



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

IGOR SMALE BARROS BARBOSA

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO ISOLADO**

Campina Grande, Paraíba
Abril de 2014

IGOR SMALE BARROS BARBOSA

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ISOLADO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Engenharia
Elétrica.*

Área de Concentração: Energias Renováveis

Orientador:

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Abril de 2014

IGOR SMALE BARROS BARBOSA

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ISOLADO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade
Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Energias Renováveis

Aprovado em 16 / 04 / 2014

Professor Ubirajara Rocha Meira
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha Noiva, companheira, fiel, dedicada, carinhosa e linda que, como se tudo isso não bastasse, escreve minhas dedicatórias.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que proporciona a todos a capacidade de seguir em frente, a coragem para vencer os desafios da vida e a determinação para escrever nosso próprio destino. Agradeço imensamente à minha mãe e toda minha família, incluindo meus padrinhos Tia Sônia e Sales, por minha formação ética, pelas oportunidades oferecidas e por todo apoio incondicional.

Agradeço a essa Instituição, à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica e ao meu professor e orientador Leimar de Oliveira, pela minha acolhida e pelas condições oferecidas, que me permitiram concluir este trabalho.

Enfim, agradeço a todos os amigos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção e formação de quem sou hoje.

RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso objetiva dimensionar um sistema solar fotovoltaico isolado. Ao longo do desenvolvimento deste, será apresentado uma introdução e um breve histórico do uso e aplicação da energia solar fotovoltaica, assim como os aspectos básicos que compõem a energia primária do sistema. Em sequência, será abordado o princípio de funcionamento da conversão da energia luminosa do sol em energia elétrica, apresentando o efeito fotovoltaico e a física dos semicondutores utilizados na fabricação das células. Diversos tipos de células fotovoltaicas serão apresentadas e discutidas quanto ao material utilizado, o processo de fabricação e a eficiência final obtida. Após o entendimento da tecnologia fotovoltaica e seu princípio de funcionamento, serão tratados os diversos equipamentos que constituem um sistema solar fotovoltaico isolado completo, ilustrando suas principais características e funcionalidades dentro do sistema. Por fim, serão reunidas todas as informações dissertadas no decorrer do trabalho para realizar um estudo de caso. Este estudo de caso será o projeto e dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico isolado baseado em uma unidade residencial de baixa renda. Nesta fase, todas as etapas de dimensionamento e projeto elétrico serão apresentadas e, para término do trabalho de conclusão de curso, será retiradas as conclusões do autor e escritas no último capítulo deste.

Palavras-chave: Energia Solar, Efeito Fotovoltaico, Dimensionamento, Sistema Fotovoltaico Isolado.

ABSTRACT

This course conclusion paper objective sizing a solar photovoltaic system isolated. Throughout the development of this, an introduction and a brief history of the use and application of solar photovoltaic, as well as the basic aspects that make up the primary power system will be presented. In sequence, is discussed the working principle of conversion of light energy from the sun into electrical energy, with the photovoltaic effect and the physics of semiconductors used in manufacturing cells. Various types of solar cells are presented and discussed regarding the material used, the manufacturing process and the final efficiency obtained. After understanding of PV technology and its working principle, be treated the various equipment that constitute a complete solar photovoltaic system isolated, illustrating its main features and functionalities within the system. Finally, all information disserted in this work to perform a case study will be gathered. This case study will be the design and sizing of a solar photovoltaic system isolated based on a low-income residential unit. At this stage, every stage of design and electrical design will be presented, and for completion of the work of completion, will be removed and the author's conclusions written in this last chapter.

Keywords: Solar Energy, Photovoltaic Effect, Sizing, Isolated Photovoltaic System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Gerald Pearson, Daryl Chapin, Calvin Fuller e a sua primeira célula solar, desenvolvida nos laboratórios da Bell Telephone C. em 1954.	17
Figura 2. Primeira aplicação de uma célula solar de silício foi como fonte de alimentação de uma rede telefônica local em Americus, na Geórgia, EUA, em 1955.	18
Figura 3. Distribuição espectral da radiação solar.	19
Figura 4. Percentual de radiação solar incidente na superfície terrestre.	20
Figura 5. Trajetória dos raios de sol na atmosfera.	21
Figura 6. Influência do coeficiente AM na irradiação solar.	22
Figura 7. Atlas solarimétrica brasileiro anual.	23
Figura 8. Piranômetro e secção transversal.	24
Figura 9. Junção <i>pn</i> de uma célula fotovoltaica de silício.	27
Figura 10. Conversão de energia luminosa em uma célula de Silício.	29
Figura 11. Cilindro de silício monocristalino.	30
Figura 12. Célula fotovoltaica de silício monocristalino.	31
Figura 13. Lingotes de silício policristalino em barras e célula fotovoltaica de silício policristalino.	32
Figura 14. Estrutura em camadas de uma célula de silício amorfo.	33
Figura 15. Filme fino de silício amorfo.	34
Figura 16. Filme fino de disseleneto de cobre índio e gálio (<i>CIGS</i>).	35
Figura 17. Filme fino de telureto de cádmio (<i>TeCd</i>).	36
Figura 18. Tipos de materiais utilizados e suas respectivas eficiências.	37
Figura 19. Modelo elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica de silício.	38
Figura 20. Módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, policristalino e amorfo.	41
Figura 21. Curva <i>IxV</i> fornecido no catálogo do fabricante nas condições padrão de teste.	45
Figura 22. (a) Curva <i>IxV</i> (b) Curva <i>PxV</i>	46
Figura 23. Influência da radiação solar para uma temperatura do módulo igual a 25 °C (a) curva <i>IxV</i> (b) curva <i>PxV</i>	47
Figura 24. Influência da temperatura para uma radiação igual a 1000 <i>W/m²</i> (a) curva <i>IxV</i> (b) curva <i>PxV</i>	48
Figura 25. Influência produzida pela resistência série (a) curva <i>I-V</i> (b) curva <i>P-V</i>	49
Figura 26. Influência produzida pela resistência paralela (a) curva <i>I-V</i> (b) curva <i>P-V</i>	50
Figura 27. Estado de carga e tensão de circuito aberto de uma bateria.	53
Figura 28. Efeitos da profundidade de descarga e da temperatura de operação na vida útil.	56
Figura 29. Diagrama simplificado de funcionamento do controlador de carga.	57
Figura 30. Planta residencial para o caso em estudo.	62
Figura 31. Radiação solar média diária no plano inclinado.	64
Figura 32. Controlador de carga XANTREX C35.	73
Figura 33. Mapa de declinação magnética do Nordeste brasileiro.	76
Figura 34. Representação esquemática de módulos fotovoltaicos com diodos de passo e bloqueio.	80
Figura 35. Diagrama elétrico esquemático do sistema fotovoltaico em estudo.	84
Figura 36. Instalação elétrica na planta residencial.	85
Figura 37. Telhado da residência em estudo.	86
Figura 38. Fachada lateral direita da residência em estudo.	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Sistemas MIGDIs do projeto de referência da RESEX Verde para Sempre	15
Tabela 2. Sistemas SIGFIs do projeto de referência da RESEX Verde para Sempre	15
Tabela 3. Quantidade de energia para vencer a banda proibida de diferentes semicondutores.....	26
Tabela 4. Características elétricas do módulo S140P da SOLARIS.	45
Tabela 5. Comparativo de inversores com diferentes formas de onda.	60
Tabela 6. Irradiação solar diária média mensal [$kWh/m^2.dia$]	63
Tabela 7. Levantamento das cargas e consumo diário esperado de energia elétrica.	65
Tabela 8. Consumo diário corrigido em Ah/dia	65
Tabela 9. Especificação bateria 12-CS-11PS <i>Rolls Surrette</i>	67
Tabela 10. Número de ciclos em função da profundidade de descarga	67
Tabela 11. Dimensionamento do banco de baterias.....	67
Tabela 12. Determinação da corrente de projeto.	69
Tabela 13. Especificações elétricas dos modelos selecionados para diferentes condições de teste.	70
Tabela 14. Dimensionamento do arranjo fotovoltaico para o modelo YL245P-29b.....	71
Tabela 15. Dimensionamento do arranjo fotovoltaico para o modelo YL140P-29b.....	72
Tabela 16. Características do controlador de carga XANTREX C35.	74
Tabela 17. Dimensionamento do controlador de carga.	74
Tabela 18. Especificações elétricas do inversor TE-1000P-242.....	75
Tabela 19. Dimensionamento da fiação CC.	78
Tabela 20. Quadro de distribuição de circuitos da instalação.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AR	Anti-Reflexão
BEP	Barramento de Equipotencialização
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CELPA	Centrais Elétricas do Pará
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FF	Fator de Forma
HCI	Heterojunção com Camada Intrínseca
MIGDI	Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MPP	Ponto de Máxima Potência
MPPT	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
NBR	Norma Brasileira
NOCT	Temperatura Nominal de Operação da Célula
PE	Condutor de Proteção
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PWM	Modulação por Largura de Pulso
RESEX	Reserva Extrativista
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
STC	Condições Padrão de Teste

SUMÁRIO

Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vi
Abstract.....	vii
Lista de Ilustrações.....	viii
Lista de Tabelas.....	ix
Lista de Abreviaturas e Siglas.....	x
Sumário.....	xi
1 Introdução.....	13
1.1 Objetivos.....	14
1.2 Motivação.....	14
1.3 Estrutura do Trabalho.....	16
2 Energia Solar Fotovoltaica.....	17
2.1 Histórico.....	17
2.2 Radiação solar.....	18
2.2.1 Composição espectral.....	18
2.2.2 Radiação solar em nível do solo.....	20
2.2.3 Solarimetria e instrumentos de medição.....	23
3 Tecnologia fotovoltaica.....	26
3.1 Efeito fotovoltaico.....	26
3.2 Célula Fotovoltaica.....	29
3.2.1 Silício (Si) monocristalino.....	29
3.2.2 Silício (Si) policristalino.....	31
3.2.3 Filmes finos (Thin-Film).....	32
3.2.3.1 Silício amorfo.....	32
3.2.3.2 Disseleneto de Cobre Índio/Gálio (CIS/CIGS).....	34
3.2.3.3 Telureto de Cádmio (CdTe).....	35
3.2.4 Células fotovoltaicas híbridas.....	36
3.3 Modelo elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.....	37
4 Componentes Básicos de um Sistema Solar Fotovoltaico Isolado.....	40
4.1 Módulo Fotovoltaico.....	40
4.1.1 Características elétricas dos módulos.....	41
4.1.2 Curva característica $I \times V$	43
4.1.3 Fatores que afetam as características elétricas dos módulos.....	46
4.1.3.1 Efeito produzido pela radiação solar.....	47
4.1.3.2 Efeito produzido pela temperatura.....	48
4.1.3.3 Efeito produzido pelas resistências intrínsecas.....	48
4.2 Baterias.....	50
4.2.1 Características das baterias.....	51

4.2.2	Baterias de chumbo-ácido	54
4.2.3	Tipos de bateria	55
4.2.4	Vida útil da bateria	56
4.3	Controladores de carga.....	57
4.4	Inversores.....	58
4.4.1	Características dos inversores.....	59
5	Dimensionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico Isolado.....	62
5.1	Avaliação do recurso solar da localidade	63
5.2	Cálculo do consumo das cargas.....	64
5.3	Dimensionamento do banco de baterias	66
5.4	Determinação da corrente de projeto	68
5.5	Dimensionamento do arranjo fotovoltaico	69
5.6	Especificação do controlador de carga.....	73
5.7	Especificação do inversor de frequência	74
5.8	Localização do arranjo fotovoltaico.....	75
5.9	Projeto elétrico	76
5.9.1	Especificação da fiação CC.....	77
5.9.2	Diodos de bloqueio e passo (<i>by-pass</i>).....	79
5.9.3	Fusíveis de fileira	80
5.9.4	Dispositivos de seccionamento.....	81
5.9.5	Caixa de junção	82
5.9.6	Caixa principal CC	82
5.9.7	Quadro de distribuição.....	82
5.9.8	Aterramento	83
5.9.9	Desenhos e esquemas.....	84
6	Conclusão.....	87
	Bibliografia.....	89
	ANEXO A – Rotina MATLAB [®] para simulação da curva característica do módulo fotovoltaico.....	90

1 INTRODUÇÃO

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica no Brasil vem crescendo cada vez mais, sendo que dobrou na última década. Este crescimento vem ocorrendo devido ao aumento da atividade econômica. Até 2020 estima-se um aumento de 55,6% na demanda total. Devido a este fato, investimentos no setor de energia elétrica são necessários para atender a crescente demanda.

Atualmente, a matriz energética mundial é composta em sua grande maioria por combustíveis fósseis. Carvão, petróleo e gás natural são os responsáveis por 80% da geração mundial de energia. A energia hidráulica é a principal fonte de energia para geração de eletricidade no Brasil. Apesar de ser considerada uma fonte renovável e limpa, as usinas hidrelétricas produzem um impacto ambiental ainda não adequadamente avaliado, devido ao alagamento de grandes áreas cultiváveis. Com isso, investimentos em novas grandes unidades geradoras, alinhadas à construção de extensas linhas de transmissão e de distribuição, como uma alternativa para atender o aumento de demanda, resulta em alguns problemas como impactos ambientais, custos elevados e aumento das perdas nestas redes devido às longas distâncias entre os centros de geração e consumo.

Com o desenvolvimento da tecnologia, a preocupação com as questões ambientais e a necessidade na busca de novas alternativas para a geração de energia a um nível sustentável, novas fontes de energia estão sendo desenvolvidas. Dentre as fontes renováveis de energia elétrica, a energia eólica é a que vem recebendo maior volume de investimentos. Por outro lado, o Brasil, por ser um país localizado na sua maior parte na região inter-tropical, possui grande potencial para aproveitamento de energia solar durante todo ano. Com tudo isso, uma das tecnologias mais recentes de geração de energia alternativa é a solar fotovoltaica.

Os altos custos das células solares sempre foram o principal problema desta tecnologia e um grande desafio para a indústria. Até a década de 70 sua utilização era restrita a aplicações bem específicas, como as espaciais, onde altos orçamentos eram empregados. A crise energética de 1973 renovou e ampliou os interesses em aplicações terrestres. Nos Estados Unidos, as empresas de petróleo resolveram diversificar seus investimentos, englobando a produção de energia a partir da radiação solar. Com isso, a energia fotovoltaica

começou a receber importantes investimentos, tanto do setor público, por meio de programas de incentivos governamentais, como de empresas privadas.

Como consequência das políticas de investimentos e desenvolvimento dos painéis fotovoltaicos, a sua produção mundial e a demanda cresceram consideravelmente, assim como as pesquisas e melhorias no processo de fabricação. Diante deste fato e do desenvolvimento da eficiência das células solares de silício, os custos da tecnologia fotovoltaica de energia elétrica diminuíram significativamente. Sendo assim, a energia fotovoltaica está se tornando cada vez mais competitiva, tanto porque seus custos estão decrescendo, quanto porque a avaliação de outras formas de energia está se tornando mais real, levando em conta fatores que eram anteriormente ignorados, como a questão dos impactos ambientais.

No Brasil, programas do Governo Federal têm priorizado a utilização e instalação de sistemas solares fotovoltaicos isolados em comunidades carentes e eletricamente isoladas, com a finalidade de cumprir o objetivo de expandir a energia e acabar com a exclusão elétrica no país.

Sendo assim, a utilização de sistemas solares fotovoltaicos isolados representa uma boa solução, como uma alternativa economicamente mais interessante, referente ao atendimento de comunidades distantes sem acesso à rede de energia elétrica.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho de conclusão de curso é dimensionar e projetar um sistema solar fotovoltaico isolado residencial. Oferecer as ferramentas e os conhecimentos necessários para aplicação em unidades de baixa potência, apresentando a tecnologia solar fotovoltaica, abordando as características e funcionalidades dos principais componentes de um sistema isolado.

1.2 MOTIVAÇÃO

Os moradores da Reserva Extrativista (RESEX) Verde para Sempre, localizada no município de Porto de Moz (PA), serão contemplados pelo projeto Luz para Todos através de uma solução limpa e renovável. Eles receberão energia elétrica em suas residências através de geradores solares fotovoltaicos.

Para isso, as Centrais Elétricas do Pará (Celpa) lançou no dia 4 de maio de 2013 o Edital de Leilão nº 001/2013, objetivando contratar a prestação de serviço de suprimento de energia elétrica em regiões remotas dos sistemas isolados, por meio de sistemas de geração descentralizada para atendimento às comunidades e/ou unidades individuais, localizadas na Reserva Extrativista Verde para Sempre no município de Porto de Moz, estado do Pará.

O Projeto de Referência da RESEX Verde para Sempre tem o objetivo de atender as famílias que vivem naquela região. O suprimento de energia elétrica será por meio de Microsistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI e Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI, utilizando a tecnologia fotovoltaica baseado na normativa nº 493, de 5 de junho de 2012 da ANEEL. As tabelas 1 e 2 apresentam os dados de objeto deste leilão.

Tabela 1. Sistemas MIGDIs do projeto de referência da RESEX Verde para Sempre
Fonte: CELPA

Nome da comunidade	Potência instalada (kWp)	Energia Contratada (kWh/ano)	Nº de unidades consumidoras
Paraíso do Acaraí	18,7	16.877,64	31
Ariruaá	6,6	5.988,84	11
Pedreira	7,15	6.533,28	12
Itapeua	10,45	9.255,48	17
Carmelino	7,7	7.077,72	13
Boa Vista	6,05	5.444,40	10
São Brás	9,35	8.166,60	15
São José	7,7	7.077,72	13
Agrupamento de residências A1-27R	6,05	5.444,40	10
Bom Jesus	39,6	38.655,24	71
Céu Aberto	10,45	9.255,48	17
Total Geral	129,8	119.776,80	220

Tabela 2. Sistemas SIGFIs do projeto de referência da RESEX Verde para Sempre
Fonte: CELPA

Quantidade	Potência instalada (kWp)	Energia contratada (kWh/ano)	Nº de unidades consumidoras
1.202	540,9	432.720,00	1.202

No total, 1.422 lares serão beneficiados. Esta solução já foi implantada no atendimento de comunidades ribeirinhas nos estados do Amazonas, Acre, Pará e Maranhão.

O leilão para contratação dessa energia será o primeiro a ser realizado sob o amparo da Lei 12.111/09, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos sistemas isolados. Com isso, será possível a cobertura dos custos de investimento através da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Já os custos de operação, manutenção e ampliação serão

cobertos pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Os investimentos previstos podem chegar a R\$ 23.624.335,00.

Portanto, a grandeza e a importância do projeto de referência da RESEX Verde para Sempre foram fontes inspiradoras para realização de um trabalho voltado para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico isolado, de acordo com as normativas da ANEEL para os sistemas SIGFIs utilizados para suprimento de 1.202 unidades consumidoras em localidades remotas no estado do Pará.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho de conclusão de curso está dividido em 5 capítulos. O primeiro capítulo destina-se à parte introdutória, apresentando uma contextualização geral no âmbito energético e a utilização da energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica. Os capítulos 2, 3 e 4 destinam-se exclusivamente a revisões bibliográficas e teóricas sobre o tema principal proposto no trabalho.

O capítulo 2 aborda aspectos referentes à energia primária do sistema solar fotovoltaico isolado proposto. Nele é apresentado um breve histórico da utilização da energia solar fotovoltaica, alguns conceitos sobre a radiação solar e os instrumentos utilizados para medição dessa radiação. No capítulo 3 o foco será dado à tecnologia fotovoltaica empregada para a conversão da energia luminosa do sol em energia elétrica. Neste capítulo está incluso o princípio básico de geração de energia elétrica através do efeito fotovoltaico, os diferentes tipos de materiais empregados na fabricação das células fotovoltaicas, apresentando características, processo de fabricação e eficiência final e, no final do capítulo, é apresentado uma modelagem matemática de uma célula fotovoltaica a partir de um circuito elétrico equivalente. O capítulo 4 destina-se a apresentação dos equipamentos principais que compõem um sistema solar fotovoltaico isolado, identificando suas principais características e funcionalidades. O tema principal deste trabalho de conclusão de curso está apresentado no capítulo 5, abordando um estudo de caso como exemplo de um dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico isolado. Neste capítulo é apresentado cada passo de dimensionamento, incluindo a demanda de energia, estudo do recurso solar da localidade, especificação e dimensionamento dos equipamentos, projeto elétrico e desenhos necessários para entendimento da execução do projeto. Por fim, as conclusões extraídas pelo autor estão expostas no capítulo 6.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Os sistemas fotovoltaicos são capazes de gerar energia elétrica através das chamadas células fotovoltaicas. As células fotovoltaicas são feitas de materiais semicondutores capazes de transformar a radiação solar diretamente em energia elétrica. Hoje, o material mais difundido para este uso é o silício. Assim, a energia solar fotovoltaica é definida como a energia obtida através da conversão direta da radiação eletromagnética solar em eletricidade através do chamado efeito fotovoltaico.

2.1 HISTÓRICO

Em 1839 o efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez, mas apenas em 1884, Charles Fritts produziu a primeira célula solar usando selênio, com apenas 1% de eficiência. Devido à explicação do efeito fotoelétrico por Albert Einstein em 1905 e o desenvolvimento da microeletrônica, em 1954 foi anunciada a primeira célula solar fotovoltaica usando silício, com eficiência de 6% e desenvolvida pelos pesquisadores Calvin Fuller (químico), Gerald Pearson (físico) e Daryl Chapin (engenheiro).



Figura 1. Gerald Pearson, Daryl Chapin, Calvin Fuller e a sua primeira célula solar, desenvolvida nos laboratórios da Bell Telephone C. em 1954.

Inicialmente, o desenvolvimento da tecnologia apoiou-se na busca por empresas do setor de telecomunicações, de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. O segundo agente impulsionador foi a “corrida espacial”. A célula solar era, e

continua sendo, o meio mais adequado (menor custo e peso) para fornecer a quantidade de energia necessária para longos períodos de permanência no espaço. Outro uso espacial que impulsionou o desenvolvimento das células solares foi a necessidade de energia para satélites.



Figura 2. Primeira aplicação de uma célula solar de silício foi como fonte de alimentação de uma rede telefônica local em Americus, na Geórgia, EUA, em 1955.

Em 2004, foram produzidos cerca de um bilhão de células, com eficiências da ordem dos 24,7%, alcançando a capacidade instalada mundial de energia solar superior a 8,2 GW em 2008, cerca de 57% da capacidade instalada de Itaipu. Os principais países produtores, curiosamente, estão situados em latitudes médias e altas. O maior produtor mundial é a Alemanha (com 3,86 GW instalados), seguido do Japão (com 1,91 GW) e Estados Unidos (830 MW).

2.2 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é definida como a energia radiante emitida pelo sol, em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação eletromagnética. A terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, a qual indica que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, responsável pela dinâmica da atmosfera terrestre e pelas características climáticas do planeta.

2.2.1 COMPOSIÇÃO ESPECTRAL

A radiação eletromagnética do sol se propaga a uma velocidade de 300.000 *km/s*, no qual atinge a superfície do planeta sob três formas principais: 42% sob a forma de radiações

dentro do espectro visível – luz; 55% sob a forma de raios infravermelhos, dotados de grande poder calorífico; 3% sob a forma de raios ultravioleta, radiações de pequeno comprimento de onda e grande quantidade de energia. Através da dualidade onda-partícula da luz, observam-se aspectos ondulatórios e quânticos. Em termos de comprimentos de onda, a radiação solar ocupa a faixa espectral de 100 nm a 3000 nm (3 μm), tendo uma máxima densidade espectral em torno dos 550 nm, comprimento de onda que corresponde sensivelmente à luz verde-amarelada.

