponto de máxima potência e o inversor.

Se o painel estiver gerando menos que a demanda imediata do consumidor local o sistema drena a suplementação de potência da rede da concessionária, desta forma, a demanda será sempre satisfeita, se o painel fornecer mais potência que o requerido, então, o excesso é enviado para a rede da concessionária e o sistema de medição fará uma contagem decrescente de modo a prover o balanço de energia (consumida x fornecida).

4.2) Ponto de operação em função da carga

Para cada configuração apresentada, deve-se dimensionar os painéis fotovoltaicos (FV) para disponibilizar potência, a qual, não é função apenas das

condições ambientes, especialmente da intensidade da insolação, variação espectral associado com sombras, temperatura ambiente e velocidade do vento, mas também com o tipo de carga que o FV vai suprir.

4.2.1) Pontos de operação com irradiância constante e carga variável.

Para uma carga variável e insolação constante constata-se que o ponto de operação se desloca sobre a curva de tensão e corrente ($V \times I$) do painel, conforme mostrado na Figura 4.4. A curva é levantada na condição padrão de testes, ou seja, 1 Sol (1000 W/m^2), temperatura da célula igual a 25°C e massa de ar relativa AM1,5, conforme definido no item 2.2.2.

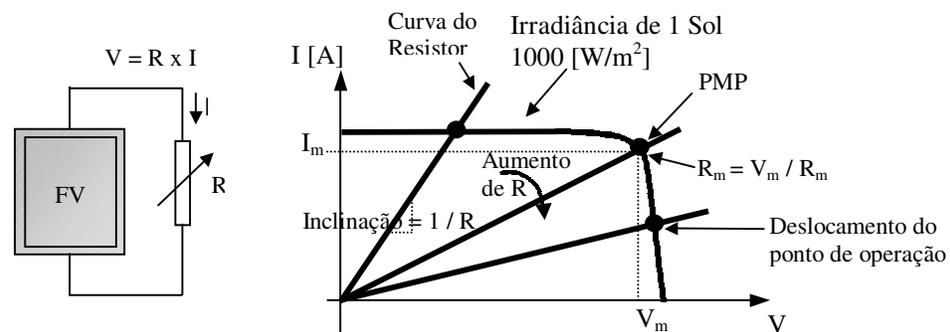


Figura 4.4: Ponto de operação em função da irradiância padrão e variação de uma carga resistiva (Masters, 2004)

4.2.2) Pontos de operação com irradiância variável e carga resistiva fixa

Para uma carga fixa e irradiância variável constata-se que o ponto de operação também se desloca sobre a curva do resistor, conforme mostrado no Gráfico 4.1.

Foi considerado uma variação de irradiância desde 1 Sol (1000 W/m^2) até uma irradiância de 200 W/m^2 .

O gráfico 4.1 mostra que para cada valor de irradiância existe um ponto de operação e que estes pontos não coincidem com os pontos de máxima potência.

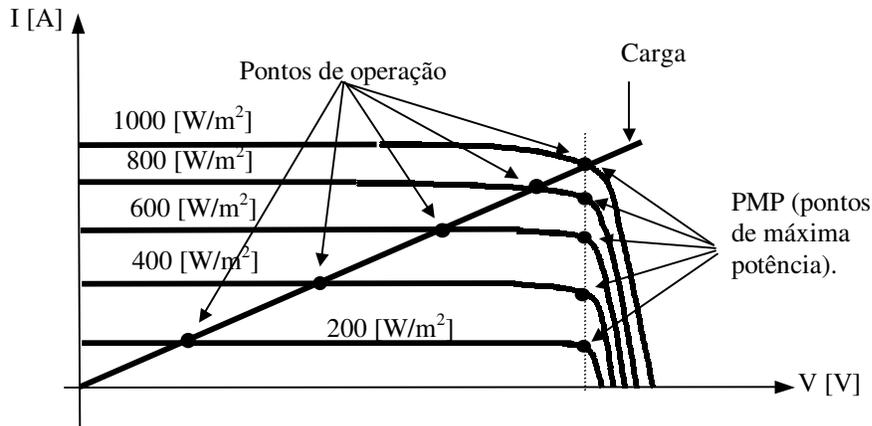


Gráfico 4.1: Pontos de operação com carga fixa e variação da irradiância (Masters, 2004)

4.2.3) Rastreadores do ponto de máxima potência.

Um ganho significativo poderá ser obtido se o ponto de operação para as cargas, puderem de alguma forma, serem mantidos em torno do joelho da curva de corrente e tensão ($V \times I$) do painel FV, acompanhando continuamente qualquer mudança na curva diária do painel.

Dispositivos que executam esta função são chamados de Condicionadores do potência . Estes dispositivos são encontrados em muitos sistemas FV, especialmente nos sistemas conectados à rede, eles são considerados como parte padrão integrante dos mesmos.

Um circuito de elevação de tensão é comumente usado para aumentar a tensão contínua (CC) proveniente do painel FV (conversor CC-CC elevador), enquanto que um conversor CC-CC abaixador é usado para abaixar a tensão contínua (CC) proveniente do painel.

O circuito mostrado na Figura 4.5 é uma combinação destes dois circuitos e é chamado de “Conversor Elevador-Abaixador”.

A fonte CC neste caso é um modulo FV e a carga é um inversor CC/CA.

A frequência de chaveamento (Aberto-Fechado) do transistor é da ordem de 20 [kHz] sob o comando de sensores e de um circuito lógico, a capacitância própria do módulo contribui para aplanar a tensão de saída.

Existem duas situações a serem consideradas:

- a) O circuito com a chave fechada;
- b) O circuito com a chave aberta.

Quando a chave é fechada, a tensão de entrada V_i é aplicada ao indutor, e a corrente I_L circula através do mesmo. Toda a corrente da fonte circula pelo indutor, uma vez que o diodo bloqueia qualquer fluxo para o resto do circuito. Nesta parte do ciclo é desenvolvido o campo magnético no indutor enquanto a corrente cresce. Se a chave permanecer fechada o indutor poderá se comportar como um curto circuito e o módulo fornecerá a corrente de curto circuito e tensão de zero volts.

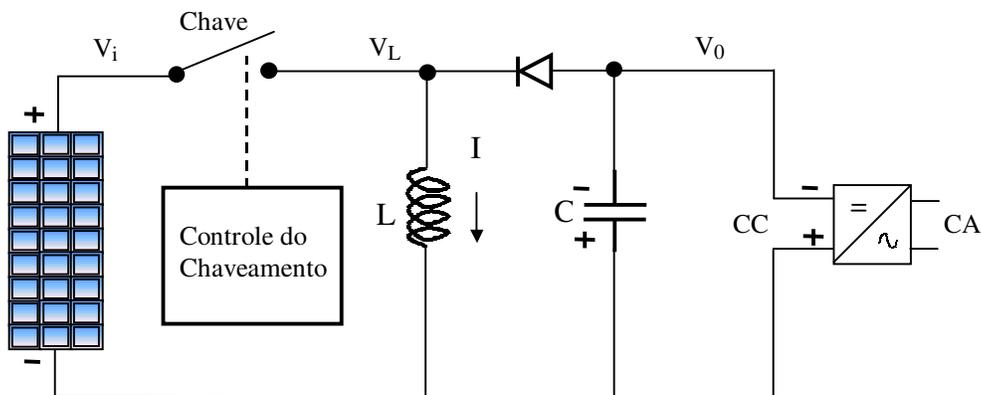


Figura 4.5 Conversor CC/CC “Elevador-Abaixador”.

Quando a chave é aberta a corrente continua fluindo pelo indutor e o campo magnético começa a decrescer.

A corrente do indutor flui agora através do capacitor, da carga e do diodo.

Se o capacitor for suficientemente grande, a tensão sobre o mesmo e sobre a carga será mantida constante e com polaridade oposta a V_i .

O sistema de chaveamento modula a largura dos pulsos que são aplicados ao indutor e ao capacitor. A modulação é definida pelo ciclo de trabalho (C_t) que

expressa a relação entre o tempo em que a chave permanece ligada para o período do trem de pulsos, isto é, é a relação entre o tempo ligado pela soma dos tempos ligado e desligado. A equação 4.1 define o ciclo de trabalho (C_t).

$$C_t = t_l / T_p \quad (4.1)$$

Onde:

C_t - Ciclo de trabalho;

t_l - Tempo que a chave permanece ligada;

T_p - Período do trem de pulsos (é a soma dos tempos ligado e desligado).

O ciclo de trabalho varia entre zero e um (zero e cem por cento), a esta variação na largura do pulso chamamos de modulação por largura do pulso. A Figura 4.7 ilustra o conceito acima exposto.

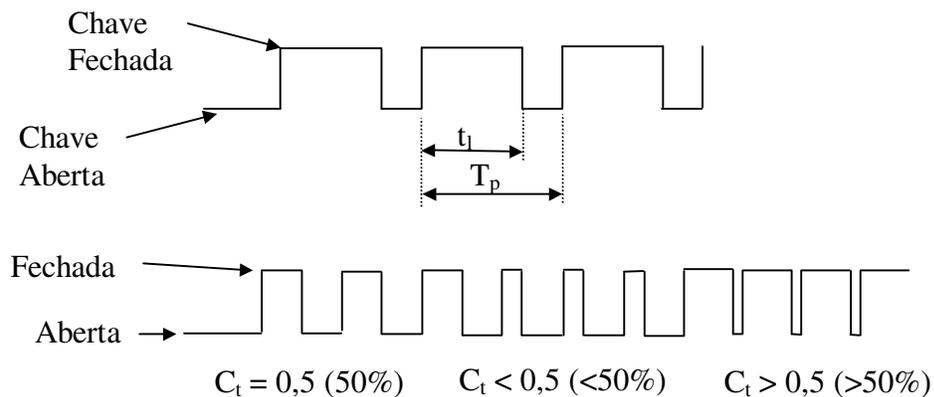


Figura 4.6 Variação da largura do pulso no sistema de chaveamento do inversor (Masters, 2004)

As potências médias fornecidas pelo painel e pelo circuito LC sem considerar perdas no indutor e no capacitor são dadas pelas equações 4.2 a 4.6 a seguir.

Para o indutor, enquanto a chave estiver fechada, do tempo $t = 0$ até $t = t_l$, a tensão no indutor é constante e igual a V_i . A potência média fornecida para o campo magnético do indutor durante um ciclo completo é dado por:

$$\overline{PLin} = (1/T) \int_0^{t_l} V_i \cdot ILdt = (1/T) \cdot V_i \int_0^{t_l} ILdt \quad (4.2)$$

Onde;

$\overline{PL_{in}}$ - Potência média fornecida pelo painel FV ao indutor;

IL - Corrente através do indutor.

Assumindo que a corrente através do indutor é constante, a potência média através do mesmo será:

$$\overline{PL_{in}} = (1/T) \cdot V_i \cdot IL \int_0^{t_i} dt = V_i \cdot IL \cdot C_t \quad (4.3)$$

Quando a chave abre, calcula-se a potência média fornecida pelo indutor para a carga, uma vez que o campo magnético começa a decrescer devolvendo a energia adquirida para o circuito através do diodo, que agora conduz, significando também que a tensão sobre o indutor V_L é a mesma tensão que está aplicada à carga (V_0). Então a potência média fornecida pelo indutor será:

$$\overline{PL_{out}} = (1/T) \int_{t_i}^{T_p} V_L \cdot IL dt = (1/T) \int_{t_i}^{T_p} V_0 \cdot IL dt \quad (4.4)$$

Para um inversor bem projetado, a tensão V_0 e a corrente I_L são essencialmente constantes, assim a potência média do indutor será:

$$\overline{PL_{out}} = (1/T_p) \cdot V_0 \cdot IL \cdot (T_p - t_i) = V_0 \cdot IL \cdot (1 - C_t) \quad (4.5)$$

Para um ciclo completo, a potência média aplicada ao indutor é igual à potência média fornecida pelo indutor. Assim de (4.3) e (4.5), obtém-se:

$$V_0 / V_i = -(C_t / 1 - C_t) \quad (4.6)$$

A equação (4.6) é a relação da tensão da saída pela tensão de entrada. Através dela constata-se que quanto maior for C_t maior será a tensão de saída, assim como, maior será o tempo disponível para o capacitor carregar e menor será o tempo de descarga do mesmo. A Figura 4.7 mostra um resumo das equações para a tensão máxima e corrente máxima de saída em função de C_t .

Em um rastreador do ponto de máxima potência (RPMP) real, um microprocessador deve ajustar permanentemente o ciclo de trabalho através do monitoramento da tensão de saída do painel FV. O Gráfico 4.2 mostra que o

condicionador de potência mantém a saída sempre na máxima potência para qualquer valor de C_t .

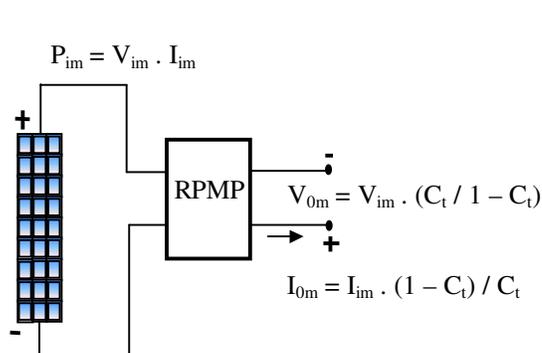


Figura 4.7

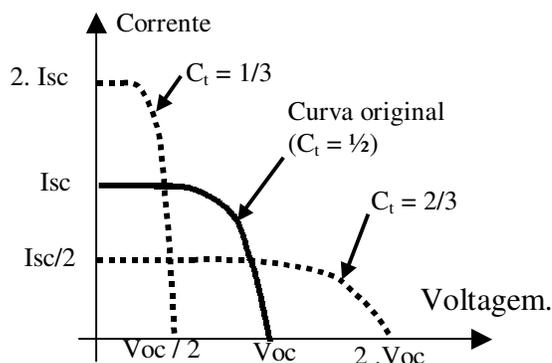


Gráfico 4.2

Atuação do RPMP e conseqüente deslocamento dos pontos de máxima potência nas curvas V x I do painel FV (Masters, 2004)

4.3) Detalhamento de sistemas FV conectados à Rede

Os sistemas fotovoltaicos poderão ser bifásicos com alguns painéis e um único inversor, bifásico com vários painéis e inversores individuais de menor porte ou painéis ligados a um inversor trifásico.

4.3.1) Configurações práticas

A figura 4.8 apresenta um diagrama geral de um sistema bifásico conectado à rede, o principal componente é o painel em si consistindo neste caso de duas linhas de painéis em série, ligados cada um por um cabo independente a uma caixa de junção, a qual, contém blocos de diodos e fusíveis independentes para cada série de painéis, e também um protetor contra descargas atmosféricas.