Através da teoria ondulatória, são definidas, para os diversos meios materiais, as propriedades na faixa solar de absorção e reflexão e, na faixa de 0,75 a 100 μm (correspondente ao infravermelho), as propriedades de absorção, reflexão e emissão. Por outro lado, pela teoria corpuscular ou fotônica, através da mecânica quântica, é determinada a potência emissiva espectral do corpo negro em termos de sua temperatura e do índice de refração do meio em que está imerso. A conversão direta da energia solar em eletricidade também é explicada por esta teoria. Nesta visão corpuscular, a potência de um feixe luminoso é descrita como o fluxo de fótons com energia unitária hf , onde f é a frequência da onda eletromagnética associada e h é a Constante de Planck ($6,62 \times 10^{-34}$ Js) (GTES; CEPEL-CRESESB, 2004). A figura 3 apresenta a distribuição espectral da radiação solar.

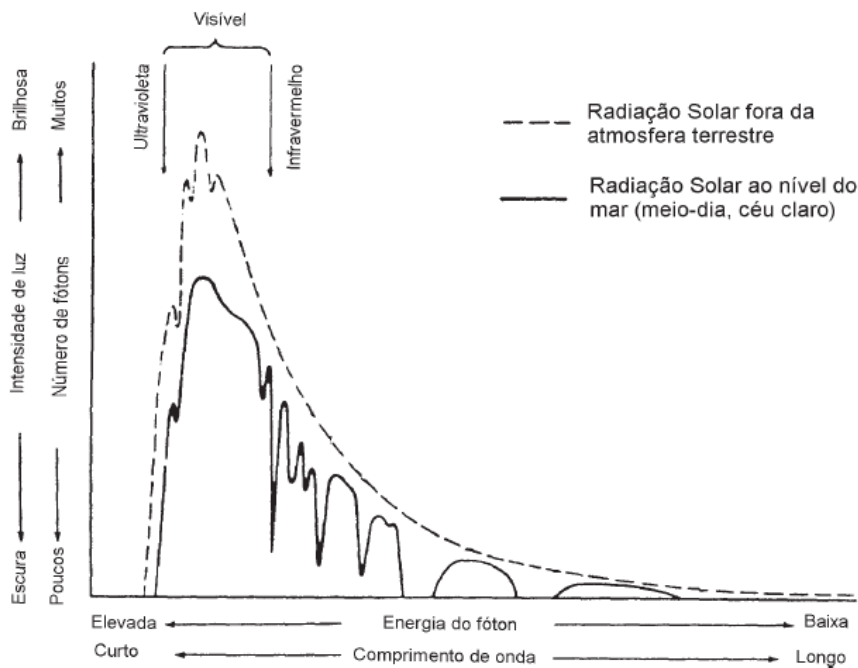


Figura 3. Distribuição espectral da radiação solar.
(GTES; CEPEL-CRESESB, 2004)

2.2.2 RADIAÇÃO SOLAR EM NÍVEL DO SOLO

A radiação solar incidente na atmosfera da Terra pode ser absorvida, refletida ou transmitida. Cerca de 30% da radiação incidente na atmosfera terrestre é reenviada ao espaço por reflexão nas nuvens, massas de gelo e neve e na própria superfície terrestre, que são considerados razoáveis refletores. Os gases atmosféricos, principalmente o oxigênio e o ozônio, são responsáveis por absorver cerca de 19% da radiação ultravioleta na estratosfera. A figura 4 ilustra graficamente a distribuição percentual da radiação solar incidente na superfície terrestre.

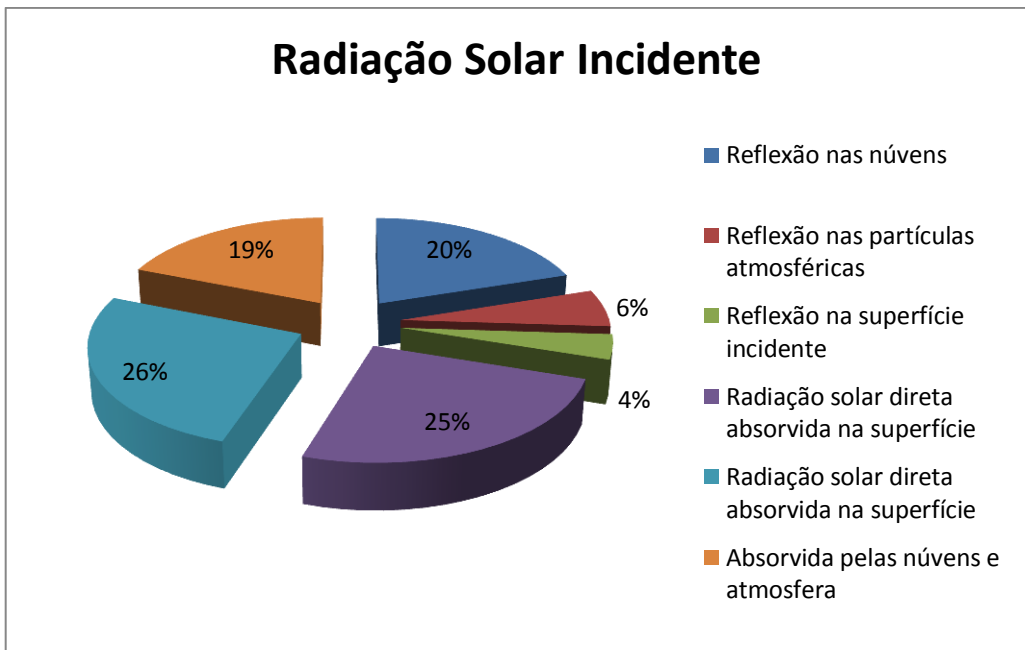
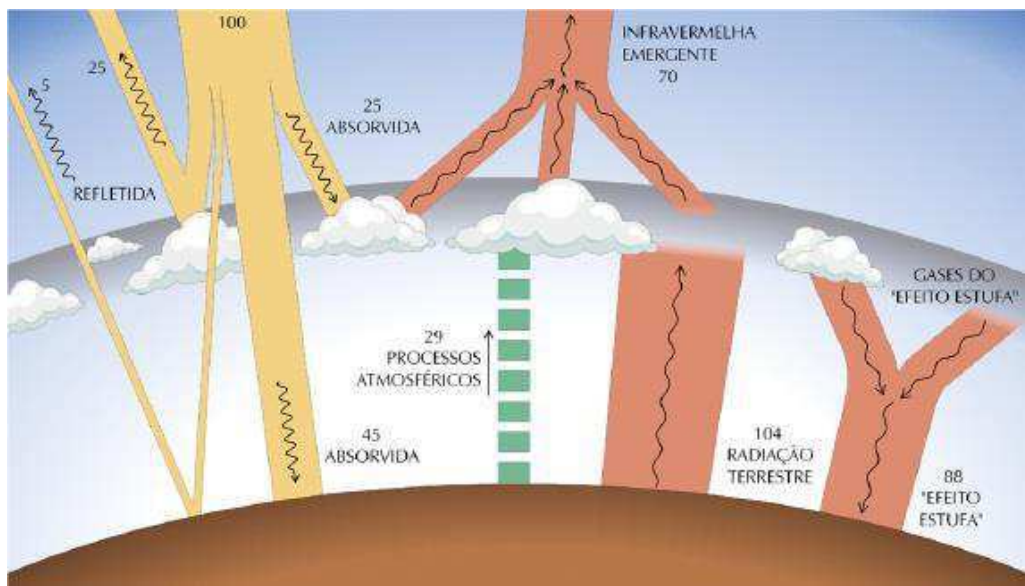


Figura 4. Percentual de radiação solar incidente na superfície terrestre. (Empresa de Pesquisa Energética, 2013)

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

Notadamente, se a superfície receptora estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de “albedo” (GTES; CEPEL-CRESESB, 2004).

Essas “barreiras” que a radiação solar enfrenta antes de atingir o solo alteram suas características de intensidade, distribuição espectral e angular. Essas modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, conhecido como coeficiente de “Massa de Ar” (AM) e, portanto, do ângulo Zenital do Sol, da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas. O coeficiente AM é definido como:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta)}, \quad (1)$$

onde θ representa o ângulo Zenital do Sol, como ilustrado na figura 5.

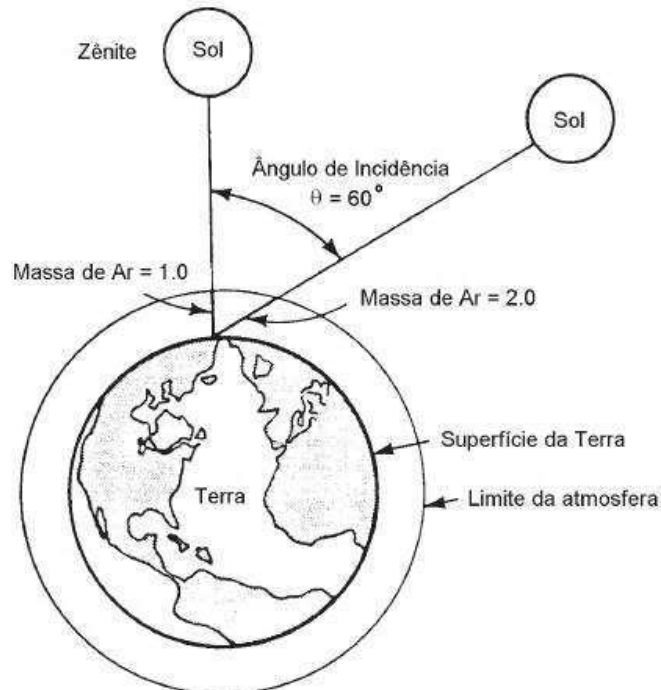


Figura 5. Trajetória dos raios de sol na atmosfera.
(GTES; CEPEL-CRESESB, 2004)

A figura 6 apresenta a influência do coeficiente AM na irradiação solar em nível do solo.

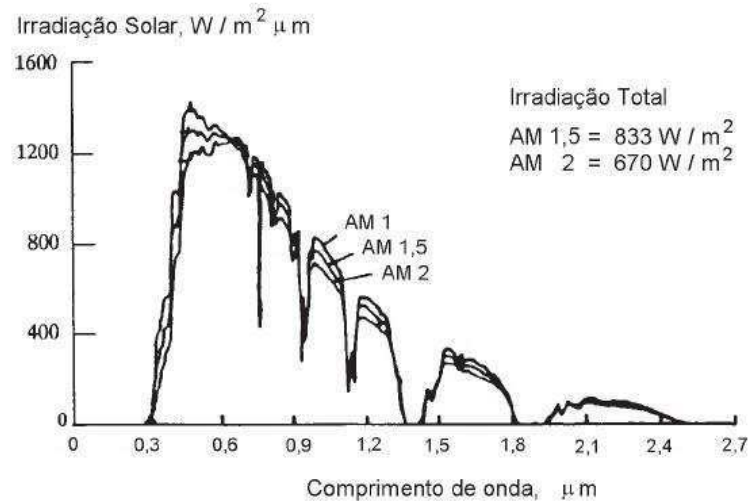


Figura 6. Influência do coeficiente AM na irradiação solar.
(GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004)

A incidência da radiação solar em nível do solo é um processo estocástico devido à alternância de dias e noites, das estações do ano e períodos chuvosos e de passagens de nuvens. Portanto, para cada mês ou estação do ano existe um atlas solarimétrico diferente para uma mesma região. Sendo assim, o recurso energético solar apresenta grande variabilidade, sendo necessária a utilização de um sistema apropriado de armazenamento da energia resultante do processo de conversão. A figura 7 apresenta o mapa solarimétrico brasileiro, indicando a radiação solar global diária média anual em $MJ/m^2.dia$.

provoca um diferencial de potencial que, ao ser medida, mostra o valor instantâneo da energia solar (CRESESB, 2008).

Um outro modelo bem interessante de piranômetro é aquele que utiliza uma célula fotovoltaica de silício monocristalino para coletar medidas solarimétricas. Estes piranômetro é largamente utilizados, pois apresentam custos bem menores do que os equipamentos tradicionais. Pelas características da célula fotovoltaica, este aparelho apresenta limitações quando apresenta sensibilidade em apenas 60% da radiação solar incidente (CRESESB, 2008).

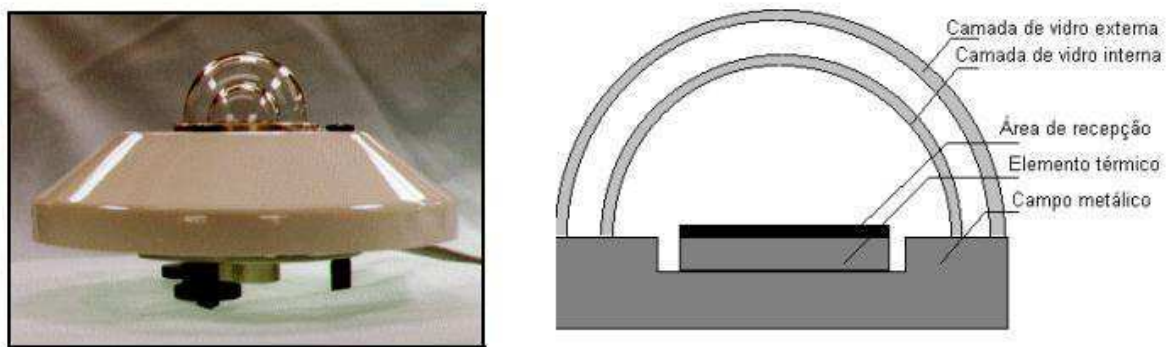


Figura 8. Piranômetro e seção transversal.
(CRESESB, 2008)

- **Pireliômetros**

O pireliômetro é o instrumento utilizado para medir a radiação direta. Ele se caracteriza por possuir uma pequena abertura de forma a "ver" apenas o disco solar e a região vizinha, denominada circunsolar. O ângulo de aceitação é da ordem de 6° e o instrumento segue o movimento do Sol, que é permanentemente focalizado na região do sensor. Em geral, se utiliza uma montagem equatorial com movimento em torno de um único eixo, que é ajustado periodicamente para acompanhar a mudança do ângulo de declinação do Sol (CEPEL, 2000).

O fato do pireliômetro ter um ângulo de aceitação que permite medir a radiação circunsolar pode levar a certos equívocos com relação à intensidade da radiação direta que incide e é aceita por coletores concentradores, cujo ângulo de aceitação habitualmente é menor que o ângulo de aceitação do instrumento. Esta diferença requer e pode ser objeto de correção (CEPEL, 2000).

Os pireliômetros são instrumentos de precisão e, quando adequadamente utilizados nas medições, possuem erro na faixa de 0,5%. Na atualidade, os mais difundidos são os de termopilhas (CEPEL, 2000).

Os Pireliômetros de Termopares são os equipamentos normalmente utilizados para medições em campo da radiação solar direta normal. Neste tipo de pireliômetros, o princípio operacional é semelhante ao dos piranômetros termoelétricos. Os mais difundidos são o Eppley N.I.P. (Normal Incidence Pyrheliometer) e o Kipp & Zonen Pyrheliometer, respectivamente fabricados nos Estados Unidos e na Holanda.

3 TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

3.1 EFEITO FOTOVOLTAICO

Como foi apresentado anteriormente, a célula solar ou fotovoltaica é o elemento básico para a transformação da radiação eletromagnética em energia elétrica, podendo ser representado como um dispositivo semicondutor que conduz corrente elétrica, quando exposto à luz.

Materiais classificados como semicondutores caracterizam-se por possuírem uma banda de valência, totalmente preenchida por elétrons, e uma banda de condução, totalmente vazia. A separação entre essas duas bandas é chamada de banda proibida (*gap*). Para que haja passagem de um elétron da banda de valência para a banda de condução, uma quantidade mínima de energia é necessária. Em materiais semicondutores, a energia mínima para vencer a banda proibida é da ordem de 1 eV, enquanto que nos materiais isolantes na ordem de vários eVs. A tabela 3 ilustra a quantidade de energia para vencer a banda proibida de diferentes materiais semicondutores.

Tabela 3. Quantidade de energia para vencer a banda proibida de diferentes semicondutores.

Material	Energia para vencer a banda proibida (eV)
Boro (B)	1,1
Silício (Si)	1,12
Germânio (Ge)	0,72
Fósforo (P)	1,5
Arsênio (As)	1,2
Enxofre (S)	2,5
Selênio (Se)	1,7
Telúrio (Te)	0,36
Iodo (I)	1,25

O semicondutor mais usado é o silício. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons de ligação que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e que ficará “sobrando”, fracamente

ligado a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se *dopante n* ou *impureza n*.

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

Através da união dos cristais do tipo *n* e *p*, uma junção *pn* é formada. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado *n* passam ao lado *p* onde encontram os buracos que os capturam. Isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado *p*, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado *n*, que o torna eletricamente positivo. Surge assim, um campo elétrico na região da junção; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado *n*.

Quando a junção é exposta a fótons com energia maior que o *gap*, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna que serão acelerados por efeito do campo elétrico em sentidos opostos, gerando assim uma corrente através da junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual chamamos de Efeito Fotovoltaico. A figura 9 mostra uma estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício.

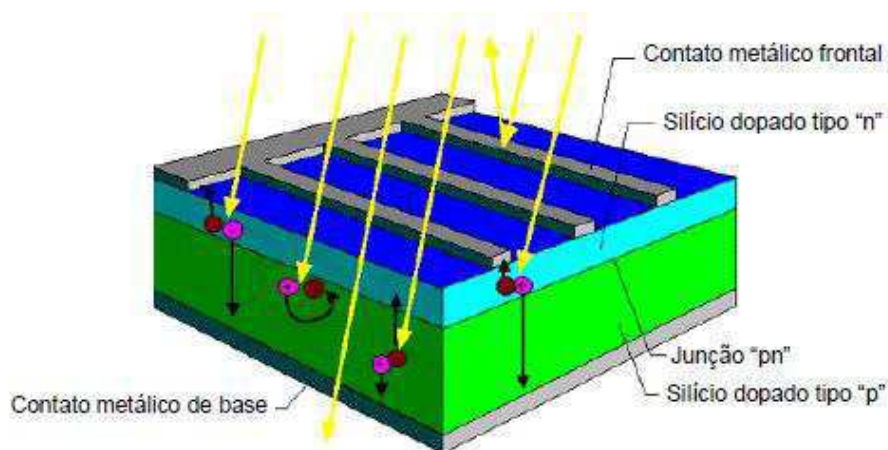


Figura 9. Junção *pn* de uma célula fotovoltaica de silício.
(SEGUEL, 2009)

Apenas os fótons com energia maior do que a banda proibida do semiconductor é capaz de ser absorvido e deslocar o elétron para a banda de condução. Para provocar excitação, o fóton necessita de uma energia E dado por:

$$E = \frac{12400}{\lambda_c} \quad (eV), \quad (2)$$

sendo λ_c o comprimento de onda do fóton. Se o comprimento de onda da radiação excede λ_c , então a energia do fóton não é suficiente para deslocar o elétron para a banda de condução. A energia mínima para excitação intrínseca é a energia da banda proibida. O comprimento de onda crítico ou de corte de um material (λ_c) é o valor do comprimento de onda acima do qual a energia do fóton não é suficiente para elevar o elétron à banda de condução. Para uma célula de silício, tem-se:

$$\lambda_c(Si) = 1,13 \mu m ,$$

$$E(Si) = 1,1 \text{ eV}.$$

Portanto, o espectro da radiação da luz do sol é um fator limitante no processo de conversão de energia da luz em energia elétrica. Como foi visto, ele se espalha numa ampla faixa e apenas a parcela com comprimento de onda inferior a $1,13 \mu m$ é capaz de excitar os elétrons em células de silício.

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

Os fatores limitantes no processo de conversão de energia estabelecem a eficiência da célula solar fotovoltaica. A figura 10 ilustra uma combinação desses fatores e o percentual de energia luminosa convertida em energia elétrica (eficiência da célula).

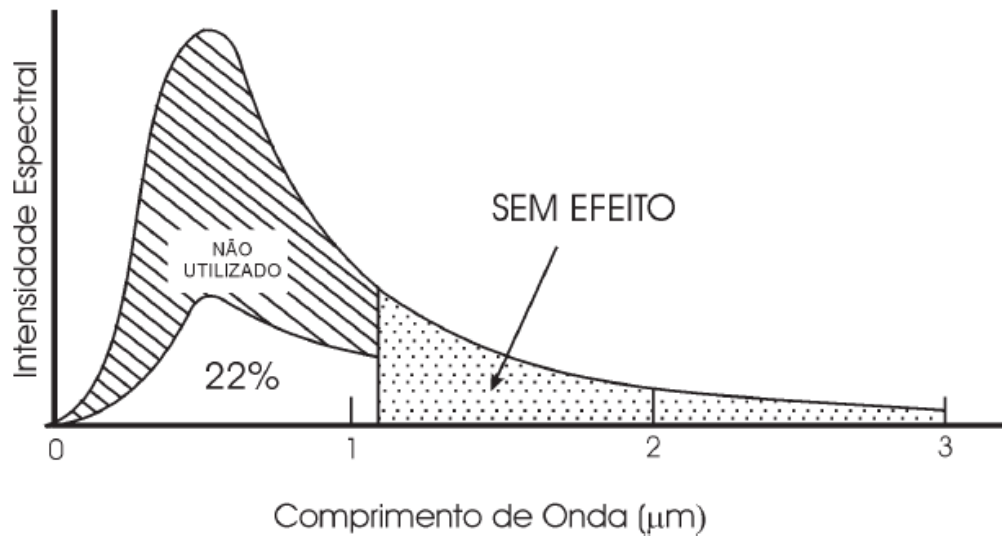


Figura 10. Conversão de energia luminosa em uma célula de Silício.
(GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004)

3.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA

Os materiais semicondutores mais apropriados para a conversão de energia luminosa em eletricidade são os que geram a maior potência para a luz visível, visto que a maior parcela de energia fornecida pelos raios do sol está dentro da faixa visível do espectro.

O processo de transformação de um material semicondutor em uma célula fotovoltaica consiste basicamente em uma etapa de purificação e, em seguida, por uma etapa de dopagem, através da introdução de impurezas na quantidade certa. Os principais tipos de células fotovoltaicas são apresentados a seguir.

3.2.1 SILÍCIO (SI) MONOCRISTALINO

A célula de silício monocristalino é, historicamente, a mais utilizada e comercializada como conversor direto de energia solar em eletricidade. A tecnologia para sua fabricação é um processo básico e bem constituído.

A matéria prima desse material é o dióxido de silício e a primeira etapa de fabricação consiste na purificação e solidificação deste material, através da desoxidação em grandes fornos. O silício necessita de outros materiais semicondutores e um elevado grau de pureza para ser produzida a célula fotovoltaica. O processo mais utilizado para se chegar as qualificações desejadas é denominado de *Processo Czochralski*.

Esse processo consiste basicamente em fundir o silício juntamente com uma pequena quantidade de dopante, normalmente o boro que é do tipo p . Com um fragmento do cristal devidamente orientado e sob controle de temperatura, é extraído do material fundido um grande cilindro de silício monocristalino levemente dopado. Este cilindro obtido é cortado em fatias finas de aproximadamente $0,3\text{ mm}$.