Dois cabos de diâmetros suficientemente grandes para suportar a corrente do painel são instalados entre a caixa de junção e a caixa de chaves de desconexão dos painéis, permitindo que o mesmo seja desconectado completamente do sistema.

O inversor entrega potência em CA, geralmente em 240 [V] bifásico, através de um disjuntor, para o painel de serviço da concessionária.

Através de ligações feitas em cada uma das saídas do inversor, são fornecidos dois circuitos de 120 [V] CA para alimentar o consumidor local.

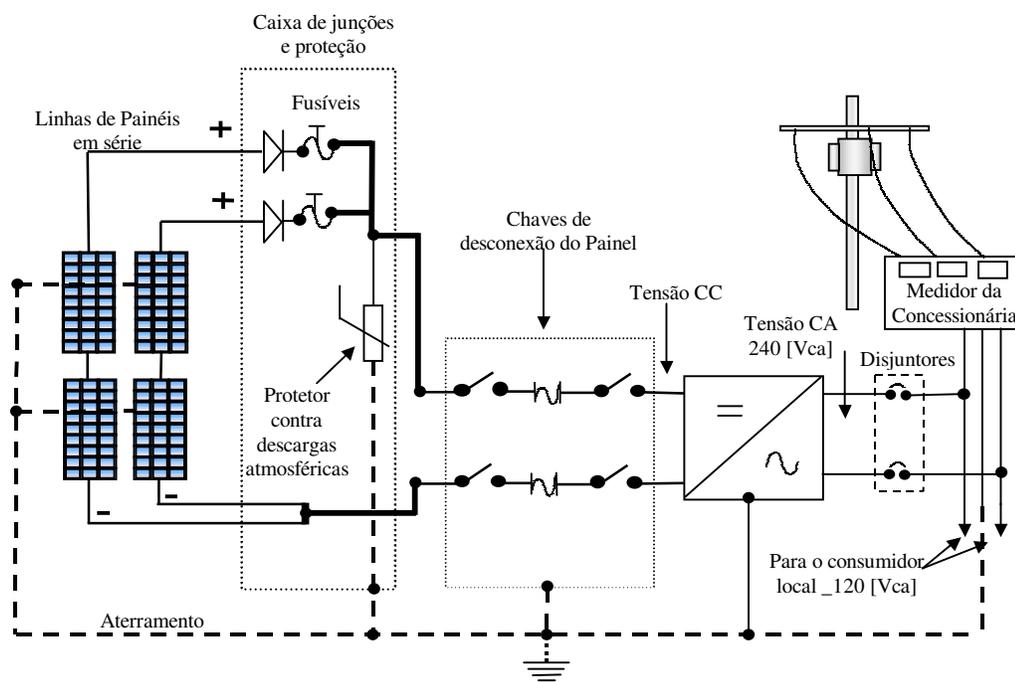


Figura 4.8 Painel FV conectado à rede através de um único inversor (Masters, 2004)

Uma alternativa ao uso de um único inversor é mostrada na figura 4.9, neste caso, cada painel possui um pequeno inversor montado diretamente na parte traseira de cada painel.

O conjunto painel e inversor constituem um módulo CA, esses módulos permitem ampliações com as simples adições módulo a módulo, conforme a necessidade ou de acordo com um planejamento orçamentário.

Os grandes sistemas FV possuem normalmente linhas de painéis conectadas a inversores individuais, conforme visto no item anterior, permitindo ampliações modulares. Esta configuração minimiza custos com os cabos de corrente contínua de grandes diâmetros, bem como, evita o uso de uma grande central inversora. A figura 4.9 mostra esta configuração.

Outra opção para conexão de grandes sistemas é mostrada na Figura 4.10, onde as linhas de painéis são combinadas numa caixa de junção e interligadas a um grande inversor trifásico, possibilitando uma interligação à rede.

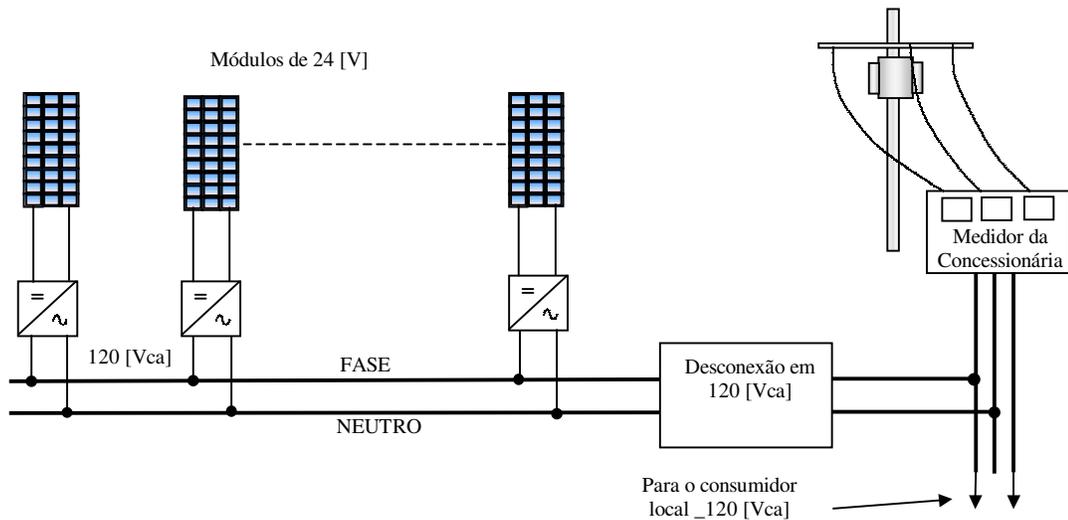


Figura 4.9 Painéis com inversores individuais montados na traseira do módulo, permitindo ampliações com simplicidade a qualquer tempo (CRESESB, 2007)

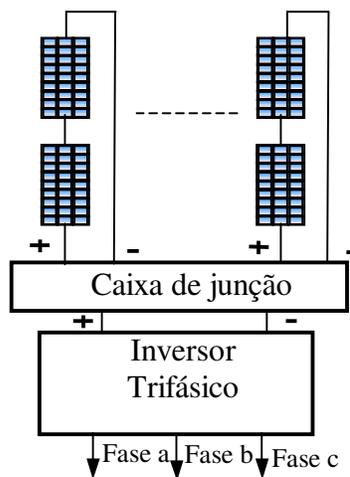


Figura 4.10 Sistema FV conectado à rede usando inversor trifásico de grande porte (CRESESB, 2007)

4.3.2) Segurança das instalações e dos usuários

Para instalações elétricas que trabalham com tensões superiores a 48 [V] deve-se tomar cuidado com o aterramento e com o nível de isolamento. Os materiais, dispositivos e equipamentos aplicados devem ser exclusivamente homologados.

Devem ser observados os seguintes requisitos:

- 1) No inversor adotar mecanismos de desconexão automática da rede quando alguma das fases ficar fora das seguintes margens de operação:

Δ Tensão entre 0,85 e 1,1 vezes o valor nominal;

Δ Fator de potência superior a 0,9;

Δ Frequência entre 59 e 61 [Hz].

- 2) Isolar galvanicamente as partes CA e CC da instalação.

- 3) Utilizar inversor trifásico para potências superiores a 5 [kVA]

4.3.3) Aspectos relativos à rede elétrica

As exigências por parte do distribuidor de energia elétrica buscam, basicamente, dois objetivos:

- 1) Não alterar as condições de segurança nem a qualidade da energia fornecida aos clientes;
- 2) Não criar condições perigosas de trabalho para o pessoal da manutenção da rede de distribuição.

Para evitar que o inversor funcione em ilha, garantindo assim a segurança da equipe de manutenção da concessionária, deve-se adotar somente inversores sincronizados pela rede (Oliveira e Zilles, 1998).

3) Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede contribuem para injeção de harmônicos no sistema elétrico. Novas tecnologias de conversão eletrônica baseada em chaveamento em altas frequências, conforme mostrado na Figura 4.11 a seguir, podem reduzir substancialmente os valores das correntes harmônicas de frequência mais baixas (Macêdo, 2006).

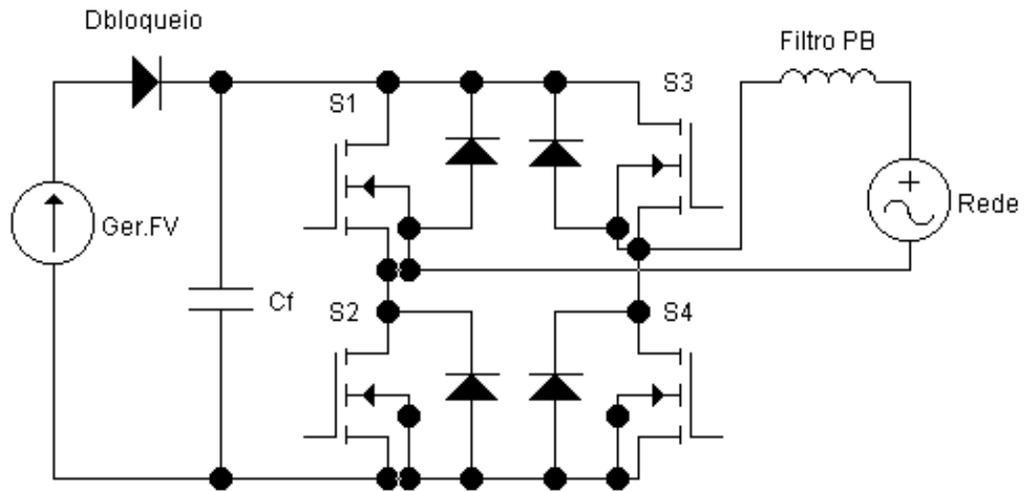


Figura 4.11: Inversor tipo VSI (Fonte de tensão) com ponte completa de modulação por largura de pulso (Adaptado de Macêdo, 2006)

Não há atualmente no Brasil regulamentação para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede. As recomendações feitas nos itens anteriores são recomendações gerais da área de engenharia, sendo necessário, portanto, que os agentes envolvidos nas áreas de energias renováveis e do setor elétrico se esforcem no sentido de que sejam estabelecidas normas técnicas e regulamentações para a geração fotovoltaica conectada à rede (Oliveira e Zilles, 1998).

Capítulo 5

Proposta de procedimento para dimensionamento de sistemas FV conectados à rede

O objetivo deste capítulo é o de apresentar uma proposta de procedimento computacional para o desenvolvimento de projetos de sistemas FV conectados à rede.

5.1) Considerações preliminares

5.1.1) Relação entre as potências CC e CA (Eficiência de conversão)

A eficiência de conversão de potência CC em potência CA é afetada por diversos fatores, tais como; descasamento entre módulos, tolerâncias de fabricação, sujeira nos módulos e condições ambientais. A equação 5.1 define a potência em CA em função da potência em CC nas condições padrão de testes, isto é, a 1 Sol, 25°C para a temperatura da célula e massa de ar AM1, 5, conforme definido em 2.2.2.

$$P_{CA} = P_{CC,STC} \times EC \quad (5.1)$$

Onde;

EC – Eficiência de conversão, chamada também de rendimento global (PR);

$P_{CC,STC}$ - Potência em corrente contínua obtida pela composição dos módulos do painel, nas condições padrão de testes;

P_{CA} – Potência em corrente alternada obtida na saída do inversor.

Apesar dos inversores apresentarem eficiências da ordem de 90% ou mais (Masters, 2004) a eficiência total na conversão levando-se em conta os fatores citados no item 5.1.1, recomenda-se adotar um valor em torno de 70 a 75% para os projetos de sistemas FV, conforme resumido na Tabela 7 do Anexo 1.

5.1.2) Impacto da temperatura de operação da célula no campo

Outro fator importante que reduz o valor da potência nominal é a temperatura de operação da célula no campo. As células normalmente trabalham em temperaturas acima de 25°C, e os dados de placa são obtidos nesta temperatura.

O Gráfico 5.1 (Tensão x Corrente) para a condição padrão de testes mostra a queda de tensão com a temperatura.

A temperatura real de operação da célula é dada pela equação (5.2) a seguir:

$$T_{CEL} = T_{AMB} + [(T_{NOC} - 20^\circ) / 0,8] \times S \quad (5.2)$$

Onde:

T_{CEL} – é a temperatura da célula em °C;

T_{AMB} – é a temperatura ambiente °C;

S – é a irradiância [kW/m^2];

T_{NOC} – Temperatura nominal de operação da célula quando a temperatura ambiente encontra-se a 20 [°C]. T_{NOC} é um dado fornecido pelo fabricante.

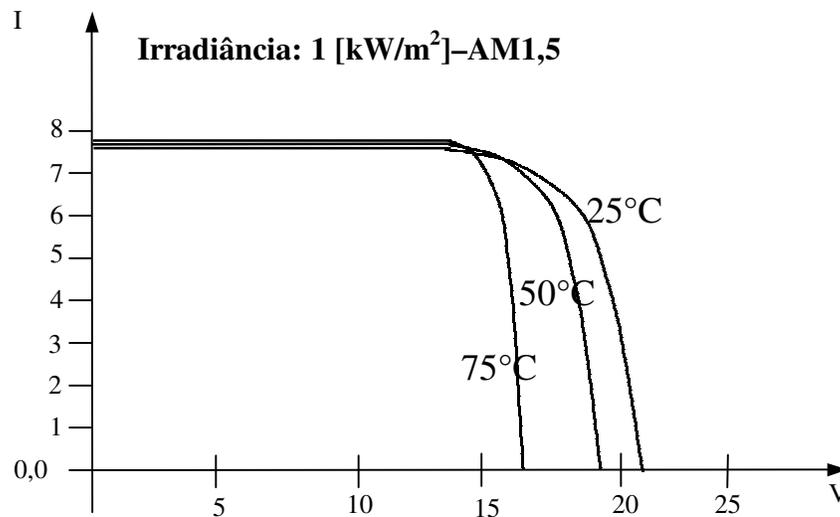


Gráfico 5.1 Curvas características de V x I considerando a variação da temperatura da célula para o módulo KC120-1 da Kyocera.

Constata-se que as células operam em temperaturas entre 25°C a 35°C acima da temperatura ambiente.

Este fato influencia no valor do fator de conversão CC/CA reduzindo a potência CC em 0,5 [%] por grau centígrado acima de 25 [°C] de temperatura da célula, ou seja:

$$F_{TA} = 1 - (0,005 \cdot (T_{cel} - 25^{\circ}C)) \quad (5.3)$$

Onde:

F_{TA} = Fator de conversão relativo à temperatura da célula e temperatura ambiente;

T_{cel} = Temperatura da célula em ° [C].