Figura 11. Cilindro de silício monocristalino.
(Blue Sol Educacional, 2012)

Depois da limpeza das impurezas e do corte em fatias, devem-se introduzir impurezas do tipo n , de forma a obter a junção pn . Esse processo é feito através da difusão controlada, onde as fatias de silício são expostas a vapor de fósforo em um forno onde a temperatura varia entre 800 a $1500\text{ }^{\circ}\text{C}$. Depois de introduzir impurezas do tipo n , as pastilhas são equipadas com pistas elétricas e com uma camada de anti-reflexão (AR) na parte frontal.

A grande experiência na sua fabricação e pureza do material garantem alta confiabilidade do produto e altas eficiências. Enquanto o limite teórico de conversão da luz solar em energia elétrica para esta tecnologia é de 27% , valores nas faixas de 15 a 18% são encontrados em produtos comerciais. O tamanho da célula é majoritariamente $10 \times 10\text{ cm}^2$, possuindo uma espessura de $0,3\text{ mm}$ e uma estrutura homogênea com gama de cor azul-escuro para preto com anti-reflexão e cinza sem anti-reflexão.



Figura 12. Célula fotovoltaica de silício monocristalino.
(Blue Sol Educacional, 2012)

3.2.2 SILÍCIO (Si) POLICRISTALINO

Os processos de pureza e fabricação do silício policristalino são semelhantes ao do silício monocristalino, porém, com menos rigor de controle. O silício purificado é derretido e moldado em forma de cubo e, através de um processo controlado de aquecimento e resfriamento, o bloco se solidificará em uma única direção, de maneira a conseguir uma formação cristalina o mais homogênea possível. Como o silício cristaliza livremente, há a formação de vários cristais, por isso o nome: policristalino (Blue Sol Educacional, 2012).

Durante o processo de solidificação são criados lingotes de silício policristalino que serão serrados em barras e depois cortados em lâminas de aproximadamente $0,3 \text{ mm}$ de espessura. Todo esse processo de serragem provoca perdas de material na forma de pó de serragem. O silício já é dopado com a impureza tipo p (geralmente boro) durante a purificação. Após a serragem e limpeza, as lâminas serão dopadas com fósforo (em apenas uma face), será aplicada uma camada de material antirreflexo (que aumentará a absorção luminosa) e, por fim, serão impressos os contatos frontais e traseiros (Blue Sol Educacional, 2012).

A célula de silício policristalino possui eficiência na faixa de 13 a 15%. Possuem a forma quadrada de tamanho $10 \times 10 \text{ cm}^2$, com uma espessura de $0,3 \text{ mm}^2$ e cor azul com camada anti-reflexão e cinza prateada sem camada anti-reflexão.

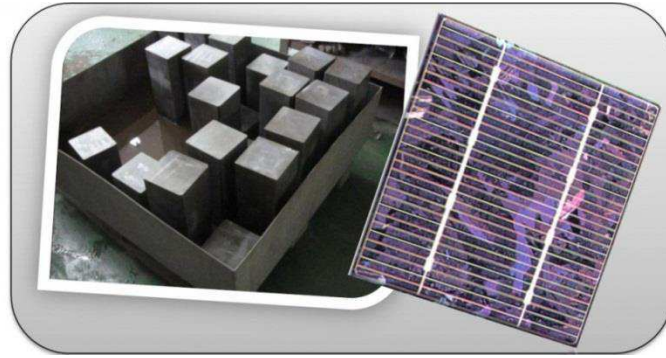


Figura 13. Lingotes de silício policristalino em barras e célula fotovoltaica de silício policristalino. (Blue Sol Educacional, 2012)

3.2.3 FILMES FINOS (THIN-FILM)

Com a finalidade de reduzir os custos do produto e conseqüentemente da energia gerada, vários estudos e trabalhos de pesquisa têm sido realizados. Um dos principais campos de investigação é o de células de filmes finos. O objetivo geral é obter uma técnica para que seja possível produzir células fotovoltaicas confiáveis, utilizando pouco material semicondutor, obtido de forma passível de produção em larga escala.

Entre os materiais mais utilizados e disponíveis comercialmente estão o silício amorfo hidrogenado (*a-Si:H*), o disseleneto de cobre e índio (*CIS*) e o telureto de cádmio (*CdTe*) que, devido às suas características de absorção da luz e camadas muito finas (menos de 0,001 mm), são teoricamente suficientes para a conversão da radiação solar em eletricidade. Além disso, as tecnologias de película fina consomem muito menos energia em seu processo de fabricação. Enquanto a temperatura de manufatura do silício cristalizado fica em torno de 1500 °C, a temperatura de produção das películas finas está entre 200 °C e 600 °C. Assim, as células de película fina utilizam muito menos matéria-prima e energia para sua fabricação, não tem restrições de tamanho e forma e podem até mesmo serem flexíveis e transparentes (Blue Sol Educacional, 2012). A seguir serão abordados os principais materiais utilizados.

3.2.3.1 Silício amorfo

O silício amorfo (sem forma) não possui uma estrutura cristalina, mas uma rede irregular. Devido a isso, ocorrem ligações livres que absorvem hidrogênio até a saturação. Esse silício amorfo hidrogenado (*a-Si:H*) é criado em reatores de plasma, pela deposição de silano gasoso, em temperaturas entre 200 °C e 250 °C. O dopante é adicionado por uma mistura de gases que contém o devido material: B_2H_6 para o tipo *p* e PH_3 para o tipo *n* (Blue Sol Educacional, 2012).

Devido à pequena extensão da difusão do *a-Si:H* dopado, os elétrons e buracos livres na junção *pn* não sobrevivem tempo suficiente para gerar uma corrente elétrica externa. Por isso uma camada de *a-Si:H* intrínseco (não dopado) é colocada entre camadas de *a-Si:H* do tipo *n* e do tipo *p*, na qual as cargas elétricas duram mais tempo. É nessa camada que acontece a absorção da luz e liberação dos elétrons. Como contatos frontais, podem ser utilizados o Óxido de Estanho (SnO_2), o Óxido de Estanho e Índio (*ITO* – do inglês: *Indium Tin Oxide*) ou o Óxido de Zinco (ZnO). Se os materiais forem depositados na parte frontal do vidro será criada uma estrutura do tipo *p-i-n*. Os materiais podem ser depositados em uma sequência inversa (*n-i-p*) na parte traseira do substrato. Isso permite que sejam criados módulos fotovoltaicos flexíveis em substrato leves não transparentes, como plástico ou metal, que são mais adequados à colocação em telhados (Blue Sol Educacional, 2012). A figura 14 apresenta a estrutura em camadas de uma célula de silício amorfo.

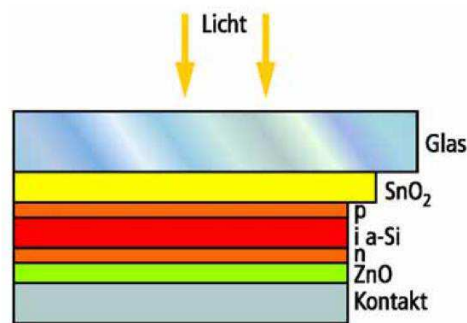


Figura 14. Estrutura em camadas de uma célula de silício amorfo.
(GREENPRO, 2004)

A principal desvantagem do silício amorfo está na sua baixa eficiência, que diminui ainda mais durante os primeiros 6 a 12 meses de operação, devido à degradação induzida pela luz (através do efeito *Staebler-Wronsky*), antes de se estabilizar e alcançar a potência nominal de operação (Blue Sol Educacional, 2012). A degradação induzida pela luz tornou-se o maior problema da célula de silício amorfo. Para trabalhar dentro dos limites da espessura da camada intrínseca (300 nm) e fazer uso de diferentes mecanismos de captura de luz, o conceito de células com dupla e tripla junção foi exaustivamente prosseguido em todo o mundo. Células solares de junção única de *a-Si* são pouco utilizadas nos dias de hoje por causa da baixa eficiência e problemas de estabilidade. As células solares de dupla e tripla junção são utilizadas para o melhor aproveitamento do espectro solar e para melhorar a estabilidade das células solares de uma única junção. A eficiência da célula para uma junção única é de 9,3%, enquanto que 12,4% para a de dupla junção e 13,0% para a de tripla junção (MESSENGER, 2007).

A técnica em produzir células com mais de uma junção consiste em empilhar as estruturas *p-i-n* umas sobre as outras. Com essa técnica, é possível criar células que aproveitam uma parte maior do espectro da radiação solar, otimizando cada camada para uma banda de cor específica, através da mistura com outros materiais, por exemplo o germânio (*a-SiGe*). Além disso, células empilhadas sofrem menos os efeitos de envelhecimento, e as camadas de *a-Si:H* do tipo *i* são mais finas e, conseqüentemente, menos susceptíveis à degradação pela luz (Blue Sol Educacional, 2012).

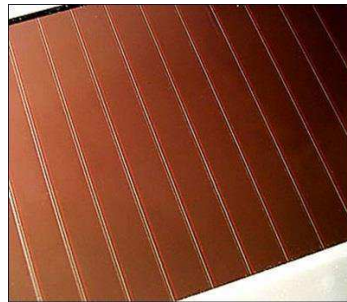


Figura 15. Filme fino de silício amorfo.
(Blue Sol Educacional, 2012)

3.2.3.2 Disseleneto de Cobre Índio/Gálio (CIS/CIGS)

Para a fabricação das células, o substrato de vidro é inicialmente revestido com uma fina camada de molibdênio em um processo de pulverização catódica. A camada do tipo *p* de CIGS, pode ser fabricada pela vaporização simultânea dos elementos (cobre, índio, gálio e selênio) em uma câmara de vácuo, sob temperaturas entre 500 °C e 600 °C; ou pela pulverização dos elementos em camadas individuais em temperatura ambiente, com posterior cozimento rápido em temperatura de 500 °C (Blue Sol Educacional, 2012).

Como contato frontal transparente, é utilizado o óxido de zinco dopado com alumínio (*ZnO:al*), que é do tipo *n*. Entre os dois tipos (*p* e *n*) de semicondutor é colocada uma camada de óxido de zinco intrínseco e uma camada de sulfato de cádmio para ajudar a reduzir perdas provocadas pela combinação entre o óxido de zinco e o CIS (Blue Sol Educacional, 2012).

Diferentemente do silício amorfo, as células de CIGS não sofrem de degradação sob a ação da luz. Mas é necessário um selamento robusto, para evitar a degradação do óxido de zinco, o que inutilizaria o módulo (Blue Sol Educacional, 2012).

Os módulos fotovoltaicos de CIGS são os mais eficientes entre as tecnologias de película fina de única junção, com até 11% de eficiência. Infelizmente o seu custo não está tão baixo quanto o do silício, além do uso de índio, que é um material raro, altamente requisitado

pela indústria de smartphones. O índio é o componente principal das telas táteis (*touchscreen*) capacitivas (Blue Sol Educacional, 2012).

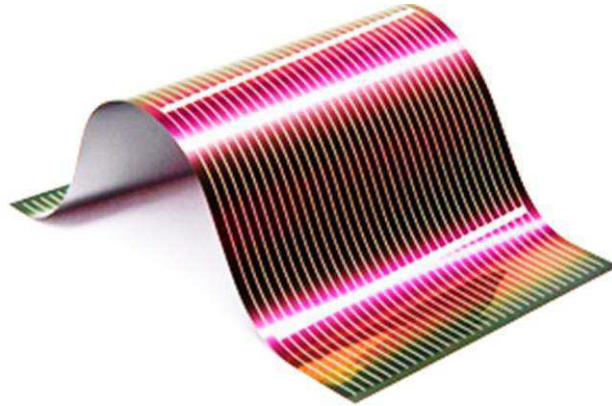


Figura 16. Filme fino de disseleneto de cobre índio e gálio (*CIGS*).
(Blue Sol Educacional, 2012)

3.2.3.3 Telureto de Cádmio (*CdTe*)

As células fotovoltaicas de *CdTe* são fabricadas em um substrato de vidro, com uma camada de condutor transparente como contato frontal, onde geralmente é utilizado o óxido de estanho e índio (*OTI*). O contato frontal é revestido com uma finíssima camada de Sulfeto de Cádmio (*CdS*) que é um semiconductor do tipo *n*, depois com uma camada de Telureto de Cádmio (*CdTe*), que é do tipo *p*. Esse procedimento pode ser feito por uma espécie de impressão em tela (*silk-screen*) (Blue Sol Educacional, 2012).

Para fabricar módulos maiores, ou com maior eficiência, pode-se utilizar de disposição por vaporização em uma câmara de vácuo com temperaturas de aproximadamente 700 °C. A junção *pn* de *CdS-CdTe* é ativada quando entra em contato com uma atmosfera com cloro (Blue Sol Educacional, 2012).

A principal dificuldade para a fabricação de módulos fotovoltaicos utilizando o *CdTe* é a toxicidade do cádmio. O Telureto de Cádmio é um composto atóxico, que é tóxico somente durante o processo de fabricação, o que exige procedimentos rigorosos de controle. Assim como as células de *CIGS*, as células de *CdTe* não se degradam sob a ação da luz (Blue Sol Educacional, 2012).



Figura 17. Filme fino de telureto de cádmio (*TeCd*).
(Blue Sol Educacional, 2012)

3.2.4 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS HIBRIDAS

Uma célula fotovoltaica híbrida (HCI) é a junção da tecnologia do silício cristalizado com a tecnologia de película fina de silício amorfo hidrogenado. A sigla HCI significa *Heterojunction with Intrinsic Layer* - Heterojunção com Camada Intrínseca – e representa a estrutura de construção dessas células.

Uma pastilha de silício monocristalino (*m-Si* do tipo *n*) forma o núcleo, que é revestido em ambos os lados por uma camada finíssima de silício amorfo (*a-Si*), do tipo intrínseco (silício puro, sem impurezas). Na parte superior da célula é colocada, sobre a camada de silício amorfo do tipo *i*, uma camada de silício amorfo do tipo *p*, formando uma junção *p-i-n* com pastilha de silício monocristalino do tipo *n*. Na inferior da célula é colocada uma camada de silício amorfo altamente dopado com impureza do tipo *n* (fósforo) que serve para evitar a recombinação dos portadores de carga no eletrodo superior.

Não há degradação induzida pela luz, no silício amorfo, assim como acontecem nas células fotovoltaicas de película fina de silício amorfo. Em comparação com as células fotovoltaicas de silício cristalizado, as células HCI tem melhor rendimento em temperaturas elevadas. Neste caso, por cada incremento da unidade de temperatura em Grau Celsius, há uma queda de eficiência de 0,33%, em comparação com os 0,45% sentidos pelo silício cristalino. A célula HCI poupa energia e material no seu fabrico. A temperatura necessária para a deposição é de apenas 200 °C. Isto significa que as pastilhas são expostas a um menor esforço térmico e podem ser reduzidas para uma espessura de aproximadamente 0,2 mm com uma eficiência de 17,3%.

A figura 18 apresenta a comparação entre as eficiências atingidas em laboratório e comercialmente pelos diferentes materiais apresentados até aqui para as tecnologias que já atingiram o estágio comercial.

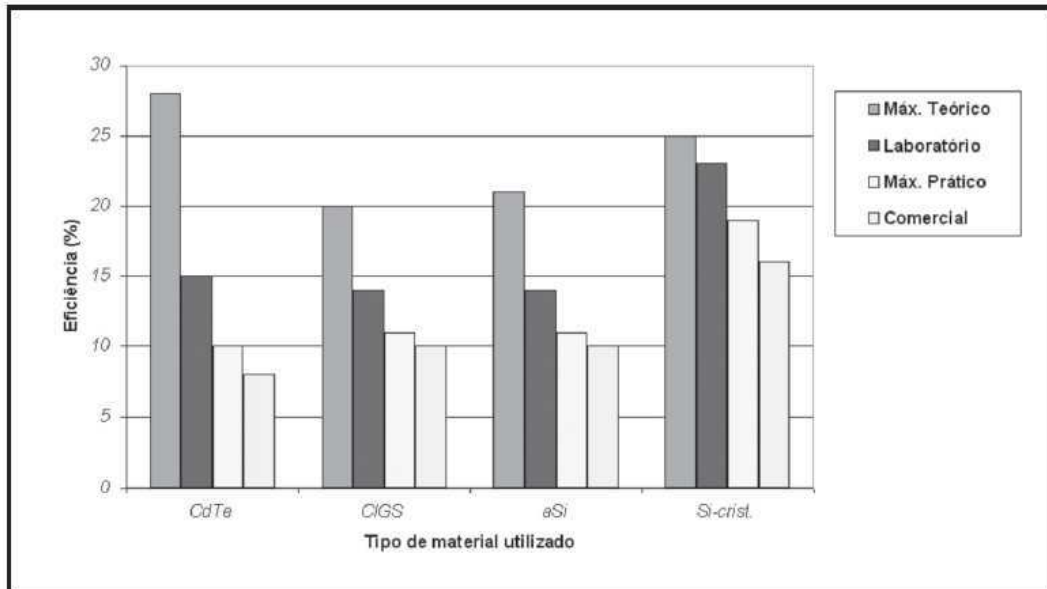


Figura 18. Tipos de materiais utilizados e suas respectivas eficiências. (GTES; CEPEL-CRESESB, 2004)

3.3 MODELO ELÉTRICO EQUIVALENTE DE UMA CÉLULA

FOTOVOLTAICA

Para análise do comportamento eletrônico e determinação das características elétricas das células fotovoltaicas, é importante a determinação de um modelo elétrico equivalente. Idealmente falando, a célula poderia ser modelada como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, porém, uma célula real apresenta perdas. Essas perdas são traduzidas no modelo equivalente em resistências elétricas, onde representarão a queda de tensão através de perdas ôhmicas do material semicondutor, nos contatos metálicos e no contato do metal com o semicondutor, assim como as perdas que surgem principalmente através de perturbações elétricas entre as partes da frente e de trás da célula. A figura 19 ilustra o modelo elétrico equivalente real de uma célula fotovoltaica de silício.

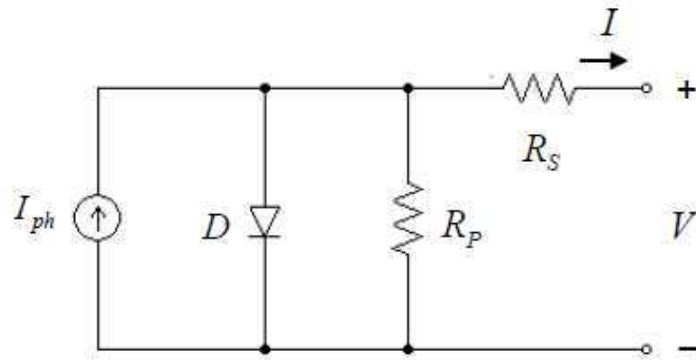


Figura 19. Modelo elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica de silício (SEGUEL, 2009)

Onde I_{ph} representa a corrente gerada a uma determinada radiação; o diodo D representa a junção pn ; I , a corrente fornecida ao circuito externo; V , a tensão nos terminais de saída da célula e R_p e R_s as resistências paralelo e série intrínsecas da célula, respectivamente.

De acordo com o circuito da figura 19, é possível determinar a seguinte expressão para a corrente de saída da célula:

$$I = I_{ph} - I_r \cdot \left[e^{\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p}, \quad (3)$$

em que I_r é a corrente de saturação reversa da célula; n é o fator de idealidade da junção; q é a carga do elétron; k é a constante de *Boltzmann* e T é a temperatura da célula.

A corrente de saturação reversa depende da temperatura de acordo com:

$$I_r = I_{rr} \cdot \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \cdot e^{\left[\frac{q \cdot E_G}{n \cdot k} \cdot \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]}, \quad (4)$$

na qual T_r é uma temperatura de referência, I_{rr} é a corrente de saturação reversa na temperatura T_r , e E_G é a energia da banda proibida do material da célula.

A corrente I_{ph} depende da radiação incidente e da temperatura conforme:

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha_T \cdot (T - T_r)] \frac{S}{1000}, \quad (5)$$

em que I_{sc} é a corrente de curto-circuito da célula na temperatura e radiações padrões, α_T é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito da célula e S é a radiação incidente em W/m^2

4 COMPONENTES BÁSICOS DE UM SISTEMA

SOLAR FOTOVOLTAICO ISOLADO

Com o objetivo final de dimensionar um arranjo fotovoltaico residencial isolado, é imprescindível o conhecimento dos componentes básicos que constituem um sistema completo.

O sistema é normalmente composto por três partes básicas: o arranjo dos módulos, o subsistema de condicionamento de potência e as baterias, que têm a função de armazenar a energia elétrica gerada.

O subsistema de condicionamento de potência compreende: controlador de carga, inversor, conversor e seguidor do ponto de máxima potência (MPPT). Estes são os equipamentos mais importantes que controlam a energia enviada às baterias e aos pontos de consumo (GTES; CEPEL-CRESESB, 2004).

4.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

A unidade básica de todo o sistema é a célula fotovoltaica. O módulo é composto por células conectadas em série e em paralelo com a finalidade de produzir níveis de tensão e corrente suficientes para a utilização da energia, visto que apenas uma célula fotovoltaica fornece em torno de 0,6 V e uma densidade de corrente na ordem de 30 mA/cm². Além de fornecer níveis de tensão e corrente desejáveis, o agrupamento de células em um módulo é necessário para proteção contra esforços mecânicos e fatores ambientais, pois as células apresentam uma espessura muito reduzida.

O nível de corrente e tensão necessário para suprimento da carga é que determinará o número de células em um módulo. Para carregar uma bateria de 12 V, os módulos devem produzir aproximadamente 16 V devido ao efeito da temperatura e às perdas que ocorrem nos cabos e diodo de bloqueio. Normalmente um módulo fotovoltaico de silício cristalino apresenta cerca de 30 a 36 células ligadas em série, resultando em uma tensão suficiente para carregar uma bateria de 12 V.

O dispositivo de filme fino produz tensão mais alta do que a forma cristalina, podendo os módulos possuir menos do que 30 células. Devido ao processo de produção, baseado em depósito de material em um substrato, os módulos de filme fino apresentam fronteiras mais tênues para as células, por essa razão, mais difíceis de visualizar. Também apresentam tamanhos e formas livres, podendo adaptar-se a superfícies como telhas, janelas etc. (GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004). A figura 20 apresenta três módulos fotovoltaicos de diferentes tipos de células.