A potência CC disponibilizada na condição padrão de teste e correção da temperatura ambiente será então:

$$P_{cc}(\text{corrigida}) = P_{CC,STC} \cdot [1 - (0,005 \cdot (T_{cel} - 25^{\circ}C))] \quad (5.4)$$

Ou;

$$P_{cc}(\text{corrigida}) = P_{CC,STC} \cdot F_{TA} \quad (5.5)$$

A eficiência total de conversão CC/AC (EC) ou rendimento global (PR) levando-se em conta o descasamento entre módulos, tolerâncias de fabricação, sujeira nos módulos é dado pela equação 5.6 a seguir:

$$EC = P_{CA} / P_{CC,STC} \cdot F_{TA} \cdot F_{DM} \cdot F_{TF} \cdot F_{SM} \quad (5.6)$$

Onde;

EC - Eficiência de conversão CC/CA;

P_{CA} - Potência CA na saída do inversor;

$P_{CC,STC}$ - Potência CC entregue pelo módulo nas condições padrão de teste;

F_{TA} - Fator de conversão em função das temperaturas ambiente e da célula;
 F_{DM} - Fator de conversão em função dos descasamentos entre os módulos;
 F_{TF} - Fator de conversão em função das tolerâncias de fabricação;
 F_{SM} - Fator de conversão em função de sujeira nos módulos.

Os Gráficos 5.2 e 5.3 foram traçados em função da equação (5.6), considerando a temperatura ambiente variando desde 0 [°C] até 40 [°C] e os seguintes fatores de conversão:

F_{TA} - Este fator varia com a temperatura ambiente;
 F_{DM} - 0,97;
 F_{TF} - 0,98;
 F_{SM} - 0,96.

Os valores para os fatores de conversão foram estimados considerando uma perda de 3% para o descasamento entre módulos, perda de 4% para sujeira nos módulos, 2% devido a tolerâncias de fabricação e uma perda de 10% para o inversor.

Estes valores devem ser revistos para cada caso levando-se em conta levantamentos estatísticos de resultados de testes práticos aplicados aos equipamentos.

Os cálculos para o traçado dos gráficos 5.2 e 5.3 encontram-se na tabela 7 do anexo 1 e planilha FOVO4-EC.

Gráfico 5.2 – Eficiência de conversão EC ou rendimento global (PR) em função da temperatura ambiente. Arquivo FOVO4-EC

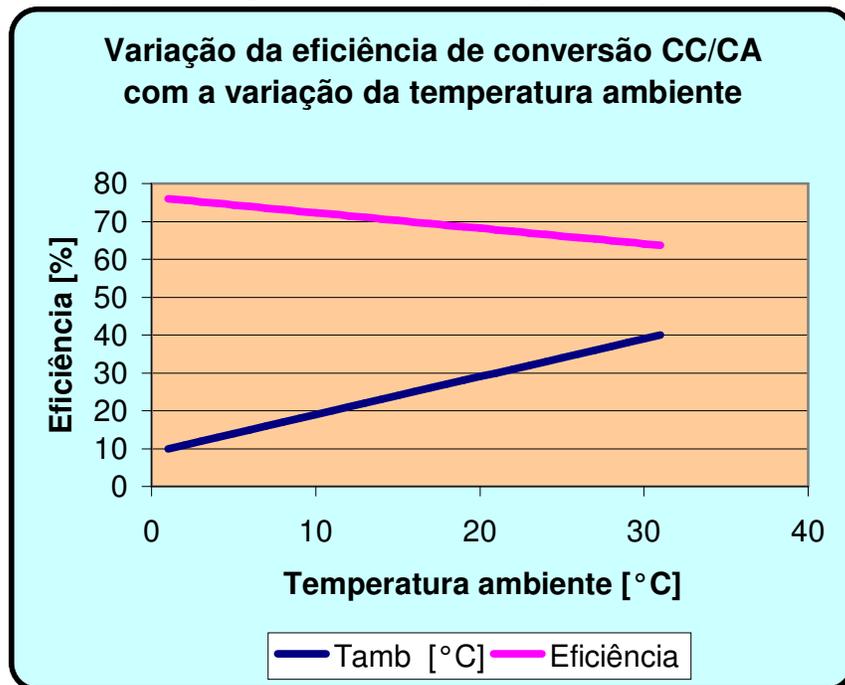
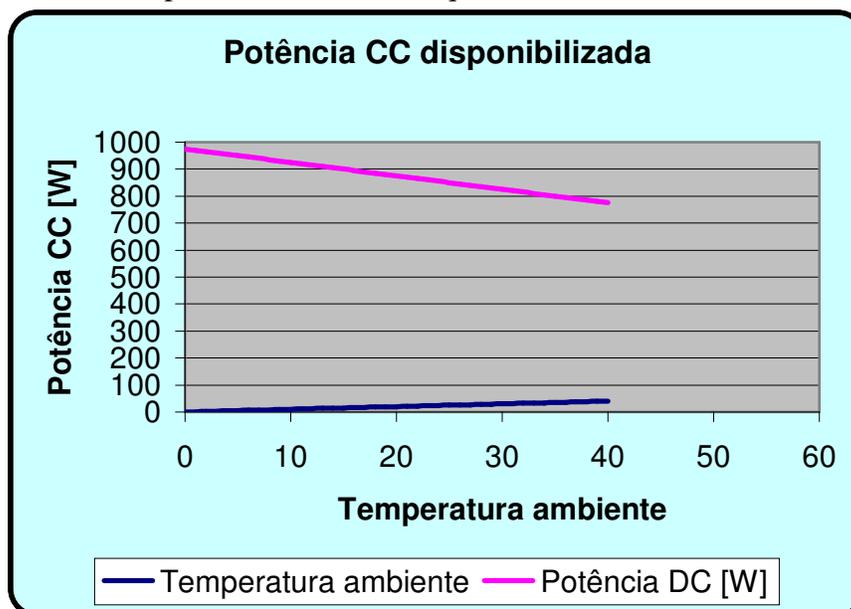


Gráfico 5.3 – Potência CC disponibilizada pelo painel em função da temperatura ambiente. Arquivo FOVO4-EC



5.2) Método “Horas de Pico” para dimensionamento de sistemas FV

O primeiro passo é estimar a produção diária de energia levando-se em conta a eficiência total de conversão e a média da insolação diária do local. Ajusta-se então a potência CC sob as condições padrão de testes (STC) e estima-se a potência CA do inversor.

Como a média da insolação diária é dada por [kWh/m²], pode-se estimar a produção diária de um painel FV, conforme segue:

$$Energia = Insolação \times A \times \eta_{m\u00e9dio} \quad (5.7)$$

Onde:

Energia - Energia em [kWh/dia] (produção diária);

Insolação - Energia por metro quadrado/dia;

A - Área do painel FV em [m²];

$\eta_{m\u00e9dio}$ - Eficiência média total do sistema ao longo do dia.

Para 1-Sol pode-se escrever:

$$P_{AC} = (1kW / m^2) \times A[m^2] \times \eta_{1-Sol} \quad (5.8)$$

Onde:

η_{1-Sol} é a eficiência de conversão a 1-Sol

Combinando (4.9) com (4.10), Obtém-se:

$$E = P_{AC} \times I / 1[kW / m^2] \times (\eta_{m\u00e9dio} / \eta_{1-Sol}) \quad (5.9)$$

Onde:

I - Insolação [kWh/m²-dia];

1-Sol - Irradiância de 1000 [W/m²] ao Sol do meio dia, conforme definido em 2.2.2

Assumindo que a eficiência média do sistema durante o dia é igual à eficiência quando exposto a 1-Sol, então a equação (5.9) pode ser escrita como segue:

$$E = P_{AC} \times [h / dia_de_pico_de_Sol] \quad (5.10)$$

A média da eficiência na parte da manhã será maior quando as temperaturas são mais baixas, mas a insolação é menor, havendo uma compensação natural e a equação (5.10) mantêm-se conservativa.

5.3) Fator de capacidade para sistemas interligados

Uma maneira de mensurar a energia fornecida por um sistema de geração FV é em termos da potência alternada de saída (potência CA nominal) multiplicada pelo fator de capacidade (FC).

Se o sistema fornece continuamente a potência total, então seu fator de capacidade será unitário.

A equação que expressa a performance anual em termos do FC é mostrada a seguir:

$$E[kWh / ano] = P_{CA} \times FC \times 8760[h / ano] \quad (5.11)$$

Onde;

8760 – Horas anuais;

P_{CA} - Potência CA na saída do inversor;

FC - Fator de Capacidade.

Combinando as equações (5.10) e (5.11), se expressa o fator de capacidade (FC) em função de horas por dia de pico de Sol conforme a equação 5.12 a seguir.

$$FC = (h / dia_Pico_de_Sol) / 24horas \quad (5.12)$$

Observa-se que a influência da temperatura não afeta o FC, uma vez que esta já está associada à potência CA. Fatores de capacidade para diversas cidades dos Estados Unidos possuem valores com faixa de variação como segue;

- 0,16 a 0,26 para ângulo de inclinação fixo (L-15°), voltado para o Sul;
- 0,20 a 0,36 para painel com um eixo de varredura.

Para o Brasil estima-se uma radiação solar média anual entre 4,5 a 5,5 [kWh/m²/dia] incidindo em um plano inclinado fixo, conforme os mapas de irradiação solar para o Brasil (Figura 4 do Anexo1), resultando para o fator de capacidade (FC) os seguintes valores:

- 0,18 a 0,23 com ângulo de inclinação fixo (L+15°), voltado para o Norte.

5.4) Projeto de Fresno, adotado como referência para aferição da proposta de procedimento

Para aferição do programa foram utilizados os dados de um projeto elaborado para a cidade de Fresno situada nos Estados Unidos - Califórnia. O projeto foi desenvolvido com base nos formulários para cálculos de insolação e tabelas de insolação do Anexo1 (Masters, 2004).

Este projeto foi tomado como referencia por apresentar uma metodologia coerente e ordenada, contemplando os aspectos técnicos e econômicos. A aplicação da metodologia no Brasil ou em qualquer outro lugar do mundo não invalida o procedimento, pois, a localização geográfica é levada em conta no programa e corrigi automaticamente os parâmetros envolvidos.

5.5) Detalhamento do projeto de Fresno

No desenvolvimento do projeto devem ser considerados alguns aspectos e premissas básicas, tais como:

- 1) Localização geográfica e definição da inclinação do painel;
- 2) Média mensal da irradiação solar para o local;
- 3) Cálculo do consumo diário;
- 4) A demanda anual requerida para o projeto em (kWh/ano);
- 5) A potência CC em (W_p) necessária para atender o consumo requerido;
- 6) Definições quanto às maneiras de instalar os painéis, ou seja, no telhado, em postes ou na fachada do prédio;

- 7) Estimativa da área total requerida para instalação dos painéis;
- 8) Considerações relativas à estética devem ser também analisadas;
- 9) Estimativa da produção anual da energia;
- 10) Levantamento das características técnicas e especificações dos equipamentos disponíveis no mercado;
- 11) Verificar a compatibilidade entre características técnicas dos painéis e inversores considerados;

5.5.1 Fluxograma do projeto para cálculos efetuados manualmente:

O fluxograma do projeto mostra a execução do projeto sem auxílio do computador em nenhuma das etapas de desenvolvimento, conforme mostrado no Fluxograma 1 a seguir.

5.5.2) Dados gerais do projeto

Localização:

Cidade de Fresno – EUA - Estado da Califórnia;

Latitude Norte: 37°;

Consumo anual de energia: 3600 [kWh/ano];

Insolação média diária anual: 5,7 kWh/m²-dia;

Inclinação adotada para o painel:

Ângulo fixo $\Sigma = L - 15^\circ$ voltado para o sul:

$$\Sigma = 37 - 15 = 22, \Sigma = 22^\circ.$$

5.5.3) Cálculo da potência CA necessária:

- Da tabela 4 (anexo 1) encontramos 5,7 kWh/m²-dia para a média diária anual.
- Potência CA para a produção da energia requerida:

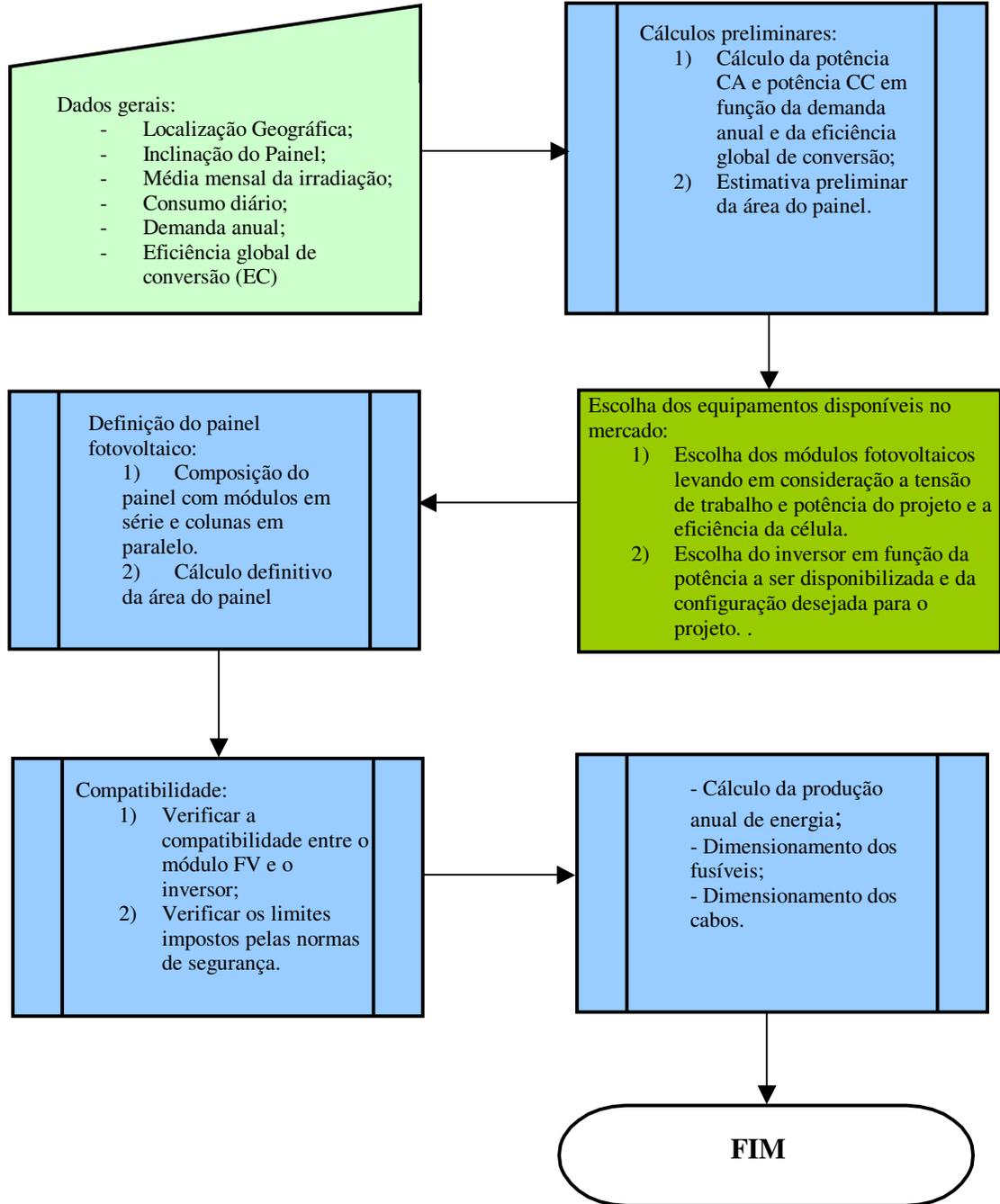
$$\text{Energia} = P_{CA} \cdot h/\text{dia} @ 1\text{-Sol} \cdot 365$$

$$P_{CA} = 3600 / 5,7 \cdot 365 = 1,73 \text{ [kW]}$$

$$\text{Ou usando a equação (5.11) } E = P_{CA} \cdot FC \cdot 8760$$

$$P_{CA} = E / FC \cdot 8760 = 3600 / (0,2375 \cdot 8760) = 3600 / 2080,5 = 1,73 \text{ [kW]}$$

Fluxograma 1: Sequência para cálculos manualmente



5.5.4) Potência CC:

Considerando uma eficiência de conversão CC-CA de 75% incluindo a eficiência do inversor, impacto de sujeiras no painel e descasamentos entre módulos, tem-se para a potência CC:

$$P_{CC,STC} = P_{CA} / EC = 1,73 / 0,75 = 2,3[kW]$$

5.5.5) Área do painel (estimativa preliminar):

$$P_{CC,STC} = 1[kW / m^2] \times A[m^2] \times \eta$$

Sendo η a eficiência do módulo FV,

Para o silício cristalino, obtém-se da Tabela 5 (Anexo1) a eficiência de 12,4%, assim:

$$A = 2,3 [kW] / 1 [kW/m^2] \cdot 0,124 = 18,54 [m^2]$$

5.5.6) Escolha do Módulo FV e do Inversor.

A Tabela 5 (Anexo 1) apresenta as características técnicas de alguns módulos FV e a Tabela 6 (Anexo 1) as características técnicas de alguns inversores para sistemas conectados à rede.

O próximo passo é compatibilizar as características técnicas dos módulos FV e dos inversores disponíveis objetivando uma escolha otimizada para estes dois importantes componentes do sistema FV.

Nas tabelas citadas escolhe-se um par – (Módulo FV x Inversor) e verifica-se a compatibilidade entre os mesmos, assim foram confrontadas as características técnicas do módulo FV Kyocera KC158G 158 W com as do inversor Xantrex STXR2500.

5.5.7) Número de módulos KC158G

Uma escolha preliminar do módulo é feita levando-se em conta a potência CC total necessária para o projeto dividida pela potência de um módulo KC158G, assim:

$$2300 [W] / 158 [W] \text{ por módulo} = 14,6$$

O valor encontrado para a quantidade de módulos não é um valor inteiro, então, deve-se decidir entre usar 14 módulos ou 15 módulos.

5.5.8) Arranjos do painel com módulos KC158G

Definida a quantidade de módulos deve-se promover a associação de alguns módulos em série objetivando alcançar uma tensão de saída do módulo que seja compatível com a entrada do inversor a ser utilizado, conforme mostrado a seguir:

1) A composição com dois módulos por fila é a seguinte:

A tensão nominal no ponto de máxima potência STC será:

$2 \times 23,2 = 46,4$ [V], este valor cai dentro da faixa RPMP (44-85 V) do inversor Xantrex STXR2500, porém, fica muito próximo do valor mínimo desta faixa, o que, poderá em casos de altas temperaturas da célula fazer com que a tensão de saída do módulo fique abaixo de 44 [V], o que, poderá prejudicar o funcionamento do inversor.

2) Com três módulos por fila tem-se:

A tensão nominal no ponto de máxima potência STC será;

$3 \times 23,2 = 69,6$ [V], este valor fica dentro do range RPMP (44-85 V), porém, oferece uma margem bem maior de excursão para o caso das altas temperaturas, significando uma maior segurança de operação para o conjunto.

3) Os valores encontrados nos itens um e dois sugerem a utilização de 5 filas de 3 módulos, perfazendo um total de 15 módulos ($58 \text{ W} \times 15 \text{ módulos} = 2370$ [W]).

4) A tensão de circuito aberto do painel não poderá ser maior que a máxima tensão de entrada do inversor, que neste caso é de 120 [V], assim; $3 \times V_{oc} = 3 \times 28,9 = 86,7$ [V].

5) O valor encontrado no item quatro é bem inferior ao valor limite de 120 [V], porém, deve-se considerar a possibilidade da temperatura ambiente cair, o que, melhora o desempenho do módulo. Considerou-se para o local a possibilidade da ocorrência de temperaturas em torno de -5°C . Nestas condições, a tensão em circuito aberto poderia atingir o valor de 97 [V], conforme equação 5.2.

Outro motivo para preocupação com a máxima tensão de circuito aberto é referente ao limite que o “National Electrical Code” impõe para a máxima tensão admissível para prédios residenciais, que é de 600 [V].

Tendo em vista que estes limites foram respeitados optou-se pelo arranjo de cinco filas com três módulos cada.

5.5.9) Configuração final do sistema e recálculo da área do painel.

A área real a ser ocupada pelo painel será:

$$A = 15 \text{ módulos} \times 1,29 \text{ [m]} \times 0,99 \text{ [m]} = 19,10 \text{ [m}^2\text{]}$$

Esta área é um pouco maior do que a estimada inicialmente devido ao arredondamento para maior do número de módulos.

5.5.10) Produção anual de energia

Com quinze módulos FV a potência CC, STC será:

$$P_{CC,STC} = 158 \text{ [W/módulo]} \times 15 \text{ [módulos]} = 2370 \text{ [W]}$$

Refazendo os cálculos de energia para a eficiência de conversão de 75% e a insolação média de 5,7 [kWh/m² – dia] obtém-se:

$$\text{Energia} = 2,37 \text{ [kW]} \times 0,75 \times 5,7 \text{ [h/dia]} \times 365 \text{ [dias/ano]} = 3698 \text{ [kWh/ano]}$$

5.5.11) Dimensionamento dos fusíveis

Os fusíveis da caixa de junções devem permitir a passagem da corrente de curto-circuito do painel acrescido de 125% , como fator de segurança, para prevenção de um aumento da corrente de curto-circuito, devido ao efeito de altas irradiâncias (maior do que 1000 W/m²), mais 125% devido a um aumento da corrente de curto-circuito à taxa de 0,1%/°C quando a célula se submete a temperaturas acima de 25°C, assim, o fusível da caixa de junções é calculado como segue:

$$\text{Fusível da caixa de junção} = I_{SC} \text{ [A]} \times 1,25 \times 1,25$$

$$\text{Fusível da caixa de junção} = 7,58 \text{ [A]} \times 1,25 \times 1,25 = 11,8 \text{ [A];}$$

$$\text{Adotado: } 12 \text{ [A]}$$

$$\text{Para o fusível da chave de desconexão do painel} = 5 \times I_{SC} \text{ [A]} \times 1,25 \times 1,25$$

$$F_{CDP} = 5 \times 11,8 \text{ A} = 59,2 \text{ [A]};$$

Adotado: 60 [A]

O fusível do Inversor deve permitir uma margem também de 125%, assim, o fusível do Inversor será:

$$F_{INV} > 1,25 \times 2500 \text{ [W]} / 240 \text{ [V]} = 13 \text{ [A]}$$

Adotado: 15 [A]

As margens de segurança adotadas são recomendadas pelo “National Electrical Code”.

5.5.12 Dimensionamento dos cabos

Para o dimensionamento dos cabos que serão instalados junto ao painel deve-se tomar o cuidado de reduzir a capacidade de condução dos condutores (Ampacidade), especificada pelos fabricantes, tendo em vista que os mesmos estarão sujeitos a temperaturas superiores a 30°C, valor que os fabricantes adotam como padrão para a temperatura ambiente.

A redução referida poderá variar de 33 a 58% dependendo do tipo de cabo e da forma de instalação.

Para os demais cabos deve-se observar a distância, a queda de tensão permitida e maneiras de instalação para definição dos diâmetros e tipos de cabos a serem empregados.

5.6) Desenvolvimento dos programas – FOVO

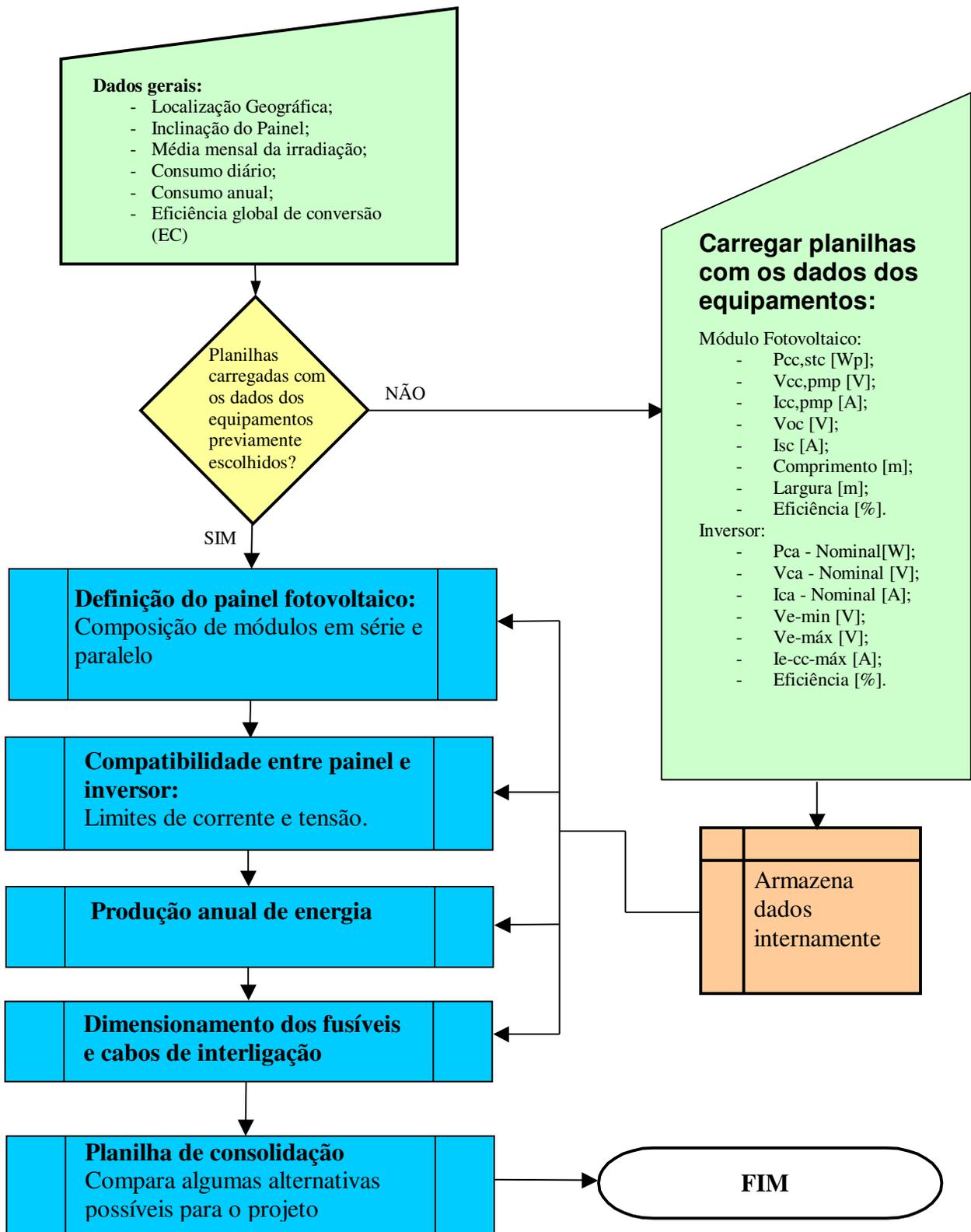
Foram desenvolvidas planilhas eletrônicas contendo campos para receber os dados técnicos de alguns painéis e inversores disponíveis no mercado e dados da localização geográfica do local, bem como parâmetros como irradiância e radiação média diária anual para o local considerado.

Nas planilhas foram inseridas as equações e as referências lógicas para cálculos e composição do sistema.

5.6.1) Fluxograma do projeto usando método computacional

O fluxograma do projeto usando método computacional consta de carregamento das planilhas com dados referentes à localização geográfica, irradiância e insolação e dados dos equipamentos disponíveis, o Fluxograma 2 a seguir mostra a seqüência de execução do projeto.

Fluxograma2: Sequência usando os programas FOVO



5.6.2) Aplicação do procedimento proposto para o projeto de Fresno desenvolvido no item 5.5 – FOVO1

O procedimento consta do arquivo FOVO1_Fresno, que contém um conjunto de seis planilhas, conforme relação abaixo:

- 1) Projeto FV_Fresno_Geral;
- 2) Sharp 125 x Xantrex 2500;
- 3) Kyocera 158 x Xantrex 2500;
- 4) Shell SP150 x Xantrex 2500;
- 5) Uni-Solar SSR256 x Xantrex 2500;
- 6) Planilha de consolidação.