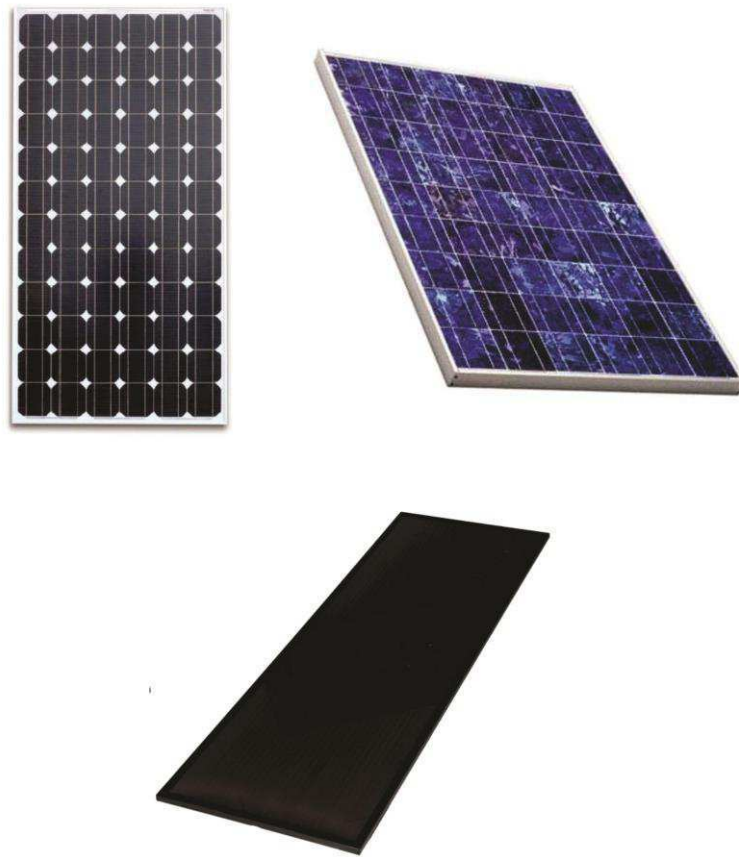


Figura 20. Módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, policristalino e amorfo.
(Blue Sol Educacional, 2012)

4.1.1 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS

A partir da equação (2), é possível deduzir a corrente I fornecida por um módulo fotovoltaico que contenha n_s células em série e n_p células em paralelo.

$$I = n_p \left[I_{ph} - I_r \cdot e^{\frac{q \cdot \left(\frac{V + I \cdot R_s}{n_s \cdot n_p} \right)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (6)$$

Os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico são fornecidos pelos fabricantes nos catálogos de seus produtos, considerando as condições padrão de teste (STC - *Standard Test Conditions*): radiação solar de 1000 W/m^2 , temperatura de célula $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e Massa de Ar 1,5. Os fabricantes também fornecem as especificações para temperatura da célula nas condições nominais de operação (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*): radiação solar de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ e velocidade do vento de 1 m/s . Esses parâmetros são necessários para determinar os valores de I_{ph} e I_r a partir das equações (4) e (5) apresentadas na seção 3.3 e definem as seguintes especificações elétricas:

- **Corrente de curto-circuito (I_{sc}):** Máxima corrente de carga quando curto-circuitado os terminais do painel.
- **Tensão de circuito aberto (V_{oc}):** Máximo valor de tensão nos terminais em aberto do módulo fotovoltaico, quando nenhuma carga está conectada.
- **Ponto de máxima potência (MPP):** Ponto na curva $I \times V$ onde o produto tensão-corrente é máximo.
- **Tensão de máxima potência (V_{max}):** Valor de tensão no ponto de máxima potência.
- **Corrente de máxima potência (I_{max}):** Valor de corrente no ponto de máxima potência.
- **Temperatura normal de operação (NOCT):** Temperatura normal de operação da célula fornecida pelo fabricante, medida com 800 W/m^2 de potência luminosa incidente, temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ e vento de 1 m/s .
- **Fator de forma (FF):** Relação entre o ponto de máxima potência (MPP) e o produto da corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. Expressa a proximidade da curva $I \times V$ de um retângulo.

4.1.2 CURVA CARACTERÍSTICA $I \times V$

Para obter a curva $I \times V$ do módulo fotovoltaico resta apenas determinar a corrente de saturação reversa I_{rr} , as demais são estimadas ou obtidas no catálogo do fabricante. Fazendo $I = 0$, a tensão nos terminais do módulo é igual a tensão de circuito aberto ($V = V_{oc}$) e a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico é igual a corrente de curto-circuito ($I_{ph} = I_{sc}$). Fazendo a temperatura ambiente igual a temperatura de referência ($T = T_r$), das equações (3) e (4) obtém-se a relação para I_{rr} :

$$I_{rr} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{\frac{q \cdot V_{oc}}{e^{n \cdot k \cdot T_r}} - 1}. \quad (7)$$

A equação (6) não é possível ser resolvida analiticamente, pois a corrente I não pode ser isolada. Utiliza-se o método de Newton-Raphson para solução numérica. A equação (8) apresenta o modelo matemático do método:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}, \quad (8)$$

Onde:

n : n -ésima iteração do algoritmo;

$f(x_n)$: função f em x_n ;

$f'(x_n)$: derivada da função f em x_n .

A partir da equação (6) determina-se a função f em I para implementação do método:

$$f(I) = -I + n_p \left[I_{ph} - I_r \cdot \left[e^{\frac{q \cdot \left(\frac{V}{n_s} + \frac{I \cdot R_s}{n_p} \right)}{n \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{\frac{V}{n_s} + \frac{I \cdot R_s}{n_p}}{R_p} \right]. \quad (9)$$

A derivada de (9) é mostrada a seguir:

$$f'(I) = -1 + n_p \left[-I_r \cdot e^{\left[\frac{q \cdot \left(\frac{V + I \cdot R_s}{n_s + n_p} \right)}{n \cdot k \cdot T} \cdot \frac{q \cdot R_s}{n_p} \right]} - \frac{R_s}{R_p} \right]. \quad (10)$$

A variável I será utilizada no processo iterativo de Newton-Raphson de acordo com a equação (11), implementada em uma rotina no Matlab (código em anexo).

$$I_{n+1} = I_n - \frac{f(I)}{f'(I)}. \quad (11)$$

Onde, para a primeira iteração: $n = 0$ e $I_0 = 0$.

Os únicos parâmetros que não são conhecidos na formulação do problema são as resistências série e paralelo do módulo e o fator de idealidade da junção n . A NBR 12136/1991a propõe métodos para determinação desses parâmetros por meio de ensaios, porém, os parâmetros ainda não definidos são fixados de acordo com as recomendações tiradas de (Grunow, Lust e al, 2004) da seguinte maneira: $n = 1.2$; $R_s < 10 \text{ m}\Omega$ e $R_p < 20 \Omega$.

Através da rotina implementada em Matlab, faz-se o seguinte procedimento para determinar as resistências intrínsecas do módulo:

- 1) Fixa-se o valor de R_p em 20Ω ;
- 2) Fixa o valor de R_s em $1 \text{ m}\Omega$ e vai ajustando o valor até que a curva $I \times V$ simulada fique com o mesmo “formato” da curva fornecida pelo fabricante;
- 3) Reduzir o valor de R_p até que o MPP da curva simulada seja igual ao fornecido pelo fabricante;
- 4) Conferir na curva $P \times V$ o valor de tensão no MPP coincida com o valor do catálogo, se ocorrer, conclui-se o processo.

Para efeito de exemplificação, é ilustrado na tabela 4 as características elétricas do módulo fotovoltaico policristalino S140P da SOLARIS. Nas figuras 21 e 22, são apresentadas a curva característica $I \times V$ fornecida pelo fabricante e as curvas $I \times V$ e $P \times V$ simuladas com o modelo obtido, respectivamente. Para este módulo, aplicando o procedimento descrito

anteriormente para a determinação das resistências intrínsecas, determinou-se $R_s = 1 \text{ m}\Omega$ e $R_p = 4.246 \text{ }\Omega$.

Tabela 4. Características elétricas do módulo S140P da SOLARIS.

Fonte: Catálogo do fabricante.

Especificações Elétricas		
Tensão de máxima potência	$V_{\max} (V)$	18,36
Corrente de máxima potência	$I_{\max} (A)$	7,65
Tensão de circuito aberto	$V_{oc} (V)$	21,96
Corrente de curto-circuito	$I_{SC} (A)$	8,17
Eficiência do módulo	%	13,9
Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito	$\%/^{\circ}C$	+0,05
NOCT	$^{\circ}C$	47+/-2

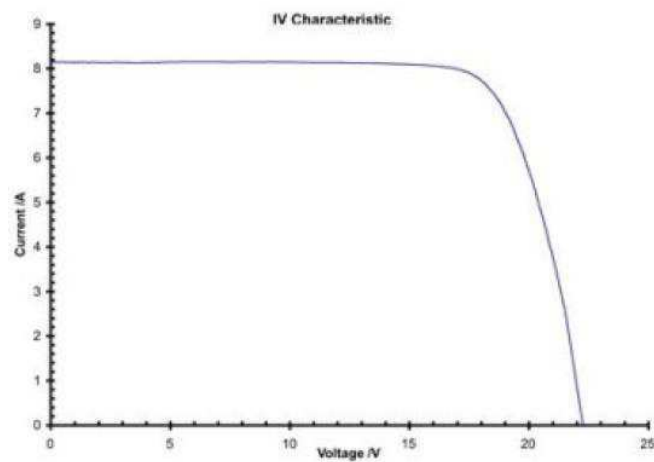


Figura 21. Curva $I \times V$ fornecido no catálogo do fabricante nas condições padrão de teste.
Fonte: Catálogo do fabricante.

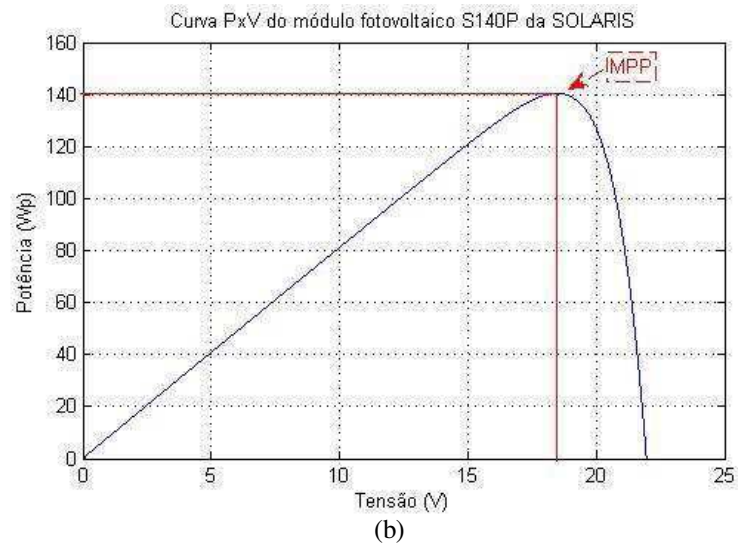
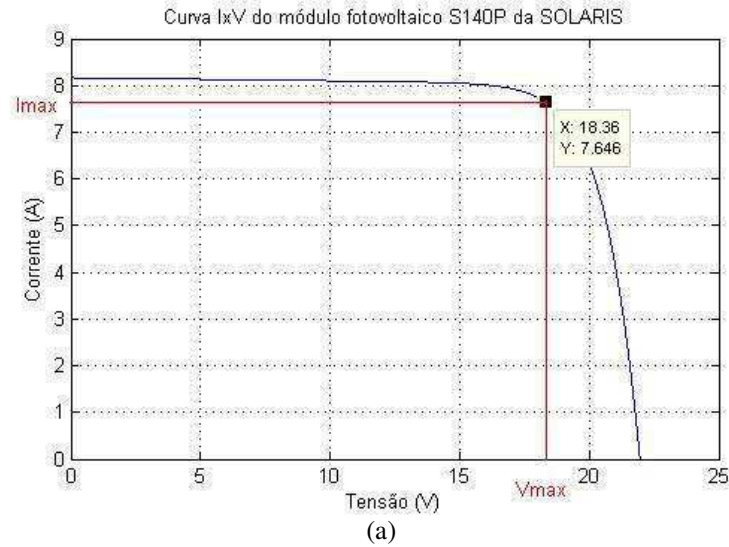


Figura 22. (a) Curva $I \times V$ (b) Curva $P \times V$.

4.1.3 FATORES QUE AFETAM AS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS

Como pode ser observado nas equações (3), (4) e (5), as características elétricas das células e, portanto, dos módulos fotovoltaicos são influenciadas diretamente por dois fatores climáticos: intensidade da radiação solar e temperatura das células, assim como das resistências intrínseca associadas. Para verificar a influência desses fatores, o modelo obtido deve ser simulado para valores de temperatura e radiação solar diferentes das condições padrões de teste (radiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$).

4.1.3.1 Efeito produzido pela radiação solar

Como já visto, a energia primária de todo o sistema é a radiação eletromagnética do sol. Portanto, é intuitivo observar que quanto maior for a radiação solar, maior a energia que a célula será capaz de gerar. Assim, com a diminuição da radiação solar incidente ocorre um deslocamento para baixo do ponto de máxima potência (MPP) da curva $P-V$, pois, de acordo com a equação (4), menor será a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico. A figura 23 ilustra o efeito produzido pela radiação solar nas curvas $I \times V$ e $P \times V$ no módulo S140P da SOLARIS.

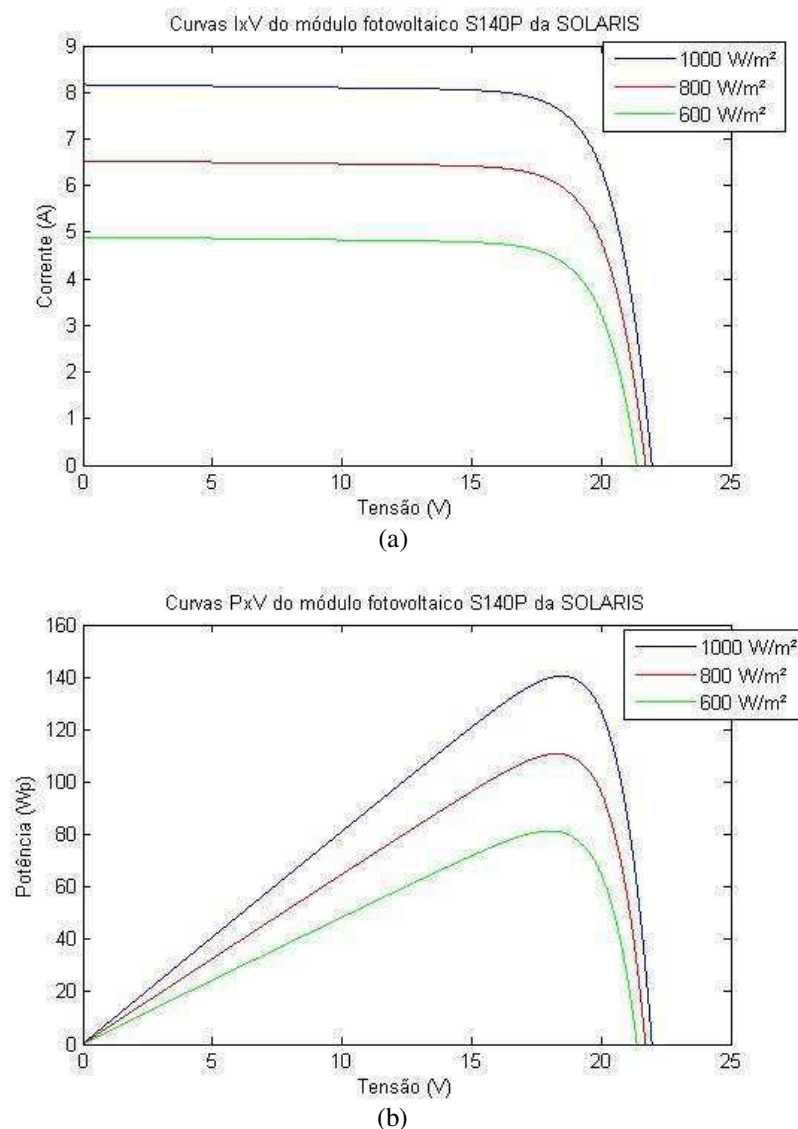


Figura 23. Influência da radiação solar para uma temperatura do módulo igual a 25 °C (a) curva $I \times V$ (b) curva $P \times V$.

Percebe-se a pouca variação da tensão de circuito aberto, pois o mesmo é pouco influenciado pela radiação eletromagnética solar.

4.1.3.2 Efeito produzido pela temperatura

A figura 24 ilustra a influência da temperatura no rendimento do painel para uma mesma radiação solar de 1000 W/m^2 .

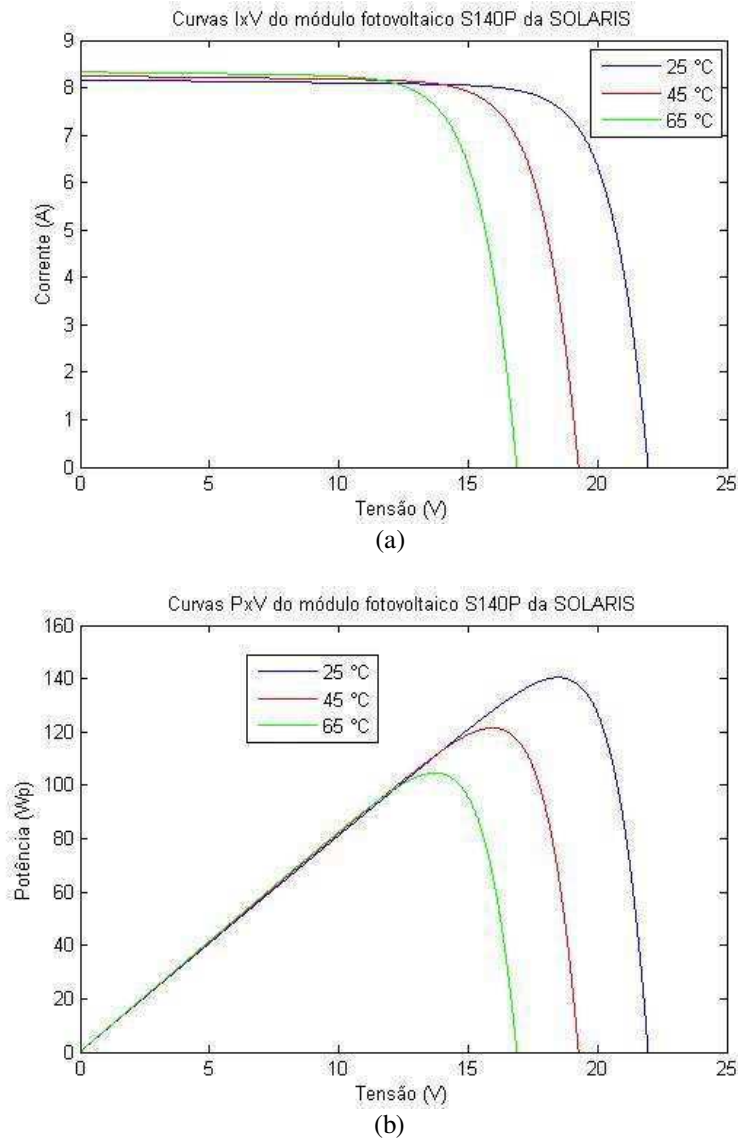
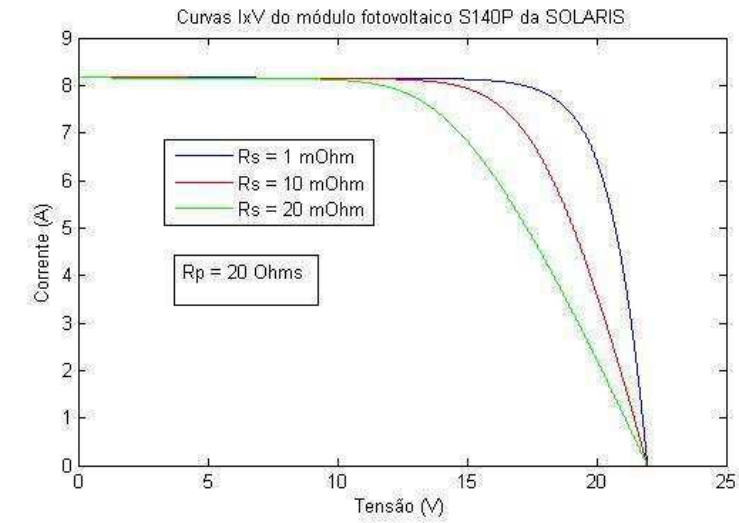


Figura 24. Influência da temperatura para uma radiação igual a 1000 W/m^2 (a) curva $I \times V$ (b) curva $P \times V$.

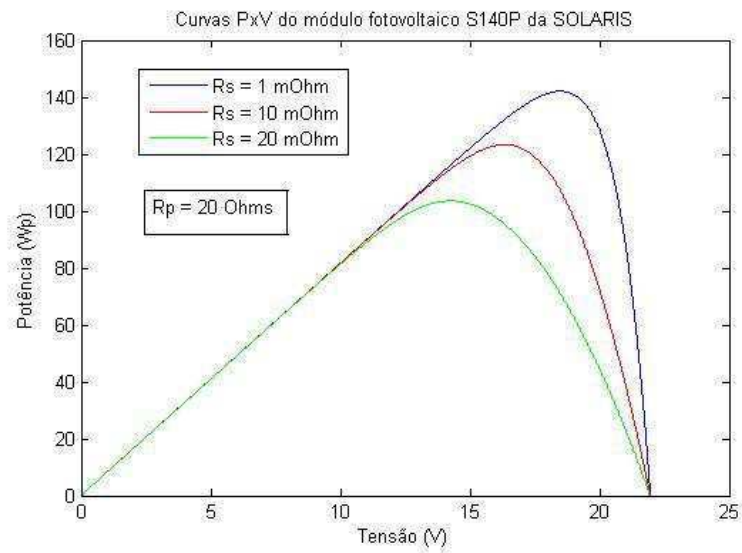
Verifica-se que, diferentemente do caso anterior, há pouca variação na corrente de curto-circuito com a temperatura, porém, a tensão de circuito aberto diminui à medida que a temperatura aumenta, deslocando o ponto de máxima potência para baixo e para esquerda.

4.1.3.3 Efeito produzido pelas resistências intrínsecas

As figuras 25 e 26 ilustram a influência da resistência série e paralelo nas curvas características, respectivamente.

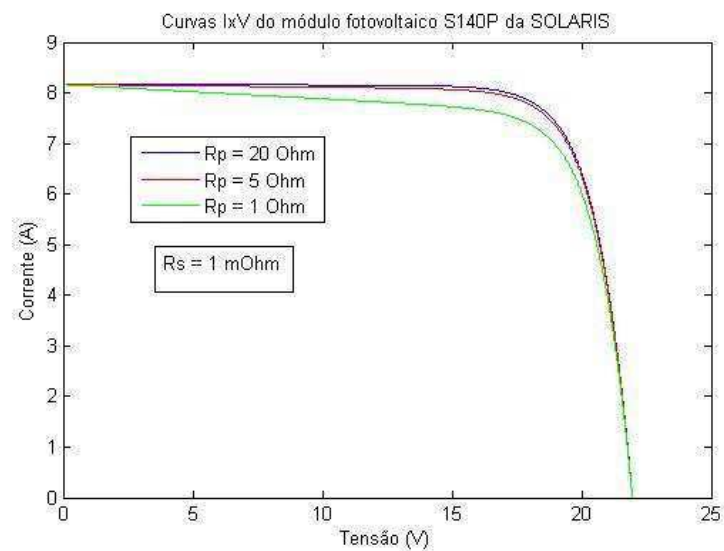


(a)



(b)

Figura 25. Influência produzida pela resistência série (a) curva $I-V$ (b) curva $P-V$.



(a)

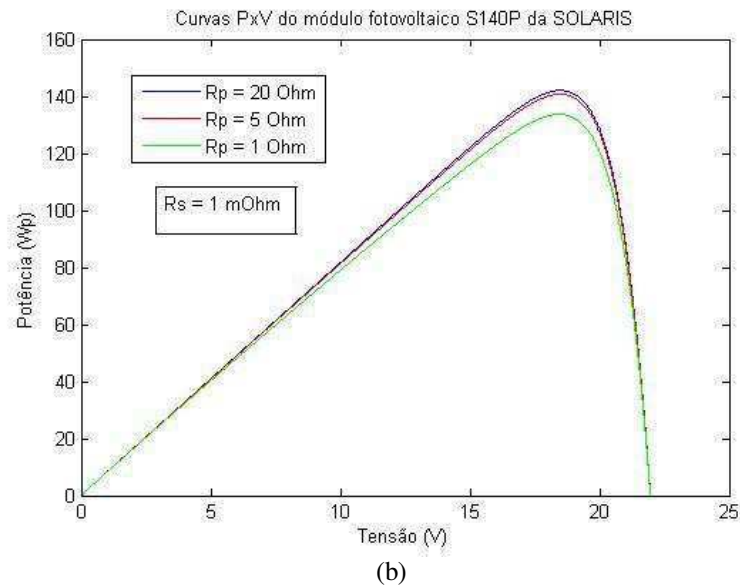


Figura 26. Influência produzida pela resistência paralela (a) curva $I-V$ (b) curva $P-V$.

Nota-se que o aumento de R_s implica em uma modificação na inclinação da curva $I-V$ após o MPP, reduzindo o fator de forma, assim como a potência máxima. Por outro lado, verifica-se que quanto maior o valor de R_p , maior será o fator de forma e também o valor máximo da potência.

4.2 BATERIAS

Para um sistema fotovoltaico isolado, é de fundamental importância a utilização de baterias para armazenamento da energia gerada pelos painéis devido à alternância de dias e noites, das estações do ano e de passagens de nuvens que influenciam nos níveis de radiação solar. Com isso, é garantida energia elétrica suficiente, armazenada nas baterias, para suprir as cargas conectadas ao sistema na ausência total de radiação por tempo determinado de acordo com o dimensionamento.

Baterias são dispositivos que convertem energia química em energia elétrica quando conectadas a um circuito elétrico, ocorrendo fluxo de corrente. A mais simples unidade de operação de uma bateria é chamada de “célula eletroquímica” ou, simplesmente, “célula”. Uma bateria pode ser composta de apenas uma célula ou do arranjo elétrico de diversas (GTES; CEPAL-CRESESB, 2004). Essas células são classificadas em primárias e secundárias.

As células primárias compõem as baterias que podem ser utilizadas apenas uma vez (não recarregáveis). As baterias não recarregáveis ou primárias são geralmente utilizadas como fontes de energia de baixa potência, em aplicações tais como relógios de pulso, aparelhos de memória digital, calculadoras e muitos outros aparelhos portáteis.

As células secundárias compõem as baterias recarregáveis, ou seja, aquelas que podem ser carregadas com o auxílio de uma fonte de tensão ou corrente e reutilizadas várias vezes. São comumente chamadas de “acumuladores” ou “baterias de armazenamento” e são úteis na maioria das aplicações por longos períodos, como por exemplo, em Sistemas Fotovoltaicos (GTES; CEPEL-CRESESB, 2004).

4.2.1 CARACTERÍSTICAS DAS BATERIAS

Algumas características importantes que devem ser consideradas no momento da escolha e especificação da bateria são apresentadas a seguir:

- **Tensão de circuito aberto:** Tensão nos terminais da bateria na ausência de corrente elétrica para um determinado estado de carga e uma determinada temperatura.
- **Tensão de corte:** Valor de tensão no instante em que a descarga da bateria é interrompida. Pode ser especificada em função das condições operacionais ou pode ser o valor determinado pelos fabricantes como tensão de final de descarga, a partir da qual danos irreversíveis podem ser causados à bateria.
- **Tensão de final de carga:** Tensão nos terminais da bateria no final do processo de carga em que é suposto que a bateria esteja plenamente carregada.
- **Tensão nominal:** A tensão média de uma bateria durante o processo de descarga com uma determinada taxa de descarga a uma determinada temperatura.
- **Auto-descarga:** Descarga espontânea e gradual através de processos químicos internos.
- **Ciclo:** Sequência de carga e descarga até uma determinada profundidade de descarga.
- **Flutuação:** Nível de carga que mantém a bateria com um estado de carga próximo à carga plena, evitando permanecerem longos períodos com estado parcial de carga.

- **Capacidade nominal**

Quantidade de carga elétrica, expressa em *Ampère-hora (Ah)*, que pode ser retirado de uma bateria nova, plenamente carregada, para os valores especificados de corrente de descarga e tensão de corte.

Um fator que influencia na capacidade da bateria é a velocidade de carga ou descarga. Quanto mais lento for o descarregamento, ligeiramente maior será a sua disponibilidade de carga e vice-versa. Os fabricantes normalmente fornecem a capacidade para cada regime de descarga. Outro fator que influencia na capacidade é a temperatura de operação da bateria. As baterias são projetadas para trabalharem a 25 °C. Assim, temperaturas mais baixas reduzem significativamente sua capacidade e temperaturas mais altas resultam em uma capacidade ligeiramente maior acarretando, contudo, aumento da perda de água e diminuição do número de ciclos, durante a vida útil da bateria (GTES; CEPPEL-CRESESB, 2004).

Teoricamente, uma bateria de 100 Ah deve ser capaz de fornecer corrente de 100 A durante 1 hora, ou 25 A por 4 horas, ou 2 A por 50 horas, ou ainda, 1 A por 100 horas. Porém, o comportamento das baterias não é linear, isto é, não se deve falar em uma bateria de 100 Ah, pois quanto maior a corrente de descarga menor será a autonomia e a capacidade. Deve-se falar em uma bateria de 100 Ah padrão de descarga de 20 horas, com tensão de corte 10.5 V, o que também pode ser escrito como 100 Ah C20 V_{corte} = 10.5 V. Esta bateria permitirá descarga de $100/20 = 5$ A durante 20 horas, quando a bateria irá atingir 10,5 V (SEGUEL, 2009).

- **Profundidade de descarga**

A profundidade de descarga indica, em termos percentuais, quanto da capacidade nominal da bateria foi retirado a partir do estado de plena carga. Por exemplo, a remoção de 25 Ah de uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah resulta em uma profundidade de descarga de 25%. É o valor complementar do estado de carga. Sob certas condições, tais como taxas de descarga inferiores à que foi utilizada para especificar a bateria, a profundidade de descarga pode exceder os 100%. Segundo alguns fabricantes de baterias de níquel-cádmio, estas podem ser totalmente descarregadas e recarregadas sem sofrerem alteração no seu desempenho. Já as de chumbo-ácido possuem severas restrições quanto a descargas profundas (GTES; CEPPEL-CRESESB, 2004).

- **Estado de carga**

Dado em porcentagem da capacidade nominal, corresponde à quantidade de carga ainda disponível na bateria. É o valor complementar da profundidade de descarga. O indicador do estado de carga da bateria é de fundamental importância para prevenir sobrecargas e sobredescargas e poder administrar adequadamente a capacidade disponível.

Um bom indicador do estado de carga da bateria é a tensão de circuito aberto em seus terminais, pois, como ilustrado na figura 27, o estado de carga da bateria é diretamente proporcional à tensão em seus terminais.

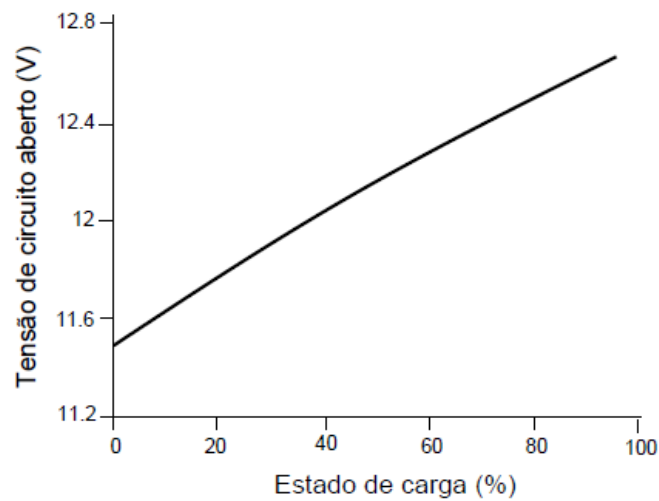


Figura 27. Estado de carga e tensão de circuito aberto de uma bateria. (SEGUEL, 2009)

- **Taxa de carga**

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

$$\text{Taxa de carga} = \frac{\text{Capacidade nominal}}{\text{Intervalo de carga}} = \frac{500 \text{ Ah}}{10 \text{ h}} = 50 \text{ A} = \text{taxa } C/10$$

A eficiência de Ah de muitas baterias é inferior a 100%, portanto, o tempo necessário para recarregá-las completamente a partir de uma profundidade de descarga de 100% é maior que o indicado para a sua descarga com a mesma taxa (GTES; CEPPEL-CRESESB, 2004).

- **Taxa de descarga**

Valor de corrente durante o processo de descarga de uma célula ou bateria. Esta taxa pode ser expressa em Ampères, mas é mais comumente encontrada normalizada pela capacidade nominal da bateria (GTES; CEPEL-CRESESB, 2004).

4.2.2 BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO

As baterias de chumbo-ácido compreendem várias células individuais, cada uma delas com uma tensão nominal de 2 V. Quando são montadas em bloco, as células são dispostas dentro de um invólucro comum, sendo internamente ligadas em série (por exemplo 6 células para um bloco de 12 V).

Uma bateria consiste basicamente num recipiente que contém duas placas de diferentes polaridades (positiva e negativa), isoladas por separadores e imersas num eletrólito de ácido sulfúrico diluído (H_2SO_4). As placas atuam como eletrodos e consistem fundamentalmente em grades de chumbo que têm a função de reter a matéria ativa e conduzir a corrente elétrica. A matéria ativa porosa é, na realidade, quem armazena a energia. A sua estrutura esponjosa fornece suficiente área superficial para a reação eletroquímica. Com a bateria carregada, a massa ativa no eletrodo negativo é feita de chumbo (Pb), e no eletrodo positivo de dióxido de chumbo (PbO_2).

No processo de descarga da bateria, com o estabelecimento do circuito elétrico através de uma carga nos terminais da bateria, os elétrons irão fluir do polo negativo para o positivo, provocando uma reação química entre as placas e o ácido sulfúrico. Um ânion que se encontra livre na solução se combina com o chumbo do eletrodo negativo, formando sulfato de chumbo ($PbSO_4$) e liberando dois elétrons, os quais irão à placa positiva da bateria através da carga ligada a ela, conforme a reação química abaixo:



No eletrodo positivo, o mesmo ânion transforma-se junto com outros dois elétrons e o dióxido de chumbo em sulfato de chumbo e água de acordo com:



A água produzida nesta reação vai diluir o ácido sulfúrico, reduzindo a concentração e tornando o eletrólito mais aquoso. Esta mudança pode ser medida com um densímetro, que permite verificar o estado de carga da bateria.

No processo de carga, o gerador fotovoltaico recarrega a bateria, com uma tensão superior à tensão dos terminais. Os elétrons circulam na direção contrária (do polo positivo para o polo negativo). Verifica-se então a inversão do processo químico que ocorreu durante a descarga. O processo não é completamente reversível. Pequenas quantidades de sulfato de chumbo não se voltam a dissolver (sulfatação). Em resultado do processo de carga/descarga, a capacidade da bateria diminui. Esta perda de capacidade é maior quanto maior foi a profundidade da descarga. Se for utilizada apenas uma parte da capacidade da bateria, então a diminuição é relativamente pequena, pelo que a vida da bateria, isto é, o seu número de ciclos, aumenta consideravelmente para operações caracterizadas por fracas descargas. A vida útil de uma bateria é definida para o ponto a partir do qual, completamente carregada, a bateria tem apenas 80% da sua capacidade nominal.

4.2.3 TIPOS DE BATERIA

As baterias de chumbo-ácido podem ser classificadas de diversas formas de acordo com a aplicação ao qual se destinam. A seguir são apresentados os principais tipos de classificação.

- **Automotivas:** São baterias projetadas fundamentalmente, para descargas rápidas com elevadas taxas de corrente e com reduzidas profundidades de descarga. Esta condição é típica na partida de motores de automóveis;
- **Tração:** Indicadas para alimentar equipamentos móveis elétricos como, por exemplo, empilhadeiras, e são projetadas para operar em regime de ciclos diários profundos com taxa de descarga moderada ($C/6$);
- **Estacionárias:** São direcionadas tipicamente para aplicações em que as baterias permanecem em flutuação e são solicitadas ocasionalmente para ciclos de carga/descarga. Esta condição é típica de sistemas de back-up.

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

4.2.4 VIDA ÚTIL DA BATERIA

A vida útil de uma bateria pode ser expressa de duas formas, número de ciclos ou período de tempo dependendo do tipo de serviço para o qual a bateria foi especificada. Para o primeiro caso, a vida útil é o número de ciclos, com uma determinada profundidade de descarga, a que uma célula ou bateria pode ser submetida antes de apresentar falhas em satisfazer às especificações. Este número, chamado de “vida cíclica”, depende da profundidade de descarga do ciclo, da corrente de descarga e da temperatura de operação. Nas baterias de chumbo-ácido, o “fim de vida” é geralmente tomado como o instante em que a célula, estando totalmente carregada, pode fornecer apenas 80% da sua capacidade nominal. Esta perda permanente de 20% está relacionada com a ciclagem e com a idade da bateria.

A profundidade de descarga e temperatura são os parâmetros mais comumente usados pelos fabricantes para estimar a capacidade de vida cíclica da bateria. A Figura 28 ilustra os efeitos da profundidade de descarga e da temperatura de operação na vida cíclica das baterias estacionárias da fabricante FREEDOM. A capacidade de qualquer bateria secundária degrada-se mais rapidamente quando a temperatura de operação da bateria e a profundidade de descarga aumentam.

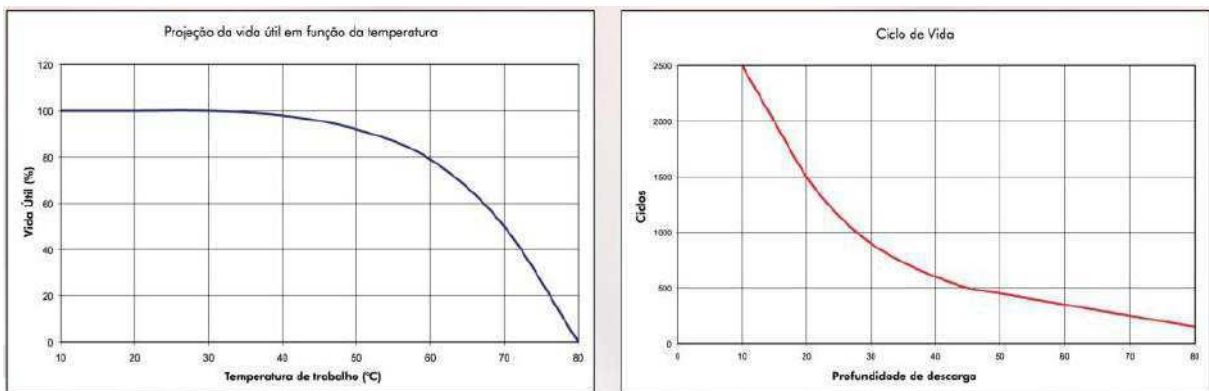


Figura 28. Efeitos da profundidade de descarga e da temperatura de operação na vida útil.
Fonte: Catálogo do fabricante.

4.3 CONTROLADORES DE CARGA

Controladores de carga são dispositivos que objetiva proteger a bateria ou banco de baterias contra sobrecargas e descargas profundas, prolongando sua vida útil. São equipamentos indispensáveis no projeto de um sistema fotovoltaico isolado, pois impedem riscos de explosão da bateria e danos irreversíveis às cargas conectadas.

O princípio de funcionamento consiste na medição da tensão da bateria, que é um indicador direto do estado de carga da mesma. Em caso de sobrecarga, o módulo fotovoltaico é desconectado do sistema e, em caso de descarga profunda, a carga é desconectada do sistema. Portanto, é um dispositivo que controla a carga da bateria, mantendo-a entre a carga plena e a máxima profundidade de descarga permissível. A figura 29 apresenta um diagrama simplificado do princípio de funcionamento do controlador de carga.

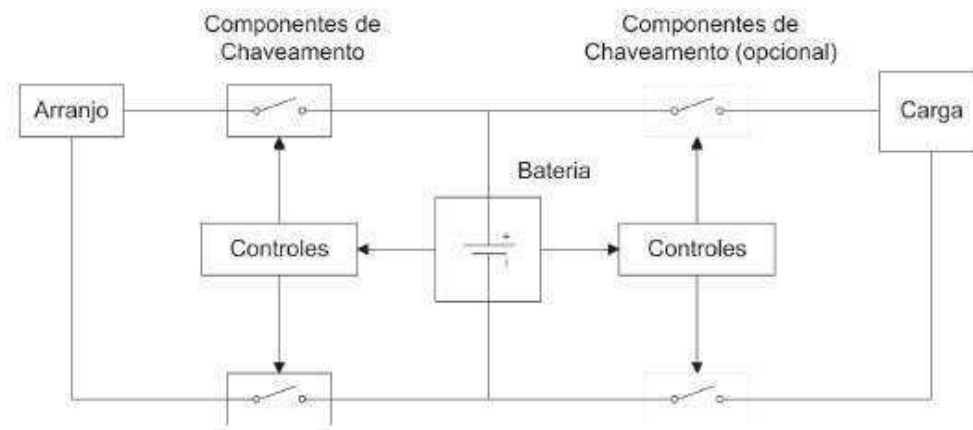


Figura 29. Diagrama simplificado de funcionamento do controlador de carga.
(GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004)

Um controlador típico possui entradas para os painéis fotovoltaicos, saída para as baterias e saídas para as cargas. Os parâmetros para especificação dos controladores de carga são obtidos da demanda de energia e das curvas características das baterias e a de vida útil (em ciclos) desejada (GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004). Basicamente, é especificado o valor de máxima corrente, que deve ser maior do que a máxima corrente de curto-circuito esperada para o arranjo fotovoltaico, e a tensão nominal, que deve ser igual à tensão nominal da bateria.

A proteção contra sobrecarga é a mais básica e está presente em todo e qualquer controlador de carga. Existem também controladores com outras características, que aumentam a complexidade e o custo do equipamento, tais como:

- **Estratégias de controle especiais (por exemplo PWM):** Método de carga muito eficiente, que mantém uma bateria em sua carga máxima e minimiza a sulfatação da bateria, por meio de pulsos de tensão de alta frequência
- **Proteção contra corrente reversa:** Desconecta os painéis fotovoltaicos para prevenir perda de carga das baterias nos módulos solares durante a noite.
- **Desconexão da carga (proteção contra descargas excessivas):** desligamento da saída para evitar descarga das baterias abaixo de valores seguros.
- **Compensação térmica:** Necessários quando as baterias são instaladas em um área não climatizada. A tensão de carga é ajustada em função da temperatura ambiente.
- **Desvio da energia do arranjo:** Desvia a energia dos painéis para uma carga não crítica quando as baterias estiverem completamente carregadas;
- **Seguidor do Ponto de Máxima Potência (MPPT):** Um moderno sistema de carga, projetado para extrair a máxima energia possível de um módulo solar, através da alteração de sua tensão de operação para maximizar a potencia de saída.

4.4 INVERSORES

O inversor é um equipamento que objetiva converter corrente contínua (CC) dos painéis e banco de baterias em corrente alternada (CA) para alimentar um conjunto de cargas. É a unidade condicionadora de potência do sistema fotovoltaico. A escolha de um inversor interfere no desempenho, confiabilidade e custo de um Sistema Fotovoltaico. Quando estão no circuito, adicionam complexidade ao mesmo, mas possuem os atrativos de facilitar a instalação elétrica e permitir o uso de acessórios convencionais (TVs, vídeos, geladeiras etc).

Para especificar um inversor, é necessário considerar tanto a tensão de entrada CC quanto a tensão de saída CA. Inversores isolados comumente operam com tensões de entrada de 12, 24, 48 ou 120 Volts (CC) que geralmente são convertidos em 120 ou 240 Volts (CA), na frequência de 60 ou 50 Hertz. Além disso, todas as exigências que a carga fará ao inversor devem ser observadas, não somente em relação à potência, mas também variação de tensão, frequência e forma de onda (GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004).

4.4.1 CARACTERÍSTICAS DOS INVERSORES

Assim como qualquer outro equipamento elétrico, o inversor também possui suas características para serem especificadas. Algumas características que devem ser consideradas na especificação de um inversor são apresentadas a seguir:

- Potência;
- Tensão de operação (CC/CA);
- Capacidade de surto;
- Monofásico ou trifásico;
- Eficiência;
- Forma de onda;
- Frequência;
- Fator de potência

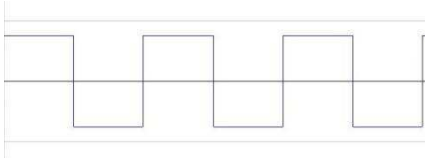
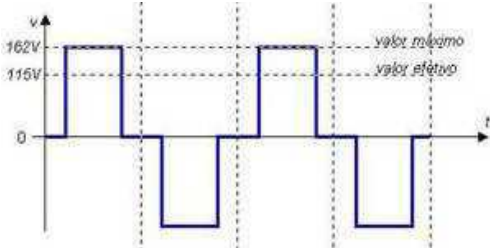
A potência nominal de saída do inversor a ser considerada indica que potência o inversor pode fornecer continuamente à carga. Um inversor deve ser especificado para fornecer potência sempre superior às necessidades máximas das cargas, de forma a considerar algum provável aumento da demanda. Algumas cargas possuem características específicas, como no caso de motores CA que, no momento da partida, necessitam de uma corrente elevada (3 a 6 vezes a nominal) por um curto período de tempo, até entrarem em operação permanente. Devido a este fato, os inversores devem ter capacidade de suportar o surto de corrente por um curto instante de tempo, excedendo sua potência nominal. Essa característica é especificada na capacidade de surto do inversor.

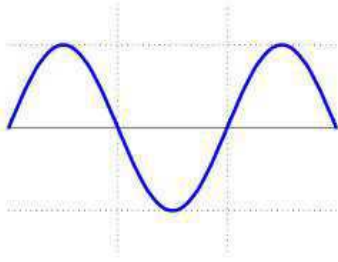
As tensões de operação de entrada e saída são funções da potência total fornecida pelo inversor às cargas CA. Normalmente, a tensão nominal de entrada do inversor aumenta com o aumento da demanda de carga, o que mantém a corrente em níveis adequados. A tensão de saída da maioria dos inversores é regulada. Ela deve atender às especificações necessárias para alimentar as cargas que serão operadas (GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004).

A eficiência dos inversores varia, normalmente, na faixa de 50 a 90%. Deve-se projetar um inversor visando alcançar eficiência superior a 90%. Os valores especificados nos catálogos de fabricantes são os valores máximos que podem ser obtidos. Quando operando alguns motores, a eficiência real pode ser inferior a 50%. A eficiência de muitos inversores tende a ser mais baixa quando estão operando bem abaixo da sua potência nominal (GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004).

A seguir, a tabela 5 mostra um comparativo das formas de onda mais comuns de inversores.

Tabela 5. Comparativo de inversores com diferentes formas de onda.
(GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004)

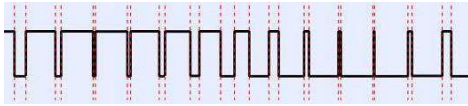
Tipo de onda	Características
<p>Inversores de onda quadrada</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Fornecem uma saída CA com harmônicos elevados e pequena regulação de tensão. A onda quadrada é obtida simplesmente alternando-se a tensão e corrente. • Comparando-se com a operação em tensão senoidal da rede elétrica, um motor de indução, que esteja operando com estes tipos de inversores, tem somente cerca de 60% do seu torque normal e aquecimentos indesejáveis. • São tipicamente mais baratos porém, não devem ser usados para cargas indutivas, como motores. Entretanto, são muito adequados para cargas resistivas, tais como lâmpadas incandescentes.
<p>Inversores de onda senoidal modificada</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • São um refinamento dos inversores de onda quadrada. Chaveamentos adicionais são usados para melhor aproximação de uma onda senoidal e, por isso, estes possuem menor distorção harmônica que os de onda quadrada. • São adequados para uma maior variedade de cargas, incluindo lâmpadas, equipamentos eletrônicos e a maioria dos motores, embora não consigam operar um motor tão eficientemente quanto um inversor de onda senoidal. • São mais adequados para operarem motores do que os inversores de onda quadrada, já que o aquecimento do motor é menor. O torque de partida e operação também são melhores visto que a tensão e corrente de pico são maiores. Entretanto, a tensão de pico destes inversores não deve ser excessiva.
<p>Inversores de onda senoidal</p>	<ul style="list-style-type: none"> • São geralmente mais caros; entretanto, se adequadamente projetados e dimensionados, são os que produzem uma tensão de saída e desempenho mais adequados.