5.6.3) Uso da planilha “Projeto FV_Fresno_Geral”

Na planilha “Projeto FV_Fresno_Geral” entra-se com os dados gerais do projeto, tais como:

- a) Consumo em [kWh/ano];
- b) Tecnologia do painel;
- c) Potência CA necessária;
- d) Latitude;
- e) Insolação em [kWh/m²-dia];
- f) Definição do ângulo de inclinação e direcionamento do painel;
- g) Cálculo da potência CA com a insolação disponível;
- h) Cálculo da potência CC;
- i) Cálculo da área inicial do painel, conforme mostrado a seguir:

Dados gerais e consumo:

Projeto completo FV – Projeto FV_Fresno Geral				
Cidade:	País	Estado	Latitude Norte	Consumo anual [kWh/ano]
Fresno	EUA	Califórnia	37	3600,00

Inclinação do painel solar:

Inclinação do painel (variação diária)		
Declinação Solar $\delta = 23,45$ $\text{sen}\{[360/365] (n - 81)\}$	Altura solar $\beta n = 90$ $- L + \delta$	Ângulo de inclinação do coletor $\Sigma = 90 - \beta n$
-23,45	29,55	60,45
Número do dia 	355	
Inclinação do painel (ângulo fixo)		
$\Sigma = L$	$\Sigma = L + 15$	$\Sigma = L - 15$
37	52	22
		Adotado

Insolação, potência CA, Eficiência de conversão (EC), potência CC e estimativa preliminar da área necessária:

Insolação	Potência CA:
kWh/m ² -dia	$P_{ca}[\text{kW}] = \text{Consumo} [\text{kWh/ano}] / (\text{h/dia a 1 Sol}) \times 365 \text{ dias}$
5,7	1,73
Efic. Conv. CC-CA 75%	$P_{cc, stc} = (P_{ac} / E_{f. conv.}) [\text{kW}]$
0,75	2,31
Área do Painel[m ²], estimativa inicial:	
$A = P_{cc, stc} / 1[\text{kW/m}^2] \times \eta$; sendo η a eficiência do módulo FV	
η Silício multicristal (12,4%)	18,61
η Silício policristal (13,3%)	17,35
η Silício monocristal (11,4%)	20,24
η Silício cristalino(12,5%)	18,46

Nesta parte da planilha faz-se o cálculo da potência CC que o painel fotovoltaico terá que fornecer. Este cálculo é feito com base no consumo, na eficiência de conversão e insolação diária do local. Nesta etapa é possível também se fazer uma estimativa da área do painel fotovoltaico de acordo com a tecnologia adotada. A eficiência de conversão deverá ser estimada conforme detalhado nos itens 5.1.1, 5.1.2 e com base nos dados do fabricante do painel. O programa FOVO4 é uma ferramenta que auxilia na determinação da eficiência de conversão.

5.6.4 Uso das planilhas de números 2 a 5.

As planilhas de números 2 a 5 contém especificações técnicas de inversores e módulos fotovoltaicos para que sejam feitos confrontos entre as especificações e verificação da compatibilidade entre os mesmos, bem como, verificação de limites operacionais e produtividade de energia.

Estas planilhas permitem também o dimensionamento dos fusíveis e cabos, e verificação das restrições impostas pelo “National Electrical Code” NEC.

No caso do projeto de Fresno (item 5.5) utiliza-se a planilha de número 3 referente ao módulo fotovoltaico Kyocera 158 e Inversor Xantrex 2500.

Campos para as características do módulo FV:

Módulo fotovoltaico - Kyocera KC158G - Multicristal							
Pcc, stc [W]	Vcc, pmp [V]	Icc, pmp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Comprimento [m]	Largura [m]	Eficiência %
158	23,2	6,82	28,9	7,58	1,29	0,99	12,4

Campos para composição do painel FV:

Composição do Painel							
Módulos série	3	Número de módulos	Voc do painel [V]	Pcc, stc [W]	η = eficiência de conversão CC/CA	Insolação local [h/dia]	Área do painel [m ²]
Colunas	5	15	86,7	2370	0,75	5,7	19,16
Vcc do painel [V]	69,6				Energia CA = Pcc, stc x η x I [h/dia] x 365 [dias] [kWh/ano]		3698,09

Na composição do painel, isto é, a medida em que são conectados módulos em série a tensão vai se aproximando da tensão nominal de entrada do inversor.

A medida em que se adicionam colunas ou módulos em série a planilha vai indicando por itens se existe alguma incompatibilidade entre a tensão máxima de entrada do inversor e a tensão de saída do painel FV.

Campos para as características do inversor:

Inversor Xantrex STXR2500-240							
Ve-min [V]	44	Compatível	Ve-máx [V]		le-cc-máx-Calculada [A]		34,05
Ve-máx [V]	85	Compatível	120	Compatível	Especificada [A]	53,4	Compatível
T ambiente mínima °C	-5	Aumento de Voc c/ 0°C	97,104	Compatível		FDI	1,05
Pca_nominal [W]	2500	Vca_nominal [V]	240	Ica_nominal [A]	10,42	kWh/kWp	1560,38

A corrente de saída do painel é também comparada com a corrente máxima de entrada admitida pelo inversor, bem como, são verificados os limites impostos pelo “National Electrical Code” NEC.

Como resultado fica também definida a energia anual que o sistema poderá gerar.

No caso do projeto da cidade de Fresno, item 5.2 , os dados e equipamentos são os mesmos apresentados naquele item. Entretanto é possível através do conjunto de planilhas trabalhar-se com um banco de dados de equipamentos disponíveis no mercado de modo a otimizar a escolha do equipamento ou conjunto de equipamentos que satisfaçam técnica e economicamente um determinado empreendimento.

Neste caso a planilha de consolidação permite a comparação entre as diversas configurações considerando os equipamentos disponíveis.

Planilha de consolidação do projeto de Fresno

Sharp125 x Xantrex STXR255- 240	Pcc(stc) Total [Wp]	2250,00
	Energia CA [kWh/ano]	3510,84
	Área total dos Painéis[m ²]	16,96
	kWh/kWp	1560,00
	kWh/m ²	206,95
Kyocera158 x Xantrex STXR2500- 240	Pcc(stc) Total [Wp]	2370,00
	Energia CA [kWh/ano]	3698,09
	Área total dos Painéis[m ²]	19,16
	kWh/kWp	1560,00
	kWh/m ²	193,05
Shell SP150 x Xantrex STXR2500- 240	Pcc(stc) Total [Wp]	2400,00
	Energia CA [kWh/ano]	3744,90
	Área total dos Painéis[m ²]	21,09
	kWh/kWp	1560,00
	kWh/m ²	177,60
Unisolar 256 x Xantrex STXR2500- 240	Pcc(stc) Total [Wp]	2304,00
	Energia CA [kWh/ano]	3595,10
	Área total dos Painéis[m ²]	42,05
	kWh/kWp	1560,00
	kWh/m ²	85,50

Comparação do Projeto completo de Fresno (item 5.2) com o calculado pela proposta de procedimento				
		Proposta de Procedimento	Sistema calculado no item 5.2	Desvio [%]
	Pdc(stc) Total [Wp]	2370,00	2370,00	0,00
	Energia AC [kWh/ano]	3698,09	3698,00	0,00
	Área total dos Painéis[m ²]	19,16	19,10	+0,31
	kWh/kWp	1560,00	1560,33	-0,02
	kWh/m ²	193,05	193,61	-0,29

Verifica-se na tabela de comparação que os desvios encontrados são insignificantes e devem-se a diferenças nos arredondamentos de cada metodologia.

A planilha de consolidação apresenta os resultados totais para a potência CC [W_p], a energia CA produzida em um ano [kWh/ano], a área total ocupada pelos painéis fotovoltaicos e os índices [kWh/ kW_p], e [kWh/ m^2].

Além da configuração escolhida inicialmente, ou seja, painel Kyocera158 e inversor Xantrex STXR2500-240 a planilha disponibiliza, neste caso, mais três configurações; Painel Sharp 125 e inversor Xantrex STXR2500-240, painel Shell SP150 e inversor Xantrex STXR2500-240 e painel Unisolar 256 e inversor Xantrex STXR2500-240, permitindo a comparação com outros fabricantes de painéis.

É possível também desenvolver outras planilhas variando-se os modelos de inversores ampliando assim as possibilidades da escolha mais viável técnica e econômica para o empreendimento.

Capítulo 6

Estudo de caso

6.1) Caso 1 – Produção anual de Energia - Sistema instalado no IEE - USP

O estudo de caso em questão refere-se à avaliação do desempenho anual de um sistema em operação utilizando as planilhas do procedimento proposto.

Para a realização deste estudo carrega-se as planilhas com os dados do sistema e compara-se os resultados obtidos com as medições efetuadas no sistema real. O sistema escolhido encontra-se instalado no prédio da Administração do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP).

Este sistema foi configurado por Macêdo – 2006 para a realização de um estudo da variação da eficiência do inversor com a variação da relação entre a potência CA na saída do inversor e a potência CC aplicada à sua entrada, denominado fator de dimensionamento do inversor (FDI).

6.1.1) Caracterização do sistema

Objetivando a obtenção de diversos valores de FDI o sistema foi configurado conforme Tabela 6.1, Figura 6.1 e características a seguir:

Tabela 6.1 – Configuração do sistema do IEE-USP (Macêdo, 2006)

Número do gerador	Composição	[W _P]	FDI
01	13 módulos mc-Si	1001	0,99
02	13 módulos C-Si	975	1,02
03	24 módulos mc-Si	1940	0,52
04	24 módulos C-Si	1800	0,56
05	22 módulos C-Si	1650	0,61
06	20 módulos mc-Si	1540	0,65
07	16 módulos C-Si	1200	0,83
08	16 módulos mc-Si	1328	0,77
Potência total [W _P]		11434	

6.1.2) Especificações técnicas:

Potência: 11434 [Wp];

75 módulos de Si Cristalino (c-Si),

73 módulos de Si multicristalino (mc-Si),

Área aproximada ocupada pelos painéis = 118 [m²],

Potência nominal de cada inversor = 1 [kW],

Eficiência do mc-Si = 12,4% ,

Eficiência do c- Si = 11,4%

Local da instalação: Latitude Sul 23°32'36'',

Inclinação dos painéis $\Sigma = 23^\circ$ – face norte

Radiação média diária medida no ano de 2004: 4,22 [kWh/m²-dia]

(Fonte: Wilson Negrão Macêdo – tese apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da USP_2006.)

Os dados acima foram lançados nas planilhas do arquivo FOVO1_ieeusp e foram obtidos os resultados constantes da planilha de consolidação do estudo de caso1.

Tabela 6.2: Planilha de consolidação e comparação com dados do sistema real

Planilha de consolidação do estudo de caso 1			Comparação	
		Proposta de Procedimento FOVO1	Sistema IEE_USP Valores medidos no ano de 2004	Desvio [%]
Totais dos oito geradores	Pcc(stc) Total [Wp]	11486,00	11069,00	+3,76
	Produção solar [kWh/ano] sem limitação de potência pelo inversor	12561,24	12072,00	+4,00
	Energia CA [kWh/ano] com limitação de potência pelo inversor	10034,99	-	-
	Área total dos Painéis[m ²]	117,54	117,54	0,00
	kWh/kWp	1093,61	1090,00	+0,33
	[kWh/m ²]	106,87	102,70	+4,00

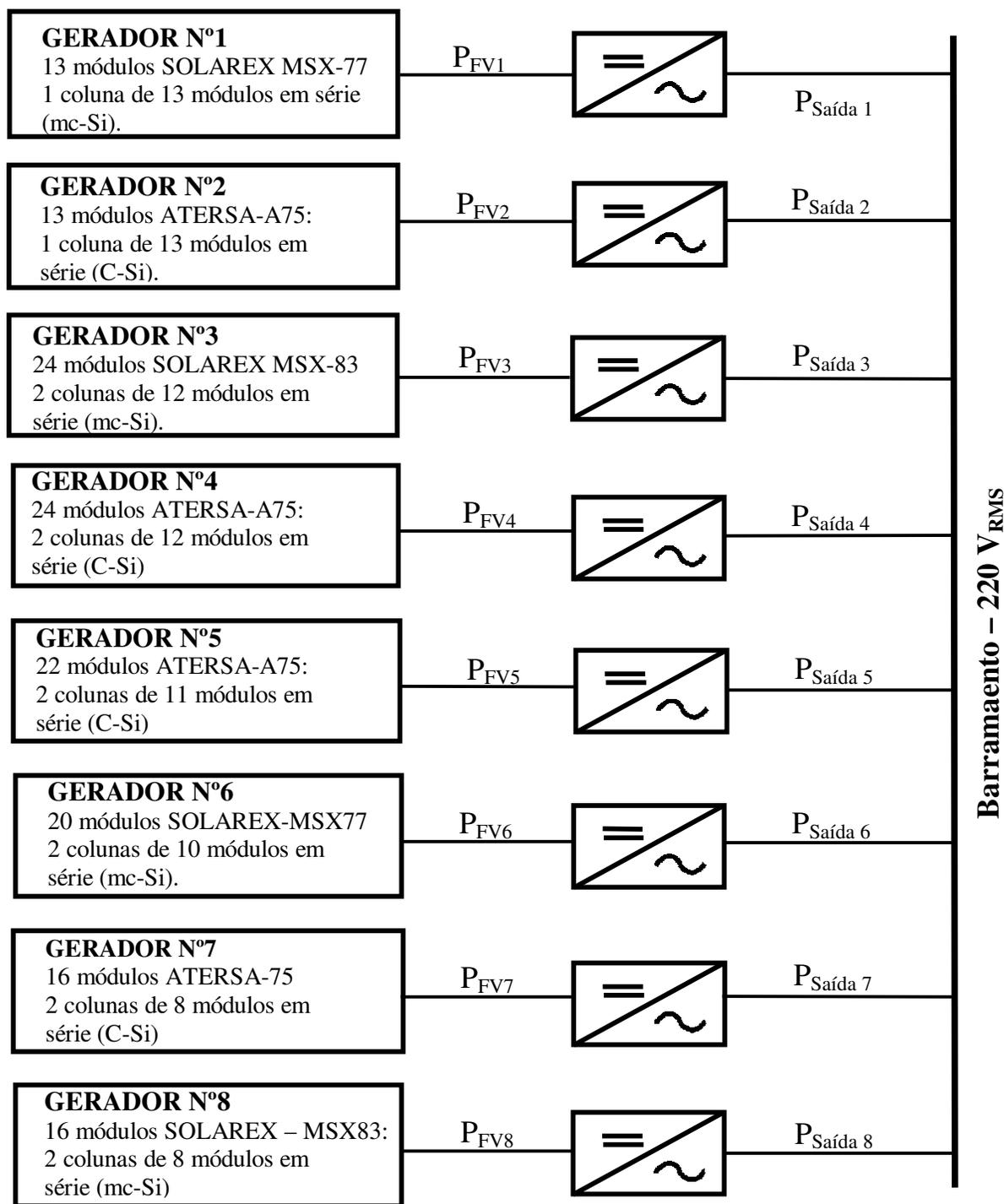


Figura 6.1 Sistema FV do prédio da Administração do IEE – USP (Macêdo, 2006)

6.1.3) Comentários sobre os resultados obtidos

Os resultados obtidos através do programa FOVO1_ieeusp para a potência em [kWp] e energia consumida ficaram em média 3,75 [%] maiores do que os valores medidos na prática.

Esta discrepância deve-se em parte as eficiências adotadas para os módulos de C-Si e mc-Si com valores de 11,40 [%] e 12,40 [%] respectivamente, sendo que na prática estes valores foram medidos oscilando entre 8,5 [%] e 10,5 [%], conforme gráficos mostrados no Anexo II.

Verificou-se no capítulo quatro que a eficiência de conversão (EC) ou rendimento global (PR), depende de diversos fatores, tais como, temperatura ambiente, descasamento entre módulos, tolerâncias de fabricação, sujeira nos módulos e finalmente da eficiência do inversor.

Neste estudo de caso foi adotado o valor médio encontrado para o ano de 2004 para o prédio de IEE, ou seja, 71,0 [%].

Tendo em vista a grande quantidade de variáveis envolvidas e a necessidade de se trabalhar com dados estatísticos experimentais de longo prazo, considera-se esta diferença aceitável para o propósito de projetos de viabilidade técnica e econômica.

Verifica-se que quanto mais confiáveis e realistas forem os dados inseridos no programa, mais precisos e confiáveis serão os resultados.

6.2) Caso 2 – Sistema FV alternativo para a casa do PAEDA

O estudo de caso a seguir consta de um projeto que apresenta algumas alternativas para o atendimento parcial da casa do PAEDA, apresentando como um complemento aos demais estudos o orçamento e o custo da energia produzida.

6.2.1) Caracterização

Este estudo de caso refere-se a uma casa situada no Parque de Alternativas Energéticas para o desenvolvimento auto-sustentável – PAEDA , localizado na área da PCH Luiz Dias no distrito de Rio Manso, município de Itajubá – MG.

Utilizando-se do programa desenvolvido projetou-se um sistema fotovoltaico para atender a demanda da casa que possui sete lâmpadas do tipo fluorescente compacta de 25 [W], um microcomputador, uma televisão, um sistema de antena parabólica, um liquidificador, um aparelho de som e um telefone rural.

A figura 6.2 mostra a planta baixa da casa em referencia.

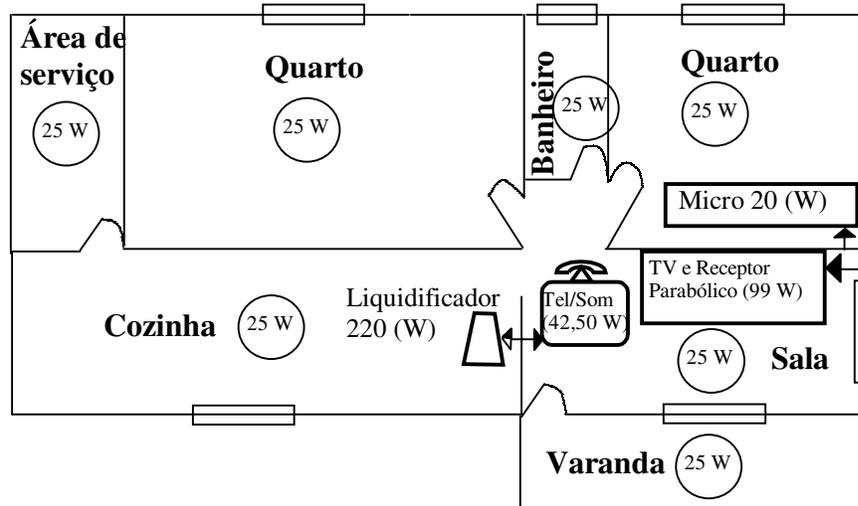


Figura 6.2 – Planta baixa da casa do PAEDA atendida parcialmente por sistema fotovoltaico.

Com base nos dados acima foi elaborado o quadro de cargas da tabela 6.1, onde consta uma estimativa do consumo diário para cada carga e a estimativa da demanda anual.

Este estudo não leva em consideração o uso de baterias, ficando sua utilização sujeita à disponibilidade de insolação suficiente para ativação das células fotovoltaicas.

Tabela 6.3 - Quadro de cargas da casa do PAEDA

Descrição	Potência [W]	Quantidade	Tempo de uso [h/dia]	Demanda [Wh/dia]
Lâmpadas	25,00	7	2,00	350,00
Televisor	99,00	1	3,00	297,00
Aparelho de som	27,50	1	2,00	55,00
Liquidificador	220,00	1	0,10	22,00
Micro computador	20,00	1	10,00	200,00
Telefone rural	15,00	1	8,00	120,00
Total [Wh/dia]				1044,00
Total [kWh/ano]				381,06

Entrando com os dados da Tabela 6.2 nas planilhas do arquivo FOVO2_paeda encontram-se as seguintes configurações possíveis para a casa do PAEDA, conforme planilha de consolidação e considerações a seguir.

O arquivo FOVO2_paeda possui as seguintes planilhas:

- 1) Projeto FV_ PADEDA_Geral;
- 2) Kyocera KC85 x SB400;
- 3) Kyocera KC85 x SB600;
- 4) Kyocera KC85 x SB700;
- 5) Kyocera KC125 x Xantrex GT3.3;
- 6) Orçamento;
- 7) Custo da energia.

O programa FOVO2 possui mais duas planilhas, sendo uma referente ao orçamento dos componentes principais, ou seja; painéis, inversores e instalação e uma planilha para o cálculo do custo da energia.

O custo de um sistema financiado pode ser determinado com base na amortização do investimento com taxa de juros e prazo determinados.

O custo da eletricidade gerada é encontrado dividindo-se a parcela anual de pagamento do empréstimo pelo montante de energia anual fornecida. Assim, o resultado será em R\$/kWh.

Para calcular o valor da parcela anual utiliza-se a equação 6.1 abaixo:

$$A(R\$/Ano) = P \cdot CRF(i, n) \quad 6.1$$

Onde $CRF(i, n)$ é o fator de recuperação de capital dado por:

$$CRF(i, n) = [i(1+i)^n] / (1+i)^n - 1 \quad 6.2$$

Onde:

A – Parcela anual de pagamento;

P – Principal;

n – número de anos;

i – Taxa de juros

Os preços dos equipamentos foram baseados em informações de representantes comerciais e conversão de US\$ para R\$ - base dezembro de 2007.

6.2.2 – Resultados obtidos.

Com o programa FOVO2 obtém-se algumas configurações possíveis para a casa do PAEDA, conforme mostrado no arquivo FOVO2_paeda e respectivas planilhas, conforme resumo a seguir:

Tabela 6.4: Planilha de consolidação do estudo de caso 2

Planilha de consolidação PAEDA Estudo de caso-2		
Kyocera KC85 x Sunny Boy - SB400	Pcc(stc) Total [Wp]	435,00
	Energia CA [kWh/ano]	595,41
	Área total dos Painéis[m ²]	3,28
	kWh/kWp	1368,75
	[kWh/m ²]	181,37
Kyocera KC85 x Sunny Boy - SB600	Pcc(stc) Total [Wp]	696,00
	Energia CA [kWh/ano]	952,65
	Área total dos Painéis[m ²]	5,25
	kWh/kWp	1368,75
	[kWh/m ²]	181,37
Kyocera KC85 x Sunny Boy - SB700	Pcc(stc) Total [Wp]	870,00
	Energia CA [kWh/ano]	1190,81
	Área total dos Painéis[m ²]	6,57
	kWh/kWp	1368,75
	[kWh/m ²]	181,37
Kyocera KC125 x XantrexGT3.3	Pcc(stc) Total [Wp]	1625,00
	Energia CA [kWh/ano]	2224,22
	Área total dos Painéis[m ²]	12,08
	kWh/kWp	1368,75
	[kWh/m ²]	184,15

A planilha da tabela 6.3 mostra quatro opções possíveis para atender a demanda da casa do PAEDA, para qualquer uma das configurações a geração será maior do que a demanda, possibilitando, portanto, a venda do excesso de energia para a rede.

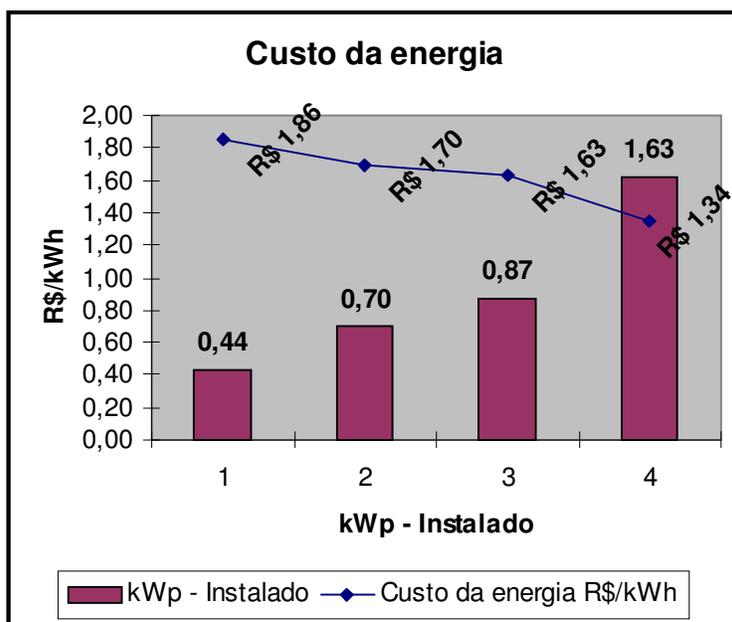
Tabela 6.5: Planilha de orçamento do estudo de caso-2

Planilha de orçamento – Estudo de caso 2 - PAEDA			
Material	Quantidade	Custo unitário R\$	Custo total R\$
Painel FV Kyocera KC85	5	1700,00	8500,00
Inversor Sunny Boy SB400	1	3500,00	3500,00
Instalação	1		2142,00
		Total	14142,00
		R\$/Wcc instalado	32,51
Painel FV Kyocera KC85	8	1700,00	13600,00
Inversor Sunny Boy SB600	1	3500,00	3500,00
Instalação	1		3591,00
		Total	20691,00
		R\$/Wcc instalado	29,73
Painel FV Kyocera KC85	10	1700,00	17000,00
Inversor Sunny Boy SB700	1	3500,00	3500,00
Instalação	1		4305,00
		Total	24805,00
		R\$/Wcc instalado	28,51
Painel FV Kyocera KC125	13	1700,00	22100,00
Inversor Xantrex GT3.3	1	9500,00	9500,00
Instalação	1		6636,00
		Total	38236,00
		R\$/Wcc instalado	23,53

Tabela 6.6: Custo da energia e amortização do investimento – estudo de caso2

Custo da energia e amortização do investimento				
Estudo de caso - 2				
	KC85 xSB400	KC85 xSB600	KC85 xSB700	KC125 x GT3.3
Principal, P [R\$]	14.142,00	20.691,00	24.805,00	38.236,00
i [Taxa de juros %]	0,06	0,06	0,06	0,06
n [número de anos]	25,00	25,00	25,00	25,00
Fator de recuperação do capital $CRF(i,n) = [i(1+i)^n] / (1+i)^n - 1$	0,08	0,08	0,08	0,08
Parcela anual, A = P . CRF(i,n) [R\$/ano]	1.106,28	1.618,59	1.940,41	2.991,08
Custo E[R\$/kWh] = A . [R\$/ano]/E[kWh/ano]	1,86	1,70	1,63	1,34

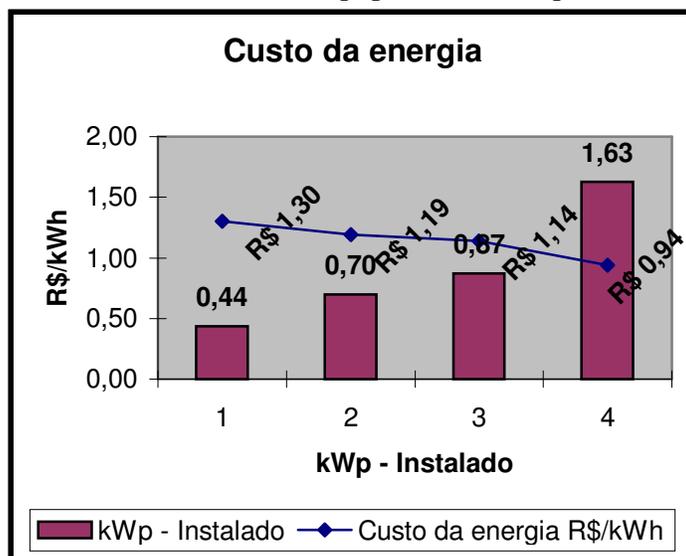
Gráfico 6.1: Custo da energia comparado com a potência instalada em kWp (Arquivo FOVO2, 2008)



O Gráfico 6.1 mostra o custo da energia comparada com a potência instalada. Análises de sensibilidade podem ser feitas para detectar os parâmetros possíveis de serem alterados para que custos de investimento e custo da energia sejam reduzidos.

O Gráfico 6.2 apresenta o reflexo no custo da energia na hipótese de que seja outorgado um subsídio de trinta por cento sobre os custos da implantação.

Gráfico 6.2: Custo da energia comparado com a potência instalada em kWp e redução de 30% no custo dos equipamentos (Arquivo FOVO2, 2008)



As tabelas 6.4 e 6.5 permitem que se façam comparações levando em conta os custos dos sistemas e custo da energia auxiliando na tomada de decisões possibilitando também a comparação com as tarifas praticadas pelas concessionárias, conforme mostrado no item 6.2.3 a seguir.

6.2.3) Comparação dos resultados obtidos no item 6.2.2 com as tarifas praticadas no Brasil.

A tabela 6.6 apresenta as tarifas homologadas pela ANEEL, expressas em R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) e não contemplam tributos e outros elementos que fazem parte da conta de luz, tais como: ICMS, Conta Consumo de Combustíveis e Encargo de Capacidade Emergencial.

Considerando-se as taxas e os impostos acima se obtém um acréscimo médio de 33[%] sobre os valores da tabela 6.6.

Tendo em vista que as tarifas são diferenciadas de acordo com a classe de consumo e classe de renda, apresenta-se a tabela 6.7 com informações sobre reajustes autorizados para as tarifas da CEMIG a partir de 08/04/2008.