- Podem operar qualquer aparelho CA ou motor, dentro da sua classificação de potência.
- Utilizam normalmente a técnica PWM com uma filtragem posterior.
- Usado, em geral, para inversores trifásicos.

-
- Possuem distorção harmônica muito baixa, principalmente em configurações trifásicas, apesar do aspecto visual da forma de onda.

PWM



- Permitem a construção de inversores senoidais com filtragem não muito complexa.
 - Adequado para quase todas as cargas CA, exceto equipamentos muito sensíveis.
-

5 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR

FOTOVOLTAICO ISOLADO

Este trabalho de conclusão de curso objetiva dimensionar um sistema fotovoltaico isolado autônomo baseando-se em uma planta residencial de baixa renda apresentada na figura 30. Será feito um levantamento de cargas e, com base no consumo médio dos equipamentos, será calculado o consumo diário total que o sistema deverá ser capaz de fornecer. Assim, será possível dimensionar corretamente todos os componentes para que a energia fornecida pelo sol seja capaz de atender à demanda esperada de energia.

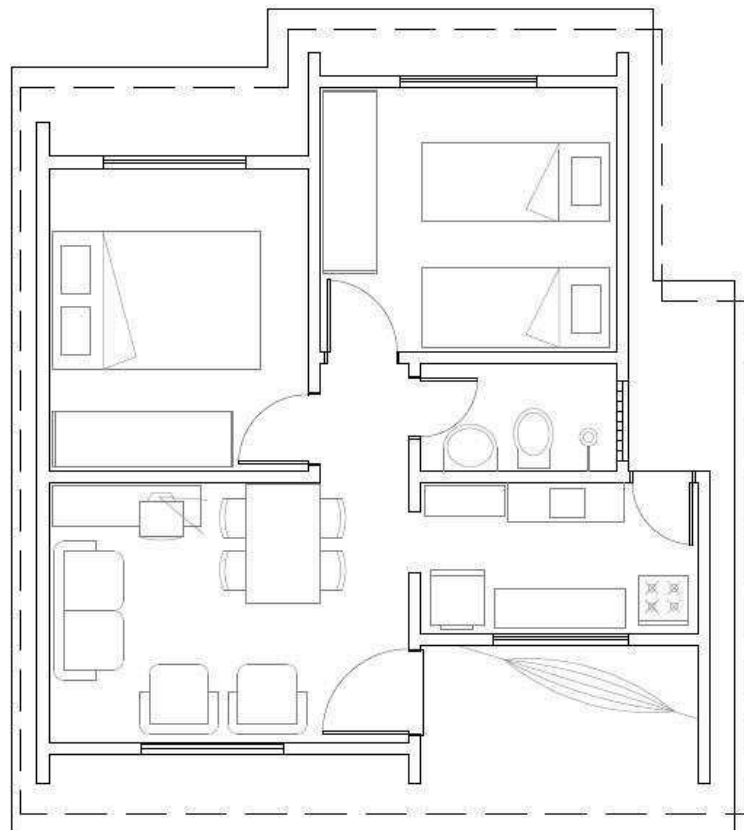


Figura 30. Planta residencial para o caso em estudo.

A primeira etapa a ser realizada no projeto de um sistema solar fotovoltaico é conhecer as características meteorológicas do local onde o sistema deverá ser instalado, pois os fatores climáticos influenciam diretamente no correto dimensionamento. O local a ser considerado será a cidade de Campina Grande, Paraíba. As informações meteorológicas serão obtidas por

meio do banco de dados de potencial energético solar do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito).

Para fazer um correto dimensionamento de todo o sistema fotovoltaico é importante considerar, além das condições de radiação da localidade e das características das cargas, os níveis de tensão CC/CA em que o sistema irá operar e, também, as perdas envolvidas nos equipamentos do sistema. A seguir, todos os passos de dimensionamento serão apresentados.

5.1 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR DA LOCALIDADE

Nesta fase de projeto busca-se quantificar os níveis de radiação solar incidentes no painel na localidade onde deverá ser instalado. O banco de dados do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) fornece os valores de irradiação solar para o plano horizontal e para planos inclinados com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal: para o ângulo igual à latitude local; para o ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar; e para o ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar. A tabela 6 apresenta a irradiação solar média mensal em $kWh/m^2.dia$ para a cidade de Campina Grande – Paraíba.

Tabela 6. Irradiação solar diária média mensal [$kWh/m^2.dia$]
Fonte: (CRESESB)

Ângulo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Desvio
Plano horizontal (0°)	5,5	5,4	5,31	4,8	4,4	3,9	3,8	5,08	5,2	5,9	6,1	5,7	5,09	2,25
Igual à latitude (7° N)	5,3	5,3	5,31	5	4,6	4,1	4	5,27	5,3	5,8	5,9	5,4	5,09	1,83
Maior média anual (4° N)	5,4	5,3	5,31	4,9	4,6	4	3,9	5,19	5,3	5,8	6	5,6	5,1	2,01
Maior mínimo mensal (27° N)	4,4	4,6	4,99	5	4,9	4,4	4,3	5,47	5,1	5,2	4,9	4,4	4,81	1,15

O sistema fotovoltaico deve garantir energia durante todos os meses do ano. Por essa razão, deve-se considerar o menor índice de radiação durante o ano. De acordo com a tabela 6, a condição que maximiza a média do mês com menor insolação é para o plano inclinado a 27°, orientado para o norte, em relação à horizontal. Portanto, a inclinação do painel que garante o maior mínimo mensal deve ser escolhida para garantir energia nos meses de baixa radiação e evitar superdimensionamento nos meses de maior radiação solar. Assim, garante-

se a maximização da relação “consumo/disponibilidade de energia”. Observa-se que o mês de menor radiação solar, para o ângulo de maior mínimo mensal, é o de Julho, com uma média diária de $4,3 \text{ kWh/m}^2$. A figura 31 ilustra graficamente a radiação incidente no plano inclinado de 27° ao norte para a cidade de Campina Grande.

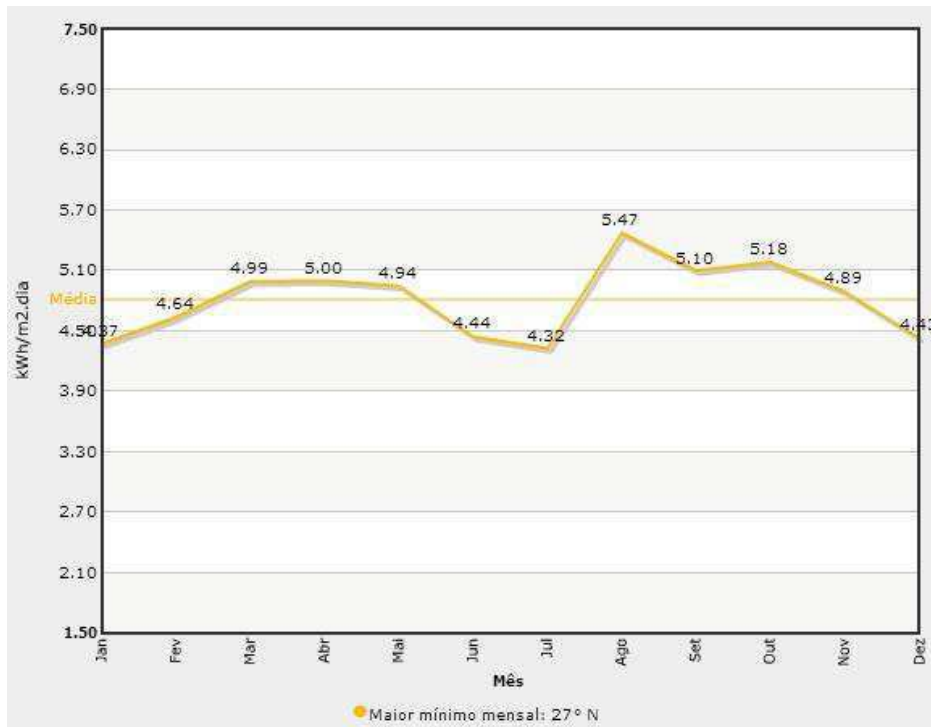


Figura 31. Radiação solar média diária no plano inclinado. (CRESESB)

5.2 CÁLCULO DO CONSUMO DAS CARGAS

Para dimensionar corretamente o sistema fotovoltaico é necessário saber quais serão as cargas a serem alimentadas e, assim, determinar o consumo diário esperado de energia elétrica. Para o caso em estudo, foram adotados padrões de consumo de uma residência de baixa renda, utilizando lâmpadas de alta eficiência e aparelhos comerciais de baixo consumo. Para determinação da demanda de energia da unidade residencial, as cargas serão especificadas através da sua potência e do tempo de utilização padrão, consultados no banco de dados do PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica).

Como a tensão do sistema tende a variar durante o dia, é conveniente expressar o consumo diário em Ampère-hora (Ah). Além disso, devem-se levar em consideração as perdas nos diversos componentes do sistema e, assim, determinar o consumo diário corrigido. Essas perdas consistem na eficiência na conversão de potência, na fiação e na bateria, que são

inferiores a 100%. A tabela 7 apresenta o levantamento das cargas assim como o consumo esperado de energia elétrica.

Tabela 7. Levantamento das cargas e consumo diário esperado de energia elétrica.

Descrição das cargas	Quantidade	Potência (W)	Uso diário (h/dia)	Consumo diário (Wh/dia)
Lâmpada fluorescente sala	1	15	4	60
Lâmpada fluorescente banheiro	1	11	1	11
Lâmpadas fluorescentes demais cômodos	5	11	3	165
TV	1	50	5	250
Aparelho de som	1	20	3	60
Receptor por satélite	1	10	5	50
Liquidificador	1	300	0,3	90
Geladeira	1	90	10	900
Total		551		1586

O consumo diário em *Wh/dia* de cada equipamento é calculado multiplicando-se a potência nominal do equipamento e o uso diário estimado. Para determinar o consumo diário em *Ah/dia*, é preciso determinar qual será a tensão de operação do sistema. Para tanto, será utilizado uma tensão de 24 Volts para reduzir a corrente C.C. do projeto e, assim, reduzir os custos em relação à bitola dos condutores e às perdas por efeito *Joule*. Dividindo-se o consumo diário de cada equipamento em *Wh/dia* por 24 Volts, obtém-se o consumo diário em *Ah/dia*. Levando-se em conta as perdas nos demais componentes do sistema, é feita a correção do consumo diário. A tabela 8 ilustra o consumo diário em *Ah/dia* e o consumo diário corrigido.

Tabela 8. Consumo diário corrigido em *Ah/dia*.

Descrição das cargas	Consumo diário (Ah/dia)	Eficiência na conversão (%)	Eficiência da fiação (%)	Eficiência da bateria (%)	Consumo diário corrigido (Ah/dia)
Lampada fluorescente sala	2,5	90	98	95	2,98
Lampada fluorescente banheiro	0,46	90	98	95	0,55
Lampada fluorescente demais comodos	6,88	90	98	95	8,21
TV	10,42	90	98	95	12,44

Aparelho de som	2,5	90	98	95	2,98
Receptor por satélite	2,08	90	98	95	2,48
Liquidificador	3,75	90	98	95	4,48
Geladeira	37,5	90	98	95	44,76
Total	73,43				78,88

A eficiência na conversão está relacionada com a perda de energia que ocorre nos inversores de frequência e esta pode ser obtida no *datasheet* do equipamento utilizado. A eficiência da bateria é igual ao número de Ampères-horas de saída dividido pelo número de Ampères-horas de entrada, obtido nos dados do fabricante. O fator de eficiência da fiação está relacionado com a queda de tensão causada nos fios que interligam os equipamentos. A dimensão do fio deve ser tal que a queda de tensão máxima seja de 3%. Portanto, a eficiência da fiação deve ser maior do que $100\% - 3\% = 97\%$.

O consumo diário de cada carga do sistema deve ser corrigido dividindo-se pelo produto de cada fator de eficiência. Assim, determina-se o consumo total diário corrigido de 78,88 Ah/dia.

5.3 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS

O banco de baterias constitui a fonte de energia para as cargas durante a noite ou períodos de baixa radiação solar. Esta etapa pode ser considerada como uma das mais importantes no dimensionamento de um sistema fotovoltaico isolado, pois, devido aos altos custos das baterias e uma vida útil bastante reduzida com a profundidade de descarga, a escolha da bateria constitui um processo bastante criterioso. Desta forma, a escolha da bateria deve ser de tal forma que a relação custo *versus* benefício seja maximizada.

Além do banco de baterias ter a capacidade suficiente de fornecer energia às cargas, dois parâmetros importantes também devem ser considerados: a autonomia do sistema e a profundidade de descarga determinada da bateria. A capacidade do banco é determinada através da associação em paralelo das baterias. A autonomia do sistema considera o número de dias que o banco é capaz de suprir à carga na ausência total de energia pelos painéis fotovoltaicos. Quanto maior a autonomia, maior a confiabilidade do sistema, porém, maior o custo com a quantidade de baterias necessária. Já a profundidade de descarga considera o

percentual máximo da capacidade da bateria que deve ser descarregado. Como apresentado na seção 4.2.4 deste trabalho, a vida útil da bateria está diretamente relacionada com a profundidade de descarga. Portanto, este é um parâmetro que deve ser cuidadosamente analisado para prolongar ao máximo a vida útil das baterias.

Existe no mercado uma grande variedade de baterias. Pesquisas realizadas na *internet* constataram que as baterias estacionárias disponíveis no mercado brasileiro são de ciclo raso, com uma vida útil de no máximo dois anos para uma profundidade de descarga de 30%. Devido a este fato, os custos do banco de baterias se tornam imensos devido à reposição de componentes em um curto espaço de tempo, visto que o tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos são superiores a 25 anos. No mercado internacional, encontram-se baterias estacionárias de ciclo profundo com tempo de vida útil consideravelmente superior às de ciclo raso. Para este caso de dimensionamento em estudo, foi escolhida a bateria modelo 12-CS-11PS da fabricante canadense *Rolls Surrette*. As tabelas 9 e 10 apresentam as especificações e o número de ciclos em função da profundidade de descarga para esta bateria, respectivamente.

Tabela 9. Especificação bateria 12-CS-11PS *Rolls Surrette*.

Tensão nominal (V)	Série	Capacidade Nominal (Ah)
12	5000	357

Tabela 10. Número de ciclos em função da profundidade de descarga

Profundidade de descarga	Número de Ciclos
20%	5000
30%	4200
40%	3700
50%	3200
60%	2800
70%	2400
80%	2100
90%	1800
100%	1500

Para obter uma vida útil de no mínimo 10 anos, determina-se uma profundidade de descarga máxima de 50% para o dimensionamento do banco de baterias. A tabela 11 apresenta o dimensionamento do banco de baterias do sistema em estudo.

Tabela 11. Dimensionamento do banco de baterias.

Consumo diário corrigido (Ah/dia)	Autonomia (dias)	Profundidade de descarga máxima (%)	Capacidade necessária (Ah)	Capacidade da bateria escolhida (Ah)	Tensão da bateria (V)
78,88	2	50	315,52	357	12

Baterias em paralelo:	1
Baterias em série:	2
Total de baterias:	2

A capacidade necessária do banco de baterias é determinada multiplicando-se o consumo diário corrigido pelo número de dias de autonomia e dividindo-se pela profundidade de descarga máxima. De acordo com a resolução normativa n° 493, de 5 de junho de 2012 da ANEEL, é determinado uma autonomia mínima de 48 horas (2 dias) para sistemas fotovoltaicos isolados de baixo consumo diário. O número de baterias associadas em paralelo é definido a partir da relação entre a capacidade da bateria escolhida e a capacidade necessária do banco. O número de baterias associadas em série é determinado a partir da relação entre a tensão do sistema e a tensão nominal da bateria. Portanto, o número total de baterias é o produto entre o número de baterias em paralelo e o número de baterias em série.

A partir da tabela 11, verifica-se que a capacidade da bateria escolhida é superior à necessária, logo, apenas uma bateria em paralelo será necessário. Para o sistema em estudo de 24 Volts, duas baterias em série são necessárias para obter a tensão do sistema.

5.4 DETERMINAÇÃO DA CORRENTE DE PROJETO

A corrente de projeto é definida como a corrente necessária para o arranjo fotovoltaico alimentar as cargas do sistema. É a partir da corrente de projeto que será dimensionado o arranjo fotovoltaico. Para esta etapa do projeto, é necessário introduzir o conceito de sol pleno.

Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia é através do número de horas de Sol Pleno. Esta grandeza reflete o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (1000 W/m^2) de forma que a energia resultante seja equivalente à energia acumulada para o dia e local em questão (GTES; CEPEL-CRESESB, 2004).

Como apresentado na seção 5.1, a inclinação do arranjo será a que fornece o maior mínimo mensal de radiação solar. Para efeito da determinação da corrente de projeto, determina-se o Sol Pleno para o mês de menor radiação diária média. O mês de menor radiação diária média é o de Julho, com $4,3 \text{ kW/m}^2.\text{dia}$. Assim, determina-se o Sol Pleno de:

$$SP = \frac{4,3[kWh/m^2.dia]}{1[kW/m^2]} = 4,3horas/dia \quad (14)$$

A tabela 12 apresenta a determinação da corrente de projeto para o sistema em estudo.

Tabela 12. Determinação da corrente de projeto.

Localização do sistema:	Campina Grande - PB	7°13' S
Ângulo de inclinação de maior mínimo mensal (27° N)		
Consumo diário Corrigido (Ah/dia)	Sol pleno (h/dia)	Corrente de projeto (A)
78,88	4,3	18,34

A corrente de projeto é determinada dividindo-se o consumo diário corrigido pela quantidade de Sol Pleno. Verifica-se uma corrente de projeto de 18,34 A para o caso em estudo.

5.5 DIMENSIONAMENTO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

Visto que a tensão do sistema é fixa em 24 V, variando apenas dentro dos limites de carga e descarga da bateria, é mais conveniente comparar o desempenho de módulos fotovoltaicos quando pensado em corrente. Então, a partir da corrente de projeto, determinada na etapa anterior, será dimensionado o arranjo fotovoltaico que será capaz de fornecer a corrente de projeto exigida pelas cargas. Esta etapa consiste basicamente na escolha do painel ideal à aplicação em estudo e da determinação da quantidade necessária de módulos em série e em paralelo. A oferta de painéis fotovoltaicos no mercado nacional e internacional é bastante diversificada e, assim como feito no dimensionamento das baterias, a relação custo *versus* benefício deve ser maximizada, analisando o custo, expectativa de vida e as características $I \times V$ que determinarão a quantidade de módulos envolvidos no arranjo.

Para o caso em estudo, foram selecionados dois painéis da fabricante YINGLI disponíveis no mercado brasileiro de diferentes potências e tensão nominal para efeito de comparação e análise da melhor alternativa. A tabela 13 apresenta as especificações elétricas,

para as condições padrão de teste (STC) e para temperatura da célula em condições nominal de operação (NOCT), fornecidas pelo fabricante para os modelos YL245P-29b e YL140P-29b, respectivamente.

Tabela 13. Especificações elétricas dos modelos selecionados para diferentes condições de teste.

Especificações	YL245P-29b		YL140P-29b	
	STC	NOCT	STC	NOCT
Tensão de máxima potência V_{\max} (V)	29,6	27,0	18,01	16,59
Corrente de máxima potência I_{\max} (A)	8,28	6,62	7,77	6,26
Tensão de circuito aberto V_{oc} (V)	37,5	34,6	22,28	20,28
Corrente de curto-circuito I_{SC} (A)	8,83	7,14	8,30	6,64
Eficiência do módulo (%)	15	15	14	14
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (%/°C)	0,05	0,05	0,06	0,06
Coefficiente de temperatura da tensão de máxima potência (%/°C)	-0,42	-0,42	-0,43	-0,43
NOCT (°C)	46+/-2	46+/-2	46+/-2	46+/-2

A temperatura ambiente da localidade onde deverá ser instalado o sistema será determinante no momento da escolha do módulo uma vez que, estando as células expostas à radiação solar, o seu aquecimento é considerável. Além disso, uma parte da radiação absorvida é dissipada sob a forma de calor. Portanto, a temperatura da célula é sempre superior à temperatura ambiente e pode ser estimada a partir da equação 12.

$$T_C = T_A + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot S, \quad (15)$$

Onde:

T_C : Temperatura da célula;

T_A : Temperatura ambiente;

$NOCT$: Temperatura de operação nominal da célula;

S : Radiação incidente em W/m^2 .

Para a localidade de Campina Grande, considerando a temperatura média durante o dia cerca de 30 °C, a temperatura da célula será de:

$$T_c = 30 + \left(\frac{46 - 20}{800} \right) \cdot 1000 = 62,5 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

Devido à dependência direta da tensão do módulo com a temperatura da célula, deve-se corrigir a tensão de máxima potência nas condições padrão de teste para as condições de temperatura ambiente da localidade, obtendo um dimensionamento mais correto e confiável. Assim, determina-se a tensão de máxima potência do módulo corrigida devido à temperatura de acordo com a equação (16):

$$V_{\max_c}(T_c) = V_{\max} \cdot [1 + \beta \cdot (T_c - 25)] . \quad (16)$$

Onde:

$V_{\max_c}(T_c)$: Tensão de máxima potência corrigida devido à temperatura da célula;

V_{\max} : Tensão de máxima potência para as condições padrão de teste;

β : Coeficiente de temperatura da tensão de máxima potência;

T_c : Temperatura da célula corrigida para a temperatura ambiente.

Substituindo os valores fornecidos pelo fabricante na equação (13), obtém-se para uma temperatura da célula de $62,5 \text{ } ^\circ\text{C}$: $V_{\max_c} = 24,938 \text{ V}$, para o módulo YL245P-29b e $V_{\max_c} = 15,106 \text{ V}$, para o módulo YL140P-29b. Logo, devido à realidade local, deve-se utilizar a tensão de máxima potência corrigida devido à temperatura ambiente.

Como o dimensionamento é baseado no conceito de sol pleno diário, no qual expressa o número de horas em que a radiação se mantém constante e igual a 1 kW/m^2 , é conveniente utilizar a corrente de máxima potência para as condições padrão de teste (STC), pois a corrente do módulo é pouco influenciada devido à temperatura da célula.

A partir do esclarecimento das grandezas a serem utilizadas, as tabelas 14 e 15 apresentam o dimensionamento do arranjo fotovoltaico para os modelos YL245P-29b e YL140P-29b selecionados, respectivamente.

Tabela 14. Dimensionamento do arranjo fotovoltaico para o modelo YL245P-29b.

Corrente de projeto (A)	Fator de correção do módulo	Corrente de projeto corrigida (A)	Corrente de curto-circuito do módulo (A)	Corrente de máxima potência do módulo (A)	Tensão de máxima potência corrigida do módulo (V)	Tensão para carregar a bateria (V)
18,34	0,9	20,38	8,83	8,28	24,938	28,8

Módulos em paralelo:	3
Módulos em série:	2
Total de módulos:	6
Corrente nominal do arranjo (A):	24,84
Corrente de curto-circuito do arranjo (A):	26,49

Tabela 15. Dimensionamento do arranjo fotovoltaico para o modelo YL140P-29b.