Tabela 6.7 - Quadro de tarifas homologadas pela ANEEL para algumas regiões do Brasil – Atualizado em 01/12/2008 (www.aneel.gov.br)

SIGLA	CONCESSIONÁRIA	B1 - RESIDENCIAL (R\$/kWh)	VIGÊNCIA
UHENPAL	Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda.	0,43662	28/12/2007 até 27/12/2008
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	0,35905	08/04/2008 até 07/04/2009
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	0,41057	04/07/2008 até 03/07/2009
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A. (Interligado)	0,36768	05/12/2008 até 07/04/2009
CELB	Companhia Energética da Borborema	0,29019	28/08/2008 até 27/08/2009
JARI	Jari Celulose S/A	0,28408	15/07/2008 até 14/07/2009
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	0,19729	30/11/2008 até 29/11/2009

Tabela 6.8: Tarifas residenciais da Cemig vigentes a partir de 08/04/2008

Valores de tarifas residenciais da Cemig					
Consumo mensal (kWh)	Baixa Renda **		Normal		
	até 7/4/2008	a partir de 8/4/2008*	até 7/4/2008	a partir de 8/4/2008*	
30	R\$ 3,60	R\$ 2,99	R\$ 13,96	R\$ 11,57	
50	R\$ 9,00	R\$ 7,46	R\$ 23,26	R\$ 19,28	
80	R\$ 17,11	R\$ 14,18	R\$ 37,22	R\$ 30,86	
90	R\$ 19,82	R\$ 16,43	R\$ 41,87	R\$ 34,71	
100	R\$ 33,26	R\$ 27,57	R\$ 68,65	R\$ 56,91	
150	R\$ 63,29	R\$ 52,47	R\$ 102,97	R\$ 85,36	
180	R\$ 81,32	R\$ 67,41	R\$ 123,56	R\$ 102,43	
200	R\$ 94,67	R\$ 78,48	R\$ 137,29	R\$ 113,81	
220	R\$ 108,02	R\$ 89,55	R\$ 151,02	R\$ 125,20	
250	R\$ 128,04	R\$ 106,15	R\$ 171,61	R\$ 142,27	

(*) Valores correspondem à tarifa cheia (medição realizada a partir de 10/5/2008)
(**) Consumidor que atende os pré-requisitos estabelecidos pela legislação
Simulação a partir de reajuste definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Anel, em 7/4/08

6.2.4) Comentários sobre os resultados obtidos

Através da planilha de consolidação e do programa FOVO2 verificam-se as quantidades de energia possíveis de serem geradas, bem como, as áreas a serem ocupadas pelos painéis e os índices de produtividade em [kWh/kWp] e [kWh/m²].

A tomada de decisão entre as alternativas possíveis é facilitada neste estudo de caso com o uso da planilha de orçamento que fornece o custo em [R\$/kWp] instalado para cada uma das alternativas e também o custo da energia mostrado na planilha de custo da energia e amortização do investimento.

Verifica-se através destas planilhas que havendo possibilidade de se comercializar a energia excedente, torna-se viável a implantação de sistemas de maior porte onde o custo inicial por [Wp] instalado é menor, bem como, o custo da energia em [R\$/kWh] também é menor.

Considerando-se a faixa de consumo de 100 [kWh/mês] tem-se para a tarifa normal da CEMIG o valor de 0,56 [R\$/kWh].

Comparando-se este valor com o custo médio de 1,60 [R\$/kWh] encontrado para os sistemas fotovoltaicos (Tabela 6.5 - custo da energia), observa-se uma grande discrepância entre os valores ficando claro a necessidade de incentivos para que haja opção pelo uso dos fotovoltaicos.

Capítulo 7

Conclusões e recomendações

A energia solar é a principal fonte primária disponibilizada para o nosso planeta, dando origem à quase todas as outras formas: biomassa, hidráulica, eólica, combustível fóssil e a energia dos oceanos.

O Sol disponibiliza dez mil vezes o consumo total de energia do planeta, fato singular, que expressa a sua importância (CRESSSEB 2000).

Apesar deste imenso potencial, o aproveitamento direto por concentração solar e geração de eletricidade através de turbinas a vapor ou obtenção de eletricidade através do efeito fotovoltaico, constitui-se em menos de um por cento do consumo mundial de energia.

Verificou-se no capítulo um que a geração descentralizada é uma tendência mundial irreversível e que os sistemas fotovoltaicos apresentam versatilidade para aplicações no contexto da geração descentralizada.

Do estudo de caso 2 constata-se a necessidade de incentivos para que os consumidores façam a opção pelo sistema FV.

Apesar destas barreiras não se deve deixar de considerar os diversos ângulos de um investimento nesta modalidade de conversão energética, por exemplo, quando da construção de uma residência nova, se os materiais FV constituírem parte integrante da estrutura da casa, como telhados, fachadas e persianas os custos serão diluídos entre estes componentes, podendo tornarem-se interessantes para os investidores.

Além destas considerações o uso de geradores fotovoltaicos pode interessar as concessionárias nas situações de alívio de subestações e linhas de transmissão sobrecarregadas termicamente. Nestes casos podem-se instalar sistemas FV junto às subestações, junto aos alimentadores ou promover incentivos para que os consumidores os instalem junto às cargas.

Constata-se das considerações anteriores que na prática os sistemas FV apresentam-se competitivos para atendimento de comunidades isoladas onde a construção de linhas de transmissão, muitas vezes com grandes extensões, e considerando também as dificuldades de transporte de combustíveis inviabilizam conexões com as redes de distribuição.

A utilização dos FV no Brasil ainda é pequena, e encontra-se restrito às instituições de pesquisa e às universidades.

Um aspecto importante a ser considerado para o Brasil refere-se às políticas públicas existentes em alguns países, as quais, incentivam o uso de fontes alternativas com a redução de juros e/ou taxas governamentais, facilitando a implantação prática dos sistemas FV e contribuindo para acelerar o processo de inserção da tecnologia na matriz energética.

O Brasil carece também de uma legislação específica para a regulamentação do uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, bem como, que sejam padronizadas as normas técnicas e exigências feitas pelas concessionárias dos serviços de fornecimento e distribuição de energia elétrica para autorizarem as novas conexões.

Através dos estudos de caso verificou-se a importância das simulações que ajudam na escolha entre usar vários painéis e um único inversor ou o uso de geradores menores e pequenos inversores.

Os programas FOVO1 e FOVO2 podem ser utilizados no dimensionamento de novos sistemas, na análise de viabilidade técnica e econômica, simulações de sistemas em suas diversas configurações, comparação de performance com sistemas existentes, análise de custos e produtividade.

O programa pode também servir de apoio na identificação de perdas em sistemas, as quais, podem ocorrer por descasamento entre módulos, sujeiras nos módulos, eficiência da célula em função da temperatura e eficiência do inversor. Pode servir de apoio na definição do fator de dimensionamento do inversor (FDI) objetivando alcançar as melhores produtividades em função da região considerada.

Recomenda-se, como continuidade deste trabalho à realização de medições em sistemas existentes objetivando a comparação entre as especificações dos fabricantes e os dados encontrados na prática possibilitando a alternativa do uso de dados estatísticos na alimentação dos programas.

Sugere-se também que ferramentas deste tipo sejam utilizadas com mais frequência no meio acadêmico, na engenharia de projetos, bem como, em pesquisa e desenvolvimento para que os programas sejam aperfeiçoados e atinjam plenamente suas finalidades.

Outra sugestão interessante seria o da criação de intercâmbios entre os usuários no sentido de se criar um banco de dados de uso comum, disponibilizando assim dados atualizados das diversas regiões do Brasil.

Os programas FOVO1 e FOVO2 evidentemente deverão ser atualizados e aperfeiçoados continuamente, assim, sugere-se para o futuro a ampliação do banco de dados e que sejam contempladas outras funcionalidades, tais como, os impactos ambientais através do balanço da emissão de CO₂.

Recomenda-se também a realização de estudos aprimorados de viabilidade técnico e econômico principalmente no que se refere ao custo inicial quando os materiais são partes integrantes das edificações.

Referências bibliográficas

SAYIGH A.A.M., Solar Energy Application in Buildings

Academic Press – New York – San Francisco – London – 1979

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2002.

BEM, G.S. , Solid State Electronic Devices – Prentice Hall – Fifth Edition – 2005.

BRENNAN, KELVIN F., The Physics of semiconductors (With applications to optoelectronic Devices), Editora: Cambridge University Press – 1999.

CALLE, S.V.B. ; ROTHMAN, Uso da Biomassa para produção de Energia na Indústria brasileira – Organização Frank Rosillo, Editora UNICAMP – 2005

CRISTINA, DE M.R., Procedimentos para caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos, Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo – USP - 2006

DIAS, M.V.X. , Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras, Dissertação (Mestrado) , Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI – 2005.

DAVID, R.O.Z. , Avaliação Econômica da Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica Conectada à rede em mercados elétricos desregulados, Tese (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia – USP- 2000.

DRYDEN, I.G.C., The Efficient Use of Energy, Second Edition, Butterworth Scientific in collaboration with the Institute of Energy - 1982.

EISBERG RESNICK , Física Quântica , Editora Campus – 20ª tiragem.- 1979

GOLDEMBERG J.; VILLANUEVA, D. L. , Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento – Editora USP - 1998.

HOLWARD, G.S., Revolução Energética – Políticas para um desenvolvimento auto-sustentado – Editora Relume Dumará - 2003.

JOÃO, Usberco et al , Química Geral Vol.1 – Editora Saraiva -1996.

KIL, A.J. ; WEIDEN, T.C.J.V.D. , Performance of Modular Grid Connected PV Systems with undersized inverters in Portugal and The Netherlands 1st WCPEC-IEE, Hawaii, 1994.

MACÊDO, W. N. , Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo - USP - 2006.

MASTERS, G.M. , Renewable and Efficient Electric Power Systems – Library of Congress – New Jersey – 2004.

National Center for Photovoltaics – www.nrel.gov/pv/ - 2003.

PALZ, W. , Energia Solar e Fontes Alternativas, UNESCO – Hemus - 1981.

TIAGO FILHO, G.L. , O papel das PCH's no atual contexto institucional brasileiro, Brasil Hidro Termo, São Paulo – SP – 29 a 30/03/2000.

TIBA, C. (Coord.), Atlas solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestre – Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, 2000.

OLIVEIRA SÉRGIO H.F. ; ZILLES ROBERTO , Pequenos geradores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de eletricidade – III Congresso brasileiro de planejamento energético – 1998.

RODRIGUES CARLOS R. C. , Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede, Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual de Campinas, Campinas – 2002.

ANEXO 1

Referências para os projetos de Fresno e da casa do PAEDA.

Tabela1: Simbologia e equações para cálculos de irradiância e insolação

Resumo dos símbolos e equações para irradiância e insolação com céu limpo e claro	
Lista de Símbolos	Significado
I_0	Irradiância Extraterrestre
m	Massa de ar
I_B	Insolação direta sobre a superfície terrestre
A	Irradiância solar extraterrestre aparente
K_o	Caminho atmosférico óptico
C	Fator de difusão do céu
I_{BC}	Insolação direta sobre o coletor
θ	Ângulo de incidência
Σ	Ângulo de inclinação do coletor
I_H	Insolação na horizontal sobre uma superfície
I_{DC}	Insolação difusa no coletor
I_{RC}	Insolação refletida para o coletor
P	Refletância da terra
I_C	Insolação total no coletor
N	Número do dia
β	Ângulo de altitude solar
δ	Declinação solar
Φ_S	Azimute solar (+ antes do meio-dia)
Φ_C	Ângulo de azimute para o coletor (+SE)
Resumo das equações para irradiância e insolação com céu limpo e claro	
$I_0 = 1370 [1 + 0,034 \cos (360 n/365)] [W/m^2]$	
$m = 1/\sin \beta$	
$I_B = Ae^{-k_o.m}$	
$A = 1160 + 75 \sin [(360 /365) (n - 275)] [W/m^2]$	
$k = 0,174 + 0,035 \sin [(360/365) (n - 100)]$	
$I_{BC} = I_B \cos \theta$	
$\cos \theta = \cos \beta \cos (\Phi_S - \Phi_C) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma$	
$I_{BH} = I_B \cos (90^\circ - \beta) = I_B \sin \beta$	
$I_{DH} = C I_B$	
$C = 0,095 + 0,04 \sin [(360/365) (n - 100)]$	
$I_{DC} = I_{DH} (1 + \cos \Sigma)/2 = I_{BC} (1 + \cos \Sigma)/2$	
$I_{RC} = \rho I_B (\sin \beta + C) (1 - \cos \Sigma)/2$	
$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC}$	
$I_C = Ae^{-km} [\cos \beta \cos (\Phi_S - \Phi_C) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma + C (1 + \cos \Sigma)/2 + \rho (\sin \beta + C) (1 - \cos \Sigma)/2]$	
Insolações com rastreamento em dois eixos :	
$I_{BC} = I_B;$	
$I_{DC} = C I_B \{ [1 + \cos (90^\circ - \beta)]/2 \}; I_{RC} = \rho (I_{BH} + I_{DH}) \{ [1 - \cos (90^\circ - \beta)]/2 \}$	
Insolações com rastreamento em um eixo (Montagem Polar):	
$I_{BC} = I_B \cos \delta$	
$I_{DC} = C I_B \{ [1 + \cos (90^\circ - \beta + \delta)]/2 \}; I_{RC} = \rho (I_{BH} + I_{DH}) \{ [1 - \cos (90^\circ - \beta + \delta)]/2 \}$	

Tabela 2: Insolação mensal e anual para a latitude 36,77° N considerando o ângulo de inclinação para o painel

Inclinação \sum A	Fresno, CA L = 36,77° N											Ano	
	kWh-m ² -dia												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ag	Set	Out	Nov	Dez	
L - 15	2,8	4,1	5,5	6,8	7,6	7,8	7,9	7,5	6,8	5,5	3,6	2,5	5,7
L	3,1	4,4	5,7	6,7	7,1	7,2	7,3	7,3	6,9	6,0	4,1	2,8	5,7
L +15	3,2	4,5	5,6	6,2	6,3	6,1	6,3	6,6	6,7	6,1	4,2	3,0	5,4
90	2,8	3,7	4,0	3,6	3,0	2,6	2,7	3,5	4,4	4,8	3,7	2,6	3,4
1-Eixo (L) Tracking.	3,4	5,2	7,2	8,9	10,1	10,5	10,8	10,3	9,2	7,4	4,7	3,1	7,6
Temp.°C Média máxima mensal	12,3	16,5	19,2	23,9	29,0	33,7	37,0	35,9	32,3	26,5	18,2	12,1	24,7

A tabela 2 fornece os dados de insolação para a cidade de Fresno, da qual, foi utilizada a informação de insolação para o projeto de referencia do item 5.6.2.