Corrente de projeto (A)	Fator de correção do módulo	Corrente de projeto corrigida (A)	Corrente de curto-circuito do módulo (A)	Corrente de máxima potência do módulo (A)	Tensão de máxima potência corrigida do módulo (V)	Tensão para carregar a bateria (V)
18,34	0,9	20,38	8,3	7,77	15,106	28,8

Módulos em paralelo:	3
Módulos em série:	2
Total de módulos:	6
Corrente nominal do arranjo (A):	23,31
Corrente de curto-circuito do arranjo (A):	24,90

O fator de correção de módulo é utilizado para corrigir a corrente de projeto nas Condições Padrão de Teste (STC) para as condições de campo, o qual apresenta o acúmulo de poeira, perdas entre os módulos mal conectados, degradação ao longo do tempo, etc. O valor padrão de 0,9 em módulos cristalinos foi retirado de (GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004).

O número de módulos em paralelo é determinado dividindo-se a corrente de projeto corrigida pela corrente de máxima potência do módulo. A tensão de carga da bateria deve ser igual a 20% superior à tensão nominal. Logo, para uma tensão nominal de 24 V, $1,2 \times 24 = 28,8$ V é a tensão necessária para carregar a bateria. Sendo assim, a quantidade de módulos arranjados em série é obtida fazendo-se a relação entre a tensão necessária para carregar a bateria e a tensão de máxima potência do módulo.

Verifica-se que para o modelo YL245P-29b, a tensão de máxima potência do módulo para a temperatura da célula em condições nominal de operação (NOCT) é insuficiente para carregar o banco de baterias, sendo necessário um arranjo de 2 módulos em série. Para fornecer a corrente de projeto necessária à carga é necessário a associação de 3 módulos em paralelo, totalizando um número de 6 módulos para o arranjo fotovoltaico.

O mesmo acontece para o modelo YL140P-29b, necessitando de dois módulos em série para obter tensão suficiente para carregamento do banco de baterias e 3 módulos em

paralelo para fornecer corrente suficiente para suprimento da carga, totalizando um número de 6 módulos para o arranjo fotovoltaico.

Para os dois modelos selecionados, obtém-se o mesmo número de módulos para o arranjo, porém, será escolhido para a aplicação em estudo o modelo YL140P-29b, pois o preço deste modelo custa quase a metade do modelo YL245P-29b, obtendo-se os mesmos benefícios para a aplicação em estudo com o custo reduzido.

A corrente nominal do arranjo é determinada multiplicando a corrente de máxima potência de cada módulo pelo número total de módulos em paralelo, obtendo um valor de 23,31 A. Já para a corrente de curto-circuito do arranjo, multiplica-se a corrente de curto-circuito de cada módulo pela quantidade total de módulos em paralelo, obtendo um valor de 24,90 A.

5.6 ESPECIFICAÇÃO DO CONTROLADOR DE CARGA

A especificação do controlador de carga será baseada na corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico determinado. Para determinar a corrente mínima do controlador deve-se superdimensionar em 25% para suportar a produção de corrente nas condições de radiação solar mais elevadas. A corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico dimensionado é de 24,90 A, logo a corrente mínima que o controlador deve ser capaz de suportar é de $1,25 \times 24,90 = 31,13$ A. Para o caso em estudo, foi escolhido o controlador de carga modelo XANTREX C35. A figura 32 apresenta a ilustração do modelo escolhido e a tabela 16 apresenta as características do modelo escolhido.



Figura 32. Controlador de carga XANTREX C35.
(Catálogo do fabricante)

Tabela 16. Características do controlador de carga XANTREX C35.

Especificações elétricas		Características
Tensão nominal (V)	12/24	• Modulação por largura de pulso (PWM)
Tensão máxima na entrada do painel (V)	55	• Compensação de temperatura
Corrente nominal (A)	35	• Proteção contra sobrecarga automática
Máxima corrente de pico (A)	85	• Proteção contra inversão de polaridade e curto-circuito do conjunto fotovoltaico.
		• <i>Setpoints</i> de tensão de desconexão ajustáveis

Como a corrente nominal do controlador escolhido é superior à corrente de curto-circuito superdimensionado, apenas um controlador de carga é necessário. A tabela 17 apresenta o dimensionamento detalhado.

Tabela 17. Dimensionamento do controlador de carga.

Corrente de curto-circuito do arranjo (A)	Corrente mínima do controlador (A)	Capacidade do controlador (A)	Controladores em paralelo
24,90	31,13	35	1

Caso a capacidade do controlador fosse inferior à corrente mínima necessária, dois ou mais controladores em paralelo seriam necessários.

5.7 ESPECIFICAÇÃO DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA

Os parâmetros básicos para especificação do dispositivo de condicionamento de potência são a tensão de entrada, a potência nominal e as características de saída. A resolução normativa nº 493, de 5 de junho de 2012 da ANEEL, estabelece o fornecimento de energia por meio de Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI), ou sistema fotovoltaico isolado, em corrente alternada senoidal, observando-se os níveis de tensão predominantes no município onde estiver localizada a unidade consumidora, conforme padrões de referência vigentes. Portanto, conforme normativa da ANEEL, o tipo de onda do inversor deverá ser senoidal pura e a tensão de saída deverá ser de 220 V, conforme o nível de tensão no município de Campina Grande. De acordo com o artigo 5º da resolução normativa, a unidade consumidora atendida por meio de SIGFI em estudo se enquadra na disponibilidade mensal garantida de 60 kWh/mês, no qual determina uma potência mínima de

1000 W para a unidade condicionadora de potência. Portanto, a potência mínima especificada para o inversor deverá ser de 1000 W.

Para o caso em estudo, será utilizado o inversor TE-1000P-242 da fabricante chinesa TEPOWER que possui as seguintes características apresentadas na tabela 18.

Tabela 18. Especificações elétricas do inversor TE-1000P-242.

Especificações Elétricas	
Tensão CC de entrada (V)	24
Tensão CA de saída (V)	220
Frequência de saída (Hz)	60
Potência nominal de saída (W)	1000
Potência de surto (W)	2000
Forma de onda de saída	Senoide Pura
Eficiência de conversão (%)	90

5.8 LOCALIZAÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

Os módulos fotovoltaicos necessitam ser posicionados de maneira estável. Desta forma, eles são montados em uma estrutura apropriada, leve, rígida e de geometria adequada para se adaptar ao terreno e à latitude local, possibilitando a orientação e o ângulo de inclinação necessários, assim como, dotar o conjunto de uma rigidez mecânica que permita suportar ventos fortes.

O arranjo fotovoltaico pode ser fixado no solo, em um poste, na parede ou até mesmo no telhado da casa. Fatores como o tipo de estrutura da casa, áreas de sombreamento, espaço físico e custos influenciam na decisão da localização do arranjo. Deve-se escolher a localidade que não haja nenhum tipo de sombreamento. Portanto, uma verificação prévia deve ser realizada no local com a finalidade de determinar os locais de sombra. Para o caso em estudo, o arranjo fotovoltaico será instalado no telhado da casa, pressupondo a boa estrutura e ausência de sombreamento no local da escolha adotada.

Após determinado o local de instalação do arranjo, deve-se posiciona-lo corretamente de acordo com o determinado. Através de equipamento adequado, fixa-se o arranjo na

inclinação de 27° e, a partir de uma bússola, direciona o arranjo para o norte. Porém, o norte indicado pela bússola não é o norte geográfico que deve ser direcionado o arranjo, mas sim o norte magnético. Contudo, deve-se consultar o Mapa de Declinação Magnética e determinar a declinação magnética da localidade que mede o ângulo formado entre a direção do norte magnético com relação à direção do norte geográfico para verificar a correção angular, que deverá ser aplicada à leitura da bússola, e cuidar-se para obter uma leitura correta, evitando objetos metálicos, fontes de campos magnéticos etc. A figura 33 apresenta o mapa de declinação magnética para a localidade de Campina Grande.

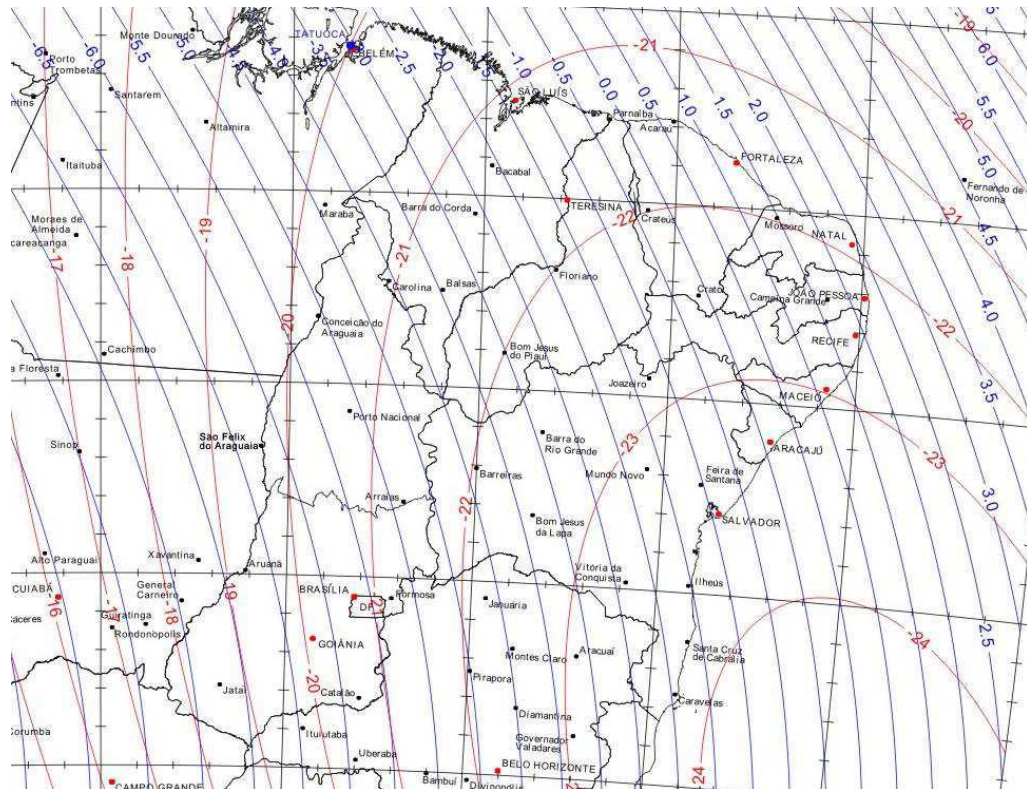


Figura 33. Mapa de declinação magnética do Nordeste brasileiro.
(Blue Sol Educacional, 2012)

As isolinhas em vermelho correspondem à declinação em graus e as isolinhas em azul correspondem à variação anual em minutos. Campina Grande está localizada entre a isolinha de -22° e -23° . Portanto, após identificar o norte magnético na bússola, deve-se girar no sentido anti-horário cerca de 22° para determinar o norte verdadeiro.

5.9 PROJETO ELÉTRICO

Esta etapa consiste na especificação dos componentes de comando, proteção e seccionamento do sistema fotovoltaico, assim como o dimensionamento da bitola dos

condutores que interligarão os diversos componentes. Para tanto, é necessário desenhar o projeto elétrico na planta residencial, identificando a localização do arranjo fotovoltaico, do banco de baterias, dos quadros de junção e do trajeto dos eletrodutos para interligar os equipamentos e alimentar as cargas.

5.9.1 ESPECIFICAÇÃO DA FIAÇÃO CC

Esta etapa do projeto consiste na determinação da bitola dos condutores que interligarão os componentes em corrente contínua. Os condutores são os seguintes:

- **Cabos de fileira:** Condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais de um arranjo fotovoltaico e a caixa de junção do arranjo;
- **Cabo principal CC:** Condutores que estabelecem a ligação entre a caixa de junção do arranjo e o controlador de carga;
- **Cabos do acumulador:** Condutores que estabelecem as ligações entre as baterias e o controlador de carga.

Para proteger os módulos e os cabos das fileiras das sobrecargas, serão intercalados fusíveis de fileira em todos os condutores ativos (positivos e negativos). Desta maneira, os cabos de fileira deverão ser dimensionados de forma a suportar a corrente nominal corrigida de cada fileira. Se não se utilizarem fusíveis de fileira, os condutores devem estar dimensionados para a máxima corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico, menos a corrente da fileira.

O cabo principal CC será equipado com um disjuntor CC para garantir a proteção contra curto-circuito e sobrecarga e, ainda, garantir o seccionamento do arranjo fotovoltaico para futura manutenção, inspeção ou troca nos demais equipamentos do sistema.

Os cabos que interligarão o banco de baterias ao controlador de carga também deverão ser equipados com um disjuntor CC de forma a garantir a proteção contra curto-circuito, sobrecarga e o seccionamento dos acumuladores. Esses cabos serão dimensionados a partir da máxima corrente de carga corrigida quando da utilização total das baterias.

Através do método da queda de tensão, os condutores deverão ser dimensionados da seguinte forma:

$$S = \frac{Pl}{\Delta V_{(\%)}.V^2.\sigma}, \quad (17)$$

Onde:

- S : Seção transversal do cabo em mm^2 ;
- P : Potência transmitida no condutor;
- l : Comprimento do condutor (positivo + negativo);
- $\Delta V_{(\%)}$: Queda de tensão percentual no condutor;
- V : Tensão nominal do sistema;
- σ : Condutividade elétrica do material condutor.

A tabela 19 apresenta o dimensionamento dos condutores em corrente contínua do sistema fotovoltaico em estudo.

Tabela 19. Dimensionamento da fiação CC.

Fio	Corrente nominal (A)	Tensão nominal (V)	Capacidade de condução (A)	Potência transmitida (Wp)	Comprimento do trecho (m)	Queda de tensão (%)	Bitola (mm ²)
Cabos de fileira	7,77	16,59	31,12	257,81	4	1	4
Cabo principal CC	23,31	16,59	31,12	773,42	2	1	6
Cabos do acumulador	28,70	24	32,99	688,80	3	1	10

De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712, o cabo da fileira tem de ser capaz de transportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico e estar protegido contra falhas de terra e curtos-circuitos. Portanto, deverá ser capaz de conduzir $1,25 \times 24,9 = 31,12$ A. A potência transmitida é determinada através do produto tensão e corrente da fileira no ponto de máxima potência, logo será $2 \times 16,59 \times 7,77 = 257,81$ Wp. Substituindo os valores na equação (14) para uma queda de tensão de 1% e assumindo a condutividade do cobre igual a 56 S/m, determina-se uma bitola de 4 mm². Consultando-se a tabela 36 da NBR 5410 verifica-se a conformidade com a capacidade de condução de corrente e com a queda de tensão permitida.

Assim como os cabos de fileira, o cabo principal CC também deve ser dimensionado de forma a suportar uma corrente de 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico. Da mesma maneira como realizado para os cabos de fileira, a potência transmitida é determinada pelo produto tensão e corrente do cabo principal CC no ponto de

máxima potência: $2 \times 16,59 \times 23,31 = 773,42 \text{ Wp}$. Substituindo os valores na equação (17) para uma queda de tensão de 1%, determina-se uma bitola de 6 mm^2 . Verifica-se a conformidade com a capacidade de condução de corrente e com a queda de tensão permitida.

A corrente nominal do banco de baterias foi determinada calculando-se a máxima corrente de carga na ausência de energia da fonte primária da seguinte maneira:

$$I_n = \frac{P_C}{V \cdot fp}, \quad (18)$$

onde P_C é a potência total da carga determinada na seção 4.2 deste trabalho, V é a tensão nominal do banco de baterias e fp é o fator de potência da carga. Adotando-se um fator de potência da carga igual a 0,8 indutivo, determina-se a corrente nominal do banco de baterias de:

$$I_n = \frac{551}{24 \cdot 0,8} = 28,70 \text{ A}.$$

A capacidade de condução é determinada aplicando o fator de correção para temperatura ambiente diferente de $30 \text{ }^\circ\text{C}$, consultada na tabela 40 da NBR 5410. Para uma temperatura ambiente de $40 \text{ }^\circ\text{C}$ aplica-se um fator de correção de $k = 0,87$. Portanto, a capacidade de condução dos cabos do banco de baterias deverá suportar uma corrente corrigida de:

$$I_n' = \frac{28,70}{0,87} = 32,99 \text{ A}.$$

Como nos cabos anteriores, a potência transmitida nos cabos dos acumuladores é igual ao produto tensão e corrente: $24 \times 28,70 = 688,8 \text{ W}$. Novamente substituindo os valores na equação (17), obtém-se uma bitola de 10 mm^2 , verificando a conformidade com a capacidade de condução de corrente e com a máxima queda de tensão permitida.

5.9.2 DIODOS DE BLOQUEIO E PASSO (*BY-PASS*)

Os diodos de bloqueio, ou de fileira, são responsáveis por evitar que, em arranjos conectados em paralelo e em série (fileiras), ocorra o fluxo de corrente de uma fileira com maior tensão para uma de menor tensão devido a algum sombreamento parcial do sistema. Os diodos de passo (*by-pass*) são utilizados para fornecer um caminho à corrente produzida por outros módulos de uma mesma fileira, efetuando um desvio caso algum módulo esteja

danificado ou parcialmente sombreado. Os diodos de bloqueio e passo são instalados de acordo com a figura 34.

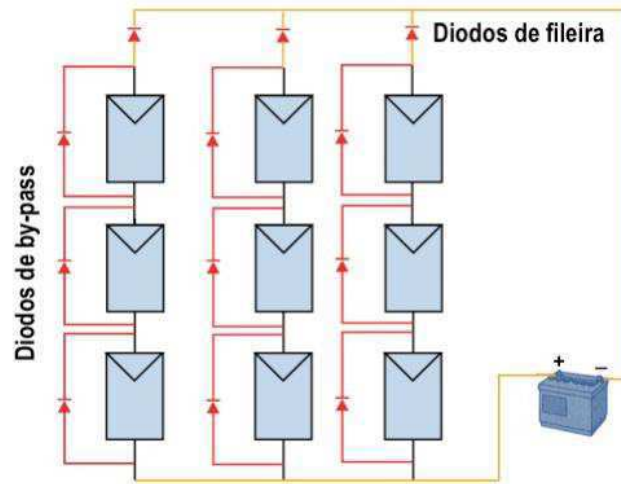


Figura 34. Representação esquemática de módulos fotovoltaicos com diodos de passo e bloqueio. (GREENPRO, 2004)

De acordo com a norma IEC 60364-7-712, secção 712.512.1.1, é indicado que a tensão inversa dos diodos de fileira corresponda ao dobro da tensão de circuito aberto nas condições padrão de teste na fileira. Os diodos mais utilizados são tipo *Shotky*.

Os diodos de fileira não serão utilizados para o caso em estudo, pois de acordo com o estabelecido na norma IEC 60364-7-712, os diodos de bloqueio de cada fileira não são necessários, se forem utilizados módulos do mesmo tipo, com uma proteção de classe II, certificados para suportar 50% da corrente nominal de curto-circuito quando polarizados inversamente e no caso do desvio da tensão do circuito aberto entre as diferentes fileiras individuais do gerador fotovoltaico não seja superior a 5%. Outro motivo para não utilização dos diodos de bloqueio é devido à queda de tensão ocasionada nos terminais do diodo de aproximadamente 0,5-1,0 V, no qual resultaria em uma tensão insuficiente para carregar o banco de baterias. Além do mais, seria necessária a utilização de um dissipador de calor, pois os diodos apresentam uma alta variação de temperatura por unidade de potência dissipada, podendo chegar a valores superiores a 500 °C. Os módulos selecionados para o caso em estudo já possuem o diodo de passo instalado em paralelo aos seus terminais.

5.9.3 FUSÍVEIS DE FILEIRA

Os fusíveis de fileira serão utilizados para proteger os cabos de fileira contra sobrecargas e algum eventual curto-circuito, evitando danos aos equipamentos do sistema.

Segundo a normativa ABNT-NBR 5410, os dispositivos de proteção devem ser dimensionados da seguinte maneira:

$$I_n \leq I_d \leq I_{m\acute{a}x}, \quad (19)$$

onde I_n é a corrente nominal do circuito, I_d é a corrente nominal do dispositivo de proteção e $I_{m\acute{a}x}$ é a máxima corrente permitida no condutor. A corrente nominal dos cabos de fileira, determinado na seção 4.9.1 é igual a 7,77 A e a máxima corrente permitida para um condutor de 4 mm², consultado na tabela 37 da NBR 5410, é de 35 A. Portanto, a corrente nominal do fusível deve ser de tal forma que:

$$\begin{aligned} 7,77 \times 1,25 &\leq I_d \leq 35, \\ 9,71 &\leq I_d \leq 35 \end{aligned}$$

A corrente nominal foi multiplicada por um fator de 1,25 para suportar a corrente nas condições de radiação solar mais elevada. Para o caso em estudo, será escolhido o fusível LP-CC da *Bussmann* com uma corrente nominal de 15 A, de acordo com recomendação do fabricante do módulo fotovoltaico escolhido para a aplicação em estudo e com o critério de dimensionamento.

5.9.4 DISPOSITIVOS DE SECCIONAMENTO

Como afirmado anteriormente, o cabo principal DC do arranjo fotovoltaico e o cabo do banco de baterias devem ser providos de um disjuntor CC de modo a proteger contra curtos-circuitos, sobrecargas e possibilitar o seccionamento dos componentes envolvidos para permitir a manutenção e/ou troca se necessário. A corrente nominal do disjuntor será especificada de acordo com a condição apresentada na equação (19). A corrente nominal do cabo principal CC será multiplicada por um fator de 1,25 para correção nas condições de radiação solar mais elevada: $23,31 \times 1,25 = 29,17$ A. A máxima corrente permitida para um condutor de 6 mm² para o método de referência B1 é de 54 A. Para a proteção contra curto-circuito, recomenda-se que o disjuntor atue para uma corrente duas vezes a corrente de curto-circuito do arranjo: $2 \times 24,9$ A = 49,8 A. Portanto, a corrente nominal do disjuntor deve ser tal que:

$$29,17 \leq I_d \leq 49,8.$$

Desta maneira, é escolhido o disjuntor C60H-DC da Schneider Electric com capacidade nominal de 40 A para o cabo principal DC.

Para o banco de baterias, a seguinte condição deve ser satisfeita:

$$28,96 \leq I_d \leq 32,99.$$

Logo é escolhido o disjuntor C60H-DC da Schneider Electric com capacidade nominal de 30 A para o cabo do banco de baterias.

5.9.5 CAIXA DE JUNÇÃO

As fileiras individuais de cada módulo serão ligadas entre si na caixa de junção do arranjo fotovoltaico. Esta caixa deve ser de proteção classe II, e ter os terminais positivo e negativo claramente separados no interior. No caso em estudo, deverá ser instalada no exterior e estar protegida, no mínimo, com proteção IP 54 e dimensões de 180x180x70 mm.

5.9.6 CAIXA PRINCIPAL CC

Nesta caixa será instalado o controlador de carga, o inversor e o contador de fornecimento, assim como os disjuntores do cabo principal CC e do banco de baterias e o barramento principal de equipotencialização (BEP). Para o caso em estudo, será utilizado o quadro de comando CC Plast IP67 com dimensões de 518x418x160. A figura 35 apresenta os equipamentos inseridos na caixa principal CC de um sistema fotovoltaico isolado.

5.9.7 QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta etapa do projeto será efetuada a divisão das cargas em diferentes circuitos, seguindo recomendações da normativa NBR 5410. Cada circuito será dimensionado e equipado com um disjuntor CA para proteção contra sobrecarga e curto-circuito. A tabela 20 apresenta a divisão de circuitos no quadro de distribuição da instalação.

Tabela 20. Quadro de distribuição de circuitos da instalação.

Circuito		Tensão (V)	Potência		Corrente (A)	Nº de circuitos agrupados	Seção dos condutores (mm ²)	Proteção
Nº	Carga		Quantidade	Potência (W)				Total (VA)

1	Iluminação sala	220	1	15	162	0,74	2	1,5	10
	Iluminação demais cômodos		6	11					
2	Geladeira	220	1	90	362,5	1,65	1	2,5	20
	Liquidificador		1	200					
3	TV	220	1	50	110	0,50	2	2,5	15
	Aparelho de som		1	50					
	Receptor por satélite		1	10					

Por padronização, ficou a critério a utilização de condutores com $2,5 \text{ mm}^2$ de seção para todos os circuitos, assim como a utilização de eletrodutos de diâmetro externo de 20 mm

5.9.8 ATERRAMENTO

Em Sistemas Fotovoltaicos é necessário fazer-se o aterramento dos equipamentos (conexão da carcaça dos equipamentos ao Terra) e o aterramento do sistema (conexão do circuito elétrico ao Terra, geralmente através da linha de polaridade negativa), com o objetivo de impedir riscos de choques elétricos, estabilizar a tensão do sistema e proteger os equipamentos de correntes excessivas, decorrentes de uma falha (GTES; CEPTEL-CRESESB, 2004).

Para o caso em estudo, será utilizada uma haste em aço cobreado de no mínimo $16 \times 2400 \text{ mm}$ como eletrodo de aterramento e um condutor de seção transversal mínima de 10 mm^2 , conectando o eletrodo de aterramento ao BEP na caixa principal CC, como condutor principal de aterramento, conforme normativa da concessionária local.

De acordo com a figura 34, deverão ser conectados condutores de proteção (PE), com uma seção nominal de 6 mm^2 , entre o BEP e as carcaças dos módulos fotovoltaicos e entre o BEP e a caixa de junção.

5.9.9 DESENHOS E ESQUEMAS

Esta etapa consiste na apresentação de desenhos e esquemas necessários para o entendimento de como os equipamentos serão interconectados, instalados e dispostos na residência. A figura 35 apresenta o diagrama elétrico esquemático do sistema fotovoltaico completo do caso em estudo.

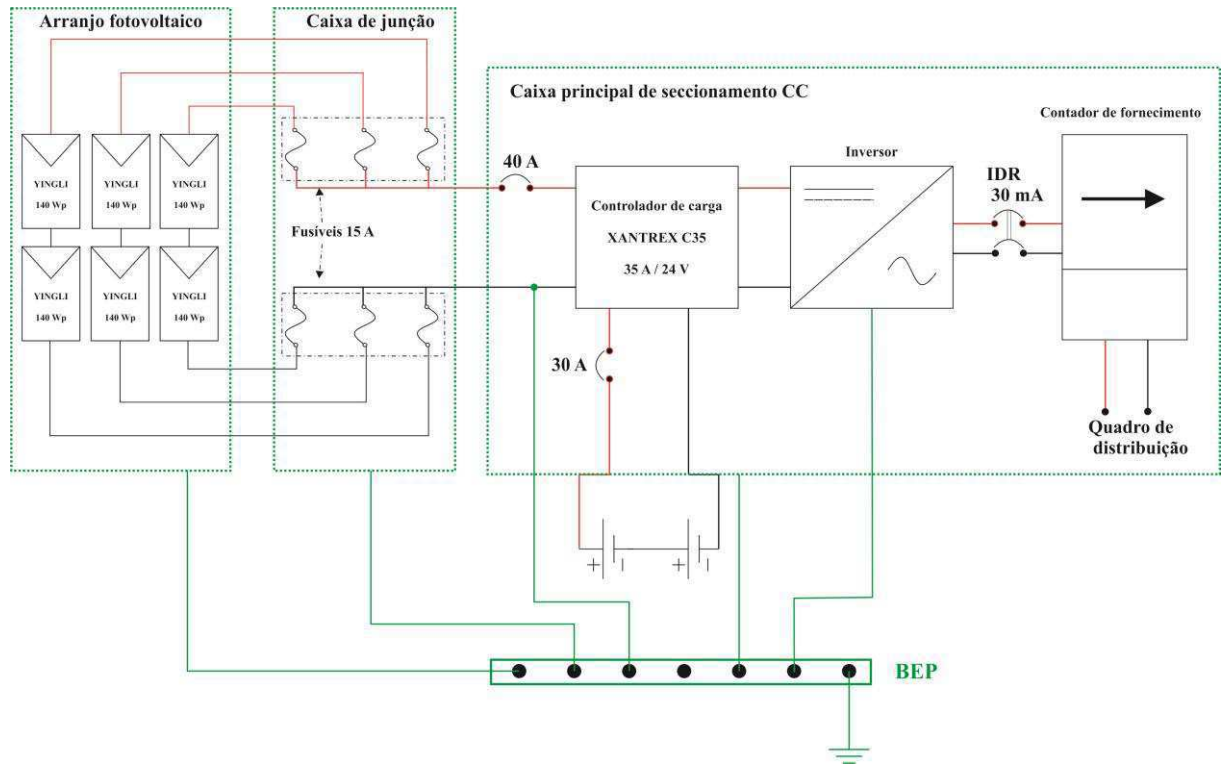


Figura 35. Diagrama elétrico esquemático do sistema fotovoltaico em estudo.

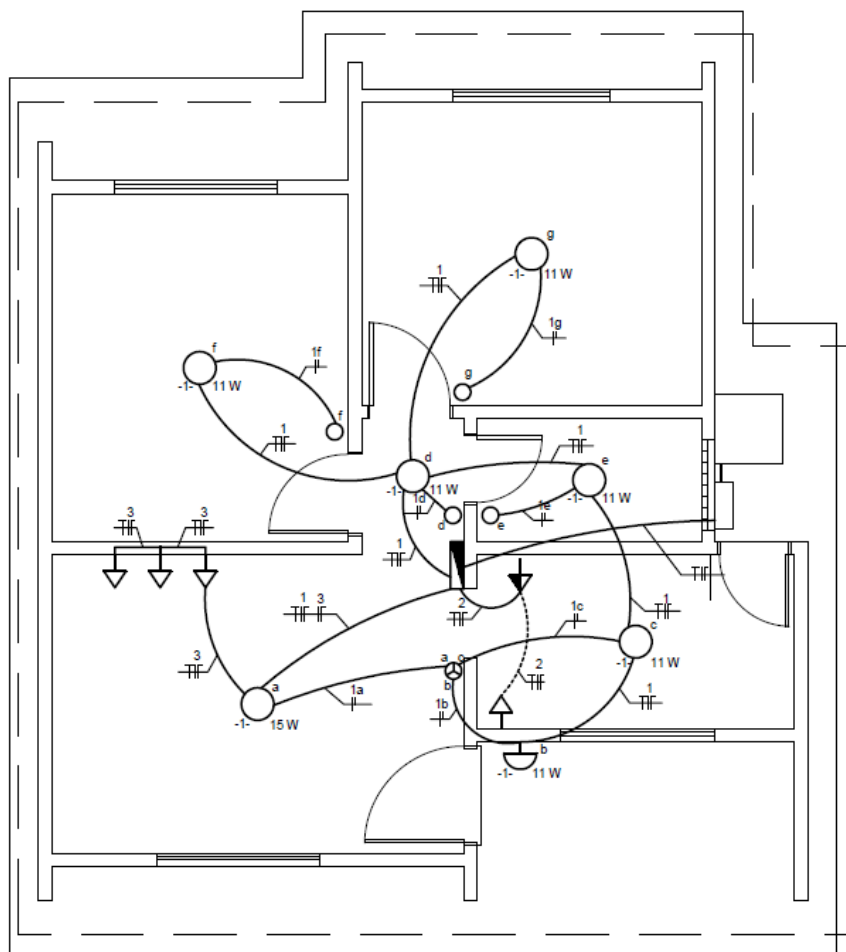


Figura 36. Instalação elétrica na planta residencial.

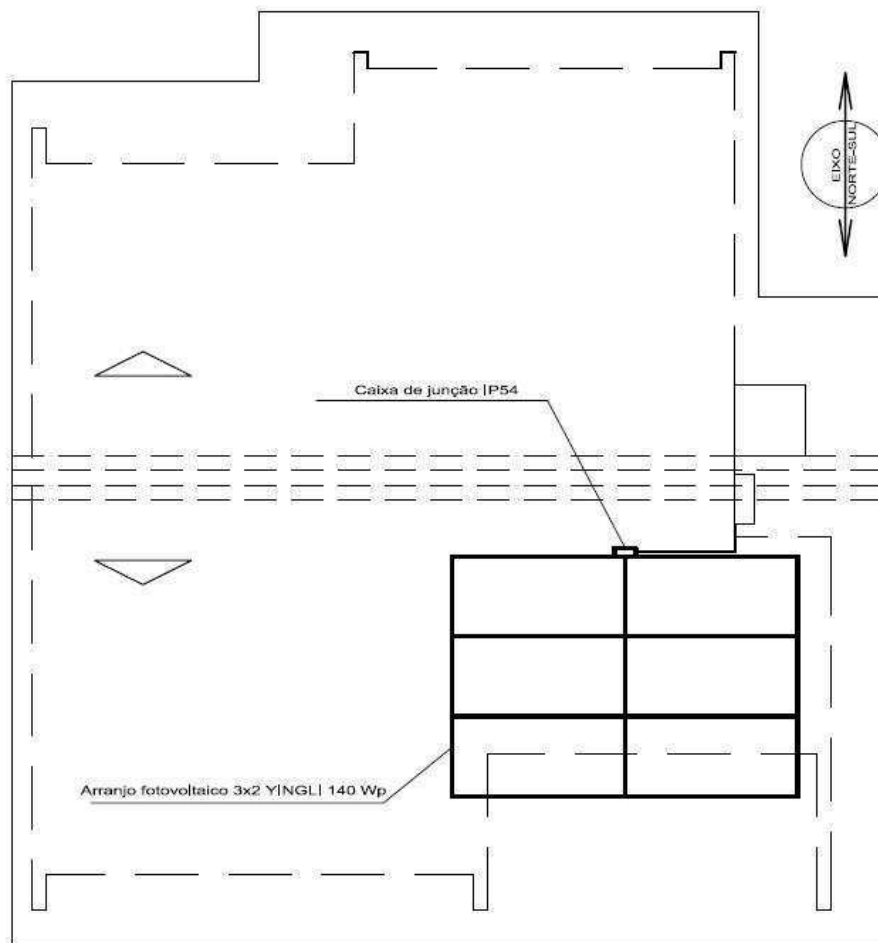


Figura 37. Telhado da residência em estudo.

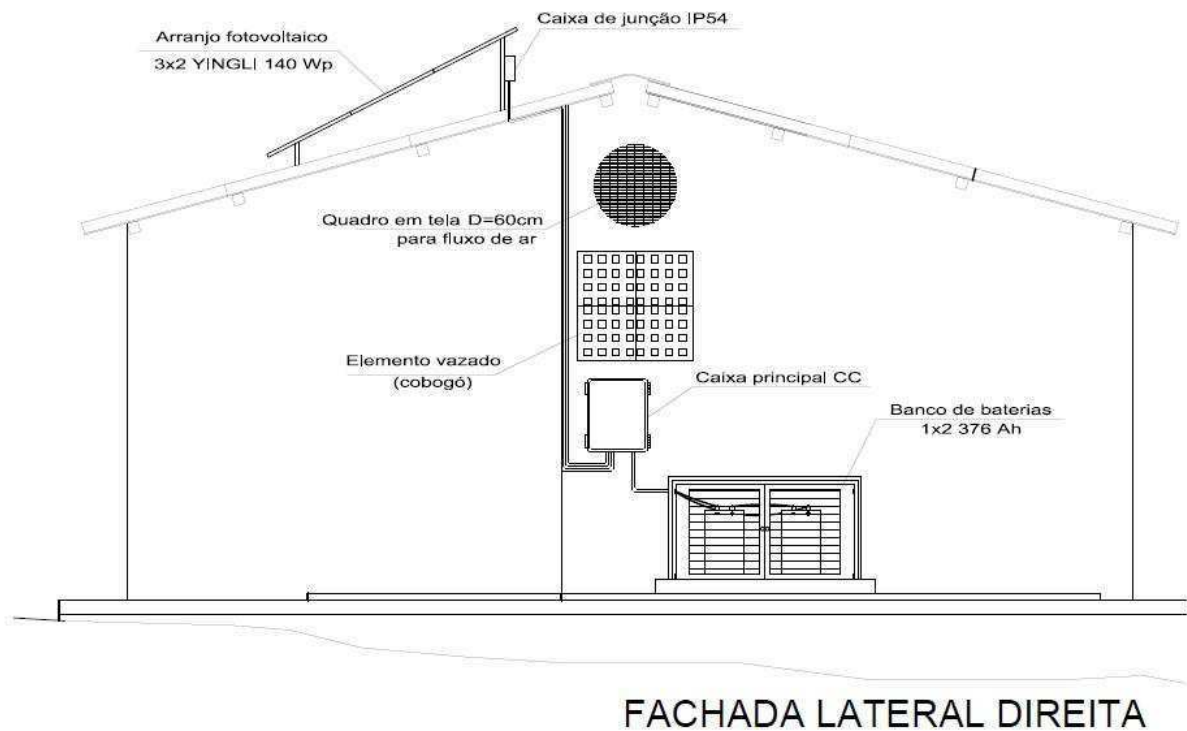


Figura 38. Fachada lateral direita da residência em estudo.

6 CONCLUSÃO

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, na apresentação dos tipos de células fotovoltaicas, é possível verificar e afirmar que o material que possui maior eficiência comercial da célula é o silício cristalino, explicando o fato de ser o principal material utilizado comercialmente. As células de película fina apesar de possuírem eficiência reduzida, apresentam menor desperdício de material e uma maior eficiência no seu processo de produção, criando-se elevadas expectativas para o futuro visando importantes reduções nos custos dos módulos fotovoltaicos.

A partir do modelo elétrico equivalente da célula solar fotovoltaica, foi possível simular as curvas características dos módulos no ambiente Matlab[®] e verificar a dependência das características elétricas com os fatores climáticos e com as resistências intrínsecas. Como resultado já esperado, foi verificado que quanto maior a radiação solar, maior será a corrente produzida pelo efeito fotovoltaico e, conseqüentemente, maior valor de máxima potência. O efeito observado, produzido pela temperatura da célula, foi que quanto maior a temperatura, menor será a tensão produzida nos terminais da célula, implicando em uma redução na potência e energia gerada pelo módulo. Verificou-se também que quanto maior for a resistência série, menor será o ponto de máxima potência do módulo. Assim como, quanto maior for a resistência paralela, maior será o ponto de máxima potência.

É possível concluir que vários fatores influenciam o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico isolado. São eles: a localidade, que influenciará na energia gerada pelo arranjo fotovoltaico de acordo com a quantidade de sol pleno diário; a tensão CC do sistema, que influenciará na corrente de projeto, alterando a configuração do arranjo das baterias e dos módulos fotovoltaicos; a máxima profundidade de descarga da bateria, que influenciará na vida útil e na capacidade necessária do banco de baterias; a temperatura ambiente, que influenciará na temperatura da célula e, conseqüentemente, na tensão de máxima potência nos terminais do módulo; a inclinação e orientação dos módulos, que influenciará nos níveis de radiação solar na superfície das células fotovoltaicas e dentre outros demais fatores.

Analisando o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico em estudo no ambiente Microsoft Excel em planilhas programadas, é possível modificar e verificar o dimensionamento para diferentes casos. Caso a tensão CC do dimensionamento em estudo fosse 12 V, a corrente de projeto seria o dobro, as baterias seriam arranjadas em paralelo para

suprir a capacidade necessária, os módulos fotovoltaicos seriam arranjados todos em paralelo e haveria a necessidade de dois controladores de carga de 40 A em paralelo, causando um incremento nos custos devido ao aumento da bitola dos condutores CC e à necessidade de dois controladores de carga. No dimensionamento do banco de baterias, se a profundidade de descarga fosse determinada em 20%, a vida útil das baterias seria elevada para um período superior a 16 anos, porém, seria necessário equipar o banco com 2 (duas) baterias em série e 3 (três) baterias em paralelo para suprir a carga sem exceder 20% de descarga, totalizando um número de 6 (seis) baterias. No dimensionamento do arranjo fotovoltaico, de acordo com as equações (12) e (13), a temperatura ambiente deve ser inferior a 19 °C para o módulo YL245P-29b obter a tensão de máxima potência necessária para carregar o banco de baterias, reduzindo a quantidade total de módulos para apenas 3 (três).

Conclui-se que um bom projeto fotovoltaico requer um ótimo compromisso entre a demanda esperada de energia e a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos a fim de maximizar à unidade a relação “consumo/disponibilidade de energia”. Outro fator importante é a análise minuciosa dos equipamentos a serem escolhidos, observando sempre o custo e os benefícios trazidos para o projeto em estudo. Os benefícios a serem analisados são a vida útil dos equipamentos, a quantidade de energia gerada através dos módulos fotovoltaicos, a quantidade de energia armazenada nas baterias e as características elétricas dos demais equipamentos que devem está de acordo com as normativas vigentes. É importante deixar claro que para um dimensionamento e projeto mais correto, uma análise do local onde deve ser instalado o sistema fotovoltaico, com a finalidade de observar possíveis sombreamentos e realizar medições, são necessárias.

Devido ao alto custo envolvido com a reposição de itens em um curto período de tempo com o sistema de armazenamento de energia, os sistemas fotovoltaicos isolados são economicamente inviáveis para utilização em unidades residenciais em zonas urbanas com acesso a rede de energia elétrica convencional. Com isso, esse tipo de geração de energia é solução viável e atraente para comunidades isoladas e sem acesso a rede de energia elétrica.

Atualmente a geração de energia fotovoltaica está sendo utilizada em unidades residenciais urbanas através do sistema conectado à rede elétrica, excluindo a necessidade do sistema de armazenamento de energia por meio do banco de baterias.

BIBLIOGRAFIA

- ABNT. **NBR 6028 - Informação e documentação - Resumo - Apresentação**. [S.l.]: Associação Brasileira de Normas Técnicas. 2003. p. 2.
- ABNT. **NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. : . 2004. p. 88-111.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 493**. [S.l.]: [s.n.]. 2012.
- BLUE SOL EDUCACIONAL. Energia Solar: Como Funciona? – Tipos de Células Fotovoltaicas. **Blue Sol Energia Solar**, 27 Janeiro 2012. Disponível em: <<http://www.blue-sol.com>>. Acesso em: 16 Outubro 2013.
- CEPEL. **Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres**. Universidade Federal de Pernambuco. Recife, p. 111. 2000.
- CRESESB. Energia Solar - Princípios e Aplicações. **CRESESB - CEPEL**, 2008. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 12 Novembro 2013.
- CRESESB. Potencial Energético Solar - SunData. **CEPEL**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/>>. Acesso em: 31 Outubro 2013.
- ECOEFICIENTES. Tomada Solar de Janela. **Ecoeficientes**, 2013. Disponível em: <<http://www.ecoeficientes.com.br>>. Acesso em: 24 Outubro 2013.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2013 - Ano Base 2012**. EPE. Rio de Janeiro, p. 55. 2013.
- ENERGISA. **NDU 001: Fornecimento em energia secundária até 3 unidades**. [S.l.]: [s.n.]. 2010. p. 42-43.
- GREENPRO. **Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação**. Holanda, Alemanha, Itália, Reino Unido e Portugal (União Europeia): [s.n.], 2004.
- GRUNOW, P.; LUST, S.; AL, D. S. E. **Weak Light Performance and Annual Yields of PV Modules and Systems as a Result of the Basic Parameter Set of Industrial Solar Cells**. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference. [S.l.]: [s.n.]. 2004. p. 2190-2193.
- GTES; CEPEL-CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Edição Especial PRC-PRODEEM, 2004.
- INFOPÉDIA. Radiação Solar. **Infopédia**, 2013. Disponível em: <[http://www.infopedia.pt/\\$radiacao-solar](http://www.infopedia.pt/$radiacao-solar)>. Acesso em: 23 Outubro 2013.
- MESSENGER, R. E. A. Photovoltaics Fundamentals, Technology and Application. In: KREITH, F.; GOSWAMI, D. Y. **Handbook of Energy and Renewable Energy**. Boca Raton: CRC Press, 2007. p. 23-1 a 23-59.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; RÜTHER, S. L. D. A. E. R. **Atlas brasileiro de energia solar**. 1. ed. São José dos Campos: INPE, 2006.
- SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um Sistema Solar Fotovoltaico Autônomo de Suprimento de Energia Usando Técnica MPPT e Controle Digital**. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, p. 222. 2009.

ANEXO A – ROTINA MATLAB[®] PARA SIMULAÇÃO DA CURVA CARACTERÍSTICA DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

```

clc
clear all

%Ajuste da caracteristica I-V
Rs = 0.0159; %resistencia série
Rp = 4.246; %resistencia paralelo
Ms = 1; %número de módulos em série
Mp = 1; %número de módulos em paralelo

%Dados do fabricante do painel
Ns = 36; %células em série no módulo
Voc = 21.96; %tensão de circuito aberto
Voc = Voc/Ns;
Isc = 8.17; %corrente de curto-circuito por célula
a = 4.085e-3; %coeficiente de temperatura de Isc (A/°C)

%Constantes
n = 1.2; %fator de idealidade
k = 1.38e-23; %constante de boltzmann
q = 1.6e-19; %carga do eletron
Eg = 1.1; %bandgap do silicio
Tr = 273+25; %temperatura de referência em Kelvin

%Cálculos
T = 273+47; %temperatura da célula em Kelvin
T2 = 273+45;
T3 = 273+47;
S = 1000; %radiação incidente na célula
Vt = n*k*T/q;
Vpa=0:0.001:50;%matriz de valores de entrada
V = Vpa/Ns/Ms;
Iph = (Isc+a*(T-Tr))*S/1000;
Irr = (Isc-Voc/Rp)/(exp(q*Voc/(n*k*Tr))-1);
Ir = Irr*(T/Tr)^3*exp((q*Eg/(n*k))*(1/Tr-1/T));

%Aplicação do método
cont = 0;
for i=0:0.001:50
    cont = cont+1;
    I(cont) = 0;
    for j=1:50
        I(cont) = I(cont) - (Iph-I(cont) -
        Ir*(exp(((Vpa(cont))/Ns/Ms+I(cont)*Rs)/Vt)-1) -
        ((Vpa(cont))/Ns/Ms+I(cont)*Rs)/Rp)/(-1-
        Ir*(exp(((Vpa(cont))/Ns/Ms+I(cont)*Rs)/Vt)*(Rs/Vt))-Rs/Rp);
    end
end
end

```

```
figure (1)
plot(Vpa,I)
title('Curvas IxV do módulo fotovoltaico S140P da SOLARIS')
xlabel('Tensão (V)')
ylabel('Corrente (A)')
ylim([0 9])
grid
```

```
figure(2)
plot(Vpa,Vpa.*I)
title('Curvas PxV do módulo fotovoltaico S140P da SOLARIS')
xlabel('Tensão (V)')
ylabel('Potência (Wp)')
xlim([0,50])
ylim([0,320])
grid
max(Vpa.*I)
```