Tabela 3: Módulos fotovoltaicos cadastrados nas planilhas

Características técnicas de módulos FV de alta potência				
Fabricante	Sharp	Kyocera	Shell	Uni-Solar
Módulo	NE-K125U2	KC158G	SP150	SSR256
Material	Poli Cristal	Multicristal	Monocristal	Junção Tripla-Si
P _{DC,STC} W	125	158	150	256
V _{PMP} V	26,0	23,2	34	66,0
I _{PMP} V	4,80	6,82	4,40	3,90
V _{OC} V	32,3	28,9	43,4	95,2
I _{SC} A	5,46	7,58	4,8	4,8
Comprimento	1,190 m	1,290 m	1,619 m	11,124 m
Largura	0,792 m	0,990 m	0,814 m	0,420 m
Eficiência	13,3 %	12,4 %	11,4 %	5,5 %

A Tabela 3 apresenta as características técnicas de alguns módulos fotovoltaicos cadastrados nas planilhas dos programas FOVO1 e FOVO2.

Tabela 4: Inversores cadastrados nas planilhas

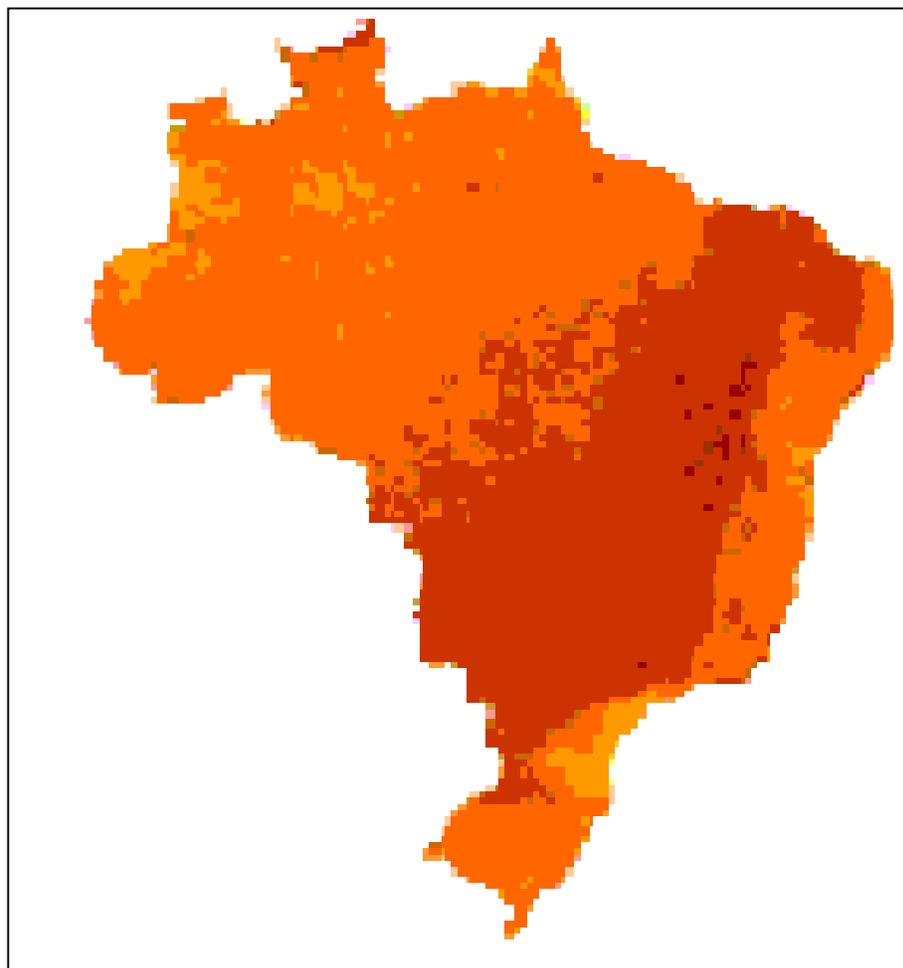
Características técnicas de Inversores para Sistemas Conectados a rede					
Fabricante	Xantrex	Xantrex	Xantrex	Sunny Boy	Sunny Boy
Modelo	STXR1500	STXR2500	PV 10	SB2000	SB2500
P_{AC} [W]	1500	2500	10 000	2000	2500
V_{AC} [V]	211 – 264	211 – 264	208 V, 3 Φ	198 -251	198 – 251
Range de tensão MPPT [V]	44 – 85	44 – 85	330 – 600	125 – 500	250 – 550
Tensão máxima de entrada [V]	120	120	600	500	600
Corrente máxima de entrada [A]	(31,3)	(53,4)	31,9	10	11
Eficiência máxima %	92	94	95	96	94

A Tabela 4 apresenta as características técnicas de alguns inversores cadastrados nas planilhas dos programas FOVO1 e FOVO2.

Tabela 5: Eficiência de conversão ou rendimento global (Arquivo FOVO4-EC)

Tamb	Tcel inferior	Tcel superior	Pdc [W]			Eficiência de conversão
			Máx.	Mín.	Médio	
[°C]	[°C]	[°C]				EC [%]
0	25	35	1000,00	950,00	975,00	80,08
1	26	36	995,00	945,00	970,00	79,67
2	27	37	990,00	940,00	965,00	79,26
3	28	38	985,00	935,00	960,00	78,85
4	29	39	980,00	930,00	955,00	78,44
5	30	40	975,00	925,00	950,00	78,03
6	31	41	970,00	920,00	945,00	77,61
7	32	42	965,00	915,00	940,00	77,20
8	33	43	960,00	910,00	935,00	76,79
9	34	44	955,00	905,00	930,00	76,38
10	35	45	950,00	900,00	925,00	75,97
11	36	46	945,00	895,00	920,00	75,56
12	37	47	940,00	890,00	915,00	75,15
13	38	48	935,00	885,00	910,00	74,74
14	39	49	930,00	880,00	905,00	74,33
15	40	50	925,00	875,00	900,00	73,92
16	41	51	920,00	870,00	895,00	73,51
17	42	52	915,00	865,00	890,00	73,10
18	43	53	910,00	860,00	885,00	72,69
19	44	54	905,00	855,00	880,00	72,28
20	45	55	900,00	850,00	875,00	71,87
21	46	56	895,00	845,00	870,00	71,45
22	47	57	890,00	840,00	865,00	71,04
23	48	58	885,00	835,00	860,00	70,63
24	49	59	880,00	830,00	855,00	70,22
25	50	60	875,00	825,00	850,00	69,81
26	51	61	870,00	820,00	845,00	69,40
27	52	62	865,00	815,00	840,00	68,99
28	53	63	860,00	810,00	835,00	68,58
29	54	64	855,00	805,00	830,00	68,17
30	55	65	850,00	800,00	825,00	67,76
31	56	66	845,00	795,00	820,00	67,35
32	57	67	840,00	790,00	815,00	66,94
33	58	68	835,00	785,00	810,00	66,53
34	59	69	830,00	780,00	805,00	66,12
35	60	70	825,00	775,00	800,00	65,71
36	61	71	820,00	770,00	795,00	65,29
37	62	72	815,00	765,00	790,00	64,88
38	63	73	810,00	760,00	785,00	64,47
39	64	74	805,00	755,00	780,00	64,06
40	65	75	800,00	750,00	775,00	63,65

A Tabela 5 apresenta a eficiência de conversão considerando a temperatura ambiente, perda de 3% por descasamento, perda de 4% por sujeira no módulo, 2% referente a tolerâncias de fabricação e perda de 10% no inversor. Adotou-se como referência um módulo ajustado para 1000 [Wp] na condição padrão de teste.



Radiação solar em um painel com
ângulo igual a latitude local kWh/m²-dia

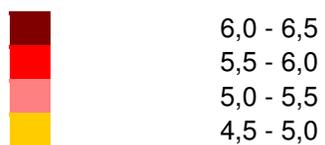


Figura 1: Mapa de irradiação solar média anual para o território Brasileiro. Irradiação global em um painel inclinado em ângulo igual a latitude local (Anais XII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Goiânia, Brasil 16-21 abril 2005, INPE p.3137-3145)

ANEXO 2

**Referências para o estudo de caso 1 – Fotovoltaico instalado no
prédio da administração do IEE-USP (Macêdo, 2006)**

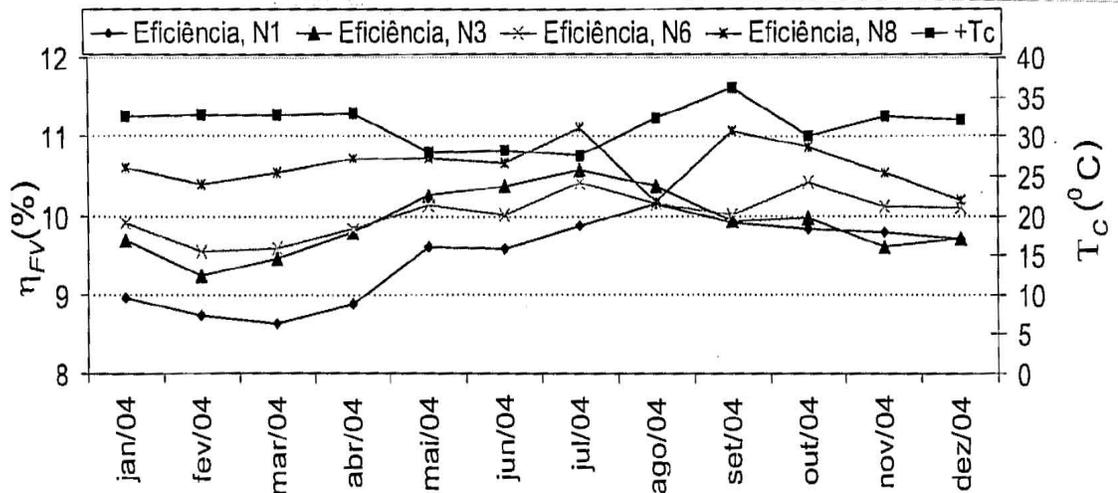
Tabela 1: Produção solar mensal e anual, irradiação solar, rendimento global e temperatura média do módulo para os anos de 2004 e 2005 (Macêdo, 2006)

Mês	2004					2005				
	PS [kWh]	CMC [%]	IS [kWh/m ²]	PR [%]	T _C [°C]	PS [kWh]	CMC [%]	IS [kWh/m ²]	PR [%]	T _C [°C]
Janeiro	944	52,5	127,4	67,4	30,9	947	52,6	123,9	69,0	30,7
Fevereiro	985	54,0	131,4	67,6	31,6	1.118	62,0	147,6	68,5	34,6
Março	1.058	59,0	139,7	68,5	31,9	989	55,0	129,7	68,9	33,4
Abril	1.007	46,0	129,8	70,3	32,3	*890	49,4	113,4	70,8	32,2
Mai	778	43,0	98,2	71,8	25,8	1.018	56,5	128,0	71,8	30,6
Junho	827	46,0	103,0	72,2	27,2	1.034	57,4	130,0	71,9	30,3
Julho	880	49,0	107,4	74,1	26,5	999	55,5	120,0	75,5	28,5
Agosto	1.194	66,0	146,0	74,0	31,0	1.200	66,6	146,0	74,2	32,8
Setembro	1.268	70,0	158,0	72,5	35,0	773	43,0	98,3	71,0	27,0
Outubro	983	55,0	123,3	72,0	29,0	803	45,0	105,0	69,0	30,8
Novembro	1.118	62,0	144,0	70,2	31,4	1.034	57,4	135,4	69,0	31,0
Dezembro	1.030	57,0	133,3	69,7	31,1	837	46,5	106,1	71,2	33,4
Total Anual	12.072	56,0	1.541,4	71,0	30,3	11.642	54,0	1.483,4	71,0	31,3

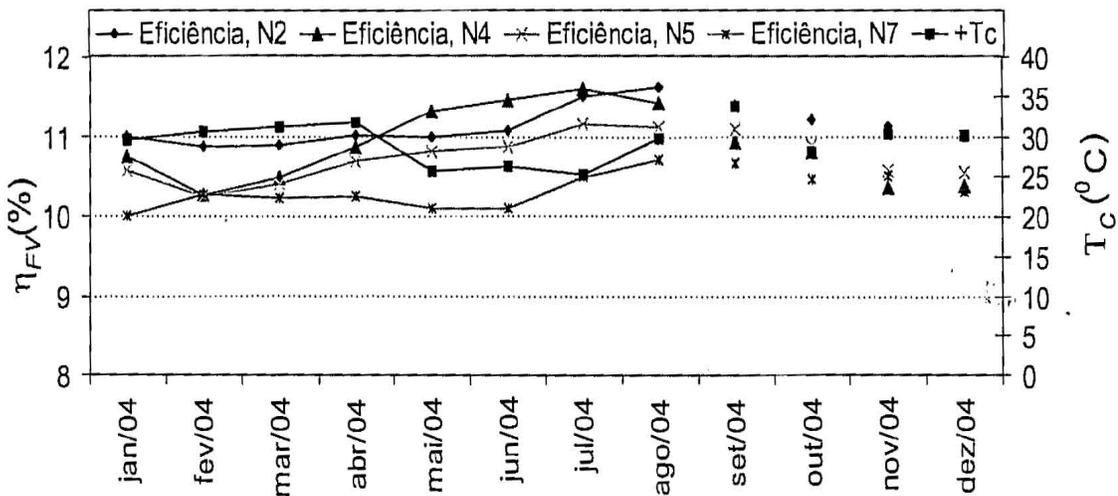
Tabela 2: Produção e rendimento global (EC/PR) referente ao ano de 2004 (Macedo, 2006)

Grupo	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	SFCR
VM [kWp]	0,977	1,002	1,802	1,757	1,665	1,447	1,118	1,201	11,069
P _{INV} [kW]	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	8,0
FDI [%]	102	99,8	55,5	56,9	60,1	67,7	89,4	83,3	72,5
PA [kWh]	1.026	1.106	1.971	1.981	1.794	1.665	1.228	1.301	12.072
PR [%]	68,1	71,6	71,0	73,2	70,0	74,6	71,2	70,3	71,0
FC [%]	11,9	12,6	12,5	12,9	12,3	13,1	12,5	12,4	12,5
Y _F [kWh/kWp]	1.050	1.104	1.094	1.127	1.077	1.150	1.098	1.083	1.090

Notas: - VM é o valor medido dos geradores fotovoltaicos e extrapolado para as condições padrão; - PA é a produção anual.



(a) - Geradores com módulos de *mc-Si*.



(b) - Geradores com módulos de *c-Si*.

Gráficos 1 e 2: Eficiência dos módulos FV de *mc-Si* e *c-Si* medidos durante o ano de 2004

(Macedo, 2006)